

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique Université A
MIRA-BEJAIA



Faculté de Technologie
Départements de Génie Electrique

Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de Master

Filière : Electrotechnique

Option : Réseaux électriques

Thème :

Le dispatching économique : cas du réseau électrique algérien

Présenté par :

Mr. Benahmed Rayane Allaoua & Mr. Bouamara Smail

Encadré par :

Pr. A. BOUZIDI

Dr. S. SADOUKI

Année Universitaire : 2024-2025

Populaire et Démocratique Algérienne République
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Déclaration sur l'honneur

Engagement pour respecter les règles d'authenticité scientifique dans
l'élaboration d'un travail de recherche

Arrêté ministériel n° 1082 du 27 décembre 2020 ()
fixant les règles relatives à la prévention et la lutte contre le plagiat*

Je soussigné,

Nom : Benahmed

Prénom : Rajaae - Al bleuza

Matricule : 58.58.33.000.301

Spécialité et/ou Option : Electrotechnique / Ressources électronique

Département : Chimie électronique

Faculté : Sciences et technologies

Année universitaire : 2024 / 2025

et chargé de préparer un mémoire de (Licence, Master, Autres à préciser) : Master

Intitulé: Le dispatching économique : cas des ressources électronique algérien

déclare sur l'honneur, m'engager à respecter les règles scientifiques, méthodologiques, et les normes de déontologie professionnelle et de l'authenticité académique requises dans l'élaboration du projet de fin de cycle cité ci-dessus.

Fait à Béjaïa le
13/07/2025

Signature de l'intéressé

(*) Lu et approuvé

Populaire et Démocratique Algérienne République
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Déclaration sur l'honneur
Engagement pour respecter les règles d'authenticité scientifique dans
l'élaboration d'un travail de recherche

Arrêté ministériel n° 1082 du 27 décembre 2020 ()*
fixant les règles relatives à la prévention et la lutte contre le plagiat

Je soussigné,

Nom : ... Bouamara

Prénom : ... Smail

Matricule : ... 181833073173

Spécialité et/ou Option : ... Electrotechnique / Réseau électrique

Département : ... Electrotechnique

Faculté : ... Science et Technologie

Année universitaire : ... 2024/2025

et chargé de préparer un mémoire de (Licence, Master, Autres à préciser) : ... Master

Intitulé: ... Le dispatching économique : cas du réseau

... électrique algérien

déclare sur l'honneur, m'engager à respecter les règles scientifiques, méthodologiques, et les normes de déontologie professionnelle et de l'authenticité académique requises dans l'élaboration du projet de fin de cycle cité ci-dessus.

Fait à Béjaïa le
13/09/2025

Signature de l'intéressé

(*) Lu et approuvé

.....Smail.....

Remerciement

Avant tout, nous tenons à remercier ALLAH pour nous avoir donné la force et la patience durant ces années d'étude.

Au terme de ce modeste travail, nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à toutes les personnes qui nous ont aidés à accomplir ce travail.

Nous tenons à remercier :

- ❖ Notre encadrant **Pr. A. Bouzidi.**
- ❖ Nos remerciements s'adressent à tous les membres du jury pour le temps qu'ils nous ont consacrés, leurs remarques et leurs bienveillance tout au long de cette soutenance.

Nous remercions aussi tous nos camarades et amies qui nous ont apporté leurs soutien et de la bonne humeur tout au long de cette formation.

Nous dédions ce modeste travail à

À mes chers parents ma mère et mon
père Pour leur patience, leur amour, leur
soutien et leurs Encouragements.

À nos Sœurs

À nos frères

À nos chers amies

TABLE DES MATIRES

Introduction Générale

Chapitre I : Généralité sur le système électrique

I.1	Introduction.....	2
I.2	Définition.....	2
I.2.1	Structure des réseaux électriques	2
I.2.2	Tension et topologie des réseaux électriques	4
I.2.3	Les niveaux de tension	4
I.2.4	Les topologies de réseau.....	5
I.3	Modélisation des composants du réseau électrique	5
I.3.1	Générateurs.....	5
I.3.2	Modèle de la ligne de transport	5
I.3.3	Charge électrique.....	8
I.3.4	Transformateur de puissance.....	8
I.3.5	Éléments shunt	9
I.3.6	Classification des jeux de barres selon leurs spécifications	10
I.4	Différents types des centrales	11
I.4.1	Les Centrales hydrauliques.....	11
I.4.2	Les centrales thermiques	11
I.4.3	Les Centrales nucléaires	11
I.4.4	Les centrales éoliennes	11
I.4.5	Le solaire photovoltaïque	11
I.4.6	Les centrales géométriques.....	11
I.4.7	Les centrales biomasses.....	11
I.4.8	Les centrales Marémotrice	11
I.5	Intégration des énergies renouvelables au réseau électrique	12
I.6	Conclusion	12
Chapitre II : Généralités sur l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques		
II.1	Introduction.....	14
II.2	Histoire de l'écoulement de puissance.....	14
II.3	Objectifs du calcul de l'écoulement de puissance	14
II.4	Équations d'écoulement de puissance	15
II.4.1	Matrice Admittances	15

II.5	Formulation du problème.....	17
II.5.1	Équation générale de la puissance.....	17
II.5.2	Puissance éoulée dans les lignes.....	17
II.5.3	Puissance éoulée dans les transformateurs régulateurs	18
II.5.4	Calcul des pertes totales dans le réseau	19
II.6	Méthodes numérique de résolution d'un problème d'écoulement de puissance	20
II.6.1	Méthode de Gauss-Seidel	20
II.6.2	Méthode Newton-Raphson.....	22
II.6.3	Algorithme pour la méthode de Newton-Raphson.....	27
II.6.4	Avantages et inconvénients de la méthode Newton-Raphson.....	27
II.7	Conclusion	28

Chapitre III : Dispatching économique

III.1	Introduction	31
III.2	Description de répartition économique de l'électricité	31
III.3	Aperçu sur l'architecteur des réseaux électrique	32
III.4	Stratégie du fonctionnement des centrales électriques	33
III.4.1	Unités de charge de base.....	33
III.4.2	Unités intermédiaires	33
III.4.3	Unités de pointes.....	34
III.4.4	Unité de réserve	34
III.5	Dispatching économique	34
III.5.1	Définition dispatching économique	34
III.5.2	Objectif du dispatching économique	35
III.5.3	Fonction objectif	35
III.5.4	Contraintes	37
III.6	Formulation mathématique du problème dispatching économique	39
III.7	Méthode de résolution du dispatching économique.....	39
III.7.1	Dispatching économique sans pertes	39
III.7.2	Dispatching économique avec pertes.....	41
III.8	Dispatching économique par Algorithmes génétiques (AG)	47
III.8.1	Présentation des algorithmes génétiques	47
III.8.2	Génération aléatoire de la population initiale	47
III.8.3	Fonction de performance	47
III.8.4	Organigramme de l'algorithme génétique	48

III.9	Conclusion	48
Chapitre IV : Simulation et interprétation des résultats		
IV.1	Introduction	53
IV.2	Méthodologie de notre travail	53
IV.3	Caractéristique du réseau IEEE30bus	54
IV.4	Caractéristique du réseau algériens IEEE59bus	54
IV.5	Environnement de Programmation sous Python (Spyder)	55
IV.5.1	Python: Langage de Programmation Scientifique	55
IV.5.2	Spyder (Scientific Python Development Environment)	55
IV.5.3	Principales fonctionnalités de Spyder.....	55
IV.5.4	Avantages de ce choix technologique.....	56
IV.6	Formulation du Problème de Dispatching Économique Multi-Objectifs	56
IV.6.1	Objectifs à minimiser.....	56
IV.6.2	Contraintes à respecter.....	56
IV.6.2.1	Contraintes d'égalité.....	56
IV.7	Spécification de l'optimisation par algorithme génétique (pymoo).....	57
IV.7.1	Fonction d'évaluation	57
IV.7.2	Nombre de variables	57
IV.7.3	Contraintes	57
IV.7.4	Options de l'algorithme génétique.....	58
IV.7.5	Paramètres de l'algorithme génétique dans pymoo	58
IV.7.6	Exécution de l'algorithme génétique	58
IV.7.7	Structure de la classe problème	58
IV.7.8	Résumé.....	58
IV.8	Simulation du dispatching économique par les algorithmes génétique	58
IV.8.1	Simulation avec le réseau électrique IEEE 30 JdB	59
IV.8.2	Simulation avec le réseau électrique IEEE 59 JdB	60
IV.9	Conclusion	62
Conclusion Générale		53
Annexes		64

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Réseau électrique simplifié.....	3
Figure I.2 : différentes étages d'un réseau électrique.....	4
Figure I.3 : Modélisation d'un Générateur de production.....	5
Figure I.4 : Schéma en π d'une ligne de transport	6
Figure I.5 : Modèle d'une ligne courte	6
Figure I.6 : Ligne de longueur moyenne, représentation en Π	7
Figure I.7 : Schéma unifilaire d'une ligne longue	8
Figure I.8 : Représentation de la direction de puissance consommé ou délivré par la charge	8
Figure I.9 : Modèle de transformateur de puissance	9
Figure I.10 : Modèle des éléments shunts.	9
Figure I.11 : Réseau électrique avec trois nœuds.	10
Figure II.1 : Schéma équivalent d'une ligne en Π	16
Figure II.2 : Circuit équivalent d'une ligne entre les accès i et j.....	18
Figure II.3 : Transformateur à gradin.	18
Figure II.4 : Schéma équivalent en π d'un transformateur à Gradin.	19
Figure II.5 : Représentation géométrique de la méthode de N-R	22
Figure III.1 : Aspect de la planification de la puissance active.....	32
Figure III.2 : Stratégie de fonctionnement des centrales suivant la demande de puissance électrique.....	33
Figure III.3 : Catégories de classification du dispatching économique.	35
Figure III.4 : Modèle du système électrique utilisé dans le dispatching économique.....	35
Figure III.5 : Caractéristique du coût de production d'un générateur thermique.....	36
Figure III.6 : Courbe de l'accroissement du coût de combustible.....	36
Figure III.7 : Rejets d'une centrale au charbon en une seule journée.	37
Figure III.8 : La méthode graphique de résolution de l'D.E sans pertes.	41
Figure III.9 : L'organigramme de l'algorithme génétique.	48
Figure IV.1 : Structure de la méthodologie de calcul du DE.	53
Figure IV.2 : Schéma unifilaire du Réseau électrique IEEE 30 JdB	54
Figure IV.3 : Schéma unifilaire du Réseau électrique à 59 JdB	55
Figure IV.4 : Illustration du cout total (\$/hr) (30JdB) avec et sans pertes selon α	60
Figure IV.5 : Illustration du cout total (\$/hr) (59JdB) avec et sans pertes selon α	62

LISTE DES TABLEAU

Tableau I.1 : classification et la numérotation des jeux de barres.....	11
Tableau IV.1 : Résultats du réseau IEEE 30 JdB sans pertes.....	59
Tableau IV.2 : Résultats du réseau IEEE 30 JdB avec pertes	59
Tableau IV.3 : Résultats du réseau algérien 59 JdB sans pertes	61
Tableau IV.4 : Résultats du réseau algérien 59 JdB avec pertes	61

LISTE DES SYMBOLES

Chapitre I

Symbol	Définition
THT	Très Haute Tension (225–400 kV)
HT	Haute Tension (63–150 kV)
HTA	Haute Tension A (15–36 kV)
BT	Basse Tension (< 1 kV)
Schéma π	Modèle équivalent d'une ligne de transport incluant impédance série et admittance shunt.
I_{ij}	Courant dans la ligne entre les nœuds i et j (A)
Z	Impédance série par phase (Ω)
Y	Admittance shunt par phase (S)
V_i, V_j	Tensions aux nœuds i et j (V)
Δx	Longueur élémentaire de ligne dans le modèle distribué (km).
$ V $	Module de la tension (V)
\angle	Angle de la tension (rad)
P	Puissance active (W)
Q	Puissance réactive (VAR)
JdB	Jeu de barre
(PV)	Accès générateur
(PQ)	Nœud avec P et Q spécifiés; $ V $ et δ déterminés.
AVR	Régulateur automatique de tension

Chapitre II

Symbol	Définition
S_i	Puissance complexe apparente injectée au nœud i (VA)
P_i	Puissance active injectée ou consommée au nœud i (W)
Q_i	Puissance réactive injectée ou consommée au nœud i (VAR)
V_i	Tension complexe au nœud i (module \angle angle) (V)
$ V_i $	Module de la tension au nœud i (V)
φ_i	Angle de la tension au nœud i (rad)
I_i	Courant injecté au nœud i (A)
I_{ij}	Courant circulant de i à j dans la ligne (A)
S_{ij}	Puissance apparente dans la branche i–j (VA)
Y_{bus}	Matrice d'admittance nodale ([Y])
Y_{ij}	Admittance de la branche reliant i et j (S)
G_{ij}	Partie réelle de Y_{ij} (S)
B_{ij}	Partie imaginaire de Y_{ij} (S)
J	Matrice Jacobienne pour Newton-Raphson ($[\partial P, \partial Q]/[\partial \varphi, \partial V]$)
$J1, J2, J3, J4$	Sous-matrices du Jacobien correspondant aux dérivées partielles
ΔP_i	Variation de la puissance active au nœud i

ΔQ_i	Variation de la puissance réactive au nœud i
$\Delta \varphi$	Vecteur des variations d'angles de tension aux nœuds
$\Delta/V/$	Vecteur des variations des modules de tension aux nœuds
ε	Tolérance de convergence des méthodes itératives
k^{max}	Nombre maximal d'itérations autorisées
A	Facteur d'accélération pour la méthode de Gauss-Seidel
PQ Bus	Bus de charge (P et Q spécifiés)
PV Bus	Bus générateur (P et V spécifiés)
Bus réf.	Bus de référence (slack bus) avec V et φ fixés
P_{lossij}	Puissance active perdue dans la branche i-j (W)
Q_{lossij}	Puissance réactive perdue dans la branche i-j (VAR)
S_{loss}	Puissance apparente totale perdue dans le réseau (VA)
GS	Méthode de Gauss-Seidel
NR	Méthode de Newton-Raphson

Chapitre III

Symbol / Acronyme	Définition
DE	Dispatching économique
OD	Optimal Dispatch : outil de dispatch à court terme
P_{gi}	Puissance active générée par la centrale i (MW)
$C_i(P_{gi})$	Fonction coût de la centrale i (en \$/h)
a_i, b_i, c_i	Coefficients de la fonction coût de la centrale i
N_g	Nombre total de générateurs
Λ	Coût incrémental commun (Lagrange multiplier)
λ_i	Coût marginal du générateur i (\$/MWh)
$E_i(P_{gi})$	Fonction d'émission de la centrale i (tonnes/h)
$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, d_i, e_i$	Coefficients de la fonction d'émission pour i
H_i	Facteur d'hybridation coût-émission
$f_t(P_{gi})$	Fonction objective totale (coût + émission)
P_d	Demande totale de puissance (MW)
P_l	Pertes de transmission totales (MW)
B_{ij}, B_{0i}, B_{00}	Coefficients de pertes actives (Kron)
F_{Pi}	Facteur de pénalité du générateur i
$\sum P_{gi} = P_d (+ P_l)$	Contrainte d'équilibre production-demande
$P_{gi}^{\min}, P_{gi}^{\max}$	Limites minimale et maximale de P_{gi}
$Q_{gi}^{\min}, Q_{gi}^{\max}$	Limites de la puissance réactive générée
$V_{ik}^{\min}, V_{ik}^{\max}$	Limites de tension aux jeux de barres
$I_{ik}^{\min}, I_{ik}^{\max}$	Limites du courant de branche
GS	Méthode de Gauss-Seidel (load flow)
NR	Méthode Newton-Raphson (load flow)

Introduction Générale

Introduction générale

L'électricité constitue un pilier essentiel du développement économique et social, tant au niveau mondial que national. L'ensemble des réseaux électriques modernes doivent assurer, de manière continue et fiable, l'acheminement de l'énergie depuis les unités de production jusqu'aux utilisateurs finaux, tout en répondant à des exigences croissantes de stabilité, d'efficacité et de durabilité. Dans un tel contexte, l'optimisation du fonctionnement des réseaux devient un enjeu stratégique [1].

En Algérie, le système électrique connaît un essor important, avec une demande énergétique en constante augmentation, notamment en raison de la croissance démographique, de l'industrialisation et de l'extension des zones rurales électrifiées. Parallèlement, le pays ambitionne de diversifier ses sources de production à travers l'intégration des énergies renouvelables, ce qui complexifie davantage la gestion des réseaux. Toutefois, la structure actuelle des réseaux électriques algériens reste confrontée à plusieurs défis, notamment en matière d'écoulement optimal de puissance, de minimisation des pertes et de répartition économique de la production [2].

C'est dans ce cadre que s'inscrit notre problématique : comment réaliser l'écoulement de puissance économique (Dispatching économique) dans un réseau électrique complexe, tout en tenant compte des contraintes techniques, économiques et environnementales. Pour y répondre, nous avons proposé une approche de résolution du problème de dispatching économique en nous appuyant sur la méthode des algorithmes génétiques et sur l'utilisation du langage Python, dans un environnement de développement scientifique adapté (Spyder). Cette solution combine les avantages des méthodes d'intelligence artificielle avec la souplesse d'un langage open-source puissant et largement utilisé dans la recherche et l'industrie [3].

Pour atteindre cet objectif, nous avons développé un outil de simulation complet. Celui-ci intègre un fichier de données décrivant les lignes et les jeux de barres du réseau, le calcul de la matrice d'admittance, le calcul du jacobien, ainsi que l'écoulement de puissance à l'aide des méthodes de Gauss-Seidel (GS) et de Newton-Raphson (NR). L'outil inclut également un module d'optimisation basé sur les algorithmes génétiques (AG) [4].

Ce programme a été appliqué aux réseaux IEEE 30 et 59 nœuds algérien pour valider son efficacité. Le présent mémoire se structure en quatre chapitres principaux.

Le Chapitre I présente les généralités sur le système électrique, ses composantes essentielles comme les générateurs, lignes, transformateurs et charges, et l'intégration des énergies renouvelables. Ce socle théorique est indispensable pour comprendre les interactions physiques et techniques au sein du réseau.

Le Chapitre II traite des notions fondamentales relatives à l'écoulement de puissance. Il y est exposé la formulation mathématique du problème, ainsi que les principales méthodes numériques de résolution, notamment la méthode de Gauss-Seidel et la méthode de Newton-Raphson.

Le Chapitre III est consacré au dispatching économique, qui vise à minimiser le coût de production d'énergie en répartissant judicieusement la charge entre les différentes unités génératrices. Il détaille les fonctions objectifs, les contraintes à respecter et les différentes approches de résolution, avec un accent particulier sur l'implémentation par algorithmes génétiques.

Le Chapitre IV expose les résultats de simulation obtenus via l'environnement Python, sur des réseaux standards IEEE 30 et 59 nœuds. Il détaille la méthodologie utilisée, la modélisation du problème sous forme multi-objective, l'utilisation de la bibliothèque Pymoo, et l'analyse comparative des performances obtenues

À travers cette étude, nous montrons que les techniques d'optimisation inspirées de la nature, combinées aux outils numériques modernes comme Python, offrent des solutions efficaces, robustes et évolutives pour améliorer la gestion des réseaux électriques.

Chapitre I : Généralité sur le système électrique.

I.1 Introduction

Les réseaux électriques constituent l'ossature de tout système de production, de transport et de distribution d'énergie. Ils permettent d'acheminer l'électricité depuis les unités de production jusqu'aux utilisateurs finaux, tout en assurant la stabilité, la fiabilité et la qualité de l'alimentation. Le développement des réseaux électriques a suivi l'évolution des besoins énergétiques et technologiques, en intégrant progressivement des solutions plus intelligentes, flexibles et durables.

Dans ce chapitre, nous abordons les caractéristiques fondamentales des réseaux électriques, leur structure (production, transport, distribution), ainsi que les principaux défis techniques liés à leur exploitation. Une attention particulière sera portée sur l'équilibre entre la production et la consommation, la gestion des flux de puissance, et les contraintes techniques imposées par la sécurité et la qualité de service. Enfin, ce chapitre servira de base à la compréhension des problématiques d'optimisation, telles que le dispatching économique et l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau [5].

I.2 Définition

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures reliant la production à la consommation d'électricité. Il comprend des lignes à différentes tensions, des postes électriques et des transformateurs, assurant la distribution et l'adaptation de la tension. Il permet aussi de gérer en temps réel l'équilibre entre production, transport et consommation pour garantir la stabilité du système [6].

I.2.1 Structure des réseaux électriques

L'exploitation d'un système électrique repose sur une organisation hiérarchique et fonctionnelle des réseaux. Ces réseaux sont classés en quatre grandes catégories selon leur rôle dans le processus global de fourniture et de consommation d'électricité : la production, le transport, la distribution et la consommation. Cette classification permet une meilleure compréhension du fonctionnement technique et économique du système électrique, ainsi qu'une répartition claire des responsabilités entre les différents acteurs, comme illustrer dans la (figure I.1).

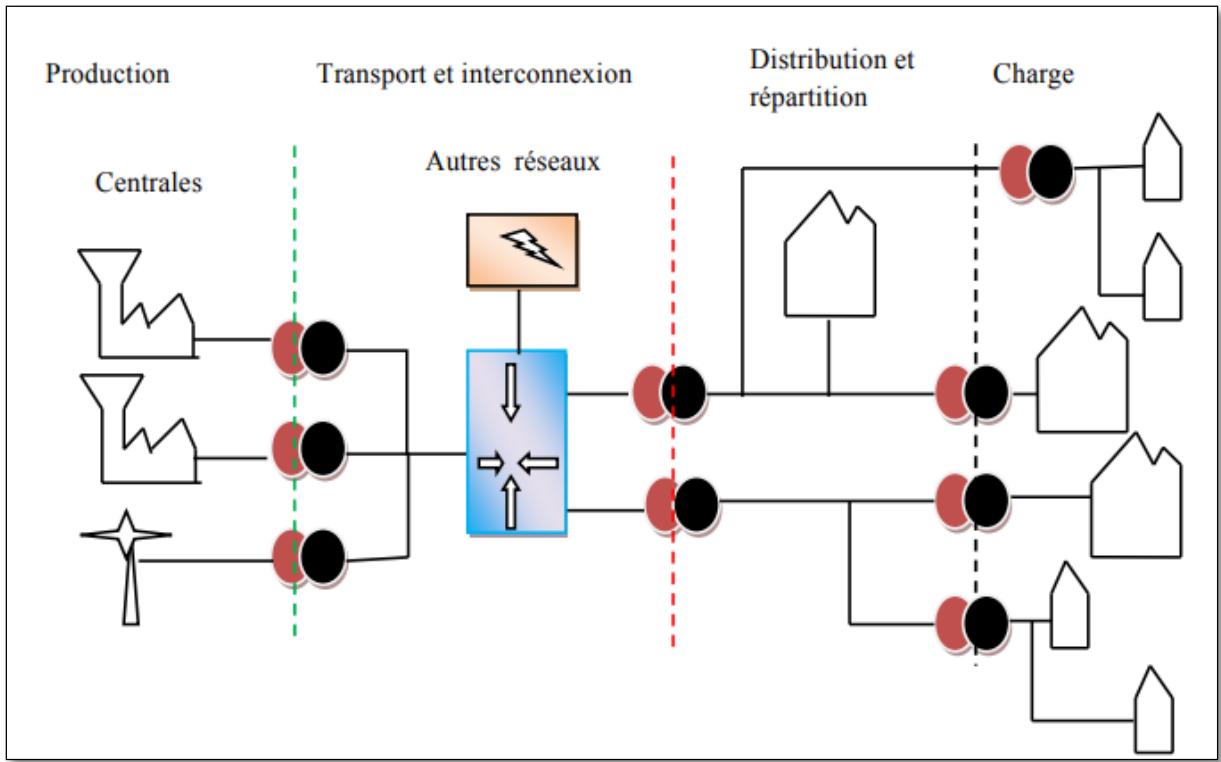


Figure I.1 : Réseau électrique simplifié

I.2.1.1 Réseau de production

Le réseau de production est le point de départ du système électrique, regroupant les centrales utilisant diverses sources d'énergie (thermique, nucléaire, hydraulique, renouvelable). Les générateurs y sont raccordés à haute tension pour réduire les pertes lors du transport.

I.2.1.2 Réseau de transport

Le réseau de transport achemine l'électricité des sites de production vers les zones de consommation éloignées, via des lignes à haute et très haute tension (63 kV à 400 kV). Il est géré par des opérateurs spécialisés et utilise des postes de transformation pour ajuster la tension.

I.2.1.3 Réseau de distribution

Le réseau de distribution assure l'acheminement de l'électricité depuis le réseau de transport vers les consommateurs finaux. Il comprend des lignes moyennes tension (MT) et basse tension (BT), et dessert de nombreux points de livraison. Ce réseau est généralement géré par des opérateurs nationaux ou locaux.

I.2.1.4 Consommation (charge)

La consommation d'électricité correspond à l'étape finale de la chaîne énergétique et englobe les usages dans les secteurs résidentiel, tertiaire, industriel et agricole. Elle dépend de divers facteurs comme la saison, l'heure, la situation économique et les habitudes des consommateurs.

Voici une illustration détaillée des différentes étapes de fonctionnement d'un réseau électrique :

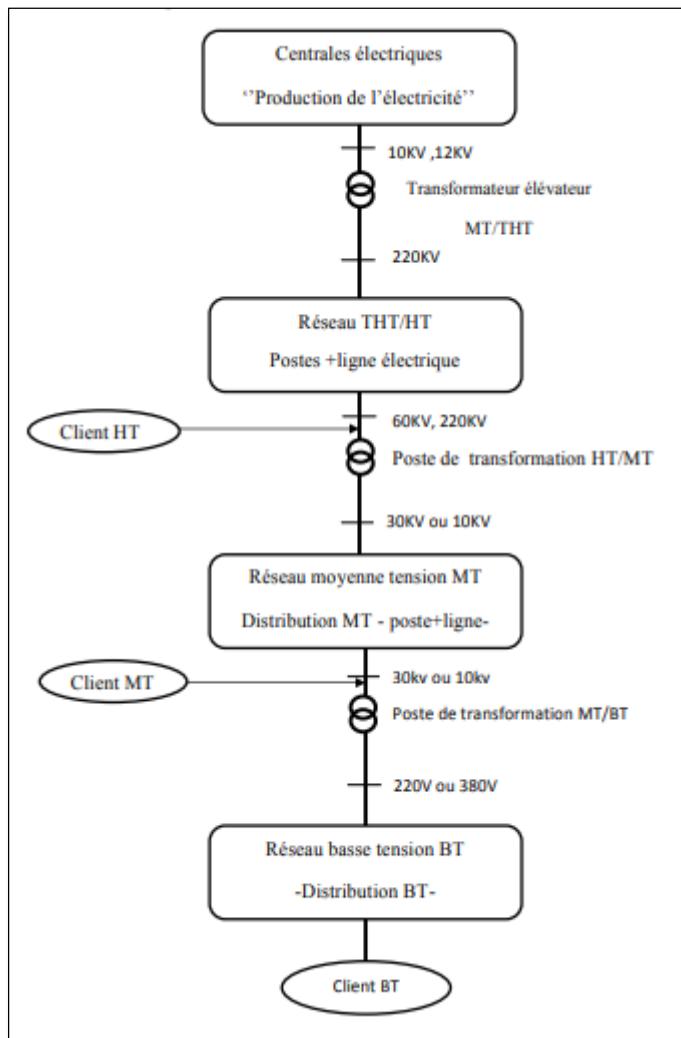


Figure I.2 : différentes étages d'un réseau électrique [7]

I.2.2 Tension et topologie des réseaux électriques

L'organisation d'un réseau électrique s'appuie principalement sur deux éléments clés, les niveaux de tension mis en œuvre et la topologie choisie. Ces deux paramètres déterminent la manière dont l'énergie est transportée efficacement des sites de production jusqu'aux utilisateurs finaux.

