

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE MINISTÈRE DE

L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET

FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES

DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux électriques

THÈME

Répartition économique de charge en considérant les contraintes d'intermittence et de flexibilité.

Préparé par :

Derkaoui Ahmed Walid

Mennai Abdelkarim

Devant le Jury :

<i>Nom et prénoms</i>	<i>Grade</i>	<i>Qualité</i>
BOURENANE.H	MAA	Président
ALLAOUI.T	Pr	Examineur
TEZTAZ.Z	MAA	Encadreur
BENABID.R	MCA	Co-Encadreur
BENASLA M	MCB	Examineur

Année universitaire : 2023/2024

REMERCIEMENTS

Avant tous, nous remercions ALLAH tout puissant

de nous avoir donné la force et la volonté d'accomplir ce travail.

*Nous remercions tout particulièrement nos encadreurs **Mr BENABID RABAH** et **M^{me} TEZTAZ ZINEB**.*

Pour et leur supervision et leurs conseils lors de la mise en œuvre de ce projet.

*Nous remercions très sincèrement, les membres de jury d'avoir accepté de faire partie du comité des
examineurs.*

*Nous adressons également nos remerciements, à tous nos enseignants, qui ont contribué à notre formation
tout au long de nos années d'études.*

*Nos remerciements s'adressent aussi aux membres du **Centre de Recherche Nucléaire de Birine***

, AIN OUSSARA

*Enfin, nous sommes très heureux d'exprimer notre profonde gratitude à tous ceux qui ont contribué d'une
manière ou d'une autre à réaliser ce projet et ce mémoire*

Dédias

Au nom de Dieu le Miséricordieux

Je dédie ce travail à :

À Mes très chères parents

Grâce à leur gentillesse, leurs encouragements et leurs grands

Sacrifices, ils ont su créer une atmosphère affectueuse propice à la poursuite de mes études, aucune dédicace ne peut exprimer mon respect et mes sentiments profonds pour eux, je prie Dieu de les bénir, de veiller sur eux, dans l'espoir qu'ils le feront Je serai toujours fier de moi.

A mon partenaire Abdelkarim qui a partagé ce travail avec moi.

A mes amis et toute la famille électrotechnique.

Walid.

Dédias

Au nom d ALLAH le Miséricordieux

Je dédie ce travail à :

À Mes très chères parents

Grâce à leur gentillesse, leurs encouragements et leurs grands

Sacrifices, ils ont su créer une atmosphère affectueuse propice à la poursuite de mes études, aucune dédicace ne peut exprimer mon respect et mes sentiments profonds pour eux, je prie Dieu de les bénir, de veiller sur eux, dans l'espoir qu'ils le feront Je serai toujours fier de moi.

A mon partenaire walid qui a partagé ce travail avec moi.

A mes amis et toute la famille électrotechnique.

Abdelkarim.

ملخص:

تلعب مشكلة التوزيع الاقتصادي للأحمال أو توزيع القوى دوراً هاماً في تشغيل شبكات الكهرباء. يهدف هذا التوزيع إلى توزيع القوى المولدة من جميع المحطات بشكل اقتصادي وفعال لضمان تقليل تكاليف إنتاج الكهرباء مع الحفاظ على موثوقية واستقرار الشبكة الكهربائية. بالإضافة إلى الجانب الاقتصادي، يساهم حل مشكلة التوزيع الاقتصادي في تقليل الأثر البيئي لمحطات الكهرباء، والحفاظ على أمن حدود المولدات وضمان نقل القوى بشكل جيد. يتناول هذا البحث مشكلة التوزيع الاقتصادي للأحمال مع مراعاة الديناميكية في الحمل، والقيود المتعلقة بزيادة وخفض القدرة، والخصائص التقنية للمحطات النووية، والجوانب المتغيرة للطاقة المتجددة، ويتناول البحث أيضاً جوانب فنية وتقنية مختلفة تتعلق بتشغيل محطات الطاقة التقليدية والمتجددة، مع التركيز على تحديات وفرص التوزيع الاقتصادي للأحمال في ظل تنوع مصادر الطاقة، قمنا بحل مشكلة الأمثلية باستخدام دالة **FMINCON** لحل مشكلة التوزيع الأمثل للقدرة الفعالة في بيئة **MATLAB**، والتي تعتبر مشكلة كبيرة وشديدة التعقيد وغير خطية مع قيود.

الكلمات المفتاحية: التوزيع الاقتصادي، التحسين، شبكة كهربائية، التأثير الاقتصادي والبيئي

Résumé :

Le problème de la répartition économique de la charge ou du dispatching des puissances joue un rôle crucial dans l'exploitation des réseaux électriques. Ce processus vise à répartir les puissances générées par l'ensemble des centrales de manière économique et efficace afin de réduire les coûts de production d'électricité tout en maintenant la fiabilité et la stabilité du réseau électrique. En plus de l'aspect économique, la résolution de ce problème contribue à diminuer l'impact environnemental des centrales électriques, à assurer la sécurité des limites des générateurs et à garantir une transmission adéquate des puissances. Cette mémoire traite du problème de la répartition économique de la charge en prenant en compte la dynamique de la charge, les contraintes liées à la montée et à la descente de puissance, les caractéristiques techniques des centrales nucléaires et les aspects variables des énergies renouvelables. Elle aborde également divers aspects techniques liés au fonctionnement des centrales énergétiques conventionnelles et renouvelables, en mettant l'accent sur les défis et les opportunités du dispatching économique dans un contexte de diversification des sources d'énergie. Nous avons résolu le problème d'optimisation en utilisant la fonction **FMINCON** pour résoudre le problème de la distribution optimale des puissance actives dans l'environnement **MATLAB**, qui est considéré comme un problème important, très complexe et non linéaire avec des contraintes.

Mots clés : Le dispatching économique, optimisation, réseau électrique, Impact économique et environnemental.

Summary:

the problem of economic load dispatch or power dispatch plays a pivotal role in the operation of electrical grids. This process aims to economically and efficiently distribute the power generated by all plants to reduce electricity production costs while maintaining the reliability and stability of the electrical network. In addition to its economic aspect, solving this problem contributes to reducing the environmental impact of power plants, ensuring the safety of generator limits, and ensuring adequate power transmission. This study addresses the economic load dispatch problem considering load dynamics, constraints related to power ramping, technical characteristics of nuclear plants, and the variable nature of renewable energies. It also explores various technical aspects related to the operation of conventional and renewable energy plants, emphasizing the challenges and opportunities of economic dispatch in a context of energy source diversification. We addressed the optimization problem using the **FMINCON** function to solve the optimal distribution of active power capacities in the **MATLAB** environment, which is considered a significant, highly complex, and nonlinear problem with constraints.

Keywords: economic dispatch, optimization, electrical network, Economic and environmental impact.