I.2.3 Niveaux de tension

Les réseaux électriques sont hiérarchisés en plusieurs niveaux de tension selon leur fonction dans la chaîne d'acheminement de l'énergie :

- **Très haute tension (THT)** : utilisée dans les réseaux de transport (généralement de 225 kV à 400 kV, voire plus), elle permet de transférer l'électricité sur de longues distances avec un minimum de pertes.
- **Haute tension (HT)** : également utilisée pour le transport régional ou l'interconnexion, entre 63 kV et 150 kV.
- **Haute tension A (HTA)** : niveau intermédiaire, souvent entre 15 kV et 36 kV, utilisé dans les réseaux de distribution primaire.
- **Basse tension (BT)** : tension inférieure à 1 kV (230 V monophasé / 400 V triphasé), elle est utilisée pour la distribution finale vers les particuliers et petits consommateurs.

I.2.4 Les topologies de réseau

La topologie d'un réseau correspond à la façon dont les lignes électriques sont reliées entre elles. Elle influence directement la fiabilité, la sécurité et la souplesse du fonctionnement du système électrique.

➤ Réseau radial

Le réseau radial est une structure en forme d'arbre, dans laquelle chaque point de consommation est relié à une seule source d'alimentation. Ce type de topologie est principalement utilisé pour les réseaux de distribution en basse tension (BT) et moyenne tension (MT). Il présente l'avantage d'un coût réduit, mais il offre peu de redondance : en cas de coupure sur une ligne, toute la partie alimentée par cette branche est affectée.

➤ Réseau maillé (interconnecté)

Le réseau maillé est une structure plus complexe, dans laquelle chaque point de consommation peut être alimenté par plusieurs sources. Ce type de topologie est typique des réseaux de transport à haute et très haute tension (HT/THT). Il offre une meilleure fiabilité et sécurité grâce à la redondance des chemins, permettant de maintenir l'alimentation même en cas de défaillance d'une ligne. Cependant, sa complexité rend le contrôle et la maintenance plus difficiles.

I.3 Modélisation des composants du réseau électrique

Les éléments impliqués dans le problème de répartition des charges sont ceux qui sont soumis à des tensions élevées et à des courants importants. Il s'agit notamment des générateurs de puissance, tels que les machines synchrones, qui produisent l'énergie électrique injectée dans le réseau. On trouve également les charges électriques, qui représentent l'ensemble des équipements et installations consommant l'électricité, les lignes de transport, les transformateurs de puissance et les compensateurs statiques.

I.3.1 Générateurs

Le générateur est généralement considéré comme l'élément central du réseau électrique, car il est responsable de la production de l'énergie nécessaire pour répondre à la demande des consommateurs. Dans le cadre de l'analyse de l'écoulement de puissance, les générateurs sont représentés de manière simplifiée en tant que sources injectant de la puissance active (P_{Gi}) et de la puissance réactive (Q_{Gi}) dans le réseau.

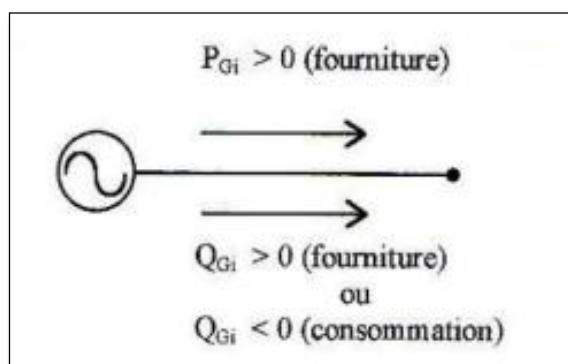


Figure I.3 : Modélisation d'un générateur de production

I.3.2 Modèle de la ligne de transport

Les lignes de transmission, qui permettent le transport de l'énergie électrique entre deux nœuds du réseau (généralement notés i et j), jouent un rôle essentiel dans l'analyse de l'écoulement de puissance.

Elles sont souvent modélisées à l'aide d'un schéma équivalent monophasé de type π (pi), qui permet de représenter de façon simplifiée les caractéristiques électriques de la ligne, notamment l'impédance série et les admittances réparties aux extrémités.

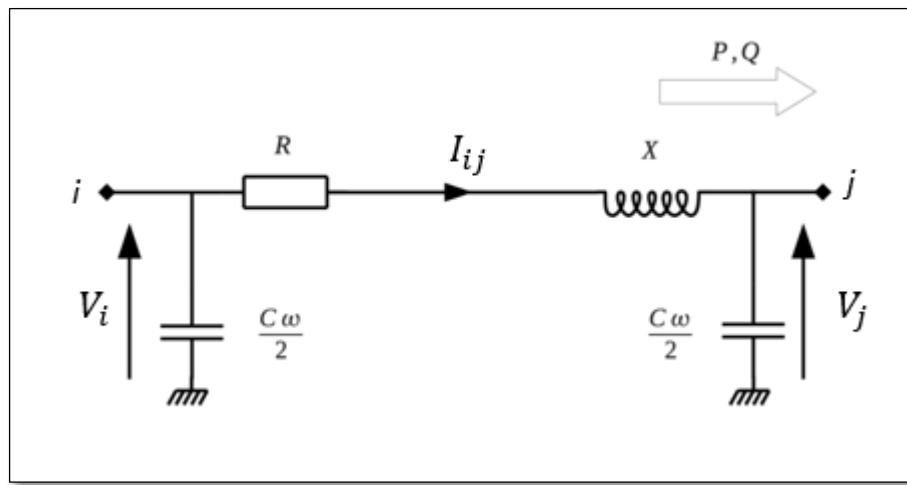


Figure I.4 : Schéma en π d'une ligne de transport

Ce modèle est caractérisé par les deux paramètres suivant :

- I_{ij} : Le courant qui parcourt la ligne ij .
- Z : C'est l'impédance série par phase.
- Y : L'admittance shunt par phase.
- V_i, V_j : Les tensions d'entrée et de sortie.

Toutefois, le choix du modèle dépend également de la longueur de la ligne. Ainsi, une ligne électrique peut être représentée de trois manières différentes : modèle de ligne courte, moyenne ou longue, chacun tenant compte du comportement électromagnétique spécifique à sa catégorie.

I.3.2.1 Ligne de transmission courte (L<80Km)

Il est possible d'omettre la capacité de la ligne si celle-ci ne dépasse pas 80 kilomètres ou si le niveau de tension reste inférieur à 66 kV, par conséquent, les courants de dérivation peuvent être négligés. Il découle donc que l'intensité du courant peut être perçue comme stable le long de la ligne et spécifiquement identique à celle du générateur et du récepteur. Le modèle de la ligne courte par phase est illustré sur la figure ci-dessous [8] :

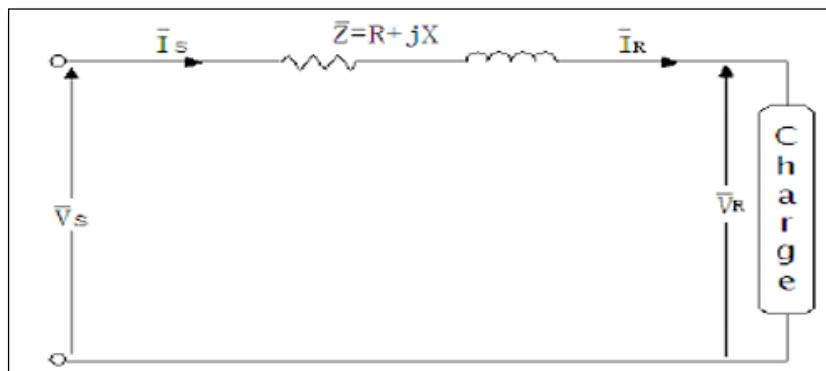


Figure I.5 : Modèle d'une ligne courte

Le rapport entre les courants et les tensions de chaque extrémité de la ligne (entre la source et la charge) peut être écrit comme suit :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \bar{Z} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_R \\ \bar{I}_L \end{bmatrix} \quad (I.1)$$

$$\bar{V}_S = \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_R \quad (I.2)$$

$$\bar{I}_S = \bar{I}_R \quad (I.3)$$

I.3.2.2 Ligne de transmission moyenne (80Km < L < 240Km)

Les lignes dont la longueur est comprise entre 80 km et 250 km sont appelées lignes moyennes. À cette distance, le courant capacitif devient significatif, et il faut donc tenir compte de la capacité shunt. On considère généralement que la moitié de cette capacité est répartie à chaque extrémité de la ligne. Ce modèle, appelé modèle nominal en π (pi), est utilisé lorsque le courant capacitif représente entre 3 % et 10 % du courant total [9].

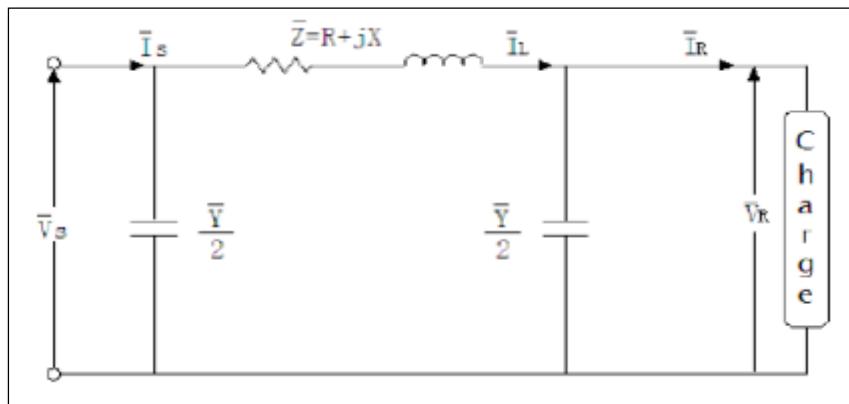


Figure I.6 : Ligne de longueur moyenne, représentation en Π .

A partir de la figure I.6, on écrit :

Le courant dans l'impédance série est désigné par :

$$\bar{I}_L = \bar{I}_R + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_R \quad (I.4)$$

La tension à la source est :

$$\bar{V}_S = \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_L \quad (I.5)$$

I.3.2.3 Ligne transmission longue (L > 240Km)

Pour les lignes de courte et moyenne longueur, les modèles utilisés reposent sur l'hypothèse que les paramètres électriques de la ligne (résistance, inductance, capacité) sont constants et précisément connus. En revanche, lorsque la longueur de la ligne dépasse 250 km, cette hypothèse devient insuffisante. Pour obtenir des résultats plus précis, il est nécessaire de considérer que les paramètres sont répartis de manière uniforme le long de la ligne. Dans ce cas, les tensions et courants ne sont plus constants : ils varient d'un point à un autre. La figure ci-dessous présente un schéma unifilaire en π d'une ligne longue, modélisée par unité de longueur [9].

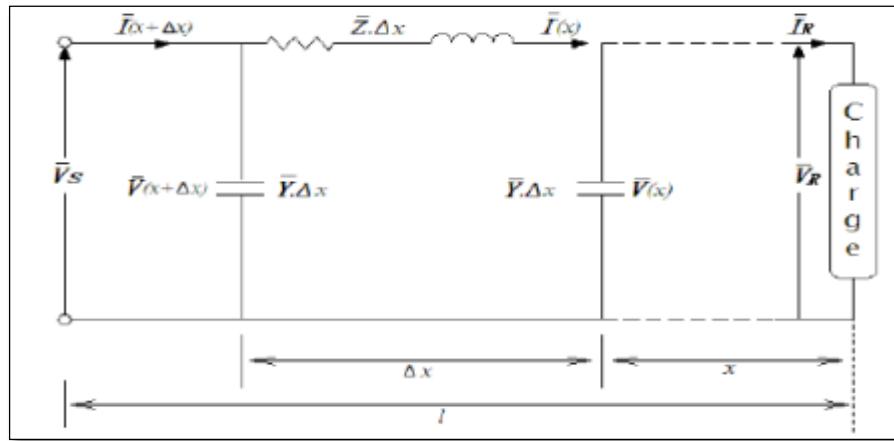


Figure I.7 : Schéma unifilaire d'une ligne longue

On peut écrire pour la tension :

$$\bar{V}(x + \Delta x) = \bar{Z} \cdot \Delta x \cdot \bar{I}(x) + \bar{V}(x) \quad (I.6)$$

$$\frac{\bar{V}(x + \Delta x) - \bar{V}(x)}{\Delta x} = \bar{Z} \cdot \bar{I}(x) \quad (I.7)$$

Pour le courant :

$$\bar{I}(x + \Delta x) = \bar{I}(x) + \bar{Y} \cdot \Delta x \cdot \bar{V}(x + \Delta x) \quad (I.8)$$

$$\frac{\bar{I}(x + \Delta x) - \bar{I}(x)}{\Delta x} = \bar{Y} \cdot \bar{V}(x + \Delta x) \quad (I.9)$$

I.3.3 Charge électrique

Une charge électrique est généralement modélisée par une consommation de puissance active P_{ci} et une consommation ou fourniture de puissance réactive Q_{ci} . La puissance réactive peut être positive ou négative, selon que la charge est de type inductif (elle consomme de la puissance réactive) ou capacitif (elle en fournit). Ce type de modélisation permet de représenter aussi bien les charges directement connectées au réseau de transport (cas rare), que les points de connexion au réseau de distribution ou de répartition, ainsi que certains dispositifs de compensation utilisés pour ajuster la puissance réactive dans le réseau [9].

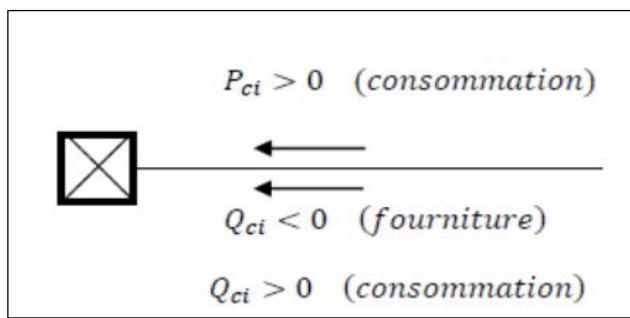


Figure I.8 : Représentation de la direction de puissance consommé ou délivré par la charge [10].

I.3.4 Transformateur de puissance

Il existe deux types de transformateurs généralement pris en compte dans la modélisation des réseaux électriques :

- le transformateur régulateur de tension à changeur de prises en charge,
- et le transformateur déphaseur.

Dans les études de réseaux, les variations du rapport de transformation ainsi que les décalages angulaires introduits par ces transformateurs sont modélisés par des modifications apportées à la matrice d'admittance du système. La figure ci-dessous illustre le schéma unifilaire équivalent d'un transformateur triphasé symétrique pouvant jouer à la fois le rôle de régulateur de tension et de déphasageur [11].

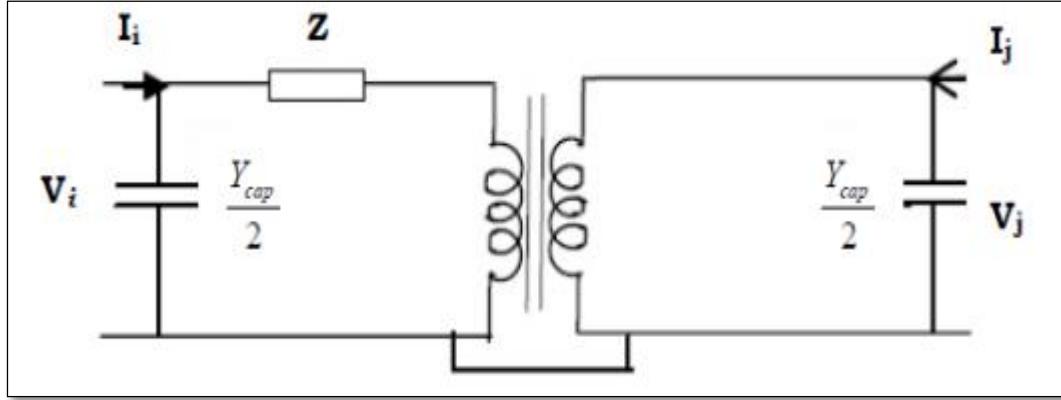


Figure I.9 : Modèle de transformateur de puissance [12].

Z : représente les pertes par effet Joule et les inductances de fuite de transformateur ramenées au secondaire.

La modélisation retenue suppose que les pertes sont séparées en deux parties :

- La partie primaire.
- La partie secondaire.

I.3.5 Éléments shunt

Dans la majorité des cas, les éléments shunt sont utilisés pour compenser l'énergie réactive et ajuster la tension dans le réseau. Il s'agit notamment des moteurs synchrones, des batteries de condensateurs, des inductances fixes ainsi que des compensateurs statiques (SVC). La modélisation de ces dispositifs peut se faire soit à l'aide d'une admittance équivalente, soit par une injection directe de puissance réactive.

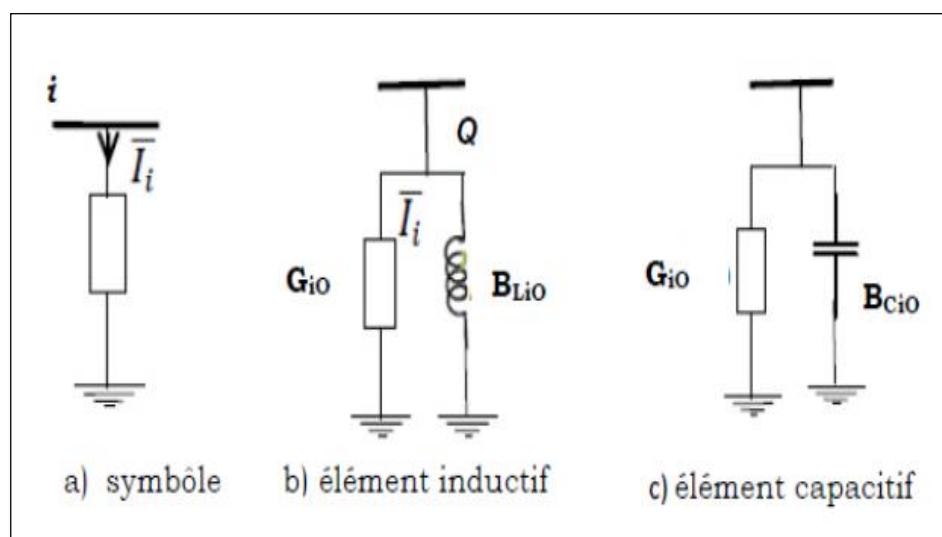


Figure I.10 : Modèle des éléments shunts [12].

I.3.6 Classification des jeux de barres selon leurs spécifications

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

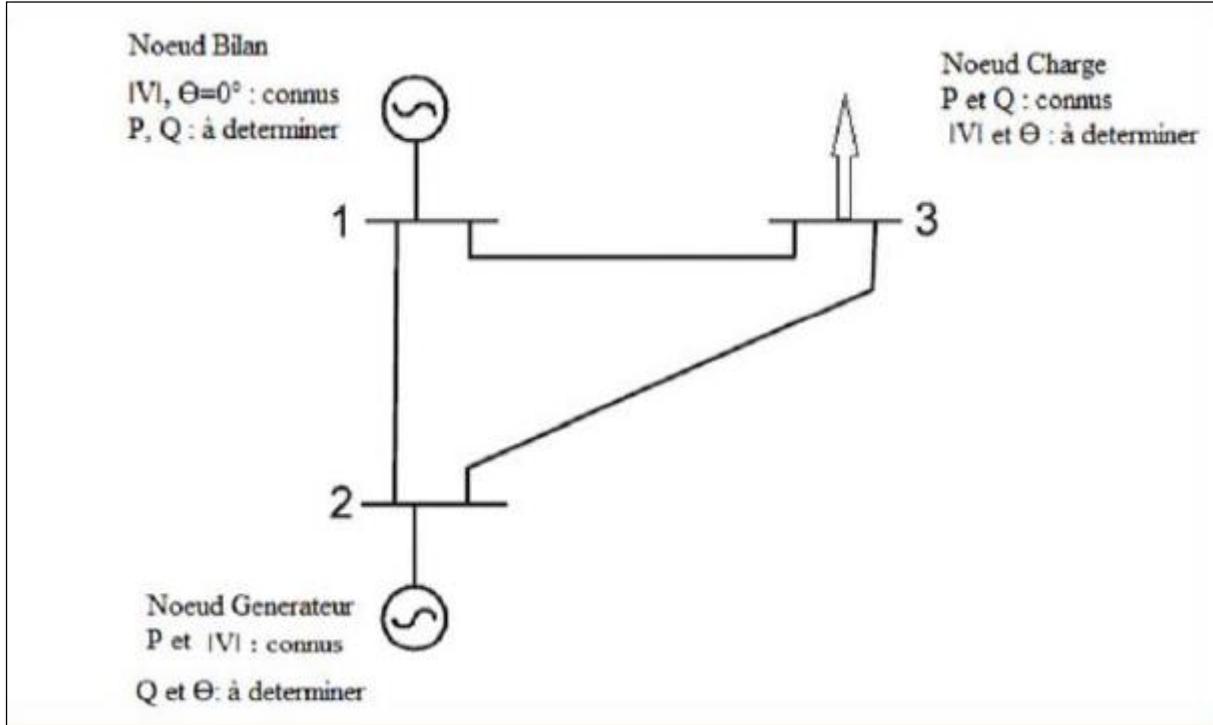


Figure I.11 : Réseau électrique avec trois nœuds.

I.3.6.1 Jeu de barres de référence (accès bilan)

Il s'agit d'un jeu de barres relié à une source de tension supposée constante, sans angle de phase, et utilisée comme référence dans les calculs. Les puissances active et réactive associées doivent être déterminées à partir du calcul de puissance, afin de répondre aux exigences imposées à ce jeu de barres de contrôle.

I.3.6.2 Jeu de barres générateur à tension contrôlée accès Piv

Ce jeu de barres est relié à un générateur qui fournit une puissance active P_i sous une amplitude constante $|V_i|$, maintenue grâce à un régulateur automatique de tension (AVR). Ainsi, P_i et $|V_i|$ sont des données spécifiées, tandis que la puissance réactive Q_i et l'angle de phase δ_i doivent être déterminés.

I.3.6.3 Jeu de barres de charge

Il s'agit des jeux de barres correspondant à la demande des clients. Pour ce type de nœuds, les puissances active et réactive sont connues, tandis que l'amplitude et l'angle de la tension doivent être calculés. Il est à noter que, dans un réseau électrique, les jeux de barres de charge représentent environ 80 à 90 % de l'ensemble des jeux de barres.

En résumé, On va observer la classification et la numérotation des jeux de barres dans le tableau suivant :

Tableau I.1 : classification et la numérotation des jeux de barres [8].

Jeux de barres	Variables spécifiés	Variables à calculé	Numérotation des jeux de barres
Jeu de barre de référence (bilan)	Le module de tension et l'argument ($ V $ et δ)	La puissance active et réactive (P et Q)	Généralement numérotée (1 ou 0)
Jeu de barre contrôle (PV)	puissance active et le module de tension (P et $ V $)	La puissance réactive et la module de tension (Q et δ)	Généralement numérotée (2, ..., k)
Jeu de barre de charge (PQ)	La puissance active et réactive (P et Q)	Le module de tension et l'argument ($ V $ et δ)	Généralement numérotée (K, ..., n)

I.4 Différents types des centrales

Les centrales représentées sont de différents types : thermiques classiques, nucléaires, hydrauliques, à biomasse, géothermiques, solaires, marémotrices et éoliennes.

I.4.1 Les Centrales hydrauliques

Les centrales hydroélectriques transforment le mouvement de l'eau en électricité.

I.4.2 Les centrales thermiques

Les centrales thermiques produisent de l'électricité en utilisant la chaleur dégagée par la combustion du charbon, du mazout ou du gaz naturel.

--REF : électrotechnique Théodore wildi avec collaboration de Gilbert Sybille (ingénieur, institut de recherche d'Hydro-Québec) 3e édition

I.4.3 Les Centrales nucléaires

L'énergie électrique d'origine nucléaire est produite par la chaleur dégagée lors de la fission du combustible nucléaire, qui remplace la chaudière des centrales thermiques classiques.

I.4.4 Les centrales éoliennes

L'énergie du vent fait tourner les pales, ce qui entraîne un moteur couplé à une génératrice qui transforme l'énergie mécanique en électricité.

I.4.5 Le solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque permet de convertir la lumière du soleil en électricité.

I.4.6 Les centrales géométriques

La géothermie utilise la chaleur provenant du noyau terrestre. Elle consiste à injecter de l'eau froide sous pression en profondeur, ce qui provoque la fracturation des roches.

I.4.7 Les centrales biomasses

Une centrale biomasse produit de l'électricité en brûlant des matières végétales ou animales. La chaleur dégagée de la vapeur d'eau qui fait tourner une turbine reliée à un alternateur.

I.4.8 Les centrales Marémotrice

Une centrale marémotrice ne fonctionne que pendant la montée ou la descente des marées, soit quelques heures par jour. Ses turbines, réversibles, tournent dans les deux sens selon le mouvement de l'eau.

I.5 Intégration des énergies renouvelables au réseau électrique

L'intégration des énergies renouvelables au réseau électrique constitue un enjeu majeur de la transition énergétique. Ces sources, telles que l'énergie solaire, éolienne, hydraulique, biomasse ou géothermique, offrent des alternatives durables aux énergies fossiles en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et en diversifiant les modes de production. Toutefois, leur intégration dans les réseaux électriques existants pose plusieurs défis techniques et organisationnels. En effet, la production renouvelable est souvent variable, intermittente et dépendante des conditions climatiques, ce qui complique l'équilibre permanent entre l'offre et la demande d'électricité. Pour y répondre, il est nécessaire d'adapter les infrastructures du réseau, de développer des systèmes de stockage d'énergie performants, et de mettre en place des outils de gestion intelligente comme les réseaux électriques intelligents (smart grids). L'intégration réussie des énergies renouvelables passe également par une planification rigoureuse, une modernisation des équipements et une régulation adaptée pour garantir la stabilité, la fiabilité et la qualité de l'alimentation électrique.

I.6 Conclusion

L'optimisation du réseau électrique constitue un enjeu majeur pour garantir un fonctionnement efficace, fiable et économiquement viable du système de distribution et de transport de l'énergie. Les contraintes techniques croissantes, telles que la gestion des charges, les pertes en ligne, et la stabilité du réseau, nécessitent le recours à des méthodes d'optimisation performantes. Ces approches permettent d'améliorer la planification, la répartition de la puissance, et la commande des équipements, tout en assurant une qualité de service optimale.

La modernisation des outils de calcul, l'intégration de l'intelligence algorithmique et la flexibilité du réseau sont autant de leviers essentiels pour répondre aux exigences d'un réseau électrique de plus en plus complexe. À terme, une optimisation efficace contribue à renforcer la résilience du système, à réduire les coûts d'exploitation et à assurer un approvisionnement fiable pour l'ensemble des utilisateurs.

Chapitre II : Généralités sur l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques

II.1 Introduction

L'analyse de l'écoulement de puissance (load flow ou power flow) ou distribution des charges permet d'obtenir les valeurs des paramètres d'un réseau électrique en conditions normales et anormales, dans le but de garantir une opération efficace, c'est-à-dire conforme aux standards techniques. Ces valeurs correspondent aux tensions aux points de connexion, aux puissances ajoutées à ces mêmes points et à celles qui sont acheminées à travers les lignes. On peut en déduire les pertes et les courants. Les analyses de flux de puissance facilitent la planification de l'élaboration et l'expansion des réseaux électriques, ainsi que leur gestion et supervision [10].

Plusieurs problèmes peuvent perturber le bon fonctionnement d'un système électrique. L'un des principaux objectifs est justement de maintenir le réseau dans un état stable et normal. Parmi ces problèmes, on retrouve celui de l'écoulement de puissance.

L'analyse de l'écoulement de puissance permet de déterminer différentes grandeurs électriques du réseau lorsqu'il fonctionne en régime permanent et de façon équilibrée. Elle permet notamment de connaître les tensions aux différents nœuds, les puissances injectées et celles qui circulent dans les lignes. À partir de ces données, on peut aussi calculer les pertes d'énergie et les courants dans tous les éléments réseau.

Nous consacrons ce chapitre à un rappel sur l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques par les méthodes numériques, pour commencer, nous introduirons la description du système électrique, la modalisation de ces différents éléments et la classification des JdB. Par suite, nous poserons les équations d'écoulement de puissance et pour finir nous proposerons des méthodes de résolutions pour nos systèmes [12].