Sommaire



- ❖ **Liste des figures**
- ❖ **Liste des tableaux**
- ❖ **Liste des symboles et abréviations**

Introduction générale.....	1
Chapitre 1: Technologies de production d'énergie électrique	3
1.1 Introduction :.....	3
1.2 Réseaux électriques :	3
1.3 Les différents types des centrales électriques :	4
1.3.1 Centrale thermique :	4
1.3.2 Centrale nucléaire :.....	6
1.4 Avantages et inconvénients des centrales électriques conventionnelles :.....	7
1.4.1 Les avantages.....	7
1.4.2 Les inconvénients :.....	7
1.5 Types des énergies renouvelables :	7
1.5.1 Centrale éolienne :	7
1.5.2 Centrales solaires ou photovoltaïques :	8
1.5.3 Centrale l'énergie hydroélectriques :	9
1.5.4 Centrale biomasse :.....	9
1.6 Avantages et inconvénients des énergies renouvelables :	10
1.6.1 Avantages :.....	10

1.6.2 Inconvénients :.....	10
1.7 Quelques caractéristiques technico-économiques des centrales électriques.....	10
1.7.1 Cout :	10
1.8 Mix-énergique :.....	11
1.8.1 Principe de la diversité dans le mix-énergétique :.....	11
1.8.2 Algérie :	12
1.8.3 France :	12
1.8.4 Belgique :.....	13
1.8.5 L'intérêt de principe de la diversification dans le mix-énergétique :	14
1.9 Conclusion :	14
Chapitre 2: Répartition économique de charge.....	15
2.1 Introduction :.....	15
2.2 Les unités électriques :.....	15
2.2.1 Unités de charge de base :	15
2.2.2 Unités intermédiaires :.....	15
2.2.3 Unités de pointes :	15
2.2.4 Unité de réserve :.....	15
2.3 Description de répartition économique de l'électricité :.....	15
2.4 Cout de production d'énergie électrique :.....	16
2.4.1 Courbe de cout :.....	16
2.5 Incrémentation du coût :	17

2.6 Différentes formulations du problème de la répartition économique de charge :.....	18
2.6.1 Intégration des pertes de transmission :.....	18
2.6.2 Intégration du modèle de la vanne (valve point effet):.....	18
2.6.3 Effet du multi-combustibles :	19
2.6.4 Intégration des zones interdite :.....	19
2.6.5 Considération des émissions des gaz à effet de serre :.....	21
2.7 Limites techniques des différentes sources d'énergie :.....	21
2.7.1 Temps de démarrage (ou d'arrêt) :	21
2.7.2 Temps minimum de fonctionnement (ou de l'arrêt) :.....	21
2.7.3 Limites sur la puissance produite :	22
2.7.4 Limite sur la rampe de puissance :	22
2.7.5 Limites de fonctionnement d'un réacteur nucléaire :.....	22
2.7.6 Priorité de fonctionnement (must run) :	23
2.8 Caractéristiques techniques des différentes sources d'énergie :.....	23
2.8.1 L'intermittence et la variabilité :	23
2.8.2 Caractéristique éolienne :	24
2.9 Conclusion :	26
Chapitre 3: Formulation des problèmes d'optimisation non linéaires.....	27
3.1 Introduction.....	27
3.2 Définition de l'optimisation.....	27
3.3 Algorithmes d'optimisation	27

3.4 Optimisation linéaire.....	29
3.5 Optimisation non linéaire.....	30
3.5.1 Définition du problème.....	31
3.5.2 Fonction objective	31
3.5.3 Contraintes.....	31
3.5.4 Exemple de Formulation	32
3.6 Application à répartition économique des charges (ELD).....	32
3.6.1 Formulation du problème de répartition économique des charges.....	32
3.6.2 Fonctions objectives	33
3.6.3 Variables de décision (contrôle)	33
3.6.4 Contraintes d'égalités	34
3.6.5 Contraintes d'inégalités	34
3.6.6 Fonction environnementale :	36
3.7 Optimisation mono-objectif et multi-objectif.....	37
3.8 Utilisation de optimtool pour résoudre un problème d'optimisation :.....	37
3.9 Ouvrir l'interface optimtool	37
3.9.1 Composants de l'interface optimtool :.....	38
3.10 Exemple de code.....	39
3.11 Conclusion	40
Chapitre 4: Résultats et discussions.....	41
4.1 Introduction.....	41

4.2 Etudes de cas.....	41
4.2.1 Réseau à trois générateurs :	41
4.2.2 Réseau algérien 10 générateurs :	41
4.3 Résultats de simulation	42
4.3.1 Réseau à trois générateurs	42
4.3.2 Cas d'étude 1 :	43
4.3.3 Cas d'étude 2 :	44
4.3.4 Etude de cas n. 3 :	46
4.3.5 Etude de cas n. 4 :	46
4.3.6 Etude de cas n. 5 :	47
4.3.7 Comparaison des résultats obtenus des études de cas :	48
4.4 Réseau Algérien 10 générateurs.....	49
4.4.1 Etude de cas n. 1 :	50
4.4.2 Etude de cas n. 2 :	51
4.4.3 Etude de cas n. 3 :	53
4.4.4 Etude de cas n. 4 :	55
4.5 Conclusion	57
Conclusion générale.....	58
BIBLIOGRAPHIE.....	59

Liste des figures

Figure (1.1) Structure d'un réseau électrique.	3
Figure (1.2) schéma représente le principe de fonctionnement d'une centrale thermique [1].	4
Figure (1.3) schéma représente le principe de fonctionnement d'une centrale à gaz [1]	5
Figure (1.4) schéma représente le principe de fonctionnement d'une centrale cycle combiné [2].	5
Figure (1.5) Principe de fonctionnement d'une centrale nucléaire [4].	6
Figure (1.6) Schéma de principe d'une fonctionnement énergie éolienne [2]	8
Figure (1.7) Evolution des centrales éoliennes.	8
Figure (1.8) Schéma de principe d'un générateur photovoltaïque [3].	9
Figure (1.9) Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique.	9
Figure (1.10) Principe de fonctionnement d'une centrale Biomasse.	10
Figure (1.11) utilisation énergie en Algérie année 2021 [6].	12
Figure (1.12) utilisation énergie en Algérie année 2030 [6].	12
Figure (1.13) Répartition de la capacité installée (gauche) et de l'énergie produite (droite) du parc français en 2019 [7].	13
Figure (1.14) Consommation finale d'énergie en 2022 [8].	13
Figure (1.15) la capacité installée d'électricité en Allemagne en 2019 [9].	14
Figure (2.1) Modèle du système électrique utilisé dans le dispatching économique [10].	16

Figure (2.2) : Caractéristique du coût de production d'un générateur [11].	17
Figure (2.3) : Courbe de l'accroissement du coût de combustible.	17
Figure (2.4) Effet de l'ouverture des vannes pour une unité thermique [13].	19
Figure (2.5) Courbe de coût du combustible d'une unité thermique avec trois types de combustible [13].	20
Figure (2.6) Caractéristique de coût avec deux zones de fonctionnement interdites [13]	20
Figure (2.7) fonctionnement de SMR [16].	23
Figure (2.8) : courbe de production d'énergie solaire [17]	24
Figure (2.9) : courbe de production d'énergie éolienne [17].	24
Figure (2.10) La courbe caractéristique de puissance [18].	25
Figure (3.1) Structure globale du problème d'optimisation.	28
Figure (3.2) Optimetool toolbox Matlab.	38
Figure (4.1) Comparaison des couts des trois générateurs	42
Figure (4.2) Comparaison des émissions des trois générateurs.	43
Figure (4.3) Evolution de la fonction objective.	43
Figure (4.4) Résultats de la répartition économique de charge dynamique	45
Figure (4.5) Comparaison de la demande électrique et la production totale.	45
Figure (4.6) Résultats de cas d'étude 3.	46
Figure (4.7) Profile de puissance de SMR.	47
Figure (4.8) Résultats de l'étude de cas n. 4.	47
Figure (4.9) Résultats de l'étude de cas n. 5.	48

Figure (4.10) Comparaison des résultats obtenus des études de cas.....	48
Figure(4.11) Topologie du réseau algérien de production et de transport à 59 bus.....	49
Figure (4.12) Comparaisons de la demande électrique et la production totale avec 30% de taux de pénétration de ENR.....	52
Figure (4.13) Comparaison de la demande électrique et la production totale avec 40% de taux de pénétration de ENR.....	52
Figure (4.14) Résultats de cas d'étude 2.	53
Figure (4.15) : 0% de taux de pénétration des ENR.....	53
Figure (4.16) 10% de taux de pénétration des ENR.....	54
Figure (4.17) 20% de taux de pénétration des ENR.....	54
Figure (4.18) 30% de taux de pénétration des ENR.....	55
Figure (4.19) Resulta de cas n 4 (20%)	56
Figure (4.20) Resulta de cas n 4 (30%)	56
Figure (4.21) Résulta de cas n 4 (40%)	57
Resultats de cas n 4 (20%) avec profil prédéfini de centrale nucellaire.....	57
Figure (4.22) Resultats de cas n 4 (20%) avec profil prédéfini de centrale nucellaire.....	57

Liste des tableaux

Tableau (1.1) : cout du combustible de plusieurs types des centrales électriques.....	11
Tableaux (2.1) les unités des coefficients	16
Tableau (2.2) : temps de réponse des moyens classiques de production.....	21
Tableau (2.3) Limite sur la rampe de puissance.	22
Tableau 0.1 Données du réseau a trois générateurs.	42
Tableau 4.2 Résultats la répartition économique de charge.	44
Tableau 4.3 Rampes des générateurs.....	44
Tableau 4.4 Profil de la demande électrique en 24 heure.....	44
Tableau 4.5 Données du réseau algérien	49
Tableau 4.6 Résultats la répartition économique de charge.	50

Liste des symboles et abréviations - :

CC : Une centrale thermique à Cycle Combiné

SO_x : les Oxydes de Soufre

NO_x : les Oxydes d'Azote

CO₂ : Dioxyde de Carbone

SMR : Small Modular Reactor (petits réacteurs modulaires)

SC : Centrale à Charbon

IGCC : Centrale à Cycle Combiné avec Gazéification Intégrée du Charbon.

TGV : Turbin Gaz/ Vapeur ou système de production à cycle combiné.

ENR : Energie Renouvelable

DE : Dispatching Economique

TMA : Le Temps Minimum d'Arrêt

TMF : Le Temps Minimum de Fonctionnement

PL : La Programmation Linéaire

PNL : La Programmation Non Linéaire

OPF : Optimal Power Flow (écoulement de puissance optimal).

PD : Puissance Active totale absorbée par toute la charge

α_i , β_i , γ_i : coefficients de coût

α_i , β_i , δ_i : sont des coefficients caractéristiques d'émission attachés à chaque groupe de production.

P_{imin} : Puissance Minimale active du générateur. (i).

P_{imax} : Puissance Maximale active du générateur (i).

P_{gi} : Puissance Active Générée par unité de générateur (i).

$C_i P_{gi}$:: la fonction du coût du combustible.

$E_i(P_{Gi})$: la fonction des émissions.

n_g : Nombre total de Générateurs.

B_{ij} , B_{0i} et B_{00} : sont les coefficients de perte ou B-coefficients.

B_{0i} : Facteur linéaire variable.

B_{00} : Facteur constant

MW: Méga Watt.

Introduction générale

Le problème de la répartition économique de charge ou de dispatching économique des puissances joue un rôle très important dans l'exploitation des réseaux électriques afin de répartir judicieusement les puissances générées par l'ensemble des centrales. En plus de l'aspect économique, la résolution de problème de dispatching économique permet de réduire l'impact environnemental des centrales électriques, maintenir la sécurité des limites des générateurs et une bonne transmission des puissances.

Le but est de minimiser le coût de la production d'électricité tout en garantissant une distribution fiable et efficace. Ce défi est connu sous le nom de problème de dispatching économique. Il implique des stratégies et des méthodes d'optimisation pour déterminer la répartition optimale de la production d'énergie afin de répondre à la demande de manière économique tout en assurant la stabilité et la fiabilité du réseau électrique.

Ce mémoire traite le problème de la répartition économique de charge en considérant l'aspect dynamique de la charge, les contraintes liées à la rampe de puissance ainsi que les caractéristiques techniques des centrales nucléaires et l'aspect d'intermittence et de variabilité des énergie renouvelable (EnRs). Ce mémoire est divisé en quatre chapitres principaux, chacun mettant en lumière des aspects spécifiques du problème de la répartition économique de charge.

Le premier chapitre, examine les différents types de centrales électriques conventionnelles, telles que les centrales thermiques, les centrales à gaz, les centrales à cycle combiné, et autres. Il discute également en détail les types de sources d'énergie renouvelable, comme l'énergie solaire, éolienne et biomasse. En outre, les technologies des centrales nucléaires sont abordées, y compris les réacteurs modulaires de petite taille (SMR). Le chapitre traite également des avantages et les inconvénients de chaque type d'énergie, tels que les coûts, les contraintes techniques, et la flexibilité, ainsi que de l'importance de la diversité dans le mix énergétique, avec des exemples pratiques de pays comme l'Algérie, la France, l'Allemagne et la Belgique.

Le deuxième chapitre, se concentre sur la répartition économique de la charge des sources d'énergie électrique. Il commence par les différentes stratégies de fonctionnement centrale électrique et leur classification, puis on à examiner les coûts de production d'énergie électrique, en analysant la courbe coût en fonction de puissance, l'impact du modèle de la vanne (Valve Point Effet), l'effet de multi-combustible, et les zones interdites de fonctionnement. Il

explore également les limites techniques des différentes sources d'énergie, le chapitre discute les différentes contraintes techniques des sources d'énergie.

Dans le troisième chapitre, nous approfondissons la formulation des problèmes d'optimisation non linéaires dans la répartition de l'énergie. Les fonctions objectives et les variables de décision sont clarifiées, ainsi que les contraintes d'égalités et d'inégalités. Le chapitre discute la manipulation des contraintes non linéaires et présente les techniques d'optimisation mono-objective et multi-objective.

Le quatrième chapitre, présente les résultats et les discussions liées aux applications pratiques des modèles développés. Les modèles mathématiques sont appliqués à des cas de fonctionnement spécifiques, incluant des cas sans contraintes, avec contrainte de la rampe de puissance, avec puissance définie à l'avance pour les SMR, et avec variation automatique de la puissance des SMR sous contrainte technique. Ces cas sont analysés avec ou sans intégration des sources d'énergie renouvelable, et les performances et défis techniques identifiés sont discutés en détail, les cas d'étude seront testés avec le réseau électrique standard IEEE 3 Bus et le réseau algérien 59 bus 10 générateurs.

En terminant avec une conclusion générale qui récapitule les différentes formulations et résultats trouvés le long de ce mémoire.

Chapitre 1: Technologies de production d'énergie électrique

1.1 Introduction :

L'électricité est très importante pour le confort de l'humanité et le développement industriel. La demande électrique est un aspect dynamique variable dans le temps (jour ou année). L'équilibre entre la production et la consommation (demande électrique) est une contrainte importante qui doit être satisfaite pour assurer la stabilité en fréquence des réseaux électriques. La répartition économique de charge vise à calculer les puissances des générateurs des réseaux pour satisfaire la demande électrique variable en satisfaisant les différentes contraintes. Dans ce chapitre nous allons présenter le principe de fonctionnement des différents types des centrales électriques et leurs caractéristiques et limitations techniques. En plus, un aperçu sur la structure de parc de production électriques de quelque est présenter pour donner une idée sur les différents politiques énergétiques instaurées par ces pays.

1.2 Réseaux électriques :

Un réseau électrique est composé de plusieurs éléments essentiels (voir figure 1.1). Premièrement, la puissance électrique est produite par plusieurs technologies des centrales de production d'énergie électrique. Après transformation, cette puissance est transposée et distribuée, aux centres de charge, par des réseaux de transport et de distribution, pour être consommée.