Dans cette section, nous aborderons les divers éléments d'un réseau, introduire les concepts clés relatifs au flux de puissance et exposer la problématique du flux de puissance optimal.

II.2 Histoire de l'écoulement de puissance

L'écoulement de puissance (ou load flow) est l'un des problèmes majeurs auxquels sont confrontés les gestionnaires des systèmes de production et de transport d'énergie électrique.

Lorsqu'un ensemble de centrales alimente différents consommateurs à travers un réseau maillé, il est essentiel de connaître comment la puissance produite est répartie à un instant donné, tout en respectant certaines contraintes techniques et économiques.

Ce sujet a mobilisé de nombreux chercheurs, mathématiciens, informaticiens et ingénieurs, qui ont consacré plusieurs années à développer des méthodes de calcul efficaces pour l'analyse de l'écoulement de puissance. Le grand nombre de publications dans ce domaine témoigne de l'importance et de la complexité de ce problème. Avant 1929, ces calculs étaient réalisés manuellement.

À partir de cette date, des outils comme les calculateurs de réseaux de Westinghouse ou les analyseurs de réseaux de General Electric ont été utilisés pour automatiser les calculs. Ce n'est qu'en 1956 que la première méthode de calcul réellement adaptée a été mise au point par Ward et Hale [13].

II.3 Objectifs du calcul de l'écoulement de puissance

L'objectif principal des gestionnaires de réseaux électriques est de garantir la continuité de l'alimentation pour leurs abonnés, tout en respectant un certain nombre d'exigences techniques et réglementaires.

- Les tensions et la fréquence de réseau doivent être dans des limites acceptables :

$$V_{min} < V < V_{max} \quad (II.1)$$

$$f_{min} < f < f_{max} \quad (II.2)$$

➤ Les lignes de transmission doivent fonctionner dans leurs limites thermiques et de stabilité.

$$P_{trmin} < P_{tr} < P_{trmax} \quad (II.3)$$

➤ La durée de coupure de l'alimentation doit être le minimum possible.

Pour examiner ces exigences, il est nécessaire d'utiliser des techniques qui évaluent l'état des grandeurs électriques. Il nous faut donc déterminer les tensions (valeurs et phases) sur tous les ensembles de JdB constituant le réseau, ainsi que toutes les puissances qui circulent à travers les lignes de transmission et les pertes de puissance associées [14].

II.4 Équations d'écoulement de puissance

Les équations décrivant un réseau électrique peuvent être formulées de différentes manières. Cependant, la méthode la plus couramment utilisée est celle des tensions nодales. En appliquant les lois des courants à chaque nод, on obtient la matrice d'admittance du réseau. Cette matrice permet ensuite de déterminer les tensions aux différents jeux de barres, à travers un système d'équations non linéaires, qui sont résolues à l'aide de diverses méthodes numériques [10].

$$\text{Puissance active : } P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \quad (II.4)$$

$$\text{Puissance réactive : } Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| [B_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + G_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \quad (II.5)$$

Les puissances active et réactive sont déduites depuis les résultats de tension obtenus.

II.4.1 Matrice Admittances

La matrice d'admittance représente les relations électriques entre les différents nодs d'un réseau. Elle peut être déterminée de trois manières :

- par inversion de la matrice d'impédance nodale (sans tenir compte des impédances des générateurs),
- à partir des admittances des éléments du réseau,
- ou en combinant les admittances des éléments avec la matrice d'incidence topologique.

Dans notre cas, nous avons choisi d'utilisé la deuxième méthode [15].

II.4.1.1 Formation de la matrice admittance nodale [Y_{nodale}] à partir des admittances des éléments du réseau

La méthode choisie consiste à construire la matrice d'admittance directement à partir des admittances des éléments du réseau est considérée comme la plus simple et la plus pratique. Cela s'explique par le fait qu'elle demande moins de calculs que les autres méthodes (comme l'inversion de matrices), ce qui la rend plus rapide et plus facile à mettre en œuvre, surtout pour les grands réseaux.

Elle est particulièrement avantageuse lorsque les éléments du réseau sont directement connectés les uns aux autres, sans découplage (c'est-à-dire sans composants intermédiaires comme des transformateurs déphasateurs ou des compensateurs complexes). Dans ces cas, les relations électriques sont plus directes et plus faciles à modéliser, ce qui simplifie encore la construction de la matrice d'admittance [15].

En résumé, cette méthode est efficace car :

- elle réduit le nombre d'opérations mathématiques nécessaires,
- elle s'adapte bien aux réseaux simples ou faiblement couplés,
- et elle facilite la modélisation du réseau pour l'analyse de l'écoulement de puissance.

$$\begin{cases} Y_{ii} = Y_{i0} + \sum_{i=1}^n y_{ij} \\ Y_{ij} = -y_{ij} \end{cases} \quad (II.6)$$

$$Y_{k0} = \frac{Y_{pij}}{2} \quad (II.7)$$

Y_{pij} : Admittance shunt de la ligne.

[**Ynodale**] : La matrice nodale des admittances carrée d'ordre (n×n).

II.4.1.2 Dérivation de la matrice [Ybus]

Soit un réseau à n accès indépendant et un accès (n+1) représentant l'accès de référence. Considérons un accès i parmi les n accès différents de celui de référence.

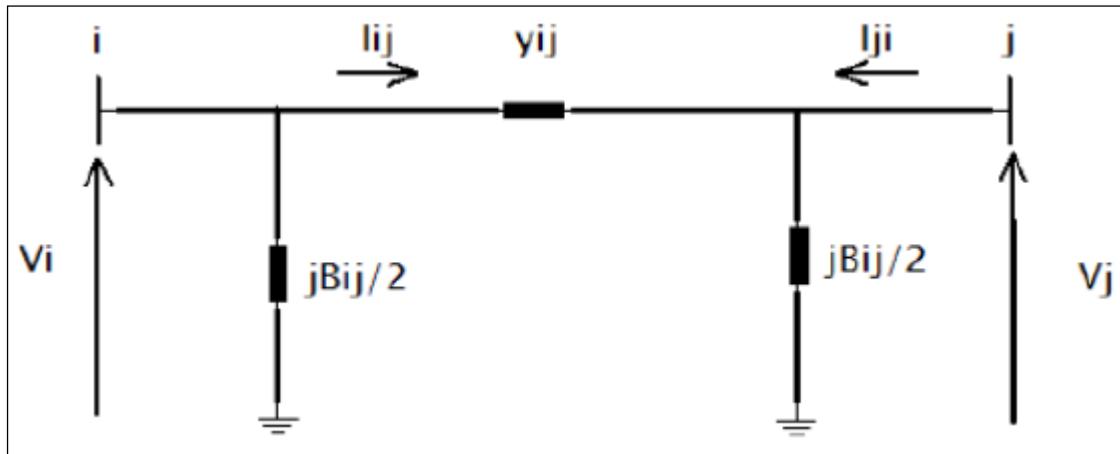


Figure II.1 : Schéma équivalent d'une ligne en Π.

$$I_i = \sum_{i=1}^n I_{ij} \quad (II.8)$$

I_i : Le courant injecté à l'accès i par une source extérieure.

I_{ij} : Le courant qui circule entre l'accès i et l'accès j à travers la branche (i-j).

On a aussi :

$$I_i = \sum_{j=1}^{nLi} (V_i - V_j) \cdot y_{ij} + (\sum_{k=1}^{nLi} y_{ik}) (V_i - V_o) \quad (II.9)$$

Tel que :

V_i Et V_j : sont respectivement les tensions aux accès i et j.

Y_{ij} : L'Admittance propre de la branche (i-j).

y_{k0} : L'Admittance shunt de la ligne.

On aura alors :

$$I_{ij} = (V_i - V_j) \cdot y_{ij} + V_i Y_{i0} \quad (II.10)$$

nLi : nombre de ligne lier a l'accès i.

Tel que $V_0 = 0$ et i allant de 1 à n

$$Y_{i0} = \sum_{k=1}^{nLi} y_{k0} \quad (II.11)$$

Y_{i0} : La somme des admittances transversales des lignes reliées à l'accès i.

$$I_i = Y_{i0} + \sum_{i=1}^n y_{ij} V_i - y_{i1} V_1 - y_{i2} V_2 - \dots - y_{in} V_n; \quad i = 1 \dots n \quad (II.12)$$

Si on écrit l'équation précédente sous la forme matricielle pour les n accès on aura :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1i} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2i} & \cdots & Y_{2n} \\ \cdots & \cdots & \ddots & \cdots & \ddots & \cdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \cdots & Y_{ii} & \cdots & Y_{in} \\ \cdots & \cdots & \ddots & \cdots & \ddots & \cdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{ni} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (II.13)$$

II.4.1.3 Équation de calcul d'écoulement de puissance d'un réseau à n accès

En procédant, de la même façon, pour les autres accès, on aboutit à l'expression matricielle suivante [16]:

$$[I] = [Y][V] \quad (II.14)$$

[Y] : est la matrice Admittance nodale du réseau.

Le courant injecté dans chaque accès est donné comme suit :

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^{n=3} Y_{ij} V_j \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (II.15)$$

Pour un réseau à n accès :

On aura : $i=1, 2, \dots, n$

La puissance complexe apparente injectée dans un nœud i, est donnée par l'expression suivante :

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad (II.16)$$

Ou I_i^* , représente le conjugué du courant I_i

Avec :

En forme polaire

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_i = |V_i| e^{j\varphi_i}, \quad V_j = |V_j| e^{j\varphi_j}, \quad Y_{ij} = |Y_{ij}| e^{\theta_{ij}} \quad i, j = 1, n \\ I_i^* = \sum_{j=1}^n (\bar{Y}_{ij} \bar{V}_j)^* = \sum_{j=1}^n |\bar{Y}_{ij}| |\bar{V}_j| \angle \varphi_i - \varphi_j - \theta_{ij}; \quad i = 1, n \end{array} \right\} \quad (II.17)$$

$$\left. \begin{array}{l} S_i = V_i \sum_{j=1}^{n=3} Y_{ij} V_j^* = V_i \sum_{j=1}^{n=3} Y_{ij}^* V_j^* \\ P_i + jQ_i = V_i \sum_{j=1}^n |V_i| |Y_j| |Y_{ij}| e^{\varphi_i - \varphi_j - \theta_{ij}} = \sum_{j=1}^n |V_i| |Y_j| |Y_{ij}| \angle \varphi_i - \varphi_j - \theta_{ij} \end{array} \right\} \quad (II.18)$$

En forme hybride

$$\left. \begin{array}{l} \{P_i = V_i \sum_{j=1}^n |\bar{Y}_{ij}| |\bar{V}_j| \cos(\varphi_i - \varphi_j - \theta_{ij});\} \\ \{Q_i = V_i \sum_{j=1}^n |\bar{Y}_{ij}| |\bar{V}_j| \sin(\varphi_i - \varphi_j - \theta_{ij});\} \end{array} \right\} \quad i = 1, \quad (II.19)$$

II.5 Formulation du problème

II.5.1 Équation générale de la puissance

La puissance complexe $S_i = P_i + jQ_i$ injectée aux nœuds, en fonction des tensions aux nœuds et les éléments de la matrice admittance nodale Y_{bus} , en tenant compte de l'expression du courant injecté I_i au nœud, est donnée par la relation suivante [17]:

$$S_i^* = P_i^* + jQ_i = V_i I_i^* = V_i \sum_{j=1}^n Y_{ij}^* V_j^* \quad (II.20)$$

$$P_i = \text{Réél}(S_i^*) = \text{Réél}\{V_i^* \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j\} \quad (II.21)$$

$$Q_i = -\text{imag}(S_i^*) = -\text{imag}\{V_i^* \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j\} \quad (II.22)$$

II.5.2 Puissance écoulée dans les lignes

Soit une ligne reliant deux accès i et j, représentée par le schéma suivant [18]:

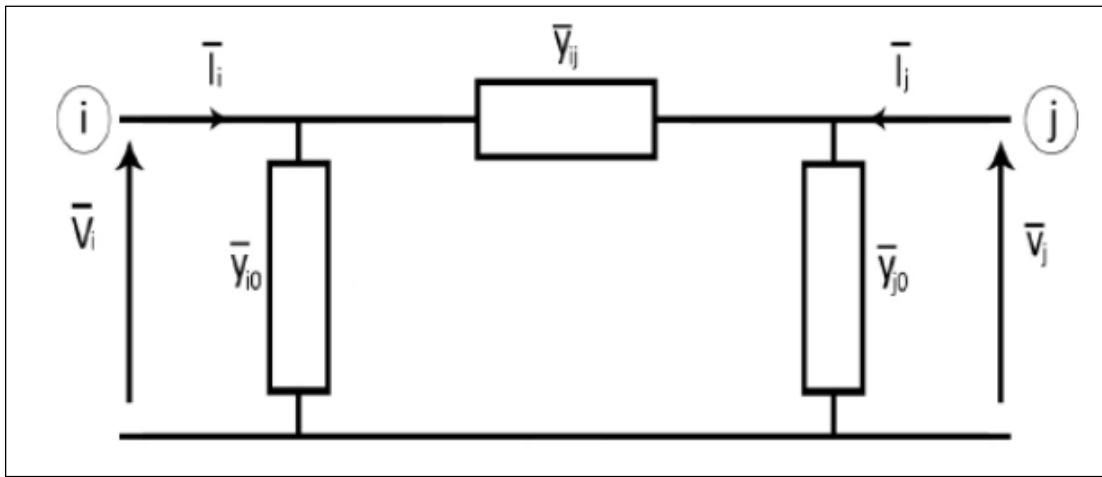


Figure II.2 : Circuit équivalent d'une ligne entre les accès i et j.

Pour calculer la puissance qui s'écoule dans la branche reliant les accès i et j, le courant qui circule entre les accès i et j à pour expression :

$$I_{ij} = y_{ij}(V_i - V_j) + y_{i0}V_i \quad (II.23)$$

Et la puissance apparente :

$$\left. \begin{aligned} S_{ij} &= V_i I_{ij}^* \\ S_{ij} &= V_i [y_{ij}(V_i - V_j) + y_{i0}V_i]^* \\ S_{ij} &= (|V_i|^2) \cdot y_{ij}^* - V_i \cdot V_j^* y_{ij}^* + (|V_i|^2) \cdot Y_{i0}^* \end{aligned} \right\} \quad (II.24)$$

De même la puissance apparente qui s'écoule de l'accès j vers l'accès i vaut :

$$S_{ji} = (|V_j|^2) \cdot Y_{ij}^* - V_j \cdot V_i^* \cdot Y_{ij}^* + (|V_j|^2) \cdot Y_{j0}^* \quad (II.25)$$

Iij : Le courant complexe qui transit de j à i.

II.5.3 Puissance éoulée dans les transformateurs régulateurs

Soit le transformateur à Gradin représenté par le schéma suivant :

Où le réel (a) représente le rapport de transformation du transformateur [13]:

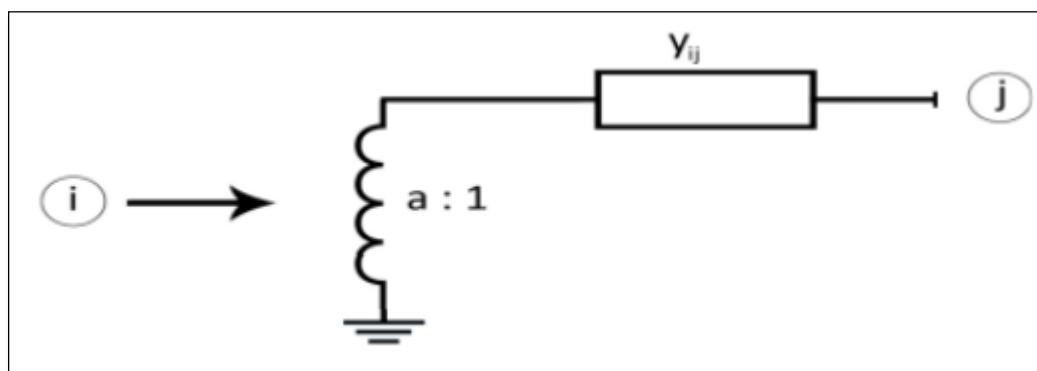
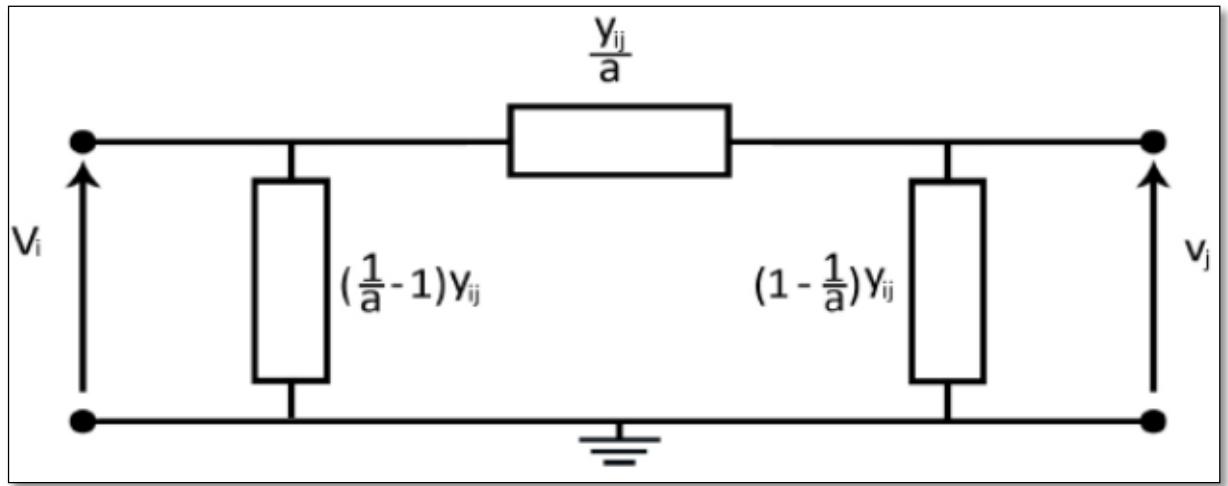


Figure II.3 : Transformateur à gradin.

Voici son schéma équivalent en π :

Figure II.4 : Schéma équivalent en π d'un transformateur à Gradin.

Considérant un transformateur régulateur dont la matrice Admittance est :

$$[Y] = \begin{bmatrix} \frac{Y_{ij}}{a^2} & \frac{Y_{ij}}{a} \\ -\frac{Y_{ij}}{a} & Y_{ij} \end{bmatrix} \quad (II.26)$$

Le courant qui circule entre les accès i et j est donné comme suite :

$$I_{ij} = \frac{Y_{ij}}{a^2} V_i - \frac{Y_{ij}}{a} V_j = \frac{1}{a} Y_{ij} \left(\frac{1}{a} V_i - V_j \right) \quad (II.27)$$

Et la puissance S_i a pour valeur :

$$\left. \begin{aligned} S_{ij} &= V_i I_{ij}^* = V_i \left[\frac{1}{a} Y_{ij} \left(\frac{1}{a} V_i - V_j \right) \right]^* \\ S_{ij} &= \frac{1}{a^2} V_i^2 Y_{ij}^* - \frac{1}{a} Y_{ij}^* V_i V_j^* \end{aligned} \right\} \quad (II.28)$$

D'autre part le courant qui circule de l'accès j vers l'accès i :

$$\left. \begin{aligned} I_{ji} &= \frac{1}{a} Y_{ij} \left(V_j - \frac{1}{a} V_i \right) \\ S_{ji} &= V_j I_{ji}^* = V_j \left[\frac{1}{a} Y_{ij} \left(V_j - \frac{1}{a} V_i \right) \right]^* \\ S_{ji} &= \frac{1}{a^2} V_j^2 Y_{ij}^* - \frac{1}{a} Y_{ij}^* V_i V_j^* \end{aligned} \right\} \quad (II.29)$$

II.5.4 Calcul des pertes totales dans le réseau

Le calcul des pertes sur deux accès i et j on a :

$$S_{lossij} = S_{ij} + S_{ji} \quad (II.30)$$

Tel que :

S_{Lossij} : Puissance apparente perdue dans la branche (i-j).

S_{ij} : Puissance apparente qui transite de l'accès i vers l'accès j.

S_{ji} : Puissance apparente qui transite de l'accès j vers l'accès i.

D'où :

$$P_{lossij} = \text{Réel}\{S_{lossij}\} \quad (II.31)$$

$$Q_{lossij} = \text{imag}\{S_{lossij}\} \quad (II.32)$$

P_{Lossij} : Puissance active perdue dans la branche (i-j).

Q_{Lossij} : Puissance réactive perdue dans la branche (i-j).

La puissance totale perdue dans le réseau est égale à la somme des puissances perdues dans toutes les branches du réseau.

$$\left. \begin{array}{l} S_{loss} = \sum (S_{ij} + S_{ji}) \\ P_{loss} = \text{Réel}\{S_{loss}\} \\ Q_{loss} = \text{Imag}\{S_{loss}\} \end{array} \right\} \quad (II.33)$$

II.6 Méthodes numérique de résolution d'un problème d'écoulement de puissance

Pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique, plusieurs méthodes peuvent être utilisées :

- Méthode découpée de Newton
- Méthode découpée rapide de Newton.
- Méthode de Gauss-Seidel.
- Méthode de Newton-Raphson.

Dans ce mémoire, on s'intéresse à ces deux dernières qui sont la Méthode de Gauss-Seidel et la Méthode de Newton-Raphson.

II.6.1 Méthode de Gauss-Seidel

La méthode de Gauss-Seidel est une méthode itérative utilisée pour résoudre des systèmes d'équations linéaires à plusieurs inconnues. Elle commence par attribuer des valeurs initiales aux inconnues, puis effectue un premier calcul. Les résultats obtenus sont ensuite réutilisés comme nouvelles valeurs pour l'itération suivante. Ce processus se répète jusqu'à ce que la différence entre deux itérations successives soit inférieure à un seuil de tolérance donné [17].

II.6.1.1 Principe de la méthode

La méthode de Gauss Seidel est une méthode itérative qui à partir des valeurs initiales du vecteur inconnu (X_0), calcul de nouvelles valeurs X^* par la fonction $G(X)$, la différence entre les vecteurs ΔX appelée erreur de calcul est évaluée. Si l'erreur ΔX est inférieure à la précision de calcul ϵ , on arrête les itérations, la nouvelle valeur du vecteur X^* est considéré comme solution du problème, sinon cette nouvelle X^* sera considérée valeur initiale X_0 et on continue les itérations jusqu'à ce que l'erreur de calcul ΔX soit inférieur à la précision ϵ .

$$\left. \begin{array}{l} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \cdots + a_{1n}x_n = b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \cdots + a_{2n}x_n = b_2 \\ \vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad \ddots \quad \vdots \quad \vdots \\ a_{n1}x_1 + a_{n2}x_2 + a_{n3}x_3 + \cdots + a_{nn}x_n = b_n \end{array} \right\} \quad (II.34)$$

a_{ij} : Représentent des coefficients.

b_i : Constantes.

x_i : Inconnue.

Si on note par k le nombre d'itérations, cette méthode consiste à évaluer x^{k+1} à partir de x^k . Le système d'équation précédent peut alors s'écrire.

$$\left. \begin{array}{l} x_1^{k+1} = \frac{b_1 - a_{12}x_2^k - a_{13}x_3^k - \cdots - a_{1n}x_n^k}{a_{11}} \\ x_2^{k+1} = \frac{b_2 - a_{21}x_1^k - a_{23}x_3^k - \cdots - a_{2n}x_n^k}{a_{22}} \\ \vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad \ddots \quad \vdots \quad \vdots \\ x_n^{k+1} = \frac{b_n - a_{n1}x_1^k - a_{n2}x_2^k - a_{n3}x_3^k - \cdots - a_{n-1}x_{n-1}^k}{a_{nn}} \end{array} \right\} \quad (II.35)$$

$a_{ii} \neq 0, i = 1, 2, \dots, n$

La méthode de Gauss appelé aussi méthode de Jacobi nécessite un vecteur de valeurs initiales pour commencer les itérations

$$X^{(0)} = \begin{Bmatrix} x_1^{(0)} \\ x_2^{(0)} \\ \vdots \\ x_n^{(0)} \end{Bmatrix} \quad (II.36)$$

Le processus d'itération va s'arrêter une fois la condition de convergence est satisfaite :

$$|x_i^{k+1} - x_i^k|_{i=1,2,\dots,n} \leq \varepsilon$$

ε : Précision de calcul.

La méthode de Gauss Seidel est une amélioration à la méthode de Jacobi qui consiste à calculer l'inconnue x^{k+1} à l'itération $k + 1$ en fonction des valeurs des inconnues x^k et x^{k+1} aux itérations respectives k et $k + 1$ comme suit :

$$x_i^{k+1} = \frac{1}{a_{ii}} (b_i - \sum_{j=1}^{i-1} a_{ij} x_j^{k+1} - \sum_{j=i+1}^n a_{ij} x_j^k), \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (II.37)$$

Le nombre d'itérations de la méthode de Gauss Seidel peut être amélioré en utilisant à chaque itération un facteur d'accélération α comme suit :

$$x_i^{k+1} = x_i^k + \alpha(x_i^{k+1} - x_i^k) \quad (II.38)$$

II.6.1.2 Application de la méthode de Gauss Seidel

Calcul des tensions aux accès du réseau :

L'équation du calcul d'écoulement de puissance nous ramène aux calculs des tensions aux accès du réseau

$$I_i = \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_i \quad (II.39)$$

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* = V_i \left(\sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_j \right)^* \quad (II.40)$$

On prend le conjugué de la puissance apparente, on aura :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i = V_i^* Y_{ii} V_i + V_i^* \sum_{i=1}^{i-1} Y_{ij} V_j + V_i^* \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_i \quad (II.41)$$

Le processus d'itération de Gauss Seidel, peut être alors appliqué comme suit :

$$V_i^{k+1} = \frac{1}{a_{ii}} \left(\frac{S_i^*}{V_i^{*k}} - \left(\sum_{i=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{k+1} \right) - \left(\sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_i^k \right) \right) \quad (II.42)$$

Pour les nœuds de type générateur, où la puissance active P et la tension $|V|$ sont connues, la puissance réactive Q doit être déterminée à partir de l'équation suivante :

$$Q_i^{k+1} = -\text{imag}\{V_i^* Y_{ii} V_i^k + \left(\sum_{i=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{k+1} \right) + \left(\sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_i^k \right)\} \quad (II.43)$$

Si la valeur de Q_i^{k+1} , calculée avec l'équation précédente, dépasse l'une des limites imposées, elle est remplacée par la valeur limite violée.

Ensuite, on calcule V_i^{k+1} à partir de l'équation (II.42).

Pour le calcul de V_i^{k+1} , pour ce type d'accès, le module de la tension étant spécifiée, on doit garder seulement l'angle de phase θ calculé en effectuant l'opération suivante :

$$V_i^{k+1} = \frac{V_i^{k+1}}{|V_i^{k+1}|} |V_{\text{spécifié}}| \quad (II.44)$$

Pour accélérer la convergence de la méthode, les tensions doivent être ajustées à chaque itération selon la formule suivante :

$$V_i^{k+1} = V_i^k + \alpha(V_i^{k+1} - V_i^k) \quad (II.45)$$

Où : α est un facteur d'accélération.

Pour la majorité des réseaux électriques, α est compris entre $1 \leq \alpha \leq 2$

II.6.2 Méthode Newton-Raphson

II.6.2.1 Représentation géométrique de la méthode Newton-Raphson

Elle est basée sur la détermination de la tangente à la courbe (x) en chaque point $(x^k, f(x)^k)$.

L'interconnexion de cette tangent avec l'axe des x fournit le point x^{k+1} (Δx^k étant une approximation de l'erreur commise sur x à l'itération (k)) [8].