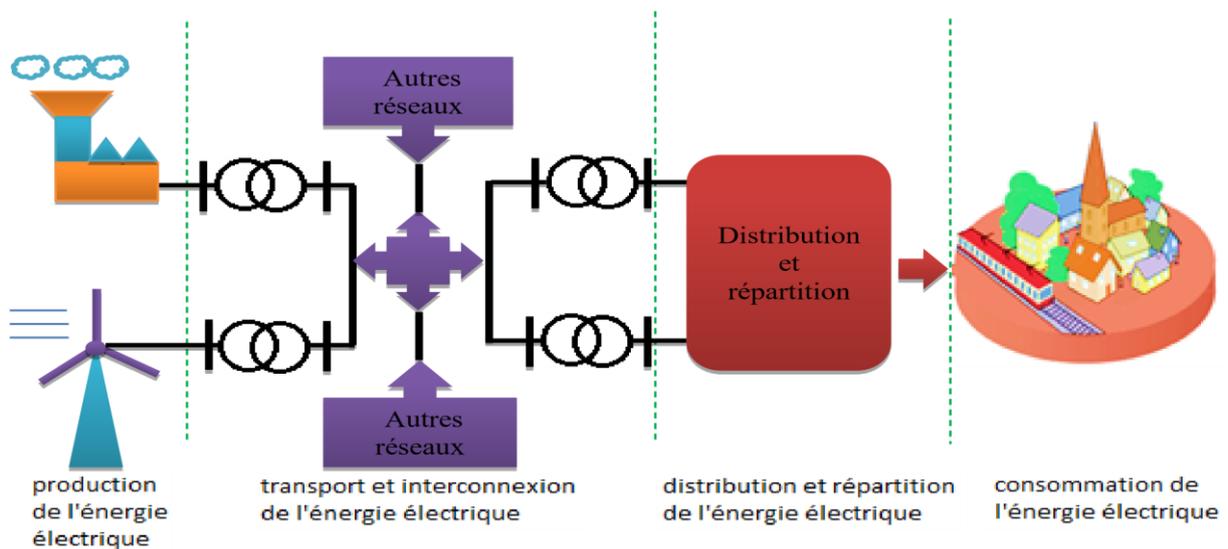


Figure (1.1) Structure d'un réseau électrique.

Les groupes de production d'énergie électrique, sont le cœur des réseaux électriques, ils reposent généralement sur des grands alternateurs synchrones, actionnés par des turbines à

vapeur, à gaz ou hydrauliques, connectés au réseau de transport par le biais de transformateurs Élévateurs. La production peut être catégorisée selon le type d'énergie primaire employée pour produire de l'électricité.

1.3 Les différents types des centrales électriques :

Il y'a plusieurs types des centrales de production de l'énergie électrique ou renouvelable. On peut les classer à partir de combustible, temps de repense, puissance fournie, le rendement, le coût de construction...etc.

1.3.1 Centrale thermique :

Les centrales thermiques à vapeur brûlent du charbon, du pétrole ou du gaz naturel pour évaporer l'eau. La vapeur ainsi produite est détendue dans une turbine à vapeur. Une turbine à vapeur convertit l'énergie cinétique du flux de vapeur d'eau en énergie mécanique, qui entraîne le turboalternateur relié à la turbine, générant l'électricité. La vapeur se transforme alors à nouveau en eau lorsqu'elle traverse le condenseur et quitte la chaudière pour un nouveau cycle comme il est illustré dans la figure1.2 [1].

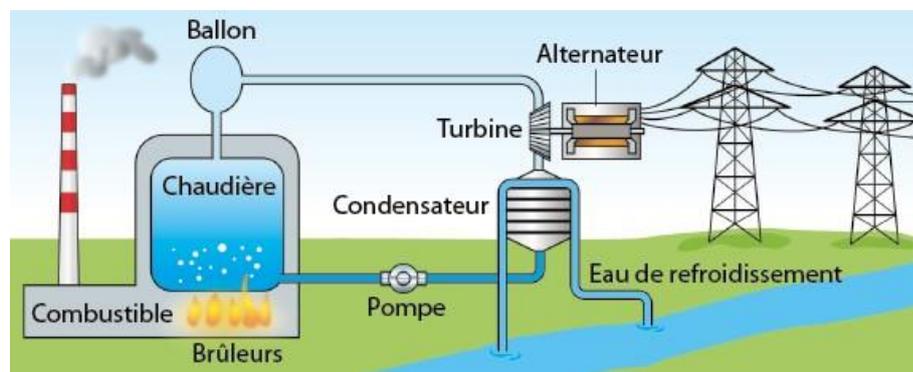


Figure (1.2) schéma représente le principe de fonctionnement d'une centrale thermique [1].

1.3.1.1 Centrale à gaz :

Les centrales à gaz sont basées sur la combustion du gaz naturel ou fioul dans la transformation de l'énergie primaire en énergie électrique comporte trois sous transformations fondamentales qui sont la transformation du combustible dans les chambres de la combustion en énergie calorifique, la transformation de l'énergie calorifique en énergie cinétique via la turbine et la transformation de l'énergie cinétique en énergie électrique dans l'alternateur. Le

système est entraîné d'abord par un moteur jusqu'à une certaine vitesse, ensuite c'est la turbine qui continue l'entraînement de l'ensemble des éléments (voir la figure 1.3) [1].

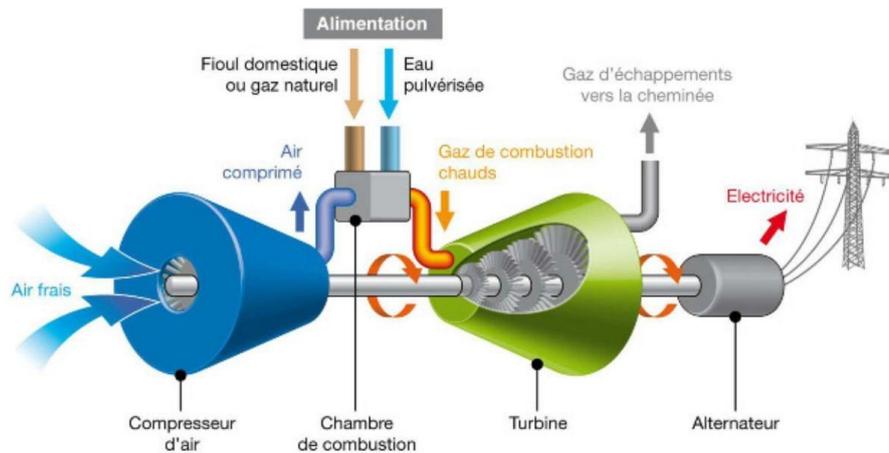


Figure (1.3) schéma représente le principe de fonctionnement d'une centrale à gaz [1]

1.3.1.2 Centrale Cycle combiné :

Une centrale thermique à Cycle Combiné (CC) produit l'électricité par deux cycles successifs. Le premier cycle est semblable à celui d'une centrale à gaz dont le gaz brûlé en présence d'air comprimé actionne la rotation de la turbine reliée à l'alternateur. Dans le deuxième cycle, la chaleur récupérée en sortie alimente un circuit de vapeur qui produit également de l'électricité avec une turbine dédiée (voir la figure 1.4) [2].

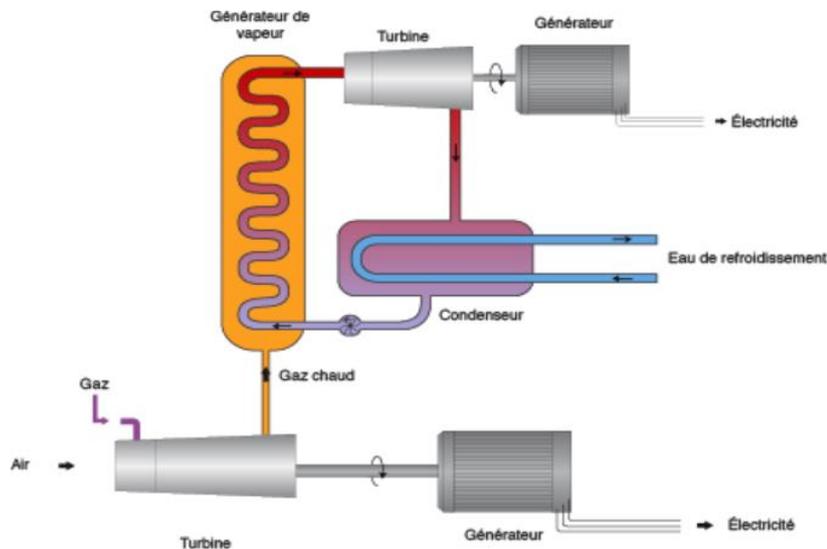


Figure (1.4) schéma représente le principe de fonctionnement d'une centrale cycle combiné [2].

1.3.2 Centrale nucléaire :

Les centrales nucléaires opèrent en convertissant la chaleur émise par une réaction nucléaire, connue sous le nom de fission nucléaire (voir figure 1.10). Cette réaction est déclenchée par la division du noyau atomique d'un élément. Contrairement aux centrales thermiques à vapeur traditionnelles, une centrale nucléaire remplace la chaudière par un réacteur renfermant le combustible nucléaire en fission. Les composants essentiels tels que la turbine à vapeur, l'alternateur et le condenseur sont également présents dans une centrale nucléaire, conférant ainsi un rendement global similaire, généralement entre 30% et 40%. Toutefois, une importante infrastructure de refroidissement est toujours nécessaire, impliquant la proximité d'une source d'eau ou la construction d'une tour de refroidissement. En raison de ces similitudes, l'étude se concentre principalement sur le fonctionnement et les caractéristiques du réacteur nucléaire lui-même [4].

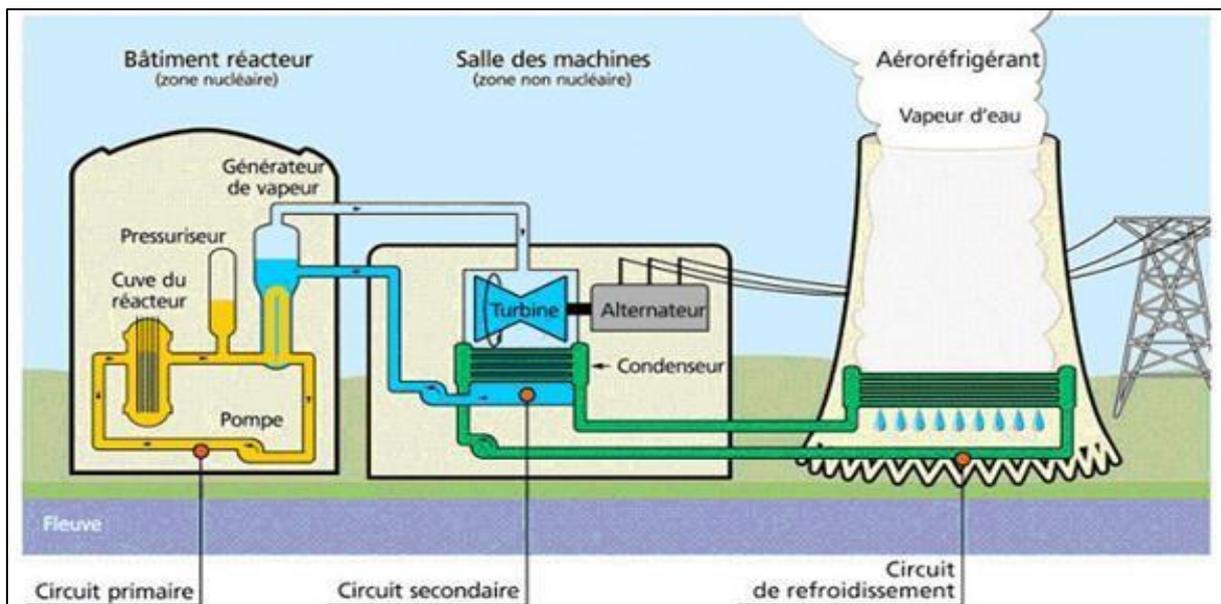


Figure (1.5) Principe de fonctionnement d'une centrale nucléaire [4].

1.3.2.1 Petits réacteurs modulaires (en anglais SMR) :

Les petits réacteurs modulaires (PRM) sont des réacteurs nucléaires avancés qui ont une capacité électronucléaire pouvant aller jusqu'à 300 MWe par tranche, soit environ un tiers de la capacité de production des réacteurs nucléaires de puissance traditionnels. Les PRM, qui

peuvent produire une grande quantité d'électricité bas carbone, sont : Avantages et limitations des différentes sources d'énergie [5] :

- **Petits** – ils occupent physiquement une fraction de la taille d'un réacteur nucléaire de puissance conventionnel.

Modulaires – cela permet aux systèmes et composants d'être assemblés en usine et transportés en tant qu'unité vers un emplacement pour l'installation

Réacteurs – il s'agit d'exploiter la fission nucléaire pour générer de la chaleur afin de produire de l'énergie

1.4 Avantages et inconvénients des énergies conventionnelles :

1.4.1 Les avantages

- Puissance électrique dispatchable,
- Une technologie maîtrisée,
- Possibilité de cogénération.
- Gros pouvoir énergétique

1.4.2 Les inconvénients :

- Emissions de gaz à effet de serre et d'éléments polluants, notamment pour le fioul (SO_x, NO_x),
- Usage de combustibles fossiles (raréfaction et coût de la ressource, dépendance énergétique).

1.5 Types des énergies renouvelables :

Les principales sources d'énergies renouvelable sont : le photovoltaïque, l'éolienne, la biomasse la géothermie et hydraulique.

1.5.1 Centrale éolienne :

L'éolienne, appelée aussi aérogénérateur, permet une transformation de l'énergie cinétique produite par le vent en énergie mécanique de rotation dans le but de produire de l'électricité. Les machines actuelles sont utilisées pour produire de l'électricité de type éolienne qui est consommée localement (sites isolés), ou injectée au réseau électrique (éoliennes connectées au réseau (voire la figure 1.5) [2].

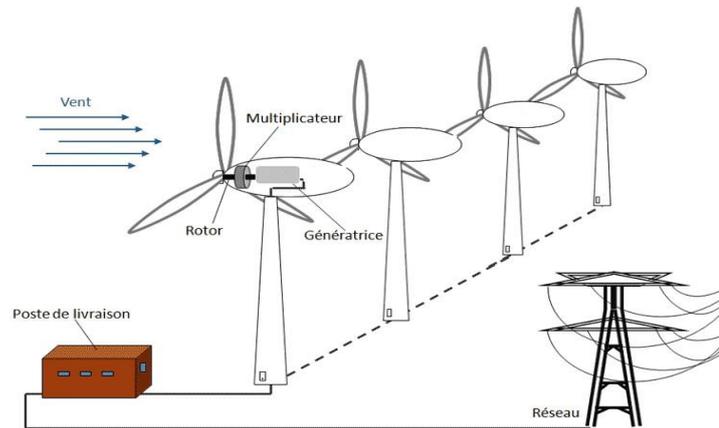


Figure (1.6) Schéma de principe d'une fonctionement énergie éolienne [2]

La capacité électrique des éoliennes croît proportionnellement à leur dimension et à l'évolution de leur conception et de leurs technologies (voir figure 1.6). Ces équipements bénéficient d'améliorations constantes, notamment par le biais du développement de matériaux de construction innovants, de l'optimisation de la performance des composants mécaniques et électriques, ainsi que de l'adoption de techniques de capture du vent plus précises.