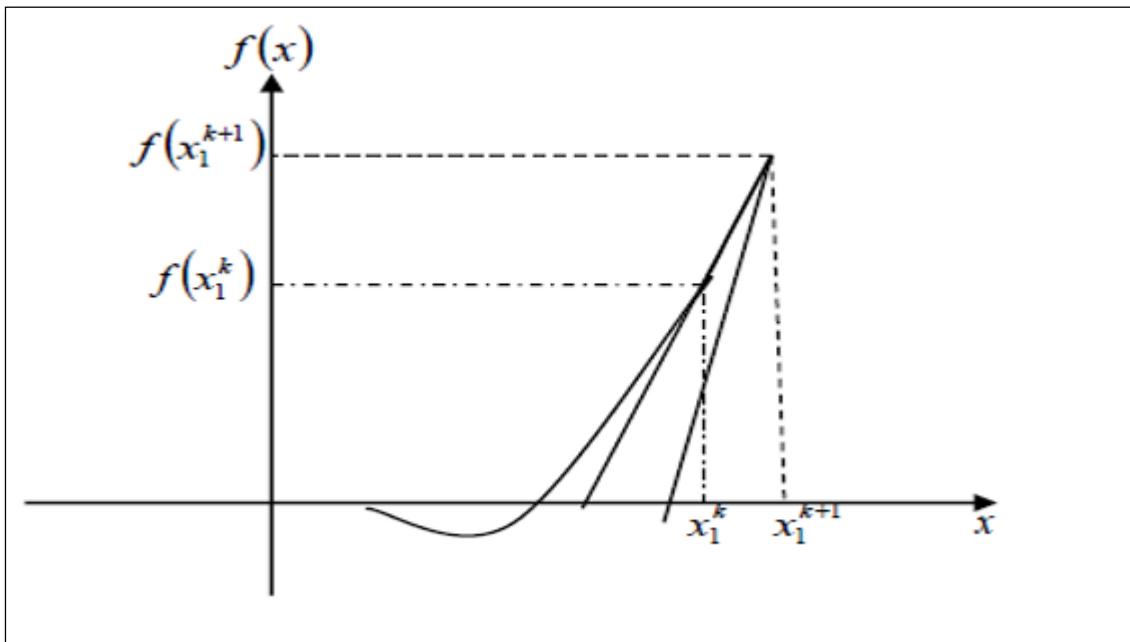


Figure II.5 : Représentation géométrique de la méthode de N-R [19].

II.6.2.2 Principe de la méthode Newton-Raphson

Dans cette section, nous allons présenter la méthode de Newton-Raphson de manière générale, puis l'appliquer au cas spécifique du calcul de l'écoulement de puissance.

Considérons le système d'équations non linéaires suivant [20] :

$$\begin{cases} Y_1 = f_1(x_1 + x_2 \dots + x_n) \\ Y_2 = f_2(x_1 + x_2 \dots + x_n) \\ \vdots \\ Y_n = f_n(x_1 + x_2 \dots + x_n) \end{cases} \quad (II.46)$$

Si on suppose que les solutions initiales du système sont :

$$x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, x_3^{(0)}, \dots, x_n^{(0)} \quad (II.47)$$

Les erreurs :

$$\Delta x_1^{(0)}, \Delta x_2^{(0)}, \Delta x_3^{(0)}, \dots, \Delta x_n^{(0)} \quad (II.48)$$

Donc :

$$Y_i = f_i(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}, x_3^{(0)} + \Delta x_3^{(0)}, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n^{(0)}); i = 1, n \quad (II.49)$$

En appliquant le développement en série de Taylor d'ordre 1 aux points $(X_1 + X_2 \dots + X_n)$:

On aura :

$$Y_i = f_i(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, x_3^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \Delta x_1^{(0)} \frac{\partial f_1}{\partial x_1}, \Delta x_2^{(0)} \frac{\partial f_2}{\partial x_2}, \Delta x_3^{(0)} \frac{\partial f_3}{\partial x_3}, \dots, \Delta x_n^{(0)} \frac{\partial f_n}{\partial x_n} + C_i \quad (II.50)$$

En négligeant les termes d'ordre supérieur posant $C1 = C2 = \dots = Cn$

On aura :

$$\begin{bmatrix} \Delta Y_1^0 \\ \Delta Y_2^0 \\ \vdots \\ \Delta Y_n^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 - f_1^0 \\ Y_2 - f_2^0 \\ \vdots \\ Y_n - f_n^0 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \Delta Y_1^0 \\ \Delta Y_2^0 \\ \vdots \\ \Delta Y_n^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \Delta x_2^0 \\ \vdots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix} \quad (II.51)$$

Ou sous forme matricielle :

$$[\Delta Y] = [J][\Delta x]$$

Avec :

$[J]$: Matrice Jacobien.

La méthode de Newton-Raphson consiste à calculer les éléments du vecteur X_i , à la $Kieme$ itération par :

$$x_i^k = x_i^{k-1} + \Delta x_i^{k-1}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (II.52)$$

Ce vecteur est utilisé pour recalculer la nouvelle matrice Jacobienne J , permettant de déterminer les nouvelles valeurs de X_i en résolvant le système d'équations à l'aide d'une méthode appropriée de résolution de systèmes linéaires.

Ce processus est répété de façon itérative jusqu'à ce que la précision souhaitée soit atteinte. L'itération s'arrête dès que la condition suivante est vérifiée :

$$|x_i^k - x_i^{k-1}| \leq \varepsilon, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (II.53)$$

II.6.2.3 Application de la méthode Newton-Raphson pour l'écoulement de puissance

Le calcul des tensions aux nœuds peut être réalisé à partir d'un système d'équations non linéaires, qui expriment les puissances actives et réactives en fonction des tensions.

$$S_{ij}^* = V_i^* \left(\sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \right) \begin{cases} P_i = \text{réel}(S_i) \\ Q_i = \text{imag}(S_i) \end{cases} \quad (II.54)$$

La méthode de Newton-Raphson à plusieurs variables peut être formulée de différentes façons, selon le type de coordonnées utilisées pour exprimer les éléments de la matrice d'admittance et les tensions aux nœuds. On peut utiliser des coordonnées cartésiennes (ou rectangulaires), polaires, ou encore une combinaison des deux, appelées coordonnées hybrides.

II.6.2.3.1 Forme polaire

Dans cette approche, les grandeurs V_i et Y_{ij} sont exprimées sous une forme hybride. Cela signifie que la tension V_i est représentée en coordonnées polaires (module et angle), tandis que l'admittance Y_{ij} est exprimée en coordonnées rectangulaires (parties réelle et imaginaire).

$$V_i = |V_i| e^{j\varphi_i}, \quad V_j = |V_j| e^{j\varphi_j} \quad (II.55)$$

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| e^{j\theta_{ij}} \quad Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (II.56)$$

$$P_i - jQ_i = |V_i| e^{-j\varphi_i} \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| e^{j(\varphi_i - \theta_{ij})} = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| |V_j| e^{j(\varphi_i - \theta_{ij})} e^{j\varphi_i} \quad (II.57)$$

En séparant les parties réelles et imaginaires, on obtient :

$$P_i = |V_i| \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| [\cos(\varphi_i - \varphi_j - \theta_{ij}) + \sin(\varphi_i - \varphi_j - \theta_{ij})] \quad (II.58)$$

$$Q_i = |V_i| \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| [-\sin(\varphi_i - \varphi_j - \theta_{ij}) + \cos(\varphi_i - \varphi_j - \theta_{ij})] \quad (II.59)$$

II.6.2.3.2 Forme hybride

Dans cette approche, les grandeurs V_i et Y_{ij} sont exprimées sous une forme hybride. Cela signifie que la tension V_i est représentée en coordonnées polaires (module et angle), tandis que l'admittance Y_{ij} est exprimée en coordonnées rectangulaires (parties réelle et imaginaire).

$$V_i = |V_i| e^{j\varphi_i}, \quad V_j = |V_j| e^{j\varphi_j} \quad (II.60)$$

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (II.61)$$

$$P_i - jQ_i = |V_i| |V_j| e^{-j\varphi_i} \sum_{j=1}^n Y_{ij} |V_j| e^{j(\varphi_i - \varphi_j)} = \sum_{j=1}^n (G_{ij} + jB_{ij}) |V_j| |V_j| e^{j(\varphi_i - \varphi_j)} e^{j\varphi_i} \quad (II.62)$$

En séparant les parties réelles et imaginaires, on obtient :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \quad (II.63)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| [G_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j) - B_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j)] \quad (II.64)$$

II.6.2.3.3 Système d'équation à résoudre

On considère

$$X = \begin{Bmatrix} \varphi_1 \\ \dots \\ \varphi_n \\ |V_1| \\ \dots \\ |V_n| \end{Bmatrix} = \left\{ \begin{matrix} \varphi \\ |V| \end{matrix} \right\}, \quad \{\varphi\} = \begin{Bmatrix} \varphi_1 \\ \dots \\ \varphi_n \end{Bmatrix}, \quad |V| = \begin{Bmatrix} |V_1| \\ \dots \\ |V_n| \end{Bmatrix} \quad (II.65)$$

Les puissances actives et réactives, aux nœuds charges, sont constantes.

L'objectif est donc de déterminer le vecteur X à partir des puissances actives P_i et réactives Q_i connues. Pour cela, on traite le problème suivant :

$$\begin{cases} \Delta P_i = P_i - P_i(X^k) \\ \Delta Q_i = Q_i - Q_i(X^k) \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \Delta P_c = P_i - P_i(X^k) \\ \Delta Q_c = Q_i - Q_i(X^k) \end{cases} \quad (II.66)$$

Pour appliquer la méthode de Newton-Raphson, nous avons opté pour la représentation en coordonnées polaires. Une fois le Jacobien calculé ainsi que les variations des puissances active et réactive, il est nécessaire de résoudre le système suivant [15] :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J]^k \begin{Bmatrix} \Delta \varphi \\ \Delta |V| \end{Bmatrix}^k \quad (II.67)$$

Avec le Jacobien donné par l'équation suivant :

$$[J] = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad (II.68)$$

Les variations de la puissance active et réactive s'écrivent :

$$\Delta P_i = P_{ispec} - P_i \quad (II.69)$$

$$\Delta Q_i = Q_{ispec} - Q_i \quad (II.70)$$

À l'aide de ce système, on peut calculer les nouvelles valeurs des tensions aux accès, ainsi que leurs arguments.

$$\left\{ \begin{matrix} \varphi \\ |V| \end{matrix} \right\}^{k+1} = \left\{ \begin{matrix} \varphi \\ |V| \end{matrix} \right\}^k + \begin{Bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{Bmatrix}^{-1(k)} \begin{Bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{Bmatrix}^k \quad (II.71)$$

II.6.2.4 Calcul des éléments du Jacobien

Pour déterminer les éléments du Jacobien par la forme hybride, il suffit de dériver les équations des puissances actives et réactives par rapport à φ et $|V|$ [17] :

a. Éléments de J1 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \varphi_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_i| |V_j| [-G_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j)] \text{Eléments de la diagonal} \quad (II.72)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \varphi_j} = |V_i| |V_j| [G_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j) - B_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j)] \text{Elément hors diagonal} \quad (II.73)$$

b. Éléments de J2 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2 |V_i| G_{ij} + \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_j| [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \text{Elts de la diagonal} \quad (II.74)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_j| [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)], \text{Elts hors diagonal} \quad (II.75)$$

c. Éléments de J3 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \varphi_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_i| |V_j| [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \text{Eléments de la diagonal} \quad (II.76)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \varphi_j} = |V_i| |V_j| [-G_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j) - B_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j)] \text{Elément hors diagonal} \quad (II.77)$$

d. Éléments de J4 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2 |V_i| B_{ij} + \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_j| [G_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j) - B_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j)] \text{Elts de la diagonal} \quad (II.78)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = |V_j| [G_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j) - B_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j)], \text{Elément hors diagonal} \quad (II.79)$$

II.6.2.5 Résolution

La puissance réactive est limitée par une valeur minimale et une valeur maximale. Tant qu'elle reste dans ces limites, on peut maintenir $\Delta Q = 0$, ce qui permet de supprimer la ligne correspondante dans le Jacobien.

De même, il est possible de maintenir la tension à une valeur de consigne V_{sp} , ce qui implique $\Delta V = 0$. On peut alors supprimer la colonne correspondant à cette tension dans le Jacobien.

Ces simplifications ne sont valables que tant que le générateur peut produire suffisamment d'énergie réactive au nœud considéré [21].

Il existe deux approches pour prendre en considération cet aspect.

❖ Première méthode :

On effectue les itérations jusqu'à la convergence, sans tenir compte dans un premier temps des éventuels dépassements des limites de puissance réactive. Une fois la convergence atteinte, on vérifie pour chaque nœud si un dépassement de ces limites a eu lieu. Si tel est le cas, on procède aux ajustements nécessaires selon les cas identifiés.

$$\begin{cases} Q \geq Q_{max} \Rightarrow Q = Q_{min} \\ Q \leq Q_{min} \Rightarrow Q = Q_{max} \end{cases} \quad (II.80)$$

Dans le cas d'un dépassement des limites de puissance réactive, le nœud concerné est alors reclassé comme un nœud de charge. Par conséquent, ses variables d'angle θ_i et de tension V_i seront prises en compte lors de l'itération suivante. Le processus est ensuite répété jusqu'à une nouvelle convergence, suivie d'une vérification des limites de puissance réactive pour l'ensemble des nœuds générateurs.

On vérifie l'état des nœuds que nous avons changé en charge.

On change leur classification comme suite :

$$\left. \begin{array}{l} Q \geq Q_{max} \quad V_i > V_{ISP} \text{ changer en générateur} \\ Q \geq Q_{max} \quad V_i < V_{ISP} \text{ ne pas changer en générateur} \\ Q \geq Q_{min} \quad V_i < V_{ISP} \text{ changer en générateur} \\ Q \geq Q_{min} \quad V_i > V_{ISP} \text{ ne pas changer en générateur} \end{array} \right\} \quad (II.81)$$

Si un des nœuds change de statut alors il faudra refaire le calcul jusqu'à convergence.

❖ Deuxième méthode :

À chaque itération, il convient d'effectuer les vérifications prévues par la première méthode, et d'appliquer les changements d'état nécessaires jusqu'à atteindre la convergence.

II.6.2.6 Méthode de Newton-Raphson découplée [8]

Une limite importante de la méthode de Newton-Raphson réside dans la nécessité d'évaluer et de résoudre, à chaque itération, un système d'équations linéaires de taille $(2n-2) \times (2n-2)$. Cette opération peut être effectuée à l'aide de méthodes directes ou itératives.

Où : n= nombre d'accès.

Cependant, à chaque itération, il est nécessaire de recalculer le Jacobien et de résoudre un nouveau système linéaire, ce qui peut être coûteux en temps de calcul. Pour réduire cette complexité, des stratégies de simplification sont à envisager. On observe que la puissance active P est principalement influencée par les variations d'angle $\Delta\varphi$, tandis que la puissance réactive Q est davantage sensible aux variations d'amplitude de tension ΔV . Il est donc judicieux de décomposer le système initial en deux sous-systèmes découplés : l'un reliant P aux variations d'angle, et l'autre reliant Q aux variations d'amplitude de la tension.

Reprendons le système d'équations matriciel :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\varphi \\ \Delta|V| \end{bmatrix} \quad (II.82)$$

Les éléments des sous matrices J_1 , J_2 , J_3 et J_4 donnés par les équations qui précéderont et sur la base de leurs considérations, les éléments de J_2 et J_3 peuvent être négligés respectivement, devant ceux de J_1 et J_4 :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & 0 \\ 0 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\varphi \\ \Delta|V| \end{bmatrix} \quad (II.83)$$

Donc, Le système précédent devient :

$$\begin{aligned} [\Delta P] &= [J_1]\{\Delta\varphi\} \\ [\Delta Q] &= [J_4]\{\Delta|V|\} \end{aligned}$$

Cette étape à elle seule permet de simplifier considérablement le problème. En effet, les sous-matrices $[J_1]$ et $[J_4]$ ne représentent que la moitié de la taille totale du Jacobien. Étant donné que le nombre d'opérations arithmétiques nécessaires, ainsi que le temps d'exécution pour résoudre un système linéaire de n équations, évoluent proportionnellement à n^3 , la résolution d'un système de taille réduite à $\frac{n}{2}$ ne requiert qu'environ un quart des opérations nécessaires à un système complet de n équations [20].

II.6.2.7 Méthode de Newton-Raphson découplée rapide [8]

Dans les travaux consacrés au calcul des puissances dans les réseaux électriques, deux chercheurs, B. Slott et Ongunalsac, ont proposé une série d'approximations permettant d'apporter davantage de simplifications au modèle initial. Ces simplifications peuvent être intégrées à l'algorithme découplé, ce qui permet d'optimiser son efficacité. Une fois ces ajustements appliqués, la méthode est alors qualifiée de « méthode découplée rapide ».

Pour comprendre la méthode, on rappelle l'équation générale qui constitue l'entrée diagonale de la matrice $(\frac{\partial P}{\partial \varphi})$:

$$\frac{\partial P}{\partial \varphi} = |V_i| |V_j| |Y_{ij}| [\sin(\varphi_i - \varphi_j - \theta_{ij})] \quad (II.84)$$

En régime nominal, les modules des tensions (en valeurs relatives) aux différents accès du réseau sont généralement proches de l'unité. De plus, les écarts entre les angles de phase des tensions des accès interconnectés sont généralement faibles, à tel point qu'ils peuvent être négligés devant l'angle φ_{ij} .

$$\left. \begin{array}{l} |V_j| \approx 1 \quad \text{et} \quad \varphi_i - \varphi_j \ll \theta_{ij} \\ \frac{\partial P_i}{\partial \varphi_j} = |V_i| |V_j| |Y_{ij}| [\sin(-\theta_{ij})] \\ \frac{\partial P_i}{\partial \varphi_j} + |V_i| |V_j| |Y_{ij}| [\sin(-\theta_{ij})] = -|V_i| |V_j| B_{ij} \\ \frac{\partial P_i}{\partial \varphi_j} = -|V_i| |V_j| B_{ij} = -B_{ij} \end{array} \right\} \quad (II.85)$$

De la même façon, on détermine les éléments de la sous matrice [J4] :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_{il}|} = -|V_i| |V_j| B_{ij} = -B_{ij} \quad (II.86)$$

Le problème consiste à résoudre les deux systèmes suivants :

$$\left. \begin{array}{l} [\Delta P] = -[B]\{\Delta\varphi\} \\ [\Delta Q] = -[B]\{\Delta|V|\} \\ [B] = \text{Imag}\{Y\} \end{array} \right\} \quad (II.87)$$

L'expérience a montré que l'ajout d'approximation supplémentaire permet d'obtenir une meilleure convergence ainsi que des temps de calcul plus optimisés.

II.6.3 Algorithme pour la méthode de Newton-Raphson

- Lecteur des données du réseau.
- Définir le critère de convergence " ε " et le nombre maximum d'itération $Kmax$.
- Initialiser les tensions complexes des accès.
- Formation de la matrice \bar{Y} nodale (\bar{bus}).
- Initialiser le compteur d'itération ($= 0$).
- Calculer les P_i et Q_i
- Calculer les : $\Delta P_i^{(k)}$ et $\Delta Q_i^{(k)}$.
- Former le Jacobien du système
- Résoudre le système calculé les nouvelles valeurs des tensions complexes.
- Incrémenter le compteur d'itération
- Si le critère de convergence est atteint continuer, sinon aller à l'étape 6.
- Calculer les puissances qui s'écoulent dans les branches.
- Imprimer les résultats.
- Fin

II.6.4 Avantages et inconvénients de la méthode Newton-Raphson

Les avantages et inconvénients de la méthode Newton-Raphson sont bien connus [22] :

- Les avantages :
 - 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.
- Les inconvénients :
- Nécessite plus de calculs impliqués dans chaque itération et exige un grand temps de calcul par itération tenu grande mémoire de l'ordinateur.
 - technique de la solution difficile (programmation difficile).

II.7 Conclusion

L'étude de l'écoulement de puissance, ou répartition des charges, est essentielle pour déterminer les paramètres du réseau électrique. Parmi les méthodes de résolution disponibles, la méthode de Newton-Raphson a été retenue en raison de sa fiabilité et de son large usage. Dans ce chapitre, nous avons présenté la formulation générale de ce problème, qui repose sur la résolution d'un système d'équations non linéaires nécessitant le recours à des méthodes numériques. Cette analyse est indispensable pour comprendre le comportement du réseau. Le chapitre suivant portera sur le dispatching économique, avec ou sans prise en compte des pertes, en s'appuyant sur les méthodes classiques les plus couramment utilisées.

Chapitre III : Dispatching économique

III.1 Introduction

Le dispatching économique (ou Economic Dispatch) consiste à répartir la production d'énergie électrique entre les différentes centrales d'un réseau de manière à minimiser le coût total d'exploitation. C'est en fait un problème d'optimisation qui cherche à déterminer la distribution la plus économique de la puissance active générée, tout en satisfaisant la demande du réseau et en respectant les contraintes techniques de chaque groupe de production (comme les limites minimales et maximales).

L'outil appelé Optimal Dispatch (OD) est utilisé à très court terme, généralement entre 5 et 15 minutes avant la livraison de l'énergie, à des intervalles réguliers. Il permet de calculer les niveaux de production finaux des unités de génération disponibles ou déjà en fonctionnement à ce moment-là [23].

L'objectif principal du dispatching économique est donc de répartir la puissance produite par chaque unité de manière à ce que le coût global de production soit le plus bas possible, quelle que soit la demande, tout en respectant les limites techniques de chaque générateur [24].

Avec la montée des prix des combustibles liée aux crises énergétiques, ce problème devient de plus en plus crucial. Il s'agit désormais de planifier précisément la puissance active et réactive de chaque centrale, afin de garantir un fonctionnement économique optimal de tout le réseau électrique. En d'autres termes, cela revient à ajuster les puissances produites dans les limites autorisées pour répondre à la demande en minimisant le coût du carburant. Ce processus est connu sous le nom d'écoulement de puissance optimal (ou optimal power flow), souvent confondu avec le dispatching économique [23].

Dans ce chapitre, nous allons donc revenir sur les principes de base du dispatching économique dans les réseaux électriques. Nous verrons notamment la modélisation du coût du combustible, des émissions de gaz, les pertes en ligne, ainsi que différentes méthodes pour résoudre ce problème, avec ou sans prise en compte des pertes. Enfin, ces méthodes seront testées sur le réseau de test standard IEEE à 30 nœuds.

III.2 Description de répartition économique de l'électricité

La répartition économique de l'électricité, aussi appelée *dispatching économique*, consiste à répartir la production d'énergie entre les différentes centrales électriques de manière à minimiser le coût total de production tout en satisfaisant la demande du réseau. Elle prend en compte les capacités techniques des générateurs, les coûts des combustibles et parfois les pertes dans le réseau. Cette optimisation est essentielle pour garantir une fourniture d'électricité fiable, efficace et à moindre coût, surtout dans un contexte de demande croissante et de contraintes environnementales [25].

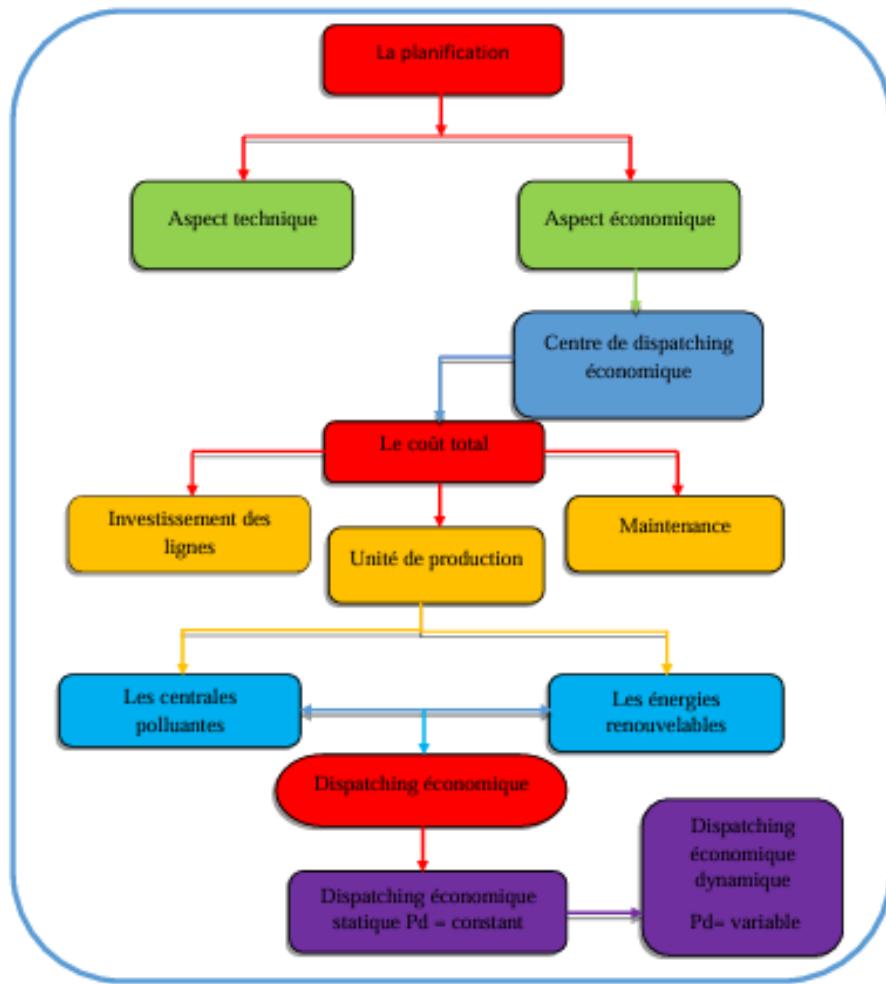


Figure III.1 : Aspect de la planification de la puissance active.

III.3 Aperçu sur l'architecteur des réseaux électriques

Un réseau électrique est structuré en trois grandes étapes : la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique. La production a lieu dans des centrales électriques (thermiques, hydrauliques, éoliennes, solaires, etc.) où l'énergie est générée à des tensions moyennes. Cette électricité est ensuite élevée à très haute tension (THT) (225 à 400 kV) pour être transportée efficacement sur de longues distances via des lignes à haute capacité. Aux abords des zones de consommation, la tension est progressivement abaissée à haute tension (HT) (63 à 150 kV), puis à moyenne tension (MT) (10 à 30 kV) dans les postes de transformation. Enfin, l'électricité est distribuée aux utilisateurs finaux en basse tension (BT) (230/400 V) pour les usages domestiques, tertiaires ou industriels légers. Cette hiérarchisation des niveaux de tension permet d'optimiser les performances du réseau tout en limitant les pertes énergétiques.

La stratégie de fonctionnement des centrales électriques vise à assurer une production d'électricité continue, fiable et économique, en fonction de la demande et des contraintes techniques du réseau. Cette stratégie repose sur la répartition judicieuse des différentes unités de production (centrales thermiques, hydrauliques, renouvelables, etc.), en tenant compte de leur capacité, de leur coût de fonctionnement, de leur flexibilité et du temps de réponse. Les centrales dites de base, comme les centrales nucléaires ou à charbon, assurent une production constante, tandis que les centrales de pointe, comme les turbines à gaz ou les centrales hydrauliques à réservoir, sont activées lors des pics de consommation. L'intégration croissante des énergies renouvelables, qui sont intermitentes, nécessite

également des ajustements dynamiques pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande à chaque instant. Cette gestion optimale est soutenue par des systèmes automatisés de supervision et de dispatching [4].

III.4 Stratégie du fonctionnement des centrales électriques [26]

Il existe une infinité de modes de fonctionnement possibles pour assurer un chargement précis d'un système électrique. Chaque unité de production est identifiée par la puissance qu'elle fournit, exprimée en MW ou MVA. Les générateurs dits de base fonctionnent à pleine capacité, 24 heures sur 24, pour couvrir la charge de fond. Les unités intermédiaires, quant à elles, sont mises en service la plupart du temps, mais pas nécessairement à puissance maximale. Les unités de pointe sont couplées au réseau uniquement pendant certaines heures de la journée, généralement en période de forte demande. Enfin, une capacité de réserve est indispensable pour faire face aux situations d'urgence.