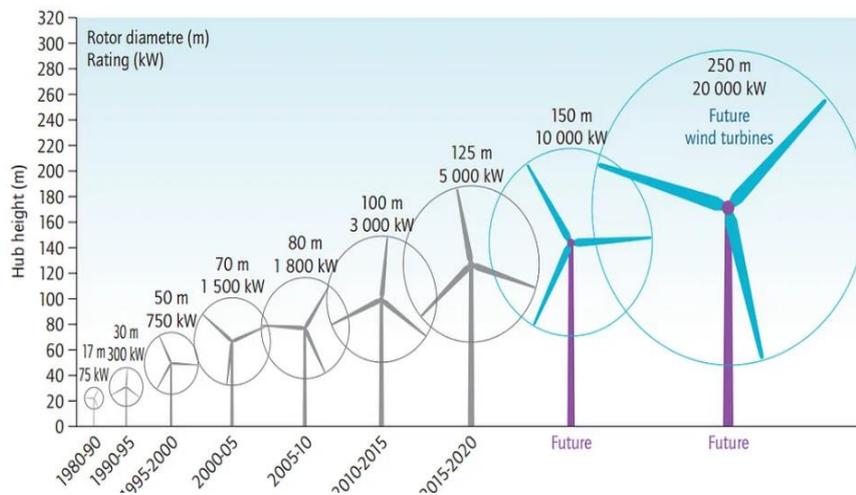


Figure (1.7) Evolution des centrales éoliennes.

1.5.2 Centrales solaires ou photovoltaïques :

Un premier processus consiste à fabriquer de l'électricité avec l'énergie solaire en utilisant les rayonnements lumineux du soleil, Transformer le rayonnement solaire en électricité à l'aide d'une cellule photovoltaïque. L'effet photovoltaïque est la création d'une force électromotrice liée à l'absorption d'énergie lumineuse dans un solide. C'est le seul moyen connu actuellement pour convertir directement la lumière en électricité (voir la figure 1.7) [3].

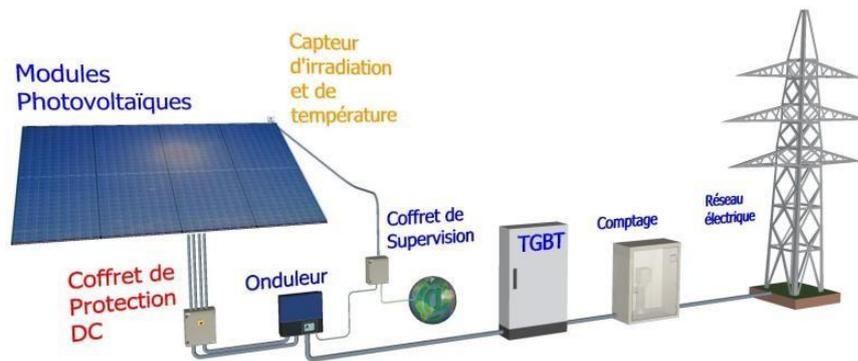


Figure (1.8) Schéma de principe d'un générateur photovoltaïque [3].

1.5.3 Centrale l'énergie hydroélectriques :

Les centrales hydroélectriques sont basées sur la conversion de l'énergie cinétique de l'eau en énergie électrique. Initialement, l'énergie issue du déplacement de l'eau est captée par une turbine hydraulique, laquelle la transforme en énergie mécanique. Cette dernière alimente ensuite un alternateur où elle est convertie en énergie électrique (voir la figure 1.8).

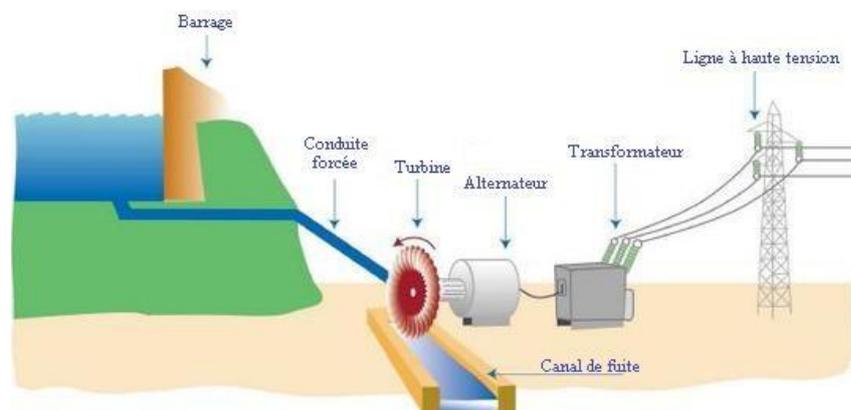


Figure (1.9) Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique

1.5.4 Centrale biomasse :

La biomasse est la première source d'énergie renouvelable dans le monde. Une centrale biomasse produit de l'électricité à partir de la vapeur d'eau qui se dégage lors de la combustion de matières végétales ou animales effectuée dans une chambre de combustion. La combustion des matières premières chauffe l'eau présente dans une chaudière, dont il se dégage de la vapeur. Cette vapeur d'eau met alors en mouvement une turbine reliée à un alternateur qui produit du courant électrique une plus petite partie de la vapeur est récupérée pour des besoins de

chauffage. La figure 9 présente le schéma de principe de fonctionnement d'un parc de centrale Biomasse.

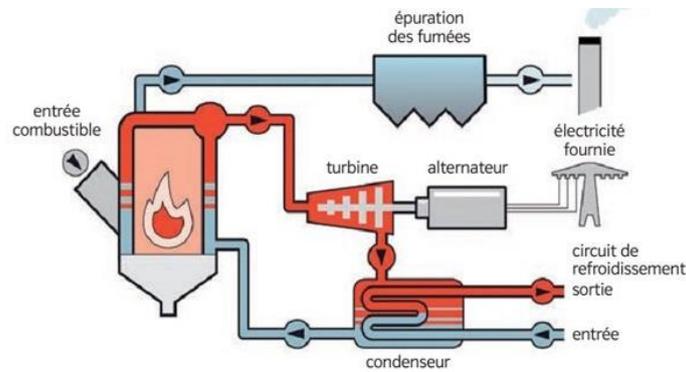


Figure (1.10) Principe de fonctionnement d'une centrale Biomasse.

1.6 Avantages et inconvénients des énergies renouvelables :

1.6.1 Avantages :

- Les énergies renouvelables ne libèrent pas ou peu de gaz à effet de serre. C'est une énergie peu polluante.
- Ces énergies sont illimitées : le rayonnement de soleil, la force de vent et de l'eau sont des ressources inépuisables.
- Fort potentiel de développement.

1.6.2 Inconvénients :

- Une source d'énergie non constante (intermittente).
- Une installation coûteuse.
- Stockage difficile et/ coûteux.
- Rendement énergétique faible.

1.7 Quelques caractéristiques technico-économiques des centrales électriques

1.7.1 Cout :

Le coût d'exploitation des divers moyens de production est intrinsèquement lié à leur source d'énergie primaire respective. Ci-dessous, le coût de la puissance fournie est présenté en

fonction de ces sources primaires, classées par ordre croissant : Hydraulique, nucléaire, charbon, gaz, fioul [4].

Tableau (1.1) : cout du combustible de plusieurs types des centrales électriques.