La demande en énergie électrique varie continuellement, plusieurs paramètres sont la cause de cette variation. Nous avons une variation saisonnière due aux variations des conditions climatiques des quatre saisons. Nous avons aussi une variation hebdomadaire et enfin journalière (Figure III.2) due à l'activité de la population.

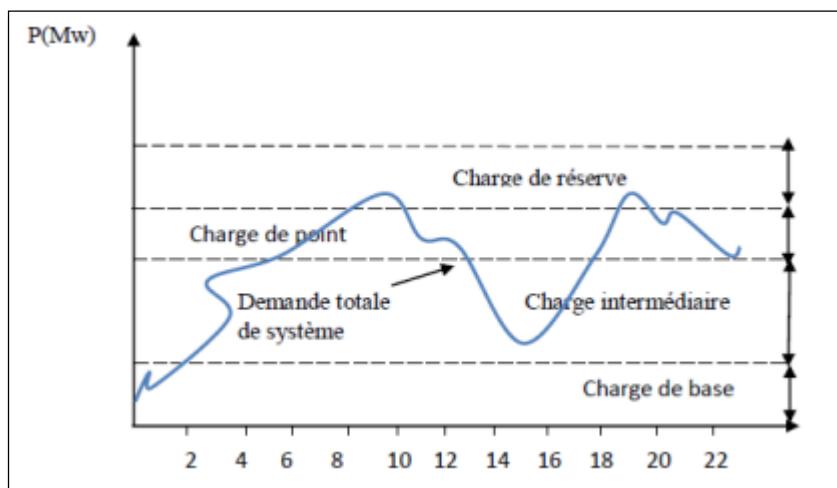


Figure III.2 : Stratégie de fonctionnement des centrales suivant la demande de puissance électrique.

III.4.1 Unités de charge de base

Les unités nucléaires sont généralement classées parmi les générateurs de base, en raison de la nécessité de maintenir un équilibre thermique stable entre le réacteur nucléaire et le générateur de vapeur. Il est donc préférable de maintenir la puissance active fournie par ces unités à un niveau aussi constant que possible, afin d'assurer un fonctionnement stable et sécurisé.

III.4.2 Unités intermédiaires

Lorsqu'il s'agit d'organiser la répartition des puissances actives, les unités de production hydraulique sont souvent privilégiées, car il est possible de contrôler l'énergie générée en ajustant le débit d'eau alimentant la turbine. Toutefois, toutes les centrales électriques ne sont pas hydrauliques. On utilise également des centrales thermiques pilotables. En raison des constantes de temps associées aux systèmes à vapeur, il est nécessaire de planifier leur fonctionnement dans les limites de leurs capacités moyennes maximales, c'est-à-dire selon une variation contrôlée du niveau de puissance (en MW) par minute.

III.4.3 Unités de pointes

Les générateurs entraînés par des turbines à gaz réagissent rapidement aux augmentations de charge, ce qui les rend particulièrement adaptés à la couverture des heures de pointe. Toutefois, lorsque des générateurs hydrauliques sont disponibles, ils sont généralement privilégiés. Les centrales de pointe doivent pouvoir être mises en service en très peu de temps. C'est pourquoi elles utilisent des moteurs diesel, des turbines à gaz, des moteurs à air comprimé ou des turbines hydrauliques à réserve pompée. À l'inverse, les centrales thermiques nécessitent un temps de démarrage de 4 à 8 heures, tandis que celui des centrales nucléaires peut atteindre plusieurs jours. Il est donc peu économique d'exploiter ces dernières pour couvrir la puissance de pointe.

Le coût de l'énergie varie considérablement selon les types d'unités de production, exprimé en dollars par mégawattheure (MW·h). Les unités de pointe sont généralement les plus coûteuses, car elles ne sont utilisées que ponctuellement. Il est même possible de retarder l'investissement dans ce type d'unités pendant plusieurs années, en maîtrisant la demande par une gestion efficace de la charge.

III.4.4 Unité de réserve

Les générateurs utilisés peuvent inclure des unités en réserve (prêtes à être utilisées si besoin) ou des générateurs qui fonctionnent à différents niveaux selon la demande. Pour une entreprise de production d'électricité, il est très important de choisir les bonnes combinaisons d'unités. Cela ne dépend pas seulement des changements de consommation d'heure en heure, mais aussi du besoin de faire régulièrement la maintenance de toutes les centrales. Par exemple, les centrales nucléaires ont besoin d'être rechargées en combustible. Une entreprise efficace doit donc savoir bien équilibrer la production et la demande d'électricité, non seulement chaque jour, mais sur plusieurs années.

III.5 Dispatching économique

III.5.1 Définition dispatching économique

Les expressions telles que « Dispatching Optimal », « Dispatching de Génération Optimal », « Dispatching Économique Optimal », « Répartition de Puissance Optimal » et « Répartition de Charge Optimal » désignent fondamentalement la même notion, basée sur un type de calcul de répartition visant à minimiser certaines grandeurs pendant la période de production. Le terme générique « Dispatching Économique » fait spécifiquement référence à la formulation dans laquelle on cherche à minimiser les coûts d'investissement [27].

Le dispatching économique, consiste à répartir la charge électrique entre les différentes unités de production de manière à minimiser le coût total de production tout en respectant les contraintes techniques du réseau et des générateurs. Cette optimisation est essentielle pour assurer un fonctionnement fiable et économique du système électrique, surtout en période de forte demande. Le dispatching économique peut être effectué avec ou sans prise en compte des pertes dans les lignes électriques [28].

Le dispatching économique est un sous-problème du problème de planification des réseaux électriques. Ce problème peut être classé en deux catégories

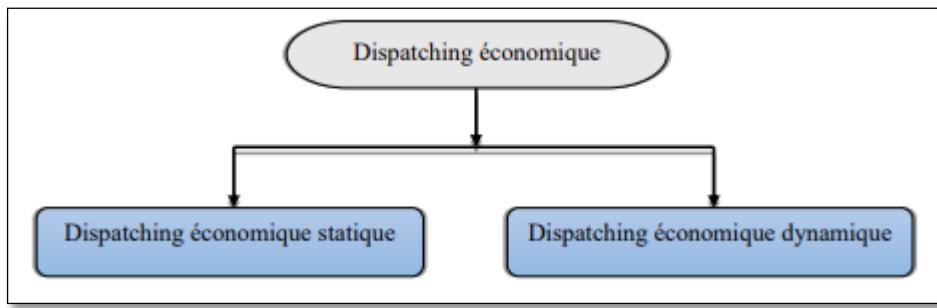


Figure III.3 : Catégories de classification du dispatching économique.

III.5.2 Objectif du dispatching économique

L'objectif du dispatching économique est de déterminer la répartition optimale de la production d'énergie électrique entre les différentes unités de génération, de manière à minimiser le coût total du combustible. Ce problème se caractérise par une fonction objective non linéaire, soumise à des contraintes d'égalité, telles que l'équilibre entre la production et la demande, et des contraintes d'inégalité, comme les limites minimales et maximales de puissance des générateurs, les limites des courants dans les lignes ou bien les limites des niveaux de tension des JdB [29].

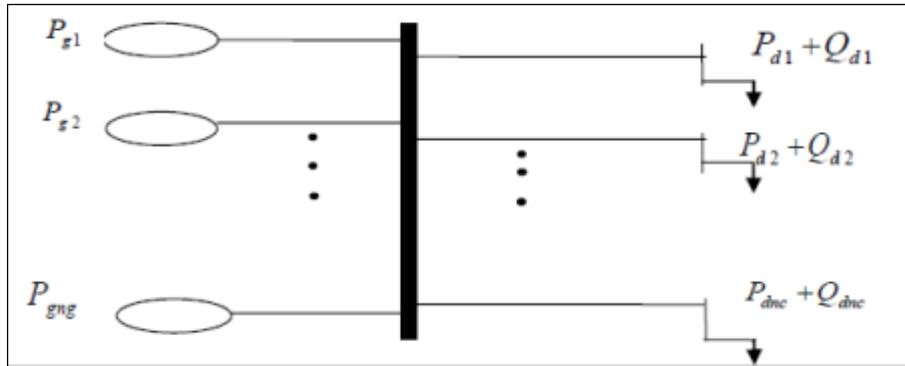


Figure III.4 : Modèle du système électrique utilisé dans le dispatching économique [30].

III.5.3 Fonction objectif

a. Fonction coût

La fonction objective à optimiser correspond au coût de production, notamment le coût du combustible utilisé par une centrale. Celui-ci est généralement modélisé par une fonction polynomiale de second degré en fonction de la puissance active générée (PG), avec des coefficients constants spécifiques à chaque centrale [22].

$$C_i(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{n_g} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) [\$/h] \quad (III.1)$$

P_{gi} : Puissance active générée par unité de génération (i).

$C_i(P_{gi})$: représente la fonction coût de la centrale (i) exprimée en $\$/h$.

N_g : Nombre de nœuds générateurs (producteurs).

a_i, b_i, c_i : Sont des coefficients de la fonction coût propres à chaque générateur (i). Le coût de production à l'entrée en $\$/h$ varie avec la puissance à la sortie du générateur P_{gi} en MW. La relation entre le coût de production et la puissance de sortie est appelée « courbe de coût de production » $C_i = (P_{gi})$:

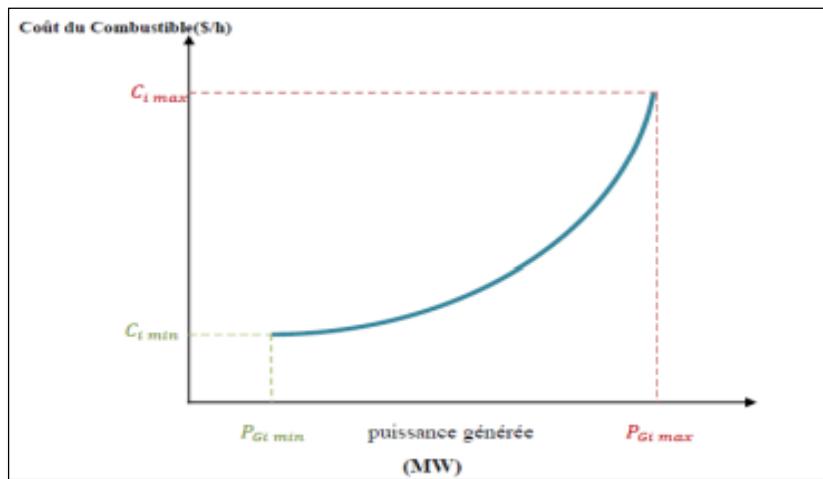


Figure III.5 : Caractéristique du coût de production d'un générateur thermique.

b. Incrémentation du coût

La dérivée partielle $\frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}}$, avec $(i=1, 2, \dots, n)$ de la fonction de coût est appelée coût incrémental du générateur i . Elle correspond à la pente de la courbe reliant le coût de production à la puissance générée, autrement dit au coût marginal, noté λ_i , comme illustré dans la (Figure ci-dessous). Son unité est généralement exprimée en $$/Kwh$, ou en $$/Mwh$ pour les grandes unités de production.

$$\lambda_i = \frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}} = 2C_i P_{gi} + b_i \quad (III.2)$$

Pour les autres nœuds du réseau, on observe une diminution des valeurs, tout en restant dans les limites acceptables par rapport aux valeurs de référence.

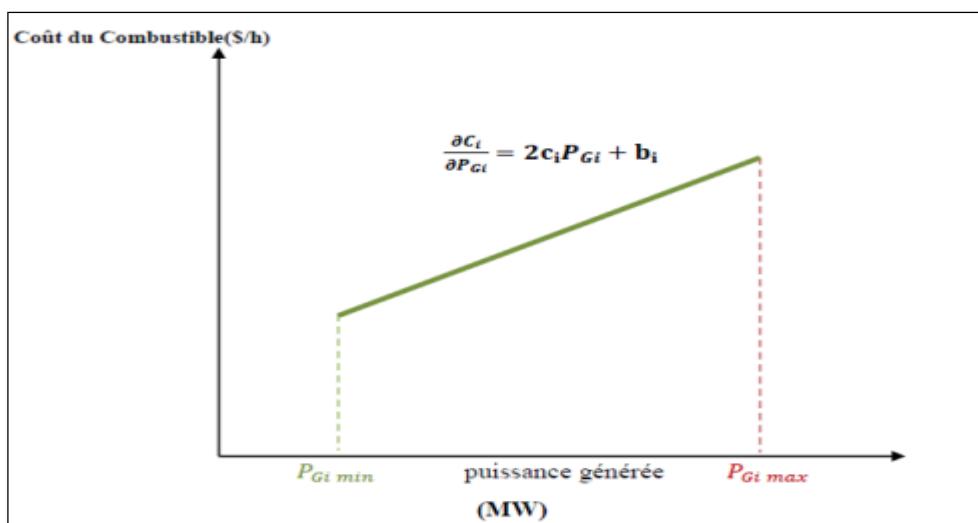


Figure III.6 : Courbe de l'accroissement du coût de combustible.

c. L'émission des gaz toxiques

Les émissions de gaz toxiques produites par les unités de production d'électricité proviennent de la combustion de carburants d'origine fossile [25].

- L'émission atmosphérique peut être représentée par une fonction qui relie les émissions avec la puissance générée par chaque unité. L'émission de SO₂ dépend de la consommation de carburant et a pour effet la même forme que le (coût du carburant).

- L'émission de NOx est difficile à prédire et sa production est associée à de nombreuses comme la température de la chaudière et le contenu de l'air
- La fonction d'émission en Ton/h qui représente les émissions de SO2 et de NOx est une fonction de la puissance du générateur et est exprimée comme suit :

$$E_i(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2 + d_i \exp(e_i P_{gi})) [Ton/h] \quad (III. 3)$$

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, d_i$ Et ei : sont les coefficients de la fonction émission attachées à chaque groupe de production i.

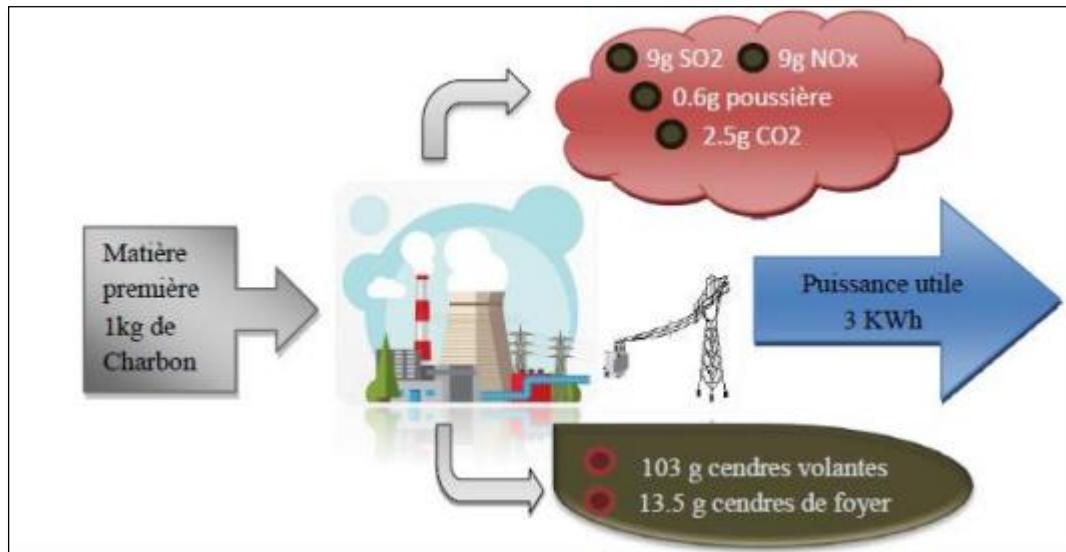


Figure III.7 : Rejets d'une centrale au charbon en une seule journée.

À titre d'exemple, la figure précédente illustre les émissions d'une centrale à charbon, mettant en évidence l'importance d'intégrer l'impact environnemental dans le dispatching économique. La fonction objective tenant compte du facteur d'hybridation est formulée comme suit :

$$E_i = \frac{\sum_{i=1}^{ng} (C_i P_{gi}^{\max})}{\sum_{i=1}^{ng} (E_i P_{gi}^{\max})} \quad (III. 4)$$

Donc la fonction objective globale à minimiser peut être d'écrite de la manière suivant :

$$\{f_t(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) + H_i \times \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi})\} \quad (III. 5)$$

$$C_t = \sum C_i(P_{gi}) \quad (III. 6)$$

C_t : Fonction objective de coût total de production.

III.5.4 Contraintes []

Les puissances actives générées de manière optimale, correspondant à la minimisation de la fonction objective, doivent impérativement satisfaire les contraintes d'égalité et d'inégalité. Les contraintes de sécurité exigent que, même en cas de perte d'un ou de plusieurs éléments de production et/ou de transport, le réseau puisse continuer à fonctionner dans des conditions admissibles [31].

III.5.4.1 Contraintes d'égalité

Le choix optimal des puissances générées doit respecter l'équilibre statique de l'énergie dans le système électrique. Cet équilibre est exprimé à travers des équations non linéaires issues du calcul de l'écoulement de puissance.

On peut dire que les contraintes d'égalités vérifient la loi de Kirchhoff, bilans d'énergie [31].

a. Cas d'un système sans pertes

Dans ce cas, la contrainte principale consiste à assurer que la somme des puissances actives générées soit égale à la demande totale du système.

$$\sum_{i=1}^{nd} P_{gi} = P_d \quad (III.7)$$

b. Cas d'un système avec pertes

Dans ce cas, la somme de toutes les puissances actives générées, soit égale à la somme de la puissance demandé par la charge du système et les pertes de transmission de cette puissance.

$$\sum_{i=1}^{nd} P_{gi} = P_d + P_l \quad (III.8)$$

Avec :

$$\sum_{i=1}^{nd} P_{di} = P_d \quad (III.9)$$

Où :

- P_d : Représente la puissance active totale absorbée (consommée) par toute la charge.
- P_{di} : La puissance active totale absorbée (consommé) par la charge (i).
- P_l : Les pertes actives les lignes de transmission.
- P_{gi} : représente puissance active générée au nœud (i).
- nd : Le nombre de nœud consommateurs

III.5.4.2 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 suivant :

$$P_{gi} - P_{gi}^{max} \leq 0 \quad (III.10)$$

$$P_{gi}^{min} - P_{gi} \leq 0 \quad (III.11)$$

C'est deux contraintes peuvent être écrites comme suite :

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max}, \quad i = 1, 2, \dots, ng \quad (III.12)$$

Où :

- P_{gi}^{max} : La puissance active maximale du générateur (i).
- P_{gi}^{min} : La puissance active minimale du générateur (i).

Il est évidemment essentiel de respecter les limites de production des centrales afin d'assurer la sécurité du système. Ainsi, les contraintes d'inégalités définissent le domaine de fonctionnement admissible, tenant compte des limitations en ressources et des exigences de sécurité [19].

En plus des contraintes portant sur les puissances actives de chaque générateur, qui influencent directement la fonction de coût, il existe d'autres contraintes d'inégalités à prendre en compte.

- La puissance réactive générée (Q_{gi}) [32] :

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \quad (III.13)$$

- Pour garder la qualité de service électrique et la sécurité du système, les niveaux de tension des jeux de barres doivent toujours être entre leurs limites maximales et minimales [26].

$$V_{ik}^{min} \leq V_{ik} \leq V_{ik}^{max} \quad (III.14)$$

- Le courant transitant (I_{ik})

$$I_{ik}^{min} \leq I_{ik} \leq I_{ik}^{max} \quad (III.15)$$

III.6 Formulation mathématique du problème dispatching économique

En plus de la réduction du coût de production, le dispatching économique (DE) peut également avoir plusieurs objectifs, comme la diminution des émissions de gaz à effet de serre ou encore la réduction des pertes d'énergie dans les lignes électriques. Dans ce cas, on parle d'un problème multi-objectif. La fonction à minimiser est donc constituée de plusieurs fonctions objectives, chacune étant pondérée selon son importance.

$$f_{objt} = w_1 f_1 + w_2 f_2 + w_3 f_3 + \dots \quad (III.16)$$

Et pour minimiser la fonction coût et les gaz à effet, on peut ajuster sur l'un des points précédents. Cette minimisation peut être traduite par la condition suivante :

$$\min\left(\sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) + H_i \sum_{i=1}^{ng} E_i(P_{gi})\right) \quad (III.17)$$

ng : Le nombre de générateurs

Dans le cas général on minimise cette fonction tout en respectant les contraintes d'égalités et d'inégalités [21] [23]

III.7 Méthode de résolution du dispatching économique

On peut trouver plusieurs méthodes de résolution du dispatching économique, parmi ces méthodes on trouve :

- La Méthode Gradient
- La Méthode Lagrange
- La Méthode graphique
- AG (algorithme génétique)

Dans notre cas on a choisi d'utilisé cette dernière qui est la méthode des algorithmes génétiques.

III.7.1 Dispatching économique sans pertes [30]

Le dispatching économique statique sans pertes est plus simple à traiter, car seules les puissances actives produites par les centrales ont un impact sur le coût de production. La résolution se fait alors pour un instant donné, sans tenir compte des variations dans le temps.

La solution du dispatching économique peut être obtenue en utilisant deux méthodes d'optimisation:

- La méthode de Kuhn-Tucker et la méthode de Gradient utilise le gradient.
- La méthode d'itération de Lambda qui utilise les itérations (minimisation sans gradient).

Dans certains cas, le problème de dispatching peut être considéré comme linéaire par morceaux, ce qui permet d'utiliser des techniques de programmation linéaire pour sa résolution.

III.7.1.1 Méthode de Lagrange

Le système d'équations sans pertes est formulé comme un problème d'optimisation non linéaire avec contraintes. Pour le résoudre, on utilise une fonction appelée fonction de Lagrange, qui permet d'incorporer les contraintes directement dans l'expression à optimiser.

Pour déterminer l'extrémum d'une fonction objectif sous contrainte, il est nécessaire d'ajouter la fonction de contrainte à la fonction objective. Cette addition se fait en multipliant la contrainte par un coefficient appelé multiplicateur de Lagrange, dont la valeur est initialement inconnue.

La fonction augmentée de Lagrange du problème est donnée comme suite :

$$L = \sum_{i=1}^{ng} a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2 + \lambda (P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}) \quad (III.18)$$

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

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = b_i + P_{gi}2c_i - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \end{array} \right\} \quad (III. 19)$$

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

Le système d'équations précédent contient ($ng + 1$) équations et autant d'inconnues. Il peut être résolu en remplaçant les valeurs de P_{gi} obtenues dans les premières équations dans l'avant-dernière équation, ce qui permet de déterminer la solution finale par substitution.

$$P_{gi} = \frac{\lambda - b_i}{2c_i} \quad (III. 20)$$

$$P_d = \sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{\lambda - b_i}{2c_i} \right) i = 1, 2, \dots, ng \quad (III. 21)$$

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

$$\lambda = \lambda^* = \frac{P_d + \sum_{i=1}^{ng} \frac{b_i}{2c_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2c_i}} \quad (III. 22)$$

La valeur optimale (λ^*) est remplacée dans les équations précédentes pour obtenir la puissance optimale à générer par chaque générateur :

$$P_{gi} = \frac{1}{2c_i} \left(\frac{P_d + \sum_{i=1}^{ng} \frac{b_i}{2c_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2c_i}} - b_i \right) \quad (III. 23)$$

III.7.1.2 Méthode graphique du problème dispatching économique

On peut résoudre le problème du dispatching économique en utilisant une méthode graphique. Pour cela, on trace la courbe du coût marginal (ou coût d'accroissement) $\lambda = f(P_{gi})$ pour chaque générateur sur le même graphique. Ensuite, en additionnant graphiquement les puissances, on obtient une courbe globale représentant le coût marginal total de tous les générateurs. À partir de la valeur de la charge totale (P_d), on trace une ligne verticale jusqu'à ce qu'elle croise la courbe du coût marginal total. Le point d'intersection représente la valeur optimale, à partir de laquelle on trace une ligne horizontale vers la gauche. Cette ligne donne la valeur optimale de λ (λ^*) qui correspond à la répartition idéale des puissances actives entre les générateurs.

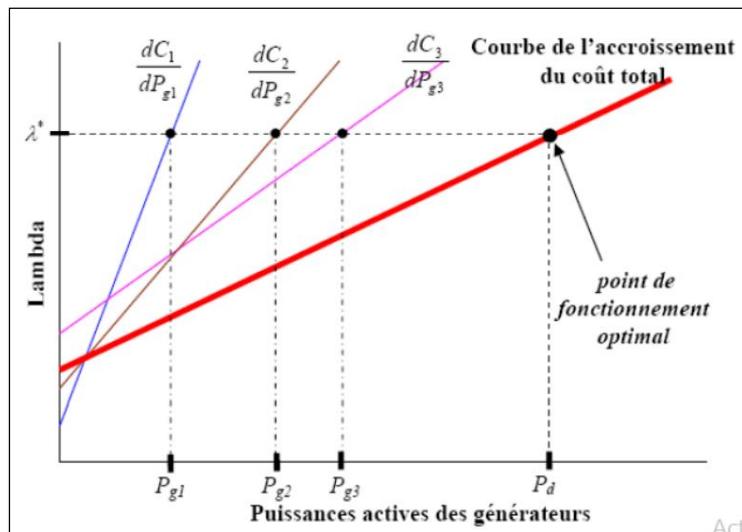


Figure III.8 : La méthode graphique de résolution de l'D.E sans pertes.

Les points où cette ligne horizontale coupe les courbes de coût marginal initiales correspondent aux puissances optimales pour chaque générateur. Pour déterminer ces puissances, il suffit de tracer des lignes verticales vers le bas à partir des points d'intersection avec les courbes de coût d'accroissement de chaque générateur. Cela permet d'obtenir directement les valeurs optimales de production.

III.7.2 Dispatching économique avec pertes

Dans les systèmes électriques réels, le transport de l'énergie vers les jeux de barres de charge engendre généralement des pertes de transmission. Par conséquent, le problème du dispatching économique devient plus complexe que dans le cas idéal où ces pertes sont négligées. La topologie du réseau influence alors directement la répartition optimale de la production. Pour traiter ce cas, on s'appuie sur le raisonnement utilisé dans le dispatching sans pertes, mais en intégrant un ajustement : afin de pénaliser les centrales dont la production entraîne des pertes plus importantes lors du transit, on applique à leur fonction de coût un facteur de pénalité multiplicatif.

Il existe deux approches générales pour résoudre le problème du dispatching économique avec pertes de puissance [33] :

a. Considération des pertes constantes

Dans ce cas, la valeur des pertes s'assemble à la puissance demandée totale et le problème sera étudié comme le cas sans pertes

b. Pertes variables :

Nous devons alors développer une expression mathématique des pertes de puissances actives, en fonction des puissances actives des générateurs.

III.7.2.1 Calcule des pertes :

Il existe deux approches générales pour calculer les pertes :

- On calcule les pertes de transmission par les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance N-R ou G-S.
- La méthode «formule des pertes» approximée est basée sur l'approximation des pertes totales de puissance active par une fonction directe des puissances actives des générateurs (P_{gi}) et les coefficients des pertes donnée par l'équation suivante.

$$P_L = \sum_{i=1}^n P_{gi} B_{ij} + \sum_{i=1}^n P_{gi} B_{0i} + B_{00} \quad (III.24)$$

Les deux approches seront utilisées dans ce mémoire, comme cela sera présenté au chapitre quatre, consacré à la simulation et à l'interprétation des résultats. Les coefficients de pertes, quant à eux, sont des constantes réelles propres au réseau étudié. Ils sont déterminés à partir de la matrice d'impédance du réseau. Dans la littérature, on retrouve plusieurs formules permettant de calculer ces coefficients de pertes.

Calcule des coefficients B_{ij}

Pour calculer les coefficients B_{ij} , nous partons des équations de l'écoulement de puissance :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \quad (III. 25)$$

$$P_{ij} = V_i^2 G_{ii} - |V_i| |V_j| [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \quad (III. 26)$$

$$P_{ji} = V_i^2 G_{ii} - |V_i| |V_j| [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_j - \varphi_i)] \quad (III. 27)$$

Avec :

P_{ij} : La puissance qui quitte le nœud (i) en direction du nœud (j).

P_{ji} : La puissance qui quitte le nœud (j) en direction du nœud (i).

$$\left. \begin{aligned} P_{Lij} &= P_{ij} + P_{ji} \\ P_{Lij} &= G_{ij} [V_i^2 - 2V_i V_j \cos(\varphi_j - \varphi_i) + V_j^2] \\ P_{Lij} &= G_{ij} [(V_i - V_j)^2 - V_i V_j (\varphi_j - \varphi_i)^2] \end{aligned} \right\} \quad (III. 28)$$

Ce dernier résultat est obtenu en considérant que $(\varphi_j - \varphi_i \approx 0)$, on peut donc utiliser le développement en série de Taylor $(\cos(x) = \frac{1}{x^2})$.

Si de plus nous faisons l'hypothèse que les tensions aux nœuds sont toutes proches de leur valeur nominale (1pu), nous obtenons une approximation qui représente les pertes actives sur chaque ligne.

$$P_{Lij} = G_{ij} (\varphi_i - \varphi_j)^2 \quad (III. 29)$$

Les pertes actives totales sont données en sommant les P_{Lij} tel que :

$$P_L = \sum_{j=1}^n P_{Lij} \quad (III. 30)$$

Ce qui nous donne sous forme matricielle :

$$P_L = \sum \Psi^T G \Psi \quad (III. 31)$$

$$G = \begin{bmatrix} G_{11} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & G_{22} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & G_{nn} \end{bmatrix} \quad (III. 32)$$

Où : $\Psi = M\varphi$

Avec :

Ψ : Vecteur des déphasages entre lignes.

M : Matrice d'incidence des lignes.

φ : Vecteur des phases des nœuds.

Le vecteur (φ) peut être approximé par l'approche de l'écoulement de puissance à courant continu avec :

$$P_{gi} - P_d = A\varphi \iff \varphi = A^{-1}(P_{gi} - P_d) \quad (III. 33)$$

A : Matrice de l'écoulement de puissance.

Pour rappel, l'écoulement de puissance à courant continu se base sur les approximations suivantes :

- Toutes les conductances des lignes sont négligeables : $G_{ij} \approx 0$.
- Toutes les différences angulaires sont petites : $\sin \varphi \approx \varphi$.
- Toutes les tensions restent constantes à leur valeur nominale $\forall_i, V_i \approx 1pu$

Nous obtenons donc l'équation de l'écoulement de puissance :

$$\left. \begin{aligned} P_i &= V_i^2 G_{ij} - |V_i| \sum_{j \neq i} |V_j| [G_{ij} \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \\ P_i &\approx -|V_i| \sum_{j \neq i} |V_j| [B_{ij} \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \\ \Rightarrow P_i &\approx \sum_{j \neq i} -|V_i| [B_{ij} V_j \sin(\varphi_i - \varphi_j)] \end{aligned} \right\} \quad (III.34)$$

Où :

$$\left. \begin{aligned} a_{ij} &= V_i V_j B_{ij} \forall i \neq j \\ a_{ii} &= -\sum a_{ij} \end{aligned} \right\} \quad (III.35)$$

Donc, on peut conclure que les pertes de ligne deviennent :

$$\left. \begin{aligned} P_L &= \sum \Psi^T G \Psi \\ P_L &= \sum (P_{gi} - P_d)^T A^{-1} M^T G M A^{-1} (P_{gi} - P_d) \\ P_L &= \sum P_d^T B P_d - 2 P_d^T B P_{gi} + P_{gi}^T B P_{gi} \end{aligned} \right\} \quad (III.36)$$

Enfin :

$$\left. \begin{aligned} B &= A^{-1} M^T G M A^{-1} \\ B_{0i} &= -2 P_d^T B \quad 0 \\ B_{00} &= \sum P_d^T B P_d \end{aligned} \right\} \quad (III.37)$$

III.7.2.2 Méthode de Lagrange [34]

Le dispatching économique consiste à minimiser le coût de production total C_t , qui est en fonction des puissances actives produites par les générateurs :

$$C_t = \sum_{i=1}^n C_i(P_{gi}) \quad (III.38)$$

$$C_i(P_{gi}) = a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2 \quad (III.39)$$

Tout en respectant la contrainte d'égalité

$$\sum_{i=1}^n P_{gi} = P_d + P_L \quad (III.40)$$

Et les contraintes d'inégalités (limites de la puissance produite) :

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (III.41)$$

On trouve aussi des contraintes d'inégalités liées aux limites des équipements du réseau électrique telle que les courants transitant ($I_{ik}^{\min}, I_{ik}^{\max}$), et aussi sur les tensions ($V_{ik}^{\min}, V_{ik}^{\max}$) aux accès comme suit :

$$I_{ik}^{\min} \leq I_{ik} \leq I_{ik}^{\max} \quad (III.42)$$

$$V_{ik}^{\min} \leq V_{ik} \leq V_{ik}^{\max} \quad (III.43)$$

En utilisant le multiplicateur de Lagrange et en ajoutant des termes additionnels pour inclure les contraintes d'inégalités, on obtient :

$$L = C_t + \lambda (P_d + P_L - \sum_{i=1}^n P_{gi}) + \sum_{i=1}^n \mu_i^{\max} (P_{gi} - P_{gi}^{\max}) + \sum_{i=1}^n \mu_i^{\min} (P_{gi}^{\min} - P_{gi}) \quad (III.44)$$

Les contraintes d'inégalités peuvent être mieux interprétées par les deux équations suivantes :

$$\mu_i^{\max} = 0, \text{ si } P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad (III.45)$$

Et

$$\mu_i^{\min} = 0, \text{ si } P_{gi} \geq P_{gi}^{\min} \quad (III.46)$$

En d'autres termes, tant que la contrainte d'inégalité associée au générateur i est satisfait, le multiplicateur correspondant μ_i est nul, ce qui annule son terme dans l'équation. En revanche, dès que cette contrainte n'est plus respectée, elle devient active et son influence est prise en compte dans le calcul.

Le minimum de la fonction de Lagrange, en absence de contraintes, est obtenu lorsque ses dérivées partielles par rapport aux variables P_{gi} , λ , μ_i^{\max} et μ_i^{\min} sont toutes nulles.

$$\frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = 0 \Rightarrow \frac{\partial C_t}{\partial P_{gi}} + \lambda \left(0 + \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} - 1 \right) = 0 \quad (III.47)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (III.48)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_i^{\max}} = P_{gi} - P_{gi}^{\max} = 0 \quad (III.49)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_i^{\min}} = P_{gi}^{\min} - P_{gi} = 0 \quad (III.50)$$

Les deux dernières équations traduisent le fait que la puissance générée P_{gi} ne doit pas dépasser ses limites. Si P_{gi} reste à l'intérieur de ces bornes, alors les multiplicateurs associés sont nuls ($\mu_i^{\max} = 0$ et $\mu_i^{\min} = 0$), ce qui simplifie la fonction de Lagrange comme suit :

$$L = C_t + \lambda(P_d + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}) + \sum_{i=1}^{ng} \mu_i^{\max} (P_{gi} - P_{gi}^{\max}) + \sum_{i=1}^{ng} \mu_i^{\min} (P_{gi}^{\min} - P_{gi}) = 0 \quad (III.51)$$

$$L = C_t + \lambda(P_d + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}) \quad (III.52)$$

Et donc la condition pour un dispatching économique est donnée par l'équation suivante :

$$\frac{\partial C_t}{\partial P_{gi}} + \lambda \left(\frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} \right) = \lambda \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (III.53)$$

Le terme $\frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}$ est les pertes incrémentales de transport.

La deuxième condition, donnée par (III.39) donne :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_d + P_L \quad (III.54)$$

Cette équation est tout simplement la contrainte d'égalité qui doit être respectée.

L'équation (43) peut être réarrangée comme suit :

$$\left(\frac{1}{1 + \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}} \right) \frac{\partial C_t}{\partial P_{gi}} = \lambda \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (III.55)$$

Où :

$$FP_i \frac{\partial C_t}{\partial P_{gi}} = \lambda \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (III.56)$$

FP_i est le facteur de pénalité d'un générateur (i) donné par :

$$FP_i = \left(\frac{1}{1 + \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}} \right) \quad (III.57)$$

Ainsi, les pertes de transport influencent la répartition optimale de la production à travers l'introduction d'un facteur de pénalité, qui dépend de la position de chaque générateur dans le réseau. L'équation (III.54) montre que le coût total est minimal lorsque le produit du coût incrémental de chaque générateur par son facteur de pénalité est identique pour tous les générateurs.

Le coût de production incrémental est donnée par :

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}} = 2C_i P_{gi} + b_i \quad (III.58)$$

Et les pertes de transport incrémental sont obtenues à partir de la formule de *Kron* suivant :

$$P_L = \sum_{i=1}^n P_{gi} B_{ij} + \sum_{i=1}^n P_{gi} B_{0i} + B_{00} \quad (III.59)$$

Ce qui donne la formule suivante :

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} = 2 \sum_{i=1}^n P_{gi} B_{ij} + B_{0i} \quad (III.60)$$

On peut alors écrire :

$$\lambda = FP_i (2C_i P_{gi} + b_i) \quad (III.61)$$

Si λ et FP_i sont connus, on peut tirer P_{gi} de l'équation

$$P_{gi} = \frac{\lambda FP_i^{-1} - b_i}{2C_i} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (III.62)$$

La relation donnée par l'équation (III.61), est en fonction de λ , la solution optimale (λ) peut être calculée en remplaçant P_{gi} dans l'équation (III.53) c'est-à-dire

$$\sum_{i=1}^n \frac{\lambda FP_i^{-1} - b_i}{2C_i} = P_d + P_L \quad (III.63)$$

D'où :

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{b_i}{2C_i} \right) + P_d + P_L}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{FP_i^{-1}}{2C_i} \right)} \quad (III.64)$$

La valeur de λ obtenue à partir de l'équation (III.61) est ensuite injectée dans l'équation (III.63) afin de déterminer les puissances actives générées au niveau de chaque jeu de barres.

$$P_{gi} = \left[\frac{1}{2C_i} \left(\left(\frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{b_i}{2C_i} \right) + P_d + P_L}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{FP_i^{-1}}{2C_i} \right)} \right) FP_i^{-1} - b_i \right) \right] \quad (III.65)$$

Cette dernière expression fournit l'ensemble des puissances générées permettant de minimiser le coût total de production. Elle constitue ainsi une première solution optimale, sans toutefois prendre en compte les limites de production des générateurs.

Lorsqu'on prend en compte les limites de génération, les conditions nécessaires à l'optimisation sont modifiées en conséquence, et peuvent être exprimées comme suit :

$$P_{gnv}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gnv}^{max} \Rightarrow \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gnv}}} \right) \frac{\partial C_{gnv}}{\partial P_{gnv}} = \lambda \quad (III.66)$$

$$P_{nv} = P_{gnv}^{max} \Rightarrow \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gnv}}} \right) \frac{\partial C_{gnv}}{\partial P_{gnv}} \leq \lambda \quad (III.67)$$

$$P_{nv} = P_{gnv}^{max} \Rightarrow \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gnv}}} \right) \frac{\partial C_{gnv}}{\partial P_{gnv}} \geq \lambda \quad (III.68)$$

Où :

ng : Ensembles des générateurs satisfaisant les contraintes d'inégalité.

nv : Ensembles des générateurs ayant violés les limites supérieures ou inférieures.

III.7.2.3 Méthode de gradient

En remplaçant les expressions du coût de production incrémental et des pertes de transport incrémental dans l'équation (III.52), on obtient l'équation suivante :

$$\lambda = 2C_i P_{gi} + 2\lambda \sum_{j=1}^{ng} B_{ij} P_{gi} + \lambda B_{0i} \quad (III.69)$$

Qu'on peut écrire aussi sous la forme suivante :

$$\left(\frac{C_i}{\lambda} + B_{ii} \right) P_{gi} + \sum_{j=1}^{ng} B_{ij} P_{gi} = \frac{1}{2} \left(1 - B_{0i} - \frac{b_i}{\lambda} \right) \quad (III.70)$$

On prolonge (III.69) à tous les générateurs ($1, \dots, n$), ce qui donne un système d'équation linéaire sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{pmatrix} \frac{C_i}{\lambda} + B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1n} \\ B_{21} & \frac{C_i}{\lambda} + B_{22} & \dots & B_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{ng1} & B_{ng2} & \dots & \frac{C_n}{\lambda} + B_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gi} \end{pmatrix} = \frac{1}{2} \begin{pmatrix} 1 - B_{01} - \frac{b_1}{\lambda} \\ 1 - B_{01} - \frac{b_1}{\lambda} \\ \vdots \\ 1 - B_{01} - \frac{b_1}{\lambda} \end{pmatrix} \quad (III.71)$$

$$[E] \times [P] = [D] \quad (III.72)$$

Pour effectuer le dispatching économique à partir d'une estimation initiale de $\lambda^{(0)}$, il est nécessaire de résoudre numériquement le système linéaire donné par l'équation (III.70). Cette résolution peut se faire de manière itérative. Dans ce contexte, le problème peut alors être assimilé à un problème de minimisation, visant à trouver la meilleure répartition des puissances générées pour réduire le coût total.

Une solution directe de l'équation matricielle peut être obtenue par l'inversion de la matrice (E), avec :

$$[P] = [E]^{-1} \times [D] \quad (III.73)$$

Dans ce qui suit, nous allons présenter le processus itératif basé sur la méthode du gradient pour résoudre le système linéaire donné par l'équation (III.72). Pour cela, on commence par extraire la puissance active générée P_{gi} à l'itération (k) à partir de l'équation (III.73). À cette étape, $P_{gi}^{(k)}$ s'exprime selon la formule suivante :

$$P_{gi}^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)}(1-B_{0i}) - b_{0i} - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq 1}^n B_{ij} P_{gi}^{(k)}}{2(c_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} = P_d + P_L^{(k)} \quad (III.74)$$

Où :

$$f(\lambda)^{(k)} = P_d + P_L^{(k)} \quad (III.75)$$

En développant le côté gauche de l'équation ci-dessus en série de Taylor pour un point de fonctionnement $\lambda(k)$, et en négligeant les termes d'ordre supérieur, on obtiendra à la fin :

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)} \quad (III. 76)$$

III.8 Dispatching économique par Algorithmes génétiques (AG)

Les algorithmes génétiques (AG) sont des méthodes de recherche et d'optimisation inspirées du fonctionnement de la génétique et de l'évolution naturelle. On les retrouve dans plein de domaines différents : économie, optimisation de fonctions (comme le coût ou les pertes), planification, etc. S'ils sont autant utilisés, c'est surtout parce qu'ils sont à la fois simples à mettre en place et très efficaces [35].

III.8.1 Présentation des algorithmes génétiques [36]

La première étape d'un algorithme génétique consiste à créer une population initiale d'individus. Contrairement à d'autres méthodes qui travaillent sur une seule solution, ici on agit sur tout un groupe. Chaque individu, qu'on peut assimiler à un chromosome (ou génotype), représente une solution possible dans l'espace de recherche. Du coup, la population correspond à un ensemble de ces chromosomes, chacun codant une solution différente.

L'efficacité de l'algorithme génétique va donc dépendre du choix du codage d'un chromosome

Un algorithme génétique sert à trouver la ou les meilleures solutions (maximum ou minimum) d'une fonction définie sur un certain espace de données. Pour pouvoir l'utiliser, il faut d'abord disposer de ces cinq éléments essentiels :

- Le codage de l'élément de population.
- La fonction de performance pour calculer l'adaptation de chaque individu de la population.
- Le croisement des individus d'une population pour obtenir la population de la génération suivante.
- L'opération de mutation des individus d'une population afin d'éviter une convergence prématuée.
- Les paramètres de réglage ou de dimensionnement : taille de la population, probabilités décroisement et de mutation, critère d'arrêt.

III.8.2 Génération aléatoire de la population initiale

Le choix de la population initiale a un gros impact sur la vitesse de convergence de l'algorithme. Si on ne sait rien sur la position de la solution optimale dans l'espace de recherche, le plus logique est de générer les individus au hasard. On le fait en tirant des valeurs uniformément dans les plages possibles de chaque variable, tout en s'assurant que les solutions respectent bien les contraintes du problème [37].

III.8.3 Fonction de performance

La fonction de performance, notée $F_p(x)$, sert à évaluer chaque individu en lui attribuant une note qui reflète à quel point il est adapté au problème à résoudre. Dans le cas d'un problème de maximisation, cette fonction de performance correspond tout simplement à la fonction objective $F_{obj}(x)$ [34].

$$F_p(x) = F_{obj}(x) \quad (III. 77)$$

Pour les problèmes de minimisation, il faut les transformer en problèmes de maximisation équivalents. Ça permet d'utiliser le même principe de sélection basé sur la performance.

$$F_p(x) = [F_{obj}(x)]^{-1} \quad (III. 78)$$

III.8.4 Organigramme de l'algorithme génétique

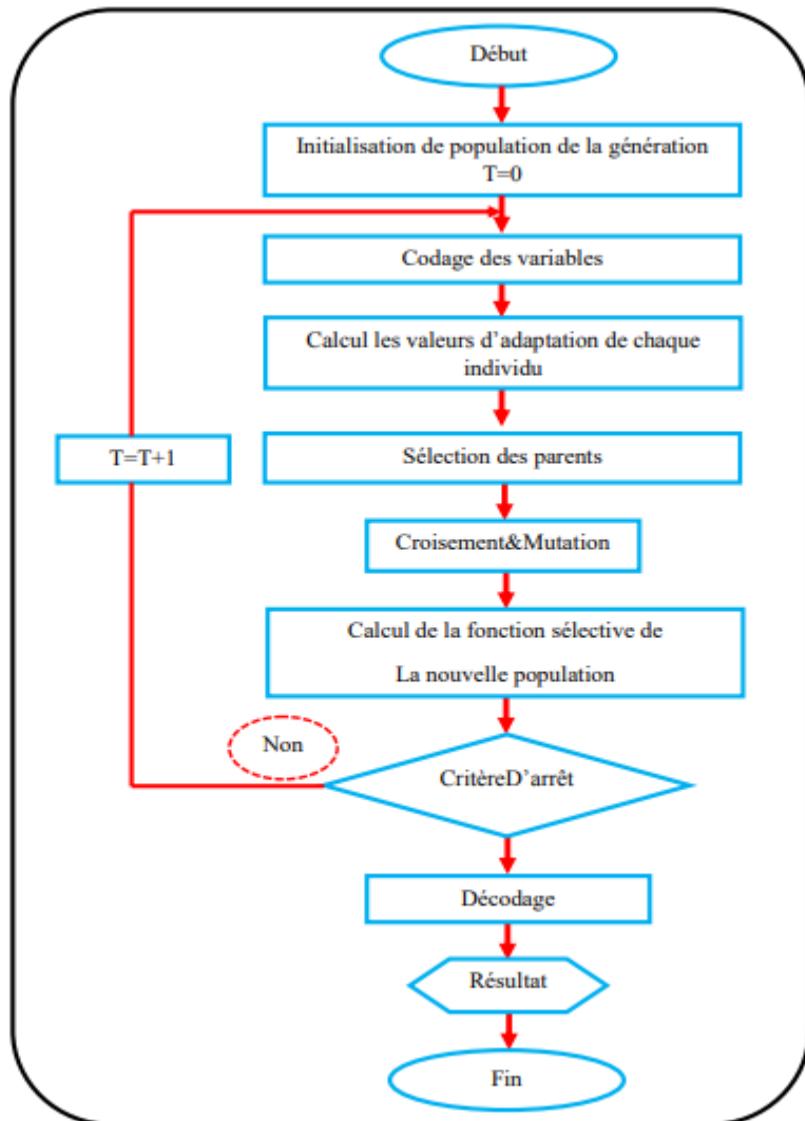


Figure III.9 : L'organigramme de l'algorithme génétique.

Le principe d'un algorithme génétique est assez simple : on simule l'évolution d'une population d'individus jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit atteint. D'abord, on génère aléatoirement une population initiale de solutions. Ensuite, à chaque génération, certains individus sont sélectionnés en fonction d'une fonction appelée "fonction d'adaptation" (ou fonction objectif). Après ça, on applique les opérateurs de croisement et de mutation pour créer une nouvelle génération. Ce processus se répète jusqu'à ce qu'on atteigne un critère d'arrêt, généralement un nombre maximum de générations fixé à est l'avance.

III.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les algorithmes génétiques comme des méthodes d'optimisation inspirées de l'évolution naturelle, efficaces pour résoudre des problèmes complexes comme la répartition optimale de puissance. Ce problème, formulé mathématiquement comme une minimisation de coût sous contraintes, est souvent non linéaire et difficile à traiter par les méthodes

classiques comme celle des multiplicateurs de Lagrange, surtout dans des systèmes avec plusieurs générateurs.

Les algorithmes génétiques offrent une alternative intéressante en équilibrant rapidité et précision, ce qui en fait un outil puissant pour l'optimisation des réseaux électriques. Le prochain chapitre portera sur leur application concrète au dispatching économique.

Chapitre IV : Simulation et interprétation des résultats

IV.1 Introduction

Les experts en planification des réseaux électriques plus communément appelés les dispatcheurs doivent assurer une exploitation optimale du réseau, en tenant compte à la fois du coût minimal de production, de la qualité et de la continuité du service. Pour atteindre ces objectifs, on a recours à des méthodes d'optimisation multi-objectif, principalement basées sur des approches méta-heuristiques.

Dans ce travail, nous appliquons l'algorithme génétique (GA) sur le réseau IEEE 30 nœuds, tout en intégrant les pertes actives (PL) évaluées à partir d'un calcul optimal de puissance (OPF).

Par ailleurs, l'analyse de l'écoulement de puissance à l'aide de la méthode de Newton-Raphson permet de déterminer, en plus des tensions aux différents nœuds (JDB), les puissances transitant dans les lignes, ainsi que les pertes actives et réactives dans les lignes de transmission, conduisant ainsi à une évaluation précise des pertes totales du réseau [38].

IV.2 Méthodologie de notre travail

La méthodologie suivis pour le calcul du dispatching économique est présentée sur la figure ci-dessous :

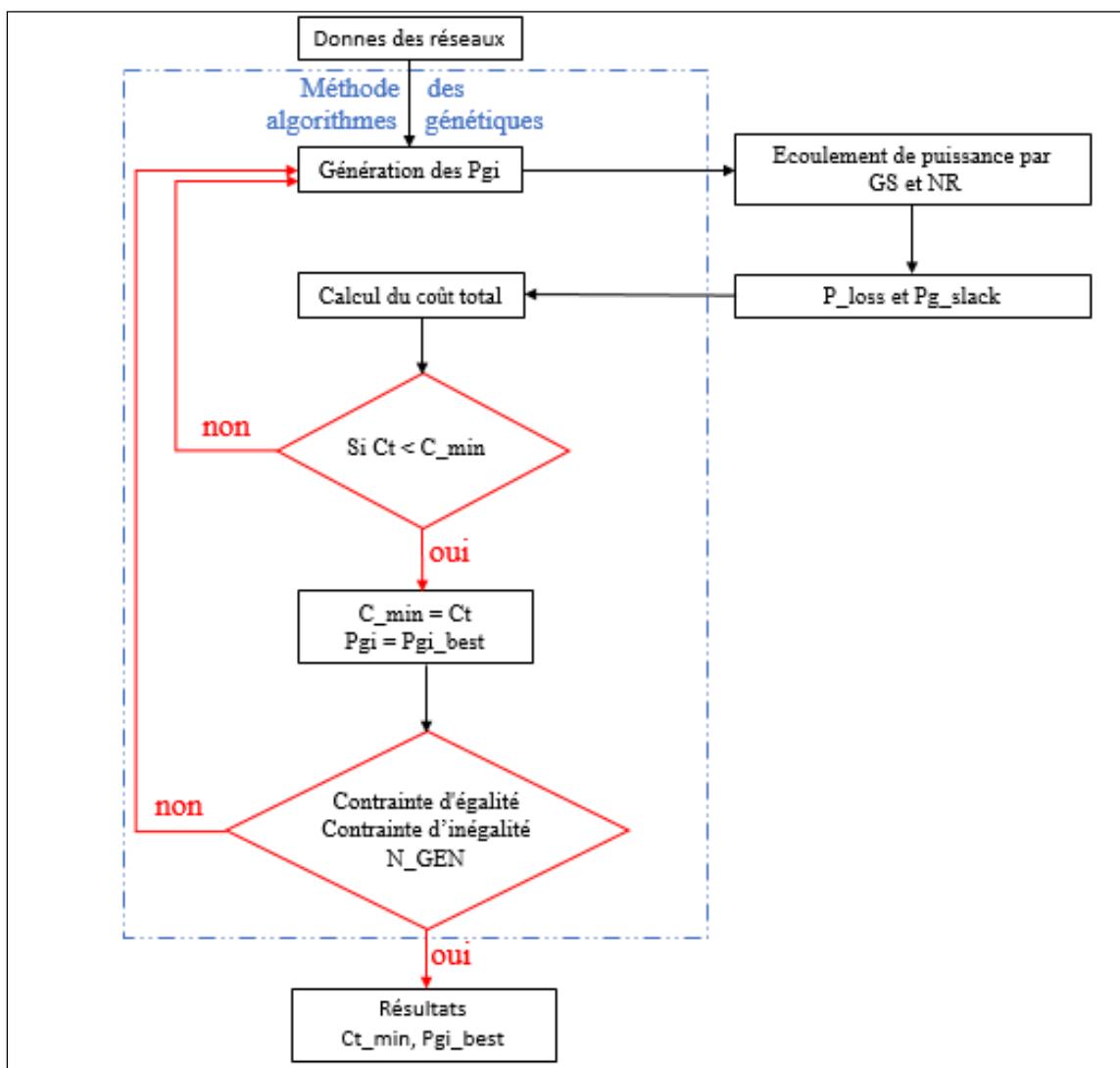


Figure IV.1 : Structure de la méthodologie de calcul du DE.

IV.3 Caractéristique du réseau IEEE30bus

Le réseau électrique IEEE 30 JDB, il comprend six unités de production réparties sur les bus n°2, 5, 8, 11 et 13, ainsi qu'un nœud de référence (Slack) situé au bus n°1. Ce réseau alimente 24 charges via 41 lignes de transmission, comme illustré à la figure IV.2. La puissance totale demandée pour ce système test est de 283,4 MW. Le bus n°1, avec une tension imposée de $1,060\angle 0^\circ$ (pu), est considéré comme le nœud bilan (Slack bus) du réseau [38].