<i>Euro/kWh</i>	<i>Charbon</i>	<i>IGCC</i>	<i>Turbine à gaz</i>	<i>TGV</i>	<i>Nucléaire</i>	<i>Gazéification Du bois+TGV</i>
<i>Coût du combustible</i>	<i>0.015</i>	<i>0.016</i>	<i>0.032</i>	<i>0.021</i>	<i>0.009</i>	<i>0.049</i>

Avec :

SC : centrale à charbon.

IGCC : centrale à cycle combiné avec gazéification intégrée du charbon.

TGV : turbin gaz/ vapeur ou système de production à cycle combiné.

1.7.1.1 Flexibilité :

La demande en électricité varie tout au long de la journée et de l'année. Cela, nécessite une flexibilité des centrales électriques pour suivre cette variation. La flexibilité d'une centrale électrique est sa capacité de varier sa puissance produite par unité de temps. Cette caractéristique varie d'une technologie à l'autre dont les centrales hydrauliques est la plus flexible et les centrales nucléaires sont les moins flexibles.

1.8 Mix-énergique :

1.8.1 Principe de la diversité dans le mix-énergétique :

Un mix énergétique est l'ensemble des sources d'énergies (énergies fossiles ou énergies vertes) utilisées pour satisfaire la demande électrique. La composition du bouquet énergétique est susceptible de varier, d'une zone à l'autre et d'une période à l'autre, en fonction de nombreux éléments. Le mix-énergétique de quelques pays sont présentés dans ce qui suit :

1.8.2 Algérie :

Actuellement, l'Algérie dépend des centrales électriques fonctionnant au gaz pour sa production d'électricité, mais des efforts sont en cours pour diversifier les sources d'énergie électrique à l'avenir. Ces efforts se concentrent sur l'utilisation des énergies renouvelables, qui jouent un rôle crucial dans la préservation de l'environnement. Les figures 1.11 et 1.12 illustrent la structure du parc électrique actuel ainsi que de future de l'Algérie [6].

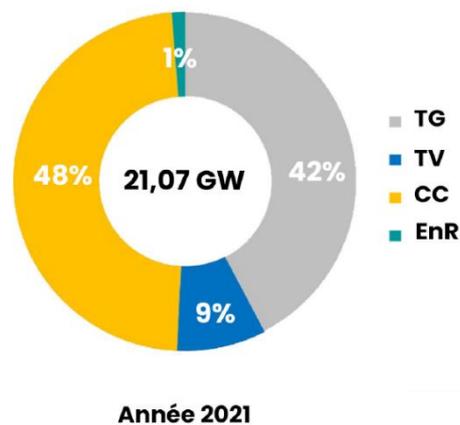


Figure (1.11) utilisation énergie en Algérie année 2021 [6]

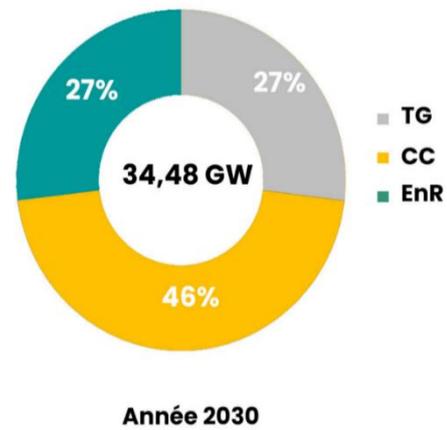


Figure (1.12) utilisation énergie en Algérie année 2030 [6]

1.8.3 France :

En France, la composition du parc de production électrique est dominé par les centrales nucléaires comme la montre la Figure 1.13 [7].

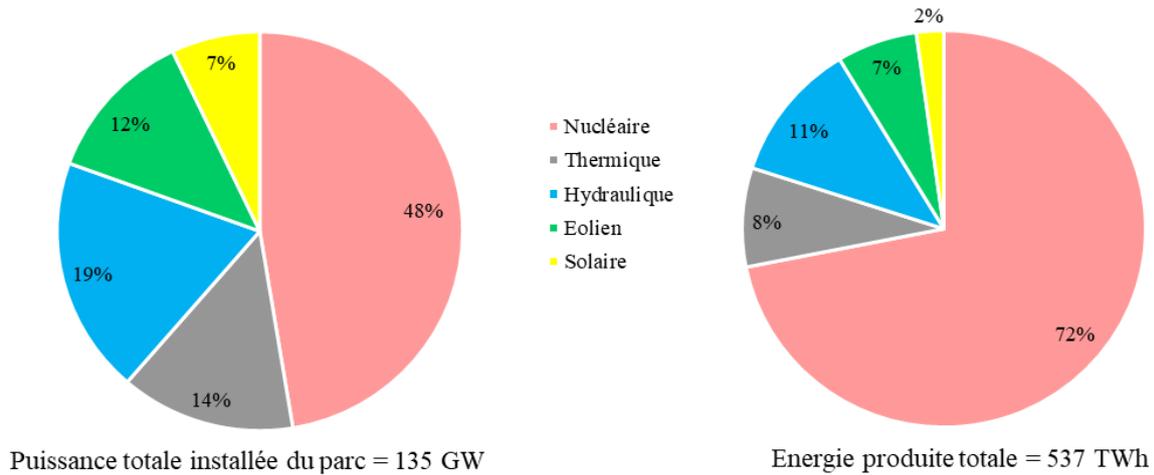


Figure (1.13) Répartition de la capacité installée (gauche) et de l'énergie produite (droite) du parc français en 2019 [7]

1.8.4 Belgique :

La Belgique s'appuie sur la production 43,9% d'énergie nucléaire comme source principale, 22,2% suivie du gaz, 2,3% des combustibles fossiles, 0,2% du pétrole et enfin des 2,8% énergies renouvelables (voir la figure 1.14) [8].

Électricité	TWh
Nucléaire	43.9
Gaz naturel	22.2
Combustibles fossiles solides et gaz	2.3
Produits pétroliers	0.2
Énergies renouvelables	23.7
Autres sources*	2.8
Total	95.2

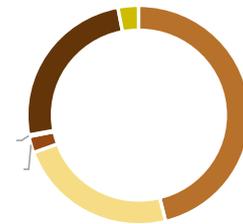


Figure (1.14) Consommation finale d'énergie en 2022 [8].

L'Allemagne :

Depuis des décennies, l'Allemagne est le pionnier mondial de l'application des énergies renouvelables et des technologies environnementales. En 2019, 46 % du mix électrique du pays provenait de sources éoliennes, solaires, biomasse et hydroélectriques. Cela représente une hausse de 5,6 points de pourcentage par rapport à 2018. La majeure partie de l'énergie propre provenait de la capacité éolienne terrestre et offshore (24,4 %), suivie du solaire (9 %) et de la

biomasse (8,7 %), le reste provenant de l'hydroélectricité. Au total, 238,37 térawattheures d'électricité ont été générés par toutes les technologies renouvelables [9].