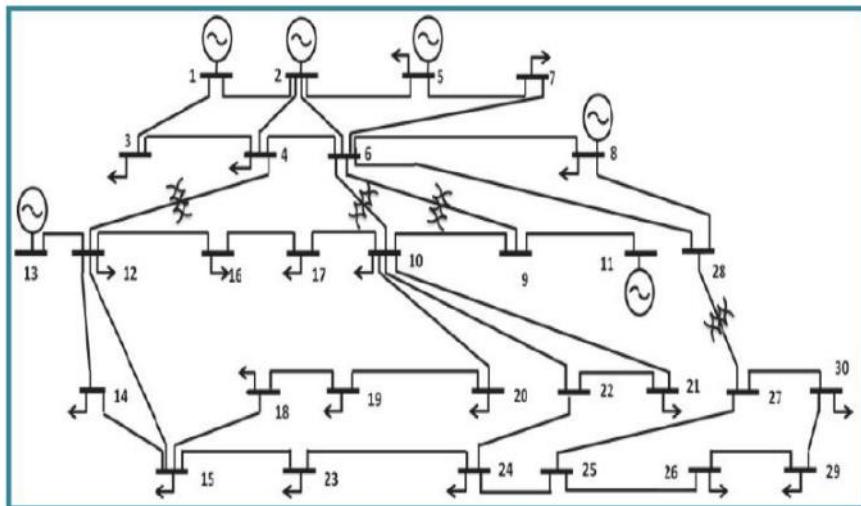
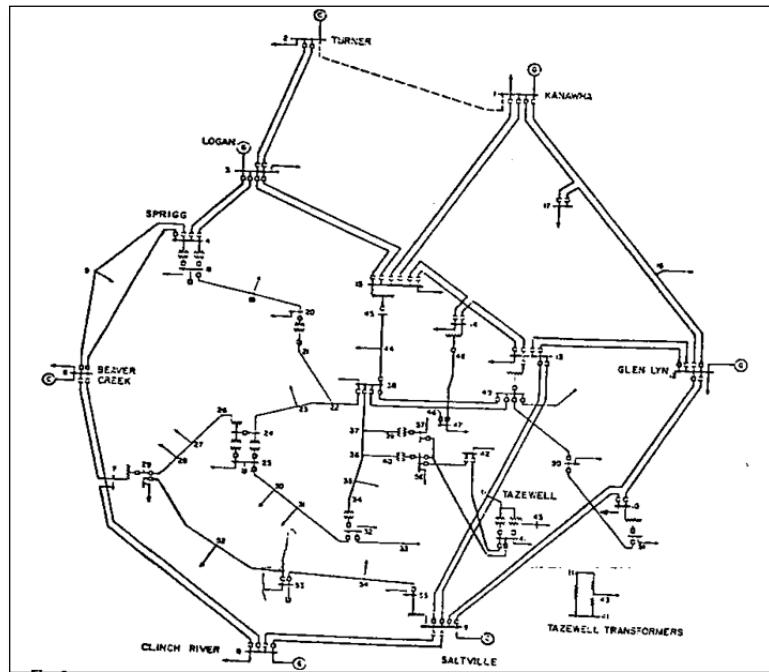


Figure IV.2 : Schéma unifilaire du Réseau électrique IEEE 30 JdB

IV.4 Caractéristique du réseau algériens 59bus

Le réseau électrique 59 JDB représente une partie du réseau algériens. Il comprend 10 unités de production réparties sur les bus n°1, 2, 3, 4, 27, 37, 41, 42 et 53 ainsi qu'un nœud de référence (Slack) situé au bus n°1. Ce réseau alimente les charges via 83 lignes de transmission, la puissance totale demandée pour ce système test est de 283,4 MW. Le bus n°1, avec une tension imposée de $1,060\angle 0^\circ$ (pu), est considéré comme le nœud bilan (Slack bus) du réseau [39].



IV.5.4 Avantages de ce choix technologique

- Facilité de débogage grâce à la console interactive.
- Exécution rapide des scripts, très utile lors des itérations successives de simulation.
- Visualisation immédiate des courbes et résultats numériques.

IV.6 Formulation du Problème de Dispatching Économique Multi-Objectifs

Le dispatching économique est une problématique clé dans l'exploitation des réseaux électriques. Il consiste à déterminer la meilleure répartition de la puissance active produite par les générateurs, de manière à minimiser une ou plusieurs fonctions objectifs, tout en respectant les contraintes physiques et opérationnelles du système.

Dans une approche multi-objectifs, le but n'est pas seulement de minimiser le coût total de production, mais aussi de prendre en compte d'autres facteurs importants comme :

- Les pertes d'énergie dans les lignes de transport (appelées pertes actives).
- La qualité de service électrique (tension, courant, etc.).

IV.6.1 Objectifs à minimiser

Les fonctions objectives peuvent inclure :

- Le coût total de production des générateurs, calculé en fonction de leur rendement et des coefficients économiques.
- Les pertes actives dans les lignes électriques, qui représentent une perte nette d'énergie dans le système.

Ces objectifs sont combinés dans une fonction globale, avec des facteurs de pondération choisis selon les priorités du gestionnaire de réseau.

IV.6.2 Contraintes à respecter

La solution optimale doit respecter un ensemble de contraintes techniques :

IV.6.2.1 Contraintes d'égalité

Équilibre entre puissance générée et puissance demandée : la somme des puissances produites doit couvrir l'ensemble de la demande plus les pertes dans les lignes.

$$\sum P_{gi} - \sum P_d - P_l = 0 \quad (IV.1)$$

IV.6.2.2 Contraintes d'inégalité

- Limites des générateurs : chaque unité de production a une puissance minimale et maximale qu'elle peut délivrer.

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad (IV.2)$$

- Contraintes sur la puissance réactive : pour garantir la stabilité du système.

$$Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \quad (IV.3)$$

- Plages de tension aux différents nœuds (jeux de barres) : pour préserver la qualité de l'alimentation électrique.

$$V_{gi}^{\min} \leq V_{gi} \leq V_{gi}^{\max} \quad (IV.4)$$

- Limites sur les courants circulant dans les lignes : pour éviter la surcharge des équipements.

$$I_{gi}^{\min} \leq I_{gi} \leq I_{gi}^{\max} \quad (IV.5)$$

IV.6.2.3 Calcul des pertes d'énergie

Les pertes actives dans le réseau peuvent être évaluées de deux manières par des méthodes approximatives telles que la matrice approximative de Kron ou bien par des méthodes précises telles

que Newton-Raphson ou Gauss-Seidel. Ces méthodes permettent de résoudre les équations de flux de puissance et d'estimer les pertes dans chaque ligne.

Ces pertes influencent directement les résultats du dispatching économique, car elles modifient la quantité totale de puissance à produire, et donc le coût global du système.

IV.6.2.3.1 La matrice approximative de Kron

Dans le cadre du calcul des pertes de puissance dans un réseau électrique, la matrice approximative de Kron permet de simplifier l'étude en réduisant le réseau à ses nœuds essentiels. Cette réduction conserve les interactions principales entre les générateurs, tout en facilitant l'estimation des pertes actives dans les lignes. Grâce à cette simplification, les pertes de puissance peuvent être exprimées à l'aide de la formule suivante, dérivée de la modélisation du réseau réduit [40]:

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_{gi} B_{ij} + \sum_{i=1}^n P_{gi} B_{0i} + B_{00} \quad (IV.6)$$

IV.6.2.3.2 Les méthodes de Gauss-Seidel et de Newton-Raphson

Les méthodes de Gauss-Seidel et de Newton-Raphson sont largement utilisées pour résoudre les équations d'écoulement de puissance dans les réseaux électriques. Elles permettent de déterminer les tensions aux différents nœuds du réseau, à partir desquelles les courants et les puissances apparentes échangées entre les lignes peuvent être calculés. Ainsi, les pertes totales s'expriment par la somme des puissances apparentes dans chaque direction [8]:

$$S_{loss} = \sum s_{ij} + s_{ji} \quad (IV.7)$$

et la puissance active perdue est obtenue par la partie réelle de cette somme :

$$P_{loss} = \text{Réel}\{S_{loss}\} \quad (IV.8)$$

Ces deux méthodes diffèrent principalement par leur rapidité et précision, Newton-Raphson offrant une convergence plus rapide, notamment dans les réseaux complexes.

IV.7 Spécification de l'optimisation par algorithme génétique (pymoo)

Pour utiliser les AG à travers pymoo, il faut entrer les informations suivantes :

IV.7.1 Fonction d'évaluation

C'est la fonction objectif/multi-objectifs que nous souhaitons optimiser, elle est définie sous la forme « `_evaluate (self, x, out, *args, **kwargs)` » dans une classe héritée de « `ElementwiseProblem` », et remplace la traditionnelle fonction de fitness. Elle calcule le coût total de production ainsi que la contrainte d'équilibre entre production, pertes et demande.

Cette fonction retourne :

- « `out["F"]` » : la valeur de la fonction objective à minimiser (le cout)
- « `out["G"]` » : les contraintes sous forme d'égalité et d'inégalités.

IV.7.2 Nombre de variables

Correspond à « `n_var` » dans le constructeur « `__init__()` » de la classe « `EconomicDispatch` ».

C'est la longueur du vecteur d'entrée `x` de la fonction « `_evaluate` ».

IV.7.3 Contraintes

Les contraintes sont introduites directement dans la fonction « `_evaluate` » via :

« `out["G"] = np.abs(constraint)-1e-3` »

Où « `constraint = Σ Pg + Pg_slack - Pdemand - Ploss` »

IV.7.4 Options de l'algorithme génétique

Elles peuvent être modifiées dans la définition de l'objet algorithm = GA(...) ou via des options supplémentaires dans minimize(...).

IV.7.5 Paramètres de l'algorithme génétique dans pymoo

```
« algorithm = GA( pop_size=100 ) »      # Taille de la population
« termination  =  get_termination("n_gen", 300) »          # Nombre de générations
« TOL=1e-3 »  # Tolérance
« alpha »    # Facteur de charge
```

IV.7.6 Exécution de l'algorithme génétique

Pour exécuter l'AG, on utilise la fonction minimize de pymoo avec la syntaxe suivante :

```
« res = minimize(problem, algorithm, termination, seed=1, verbose=True) »
```

IV.7.7 Structure de la classe problème

La structure du problème est définie dans une classe Python dérivée de « ElementwiseProblem » contenant les champs suivants :

- « `n_var` »: Nombre de variables à optimiser
- « `n_obj` »: Nombre d'objectifs (généralement 1 pour un problème mono-objectif)
- « `n_constr` »: Nombre de contraintes
- « `xl` »: Borne inférieure pour les variables (Pmin)
- « `xu` »: Borne supérieure pour les variables (Pmax)

IV.7.8 Résumé

Fonction d'évaluation : `_evaluate(...)`

Appel via : `minimize(...)`

Contraintes : via `out["G"]`

Bornes : `xl, xu`

Résultat : `res.X` pour les variables optimales (puissance générée) , `res.F` pour la valeur minimale de la fonction objectif.

IV.8 Simulation du dispatching économique par les algorithmes génétique

On optimise la fonction multi-objectif pour avoir la valeur optimales du coût total de production (C_t) et des pertes (P_{loss}) sujet à des contraintes d'égalité et des contraintes d'inégalité. Tout en variant la puissance demandée grâce à un facteur « `alpha` ».

Le DE appliqué au réseau IEEE30bus et IEEE59bus sera effectué :

- En minimisant uniquement le coût total de production (C_t), sans les pertes (P_{loss}).
- En minimisant le coût total de production (C_t) avec les pertes (P_{loss}).

La fonction multi-objectifs à optimiser est le coût total de production C_t formulé par l'équation (III.5) est comme suit

$$f_{eval} = C_t \quad (IV.9)$$

Sujet à la contrainte d'égalité (III.6) et d'inégalité (III.11).

Les résultats de la simulation par algorithme génétique donnent les puissances produites par chaque générateur ainsi que le coût total de production C_t , notre Simulation va porter sur les deux réseaux présentés précédemment.

IV.8.1 Simulation avec le réseau électrique IEEE 30 JdB

IV.8.1.1 Dispatching économique sans pertes

Dans cette partie, on néglige les pertes $P_{loss} = 0$ donc la contrainte d'égalité s'écrit

$$\sum P_g = P_{demand} \quad (IV.10)$$

Afin d'analyser l'impact du paramètre de pondération alpha sur la répartition optimale de la production d'énergie et le coût total associé, plusieurs simulations ont été effectuées en faisant varier la valeur de alpha entre 0,4 et 1,4. Les résultats obtenus concernent la puissance générée par chaque groupe de production (P_{g1} , P_{g2} , P_{g5} , P_{g8} , P_{g11} , P_{g13}), la puissance totale générée (P_g _tot), la demande totale (P_{demand}), ainsi que le coût total de production exprimé en \$/h (COUT_tot).

Le tableau suivant synthétise l'ensemble de ces résultats pour chaque valeur d'alpha considérée :

Tableau IV.1 : Résultats du réseau IEEE 30 JdB sans pertes

Alpha	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4
Pg1(MW)	33,218	46,140	45,858	64,880	45,858	46,716	65,396	58,229	19,844	30,040	13,791
Pg2(MW)	15,260	14,519	30,066	29,673	25,894	18,770	109,392	14,890	65,038	74,686	33,475
Pg5(MW)	8,024	7,699	5,034	10,489	6,584	6,962	5,003	9,011	100,542	68,022	105,293
Pg8(MW)	6,060	32,784	30,366	49,464	31,213	103,431	51,193	32,327	65,630	70,733	145,980
Pg11(MW)	19,837	22,560	16,640	25,657	95,249	35,686	33,939	90,788	19,152	42,640	12,243
Pg13(MW)	30,941	18,029	42,085	18,119	21,970	43,504	18,389	106,465	69,800	82,389	85,903
Pg_tot(MW)	113,340	141,732	170,048	198,282	226,767	255,070	283,311	311,710	340,005	368,509	396,686
P_demand(MW)	113,340	141,732	170,048	198,282	226,767	255,070	283,311	311,710	340,006	368,509	396,686
COUT_tot(\$/hr)	648,75	674,68	716,663	746,367	788,335	818,846	867,816	929,362	963,555	1012,321	1069,482

IV.8.1.2 Dispatching économique avec pertes :

Dans cette partie, on prend en compte les pertes P_{loss} donc la contrainte d'égalité s'écrit

$$\sum P_{gi} = P_{demand} + P_{loss}$$

Tableau IV.2 : Résultats du réseau IEEE 30 JdB avec pertes

Alpha	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
Pg_Slack(MW)	6,611	10,170	3,429	14,841	7,613	5,124	6,877	7,347	6,607	8,159	9,130
Pg2(MW)	22,379	27,139	24,260	14,010	30,253	27,577	36,788	96,729	102,649	124,922	60,825
Pg5(MW)	5,847	35,074	20,190	2,192	17,416	41,569	36,551	23,985	46,478	44,621	72,840
Pg8(MW)	7,858	52,289	41,880	88,886	92,222	149,732	139,199	97,690	149,907	149,950	149,979
Pg11(MW)	16,822	10,819	1,455	11,408	4,035	1,998	1,054	1,054	9,303	4,665	1,740
Pg13(MW)	59,044	8,267	81,807	72,324	80,228	34,162	69,173	92,145	31,672	43,898	111,027
Pg_tot(MW)	118,561	143,759	173,019	203,661	231,767	260,162	289,640	318,950	346,615	376,214	405,541
P_demand(MW)	116,663	141,700	170,040	198,380	226,720	255,060	283,400	311,740	339,113	368,420	396,760
P LOSS(MW)	1.898	2.059	2,979	5,281	5,047	5,102	6,240	7,210	7,502	7,794	8,780
P_demand_tot(MW)	118,561	143,76	173,019	203,661	231,767	260,162	289,640	319,950	346,615	376,214	405,540
COUT_tot(\$/hr)	655,194	693,229	735,624	785,376	860,484	892,895	925,307	1003,095	1017,777	1056,778	1076,669

Dans cette seconde série de simulations, les pertes de puissance dans le réseau ont été prises en compte lors de la résolution du dispatching économique, en utilisant les méthodes de Newton-Raphson et de Gauss-Seidel. L'objectif est d'observer l'évolution de la répartition de la production entre les différents générateurs, en fonction du paramètre alpha, tout en intégrant les pertes techniques (P_{loss}). Le tableau suivant présente les puissances générées par chaque unité (Pg_Slack, Pg2, Pg5, Pg8, Pg11, Pg13), la puissance totale générée (P_g _tot), la demande réelle (P_{demand}), les pertes (P_{loss}), la demande totale

corrigée ($P_{\text{demand_tot}}$) ainsi que le coût total de production (COUT_tot), exprimé en \$/h, pour différentes valeurs de alpha.

IV.8.1.3 Comparaison et interprétation des résultats IEEE 30 JdB

La différence entre la Simulation avec pertes et celle sans les pertes est illustrée par la Figure ci-dessous

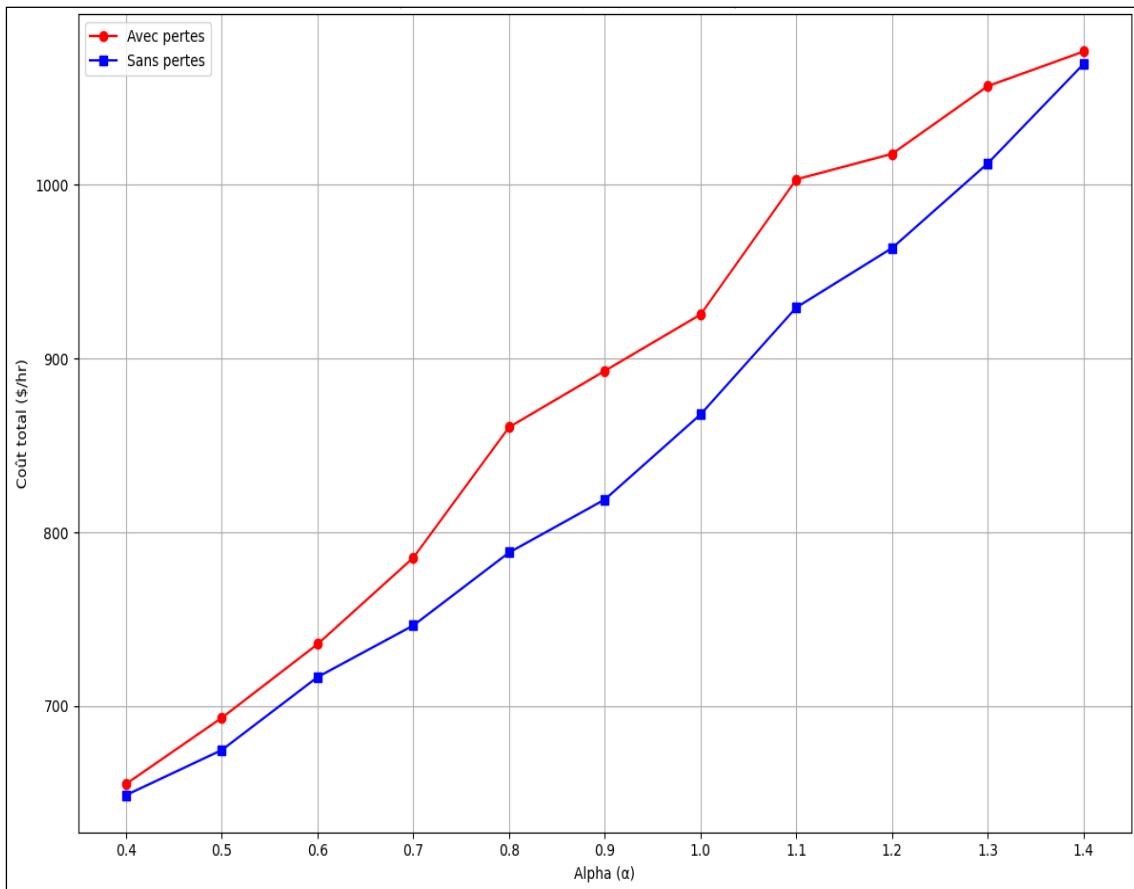


Figure IV.4 : Illustration du cout total (\$/hr) (30JdB) avec et sans pertes selon α

En comparant les deux scénarios, on observe une augmentation générale du coût proportionnel à alpha dans les deux cas, traduisant une montée en charge du système. La courbe "avec pertes" est systématiquement au-dessus de celle "sans pertes", mettant en évidence l'impact économique non négligeable des pertes, notamment entre $\alpha = 0.8$ et $\alpha = 1.1$, où l'écart atteint jusqu'à 70–80 \$/hr. Cela montre que plus le système est sollicité, plus les pertes amplifient les coûts, et que les négliger dans cette plage peut conduire à une sous-estimation critique du coût réel. Cependant, à partir de $\alpha = 1.3$, les courbes convergent, suggérant une stabilisation des pertes ou une compensation dans l'optimisation. Cette analyse met en évidence l'importance d'intégrer les pertes dans les modèles économiques afin de garantir des choix d'exploitation fiables, surtout dans les zones où l'impact des pertes est maximal.

IV.8.2 Simulation avec le réseau électrique algérien 59 JdB

IV.8.2.1 Dispatching économique sans pertes

Dans cette partie on néglige les pertes $P_{\text{loss}} = 0$ donc la contrainte d'égalité s'écrit

$$\sum P_g = P_{\text{demand}}$$

Une dernière série de simulations a été effectuée sur le réseau 59 JdB, qui est caractérisé par une configuration plus étendue avec un nombre important de générateurs répartis sur plusieurs nœuds (P_{g1} ,

P_{g2} , P_{g3} , P_{g4} , P_{g27} , P_{g37} , P_{g41} , P_{g42} et P_{g53}). L'objectif est d'évaluer l'influence du paramètre alpha sur la répartition optimale de la production électrique ainsi que sur le coût économique global. Pour chaque valeur de alpha, une solution de dispatching économique a été déterminée.

Le tableau suivant présente, pour chaque valeur de alpha, les puissances générées par chaque unité, la puissance totale produite (P_{gtot}), la demande (P_{demand}), ainsi que le coût total de production exprimé en \$/h (COUT).

Tableau IV.3 : Résultats du réseau algérien 59 JdB sans pertes

Alpha	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4
$P_{g1}(\text{MW})$	12,911	66,226	65,600	66,632	138,869	71,370	83,130	19,494	95,490	93,585	147,584
$P_{g2}(\text{MW})$	20,727	23,615	108,379	137,876	108,171	122,031	64,680	25,726	113,960	107,704	119,342
$P_{g3}(\text{MW})$	5,099	5,019	5,017	28,393	23,019	63,314	105,480	118,802	81,994	104,317	25,813
$P_{g4}(\text{MW})$	48,839	55,711	48,838	46,727	7,894	130,172	34,650	145,398	44,140	43,542	45,248
$P_{g27}(\text{MW})$	17,801	26,205	13,168	23,767	8,801	59,756	134,100	50,097	56,896	135,036	148,829
$P_{g37}(\text{MW})$	19,458	19,587	19,282	7,809	6,917	106,401	11,340	105,756	73,142	67,532	113,459
$P_{g41}(\text{MW})$	31,876	28,033	32,008	103,206	40,688	24,786	102,450	135,781	141,515	149,916	133,096
$P_{g42}(\text{MW})$	54,959	55,123	55,827	34,940	129,704	13,713	62,280	134,151	118,548	101,781	119,464
$P_{g53}(\text{MW})$	61,890	62,534	62,347	29,453	83,126	24,143	86,010	17,331	95,146	85,966	104,861
$P_{g_tot}(\text{MW})$	273,561	342,052	410,465	478,803	547,189	615,686	684,100	752,536	820,829	889,378	957,697
$P_{\text{demand}}(\text{MW})$	273,561	342,052	410,465	478,803	547,189	615,686	684,100	753,536	820,829	889,378	957,697
$COUT(\$/hr)$	1043,645	1150,763	1289,848	1368,577	1512,917	1634,226	1766,875	1883,781	2067,044	2248,866	2409,872

IV.8.2.2 Dispatching économique avec pertes

Dans cette partie, on prend en compte les pertes P_{loss} donc la contrainte d'égalité s'écrit

$$\sum P_{gi} = P_{\text{demand}} + P_{loss}$$

Dans le cadre de cette dernière simulation, les pertes de puissance dans les lignes ont été intégrées dans le calcul du dispatching économique. La méthode permet ici d'évaluer plus précisément la répartition de la production entre les différents générateurs, tout en tenant compte de l'énergie réellement demandée et des pertes techniques (P_{loss}). Pour chaque valeur du paramètre alpha, le tableau ci-dessous indique les puissances générées par chaque groupe (P_{g_Slack} , P_{g2} , P_{g3} , P_{g4} , P_{g27} , P_{g37} , P_{g41} , P_{g42} et P_{g53}), la puissance totale produite (P_{g_tot}), la demande initiale (P_{demand}), les pertes totales (P_{loss}), la demande corrigée ($P_{\text{demand_tot}}$), ainsi que le coût total de production horaire (COUT_tot en \$/h).

Tableau IV.4 : Résultats du réseau algérien 59 JdB avec pertes

Alpha	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4
$P_{g_Slack}(\text{MW})$	6,799	12,294	10,575	32,026	12,112	25,735	25,813	33,575	43,663	48,751	126,273
$P_{g2}(\text{MW})$	13,723	76,440	78,458	64,139	103,413	124,928	137,932	137,329	147,878	147,789	142,411
$P_{g3}(\text{MW})$	29,633	71,233	19,662	57,920	38,197	54,458	57,165	92,860	90,987	114,816	94,542
$P_{g4}(\text{MW})$	39,092	79,278	55,304	144,712	125,672	147,139	149,987	149,955	149,245	145,327	112,890
$P_{g27}(\text{MW})$	69,342	53,106	99,972	61,078	82,638	101,148	84,758	107,451	104,339	145,598	141,775
$P_{g37}(\text{MW})$	24,762	32,448	31,099	34,803	36,359	44,995	45,842	56,487	56,052	60,474	70,909
$P_{g41}(\text{MW})$	9,314	3,166	22,123	33,756	24,147	59,831	85,213	88,892	88,225	128,103	137,333
$P_{g42}(\text{MW})$	66,507	22,259	67,856	22,454	99,302	27,419	58,809	46,973	78,775	101,130	66,016
$P_{g53}(\text{MW})$	19,027	2,139	32,156	37,995	36,432	46,787	56,591	63,899	89,393	32,828	127,388
$P_{g_tot}(\text{MW})$	278,198	352,362	417,205	488,881	558,271	632,438	702,109	777,420	848,558	924,815	1019,536
$P_{\text{demand}}(\text{MW})$	273,640	342,050	410,460	478,870	547,280	615,690	684,100	752,510	820,92	889,330	957,740
$P_{\text{LOSS}}(\text{MW})$	4,558	10,312	6,745	10,011	10,991	16,748	18,009	24,910	27,638	35,485	61,796
$P_{\text{demand_tot}}(\text{MW})$	278,198	352,362	417,205	489,881	558,271	632,438	702,109	777,420	848,558	924,815	1019,536
$COUT_{\text{tot}}(\$/hr)$	1062,789	1176,734	1299,285	1427,999	1634,960	1702,884	1891,670	1922,345	2120,737	2277,689	2477,077

IV.8.2.3 Comparaison et interprétation des résultats du réseau algérien 59 JdB

La différence entre la Simulation avec pertes et celle sans les pertes est illustrée par la Figure ci-dessous

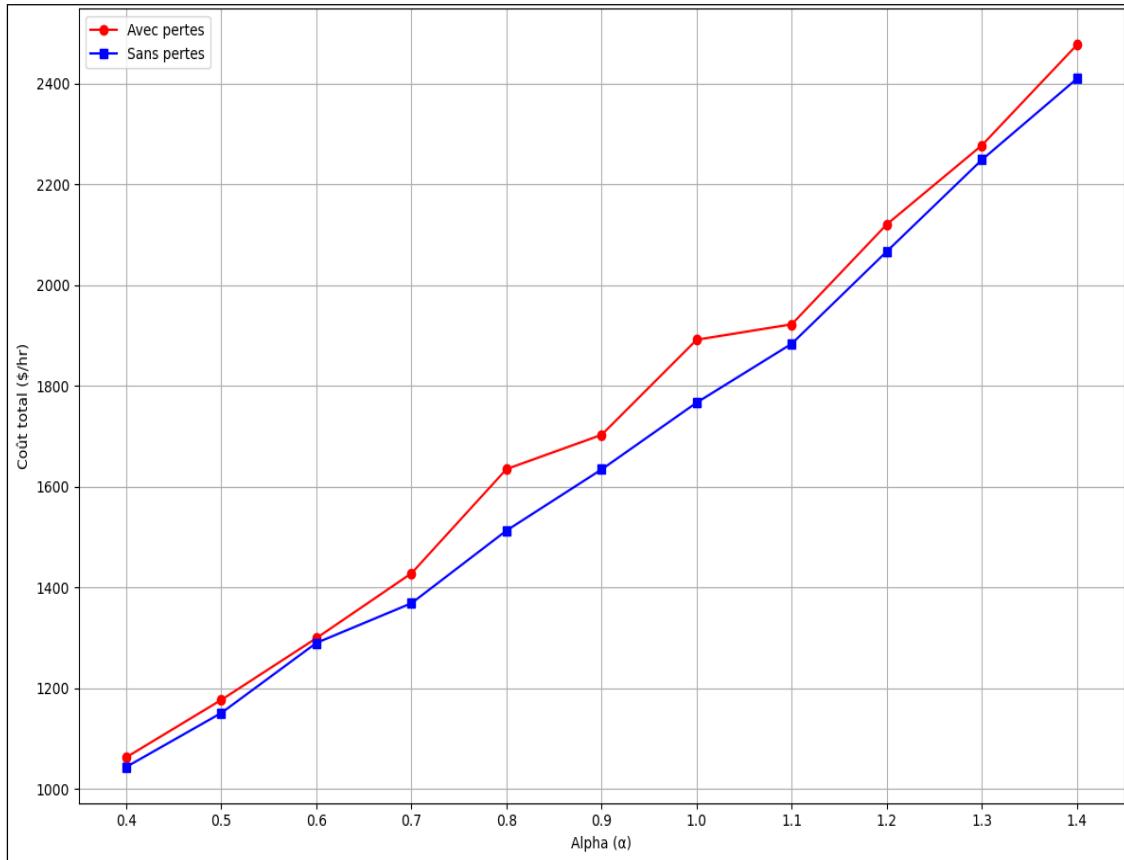


Figure IV.5 : Illustration du cout total (\$/hr) (59JdB) avec et sans pertes selon α

En comparant les deux scénarios : avec et sans prise en compte des pertes techniques. On constate une augmentation régulière du coût total avec la hausse de α dans les deux cas, reflétant une sollicitation accrue du système. La courbe rouge, correspondant au cas avec pertes, est systématiquement supérieure à celle sans pertes, soulignant l'impact significatif des pertes électriques sur le coût global. Cet écart devient particulièrement notable entre $\alpha = 0.8$ et $\alpha = 1.2$, où la différence atteint plusieurs centaines de dollars par heure, ce qui montre que les pertes sont amplifiées lors de conditions de fonctionnement plus exigeantes. En revanche, vers les valeurs élevées de α ($\alpha = 1.3$ à 1.4), les courbes tendent à converger, suggérant une certaine stabilisation des pertes ou une efficacité accrue du système à forte charge. Cette analyse confirme l'importance d'inclure les pertes dans l'évaluation économique afin d'éviter des estimations sous-évaluées du coût réel, particulièrement dans les régimes de fonctionnement les plus critiques.

IV.9 Conclusion

Les simulations réalisées sur les réseaux IEEE 30 et 59 noeuds, à l'aide d'un programme développé en Python basé sur la méthode des algorithmes génétiques (AG), ont permis d'évaluer l'impact des pertes électriques sur le dispatching économique. Les résultats montrent une augmentation progressive du coût total avec le facteur de charge α , avec un écart significatif entre les scénarios avec et sans pertes, surtout pour α compris entre 0.8 et 1.2. Cette influence est plus marquée sur le réseau Algérien 59

nœuds. À forte charge ($\alpha \approx 1.4$), les courbes convergent, traduisant une stabilisation ou une efficacité maximale du système. Ces résultats confirment la pertinence de l'intégration des pertes dans les modèles d'optimisation, ainsi que l'efficacité des AG implémentés sous Python pour résoudre des problèmes multi-objectifs complexes en génie électrique.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Dans le cadre de ce mémoire, nous avons traité le problème du dispatching économique, qui représente un enjeu majeur dans la gestion optimale des réseaux électriques. L'objectif principal était de minimiser les coûts de production d'énergie électrique tout en respectant les contraintes techniques du système, assurant ainsi un fonctionnement fiable et économique des infrastructures électriques.

Pour atteindre cet objectif, nous avons eu recours aux algorithmes génétiques, une technique d'optimisation inspirée des processus évolutifs naturels. Ces algorithmes se sont révélés particulièrement efficaces pour résoudre les problèmes complexes non linéaires associés au dispatching économique, en offrant une flexibilité et une capacité d'adaptation accrues.

Nous avons mis en œuvre cette approche en utilisant le langage Python, un outil de programmation scientifique de plus en plus recommandé sur le nouveau marché de l'ingénierie et de la recherche appliquée. Python offre non seulement un environnement de développement puissant et open-source, mais également une large gamme de bibliothèques spécialisées, dont pymoo, que nous avons utilisée pour notre optimisation multi-objectif.

Le programme développé pour le dispatching économique, avec ou sans prise en compte des pertes calculées selon les méthodes de Newton-Raphson et Gauss-Seidel est générique et entièrement adaptable, quelle que soit la configuration du réseau électrique étudié. Il est capable de s'appliquer à tout type de réseau, indépendamment du nombre de jeux de barres (JdB) ou de lignes (NL), ce qui constitue un atout considérable pour des applications à grande échelle ou en milieu industriel.

La simulation a été réalisée sur deux réseaux standards : le réseau IEEE à 30 nœuds et le réseau à 59 nœuds représentant une configuration réaliste du réseau algérien. Les résultats obtenus ont été analysés pour deux cas : avec pertes et sans pertes. Ces résultats ont démontré la pertinence de notre approche en termes de convergence, de coût minimal et de respect des contraintes.

Les perspectives futures de ce travail incluent plusieurs axes d'amélioration. Il serait pertinent d'envisager l'intégration de contraintes environnementales, telles que la réduction des émissions de CO₂, dans le modèle d'optimisation. De plus, le développement d'une interface utilisateur graphique (GUI) en Python rendrait l'outil plus accessible aux ingénieurs non programmeurs. L'utilisation de techniques d'apprentissage automatique pourrait également être explorée pour prédire les charges futures et adapter dynamiquement la stratégie de dispatching. Enfin, une validation sur des données réelles issues de réseaux électriques industriels algériens permettrait d'évaluer la robustesse et l'efficacité du modèle dans un contexte opérationnel.

Référence bibliographique

- [1] H.Ouafa,"Contribution à l'optimisation des réseaux électriques en présence des multi-FACTS par des méthodes métahéuristiques hybrides", doctorat en Génie électrotechnique et automatique, Université Ferhat, 2019.
- [2] G.Farid, "*Optimisation des flux de puissance sur un réseau standard IEEE*", Master en Génie Électrique et Électronique, Université de Ouargla, 2017.
- [3] Z.Aucharki/O.Belacel "Dispatching économique de la puissance dans un réseau électrique en utilisant les algorithmes génétiques", Master en Électrotechnique, Université Mouloud Maamri, juin 2017.
- [4] Wood, A. J., Wollenberg, B. F., & Sheble, G. C. "*Power Generation, Operation, and Control* (3rd ed.) ". Wiley-Interscience, 2013.
- [5] Chauvin, J.-L. Réseaux électriques : fondements et enjeux. Éditions Techniques de l'Ingénieur. 2018.
- [6] A.Ould Nagi "Optimisation de l'écoulement de puissance par algorithmes : AG et PSO-TVAC ", Master en Génie électrique, Université Mohamed Khider Biskra, 2014.
- [7] C. Bouneau, M. Derdevet, J. Percebois, « Les réseaux électriques au cœur de la transition énergétique », Fondation Jean Jaurès, 2012.
- [8] H.Lahlou/Y.Kenza, "Le dispatchingéconomique dans les réseaux électriques par les algorithmes génétiques ", Master en Réseau électrique, Abdrahman Mira-bejaia, juin 2022.
- [9] A. ARAOUNE, K. DJAHNINE, "Etude des techniques exploitées pour le réglage de la tension dans les réseaux électriques ", Master en électrotechnique, Université de Bejaia, 2017.
- [10] F. SAADI, H. TENBOUKTI, "Calcule de l'écoulement de puissance dans un réseau du distribution radial avec insertion", Master en Réseau électrique, Université de Bejaia, 2016.
- [11] A. ARAOUNE, K. DJAHNINE, "Etude des techniques exploitées pour le réglage de la tension dans les réseaux électriques ", Master en Réseau électrique, Université de Bejaia, 2017.
- [12] F. SAADI, H. TENBOUKTI, "Calcule de l'écoulement de puissance dans un réseau du distribution radial avec insertion", Master en génie électrique, Université de Bejaia, 2016.
- [13] ALOUI, "Dispatching de la puissance réactive avec considération des contraintes du marché d'électricité dérégulé ", Master en Génie électrique, Université Mohamed Khider Biskra, juillet 2019.
- [14] K. CHIKHI, « contribution A l'analyse de la qualité de l'énergie électrique dans le cas de la la stabilité de la tension », doctorat en Génie électrique, Université de Batna, Algérie, 14 novembre 2007.
- [15] S. IDRI, F. KHALDI, " Amélioration des performances de la tension et la stabilité d'un réseau électrique par la compensation de la puissance réactive ", Master en Réseaux électriques, Université de Bejaia, 2018.
- [16] D. T. VINCENT, " Electric power system ", Edition : Prentice Hall, Englewood cliffs, New Jersey07632, 1992.
- [17] A. BOUZIDI, " Modélisation et simulation des réseaux électriques ", Cours faculté deTechnologie, Université de Bejaia, 2016/2017.
- [18] M. MERSEL, K. MEKLAT, " Méthode de calcul rapide des répartitions de puissance dans les réseaux électriques ", Master en Génie électrique, Université de Bejaia, 1989.
- [19] A. T. BAHI, A. M. GUEZZOUN, " Application des algorithmes génétiques au dispatching économique des réseaux électriques", Master en réseau électrique, Université EchahidHamma Lakhdar d'El-Oued, 05/2016.
- [20] G. W.STAGG, A. H.EL ABIAD, "Computer methods in power systemsanalysis",Mc GRAW HILL international editions(Electrical&Electronic Engineering series),1988.

- [21] M. A. OUAKLI, "Répartition optimale de la puissance dans les réseaux de transport électrique par la méthode des essaims de particulier", Master en Réseaux électriques, Université de Béjaia, 2019.
- [22] I. CHEHBOUB, " Optimisation multi-objectifs des transites de puissance électrique", Master en génie électrique, Université Mohand Seddk Ben Yahia, 2021.
- [23] I. Y. GAGI, A. LAHRECH, " Résolution du problème du dispatching économique par une méthode de l'intelligence artificielle", Master en Énergies Renouvelables, Université Kasdi Merabah Ouargla, Juillet 2019
- [24] S. BOUHINI, "Etude du problème de la répartition économique de puissance avec l'algorithme d'Optimisation à Essaims de particules (PSO) ", Master en Electrotechnique industriel, Université DJILALI BOUNAAMA KHEMIS MILIANA, 2018.
- [25] Y. HAZMANI, F. HENANOU, " Résolution du problème de dispatching économique par les méthodes méta-heuristiques ", Master Electrotechnique, Université Mohamed Khider de Biskra, Juillet 2020.
- [26] H. A. OBEIDI, M. F. CHABBI, " Dispatching Economique par Utilisation des Méthodes d'intelligence artificielle ", Master en Réseau électrique, Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued, Septembre 2020.
- [27] I. E. DOUIS, M. T. CHEMSA, "Résolution de dispatching économique par des méthodes d'optimisations méta-heuristique", Master en génie électrique, Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued, 2017.
- [28] Wood, A. J., & Wollenberg, B. F. *Power Generation, Operation, and Control* (2nd ed.). Wiley-Interscience. 1996
- [29] F.Z. Benayed, M. Rahli, L. Abdelhakem-Koridak, « Optimisation du Dispatching Économique par l'Algorithme Harmony Search », *Revue des Énergies Renouvelables*, vol. 14, n°1, 2011.
- [30] A. ZAOUI, W. REGOUTA, " Répartition optimal des puissances dans un réseau électrique par l'intelligence artificielle ", Master en Systèmes électriques, Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued, Juin 2021.
- [31] F. LOUETRI, I. MESBAHI, " Dispatching Economique par Utilisation de Méthodes d'Optimisation Méta heuristiques ", Master en génie électrique, Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued, juin 2019.
- [32] A. CHICHA, "Minimisation dynamique du cout de production des centrales électriques ", Master en réseau électrique, Université Mohamed Khider de Biskra, Juillet 2019.
- [33] SETIT, 3rd International Conference: Sciences of Electronic, Technologies of Information and Telecommunications, TUNISIA. March 27-31, 2005.
- [34] A. BOUABDALLAH, " Application des algorithmes génétiques Au dispatching économique et environnemental ", Master réseau électrique, Université Mohamed Khider Biskra. Juin 2012.
- [35] J. Holland, *Adaptation in natural and artificial systems*, University of Michigan Press, 1975.
- [36] N. DURAND, "Algorithmes génétiques et autres outils d'optimisation appliqués à la gestion de trafic aérien". 5 octobre 2004.
- [37] A. ALIBI, " Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS : (Flexible AC Transmission Systems)", Magister, Université Hadj Lakhdar de Batna, 2009.
- [38] Z. DJEBLAHI, F. Z. TOUTI, " Planification optimale du réseau de transport électrique algérien par les méthodes méta-heuristiques ", Master en génie électrique, Université Mohamed Khider de Biskra, Septembre 2020.

[39] S.Linda/B.Tarek "Economic power dispatch of power systems with pollution control using artificial bee colony optimization", Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences, janvier 2013

[40] Alkhatib, H, "*Estimation d'état des réseaux électriques de distribution maillés*", Maîtrise en génie électrique, École Polytechnique de Montréal, 2013.

Annexes

Tableau A. 1 : Données du coefficient coût et de la limite de puissance active et réactive du générateur du réseau IEEE 30-Bus.

Bus	a [\$/hr]	b [\$/MWhr]	c [\$/MW ² hr]	Pgmin [MW]	Pgmax [MW]	Qgmin [Mvar]	Qgmax [Mvar]
PG₁	100	200	10	0.05	1.5	-150	250
PG₂	120	150	10	0.05	1.5	-40	50
PG₅	40	180	20	0.05	1.5	-40	40
PG₈	60	100	10	0.05	1.5	-30	40
PG₁₁	40	180	20	0.05	1.5	0.0	0.0
PG₁₃	100	150	10	0.05	1.5	-6	24

Tableau A. 2 : Donnée des JdB du réseau IEEE 30- Bus.

Bus	Type	V	Teta	Pd (MW)	Qd (MVar)	Pg (MW)	Qg (MVar)	Qgmin (MVar)	Qgmax (MVa)	Mvar
1	1	1.06	0	0	0	0	0	0	0	0
2	2	1.043	0	21.70	12.7	40	0	-40	50	0
3	0	1.0	0	2.4	1.2	0	0	0	0	0
4	0	1.06	0	7.6	1.6	0	0	0	0	0
5	2	1.01	0	94.2	19.0	0	0	-40	40	0
6	0	1.0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	1.0	0	22.8	10.9	0	0	0	0	0
8	2	1.01	0	30.0	30.0	0	0	-10	60	0
9	0	1.0	0	0.0	0	0	0	0	0	0
10	0	1.0	0	5.8	2.0	0	0	0	0	3
11	2	1.082	0	0.0	0	0	0	-6	24	0
12	0	1.0	0	11.2	7.5	0	0	0	0	3
13	2	1.071	0	0	0.0	0	0	-6	24	0
14	0	1	0	6.2	1.6	0	0	0	0	0
15	0	1	0	8.2	2.5	0	0	0	0	3
16	0	1	0	3.5	1.8	0	0	0	0	0
17	0	1	0	9.0	5.8	0	0	0	0	3
18	0	1	0	3.2	0.9	0	0	0	0	0
19	0	1	0	9.5	3.4	0	0	0	0	0
20	0	1	0	2.2	0.7	0	0	0	0	3
21	0	1	0	17.5	11.2	0	0	0	0	3
22	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	1	0	3.2	1.6	0	0	0	0	3
24	0	1	0	8.7	6.7	0	0	0	0	4.3
25	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	1	0	3.5	2.3	0	0	0	0	0
27	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	1	0	2.4	0.9	0	0	0	0	3
30	0	1	0	10.6	1.9	0	0	0	0	0

Tableau A. 3 : Données des lignes de transport du réseau IEEE 30- Bus.

Lignes	From Bus	To Bus	R [pu]	X [pu]	B/2 [pu]	X'mer TAP(a)
1	1	2	0.0192	0.0575	0.0264	1
2	1	3	0.0452	0.1652	0.0204	1
3	2	4	0.0570	0.1737	0.0184	1
4	3	4	0.0132	0.0379	0.0042	1
5	2	5	0.0472	0.1983	0.0209	1
6	2	6	0.0581	0.1763	0.0187	1
7	4	6	0.0119	0.0414	0.0045	1
8	5	7	0.0460	0.1160	0.0102	1
9	6	7	0.0267	0.0820	0.0085	1
10	6	8	0.0120	0.0420	0.0045	1
11	6	9	0	0.2080	0	1
12	6	10	0	0.5560	0	1
13	9	11	0	0.2080	0	1
14	9	10	0	0.1100	0	1
15	4	12	0	0.2560	0	1
16	12	13	0	0.1400	0	1
17	12	14	0.1231	0.2559	0	1
18	12	15	0.0662	0.1304	0	1
19	12	16	0.0945	0.1987	0	1
20	14	15	0.2210	0.1997	0	1
21	16	17	0.0824	0.1923	0	1
22	15	18	0.1073	0.2185	0	1
23	18	19	0.0639	0.1292	0	1
24	19	20	0.0340	0.0680	0	1
25	10	20	0.0936	0.2090	0	1
26	10	17	0.0324	0.0845	0	1
27	10	21	0.0348	0.0749	0	1
28	10	22	0.0727	0.1499	0	1
29	21	23	0.0116	0.0236	0	1
30	15	23	0.1000	0.2020	0	1
31	22	24	0.1150	0.1790	0	1
32	23	24	0.1320	0.2700	0	1
33	24	25	0.1885	0.3292	0	1
34	25	26	0.2544	0.3800	0	1
35	25	27	0.1093	0.2087	0	1
36	28	27	0	0.3960	0	1
37	27	29	0.2198	0.4153	0	1
38	27	30	0.3202	0.6027	0	1
39	29	30	0.2399	0.4533	0	1
40	8	28	0.0636	0.2000	0.0214	1
41	6	28	0.0169	0.0599	0.0650	1

Tableau A. 4 : Données du coefficient coût et de la limite de puissance active et réactive du générateur du réseau 30 JdB.

N°	Bus	Pg_min	Pg_max	Qgmin	Qgmax	a (\$/hr)	b (\$/MWhr)	c (\$/MW ² hr)
1	1	5	150	-150	250	100	200	10
2	2	5	150	-40	50	120	150	10
3	3	5	150	-40	40	40	180	20
4	4	5	150	-30	40	60	100	10
5	27	5	150	-6	24	40	180	20
6	37	5	150	-6	24	100	150	10
7	41	5	150	-6	24	40	180	20
8	42	5	150	-6	24	40	180	20
9	53	5	150	-6	24	40	180	20

Tableau A. 5 : Données des JdB du réseau IEEE 59- Bus.

Bus	Type	V (pu)	θ (rad)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)
1	1	1.06	0	0	0	0	0	-10	15
2	2	1.04	0	24.2	11	70	0	-35	45
3	2	1.05	0	0	0	70	0	-35	55
4	2	1.0283	0	68.5	31.2	115	0	-60	90
5	3	1	0	22.2	10.2	0	0	0	0
6	3	1	0	0	0	0	0	0	0
7	3	1	0	6	2.7	0	0	0	0
8	3	1	0	3.9	1.8	0	0	0	0
9	3	1	0	28.4	12.9	0	0	0	0
10	3	1	0	18	8.2	0	0	0	0
11	3	1	0	25	11.4	0	0	0	0
12	3	1	0	0	0	0	0	0	0
13	3	1	0	0	0	0	0	-35	48
14	3	1	0	22.5	10.3	0	0	0	0
15	3	1	0	19.4	8.8	0	0	0	0
16	3	1	0	0	0	0	0	0	0
17	3	1	0	6.4	2.9	0	0	0	0
18	3	1	0	0	0	0	0	0	0
19	3	1	0	0	0	0	0	0	0
20	3	1	0	52.9	24.1	0	0	0	0
21	3	1	0	0	0	0	0	0	0
22	3	1	0	0	0	0	0	0	0
23	3	1	0	56.7	25.8	0	0	0	0
24	3	1	0	21.4	9.8	0	0	0	0
25	3	1	0	0	0	0	0	0	0
26	3	1	0	19.6	8.9	0	0	0	0
27	2	1.0266	0	23.5	10.8	40	0	-20	35

28	3	1	0	7.8	3.5	0	0	0	0
29	3	1	0	5.9	2.7	0	0	0	0
30	3	1	0	0	0	0	0	0	0
31	3	1	0	0	0	0	0	0	0
32	3	1	0	0	0	0	0	0	0
33	3	1	0	24.7	11.3	0	0	0	0
34	3	1	0	0	0	0	0	0	0
35	3	1	0	13.9	6.3	0	0	0	0
36	3	1	0	13.9	6.3	0	0	0	0
37	2	1.0273	0	0	0	30	0	-20	35
38	3	1	0	15.6	7.1	0	0	0	0
39	3	1	0	1.5	0.7	0	0	0	0
40	3	1	0	21.6	9.8	0	0	0	0
41	2	1.0966	0	3	1.3	110	0	-35	45
42	2	1.034	0	0	0	70	0	-35	55
43	3	1	0	7.3	3.3	0	0	0	0
44	3	1	0	16.8	7.7	0	0	0	0
45	3	1	0	0	0	0	0	0	0
46	3	1	0	22.2	10.1	0	0	0	0
47	3	1	0	16.3	7.4	0	0	0	0
48	3	1	0	19.2	8.8	0	0	0	0
49	3	1	0	14.3	6.5	0	0	0	0
50	3	1	0	0	0	0	0	0	0
51	3	1	0	0	0	0	0	0	0
52	3	1	0	16	7.3	0	0	0	0
53	3	1	0	0	0	200	0	-100	160
54	3	1	0	7.3	3.3	0	0	0	0
55	3	1	0	8.7	4	0	0	0	0
56	3	1	0	7.2	3.3	0	0	0	0
57	3	1	0	0	0	0	0	0	0
58	3	1	0	22.3	10.1	0	0	0	0
59	3	1	0	0	0	0	0	0	0

Tableau A. 6 : Données des lignes de transport du réseau IEEE 30- Bus.

From	To	R (p.u.)	X (p.u.)	B/2 (p.u.)
1	38	0.152	0.483	0.0023
1	40	0.11	0.352	0.0017
2	20	0.019	0.12	0.0007
2	55	0.004	0.023	0.0001
3	20	0.018	0.119	0.0007
4	27	0.002	0.006	0.002
4	27	0.003	0.007	0.002

5	9	0.087	0.221	0.001
5	9	0.088	0.221	0.001
5	23	0.038	0.138	0.0006
5	23	0.038	0.14	0.0006
5	27	0.045	0.167	0.0007
5	27	0.045	0.168	0.0008
5	46	0.071	0.231	0.0011
6	5	0.002	0.054	0
6	13	0.054	0.19	0.137
6	13	0.057	0.201	0.144
6	30	0.018	0.085	0.064
6	30	0.025	0.086	0.062
7	40	0.527	0.887	0.0036
7	56	0.364	0.627	0.0026
8	14	0.214	0.491	0.0025
8	25	0.157	0.395	0.0019
9	14	0.21	0.366	0.0014
9	14	0.129	0.324	0.0015
10	40	0.014	0.018	0.0014
10	40	0.011	0.015	0.003
11	48	0.222	0.605	0.0026
12	11	0.02	0.054	0
12	37	0.013	0.045	0.007
13	3	0.014	0.326	0
13	34	0.04	0.142	0.101
13	34	0.04	0.141	0.101
14	29	0.357	0.622	0.0023
15	54	0.115	0.277	0.006
16	15	0.014	0.285	0
16	34	0.03	0.104	0.079
17	39	0.12	0.308	0.0014
17	44	0.37	0.949	0.0043
18	22	0.0055	0.02	0.0143
18	51	0.011	0.04	0.0285
19	22	0.008	0.0285	0.0205
19	32	0.016	0.057	0.041
20	28	0.281	0.506	0.0023
20	55	0.016	0.101	0.0006
21	20	0.011	0.439	0
21	54	0.13	0.349	0.008

22	20	0.006	0.162	0
22	21	0.014	0.34	0
23	26	0.015	0.02	0.004
23	27	0.026	0.034	0.007
23	46	0.056	0.171	0.0008
24	57	0.01378	0.04886	0.035
25	29	0.217	0.369	0.0015
26	27	0.013	0.017	0.004
28	43	0.27	0.477	0.0021
29	39	0.312	0.789	0.0037
30	29	0.006	0.216	0
30	45	0.032	0.15	0.113
31	34	0.0048	0.0168	0.012
31	50	0.0095	0.0335	0.024
32	34	0.008	0.0285	0.0205
33	35	0.092	0.155	0.0006
33	48	0.838	0.413	0.0057
34	33	0.006	0.215	0
36	43	0.334	0.578	0.0024
38	44	0.327	0.561	0.0023
40	41	0.014	0.019	0.004
40	58	0.106	0.301	0.0012
40	58	0.107	0.307	0.0012
42	59	0.00791	0.02806	0.02
43	52	0.094	0.16	0.0007
45	44	0.014	0.327	0
45	59	0.019	0.089	0.068
47	49	0.339	0.857	0.0039
47	58	0.219	0.547	0.0026
49	56	0.016	0.028	0.0001
50	53	0.0048	0.0168	0.012
51	53	0.0055	0.02	0.0143
53	52	0.006	0.163	0
57	56	0.01	0.351	0
57	59	0.0288	0.102	0.073
59	58	0.006	0.215	0

Français

Ce mémoire traite de l'optimisation du dispatching économique dans les réseaux électriques, en particulier à travers l'intégration des pertes techniques et l'utilisation des algorithmes génétiques (AG). Face aux enjeux croissants liés à la gestion efficace de l'énergie électrique, le travail propose une approche innovante basée sur les métaheuristiques, mise en œuvre à l'aide du langage Python et de la bibliothèque Pymoo. Deux réseaux standards ont été étudiés : IEEE 30 nœuds et IEEE 59 nœuds. Pour chacun, plusieurs simulations ont été réalisées afin de comparer les coûts totaux avec et sans prise en compte des pertes, en fonction d'un facteur de pondération α . Les résultats ont mis en évidence l'importance stratégique d'intégrer les pertes dans les modèles économiques, notamment dans les régimes intermédiaires où leur impact est maximal. Le modèle développé démontre également la performance des AG dans la résolution de problèmes multi-objectifs complexes, avec des résultats précis, fiables et adaptés aux contraintes des réseaux modernes. Ce travail ouvre la voie à de futures extensions vers des réseaux plus vastes et intégrants des énergies renouvelables ou des contraintes en temps réel.

Arabe

تناولت هذه الرسالة تحسين التوزيع الاقتصادي في الشبكات الكهربائية، لا سيما من خلال دمج الخسائر التقنية واستخدام الخوارزميات الجينية. في مواجهة التحديات المتزايدة المتعلقة بالإدارة الفعالة للطاقة الكهربائية، يقترح هذا العمل نهجاً مبتكرًا قائماً على الاستدلال الفوقي، مُطبقاً باستخدام لغة بايثون ومكتبة Pymoo. درست شبكتان قياسيان: IEEE 30 عقدة و 59 عقدة. أجريت لكلٍّ منها عدة عمليات محاكاة لمقارنة النتائج الإجمالية مع مراعاة الخسائر وبدونها، وفقاً لعامل الترجيح α . أبرزت النتائج الأهمية الاستراتيجية لدمج الخسائر في النماذج الاقتصادية، لا سيما في الأنظمة الوسيطة حيث يكون تأثيرها في أقصاه. كما يُظهر النموذج المُطور أداءً للخوارزميات الجينية في حل المشكلات المعقّدة متعددة الأهداف، مع نتائج دقيقة وموثوقة تتناسب مع قيود الشبكات الحديثة. يُمهد هذا العمل الطريق لتوسيعات مستقبلية لشبكات أكبر تدمج الطاقات المتجددة أو قيود الوقت الفعلي.

English

This thesis addresses the optimization of economic dispatch in electrical networks, particularly through the integration of technical losses and the use of genetic algorithms (GA). In response to the growing challenges related to efficient energy management, the work proposes an innovative approach based on metaheuristics, implemented using the Python language and the Pymoo library. Two standard networks were studied: IEEE 30-bus and IEEE 59-bus. For each, several simulations were conducted to compare total costs with and without considering losses, depending on a weighting factor α . The results highlighted the strategic importance of integrating losses into economic models, especially in intermediate regimes where their impact is greatest. The developed model also demonstrates the performance of GAs in solving complex multi-objective problems, delivering accurate, reliable results adapted to the constraints of modern networks. This work paves the way for future extensions to larger networks incorporating renewable energy or real-time constraints.