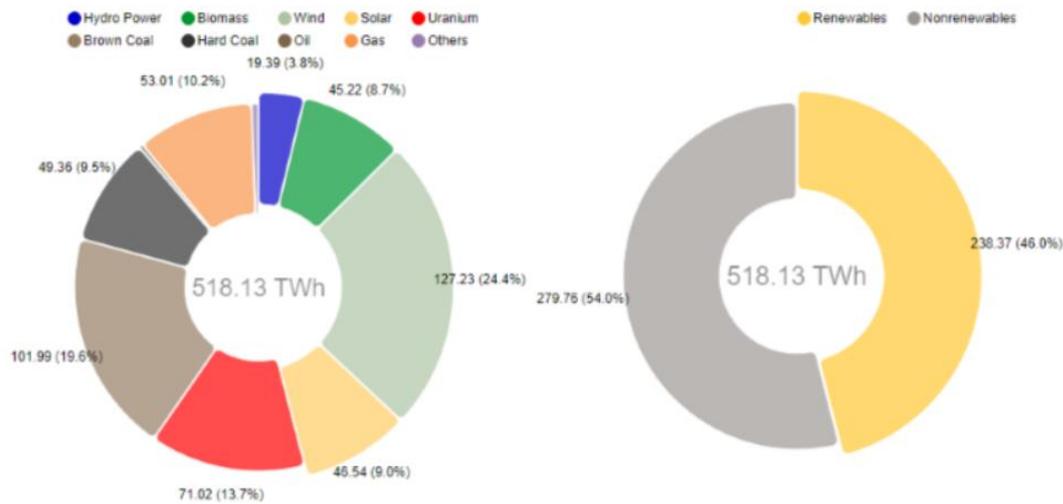


Figure (1.15) la capacité installée d'électricité en Allemagne en 2019 [9].

1.8.5 L'intérêt de principe de la diversification dans le mix-énergétique :

À l'heure actuelle, la diversification de mix énergétique présente plusieurs atouts puisqu'elle permet de : limiter la dépendance aux énergies d'origine fossile, qui sont en cours d'épuisement ; garantir la sécurité d'approvisionnement de pays et réduire les émissions de gaz à effet de serre, qui sont responsables du réchauffement climatique.

1.9 Conclusion :

La description technique des différentes centrales électriques, présentée dans ce chapitre, nous a permis de comprendre leur principe de fonctionnement et énumérer les avantages et les limitations techniques de chacune. Ces derniers, seront considérés dans le développement de problème de la répartition économique de charge. En plus, la présentation du parc de production électrique de quelques pays nous a permis d'avoir une culture générale sur leur politique énergétique et comprendre ainsi les enjeux de ce domaine sensible pour maintenir la sécurité énergétique de notre pays.

Chapitre 2: Répartition économique de charge

2.1 Introduction :

La répartition optimale de puissance, également connue sous le nom de Dispatching Economique (DE) ou d'optimisation de l'écoulement de puissance, implique la résolution d'un ensemble d'équations non linéaires sujettes des contraintes. Dans ce chapitre, nous allons introduire le problème de la répartition économique de charge ainsi que les différentes variantes de problème.

2.2 Les unités électriques :

2.2.1 Unités de charge de base :

Les centrales de base de grande puissance qui débitent leur pleine capacité en tout temps. Les unités nucléaires sont généralement rangées dans cette catégorie à cause du besoin de conservation de l'équilibre thermique entre le réacteur atomique et le générateur de vapeur, il est préférable de stabiliser les puissance actives délivrées pour ce genre d'unités à un niveau constant dans la mesure du possible, et faire fonctionner les unités dans des valeurs constantes de puissance.

2.2.2 Unités intermédiaires :

De puissance moyenne qui réagir rapidement aux fluctuations de la demande. C'est le cas des centrales hydrauliques dont le débit est facilement contrôlable.

2.2.3 Unités de pointes :

De puissance moyenne qui ne débitent leur pleine capacité que pendant de courtes périodes.

2.2.4 Unité de réserve :

La gamme de générateurs demandée par les sociétés d'électricité peut être constitué par des générateurs conservés pour la production partielle, ou des générateurs de précaution disposés à différents niveaux

2.3 Description de répartition économique de l'électricité :

Le problème de la répartition économique est devenu une tâche importante dans l'exploitation et la planification du réseau électrique. L'objectif est de programmer la production

des groupes turbines-alternateurs engagées de manière à répondre à la demande de charge requise à un coût minimum et à satisfaire toutes les contraintes opérationnelles du réseau [10].

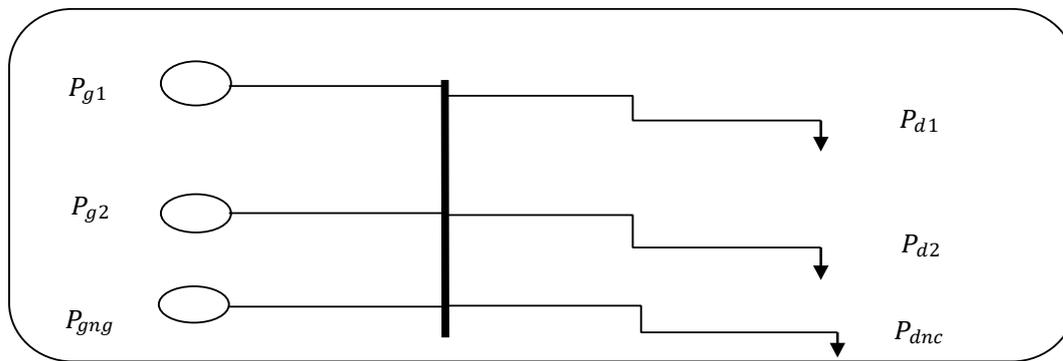


Figure (2.1) Modèle du système électrique utilisé dans le dispatching économique [10].

2.4 Cout de production d'énergie électrique :

2.4.1 Courbe de cout :

Le coût de production d'une centrale est généralement modélisé par une fonction polynomiale du second degré en PG (puissance active générée par la centrale) dont les coefficients sont des constantes propres à chaque centrale [11]. La courbe de cout est bien illustrée dans la figure 2.2.

$$C = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + bP_{gi} + cP_{gi}^2) [$/h] \quad (2.1)$$

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

Tableaux (2.1) les unités des coefficients

Coefficients	Unité
a	\$
b	\$/MW
c	\$/MW ²

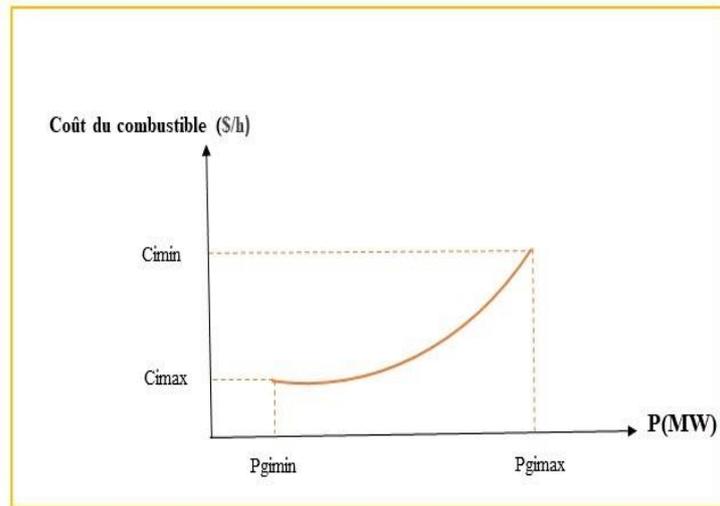


Figure (2.2) : Caractéristique du coût de production d'un générateur [11].

2.5 Incrémentation du coût :

La dérivée partielle dC_i d P_{gi} avec $(i=1,2,\dots,n)$ de la fonction de cout s'appelle l'incrémentation du coût du générateur i . Elle représente la tangente de la courbe qui lie le coût et la puissance générée comme elle est montrée sur la (Figure 2.2). Son unité s'exprime en (\$/KWh), pour les grands générateurs l'unité est (\$/MWh). Les points d'intersection de cette ligne avec les courbes du cout d'accroissement originales sont les valeurs optimales de la solution. Pour obtenir les puissances optimales des générateurs, il suffit de tracer des lignes verticales descendantes à partir des courbes du cout d'accroissement des générateurs (voir la figure 2.3).

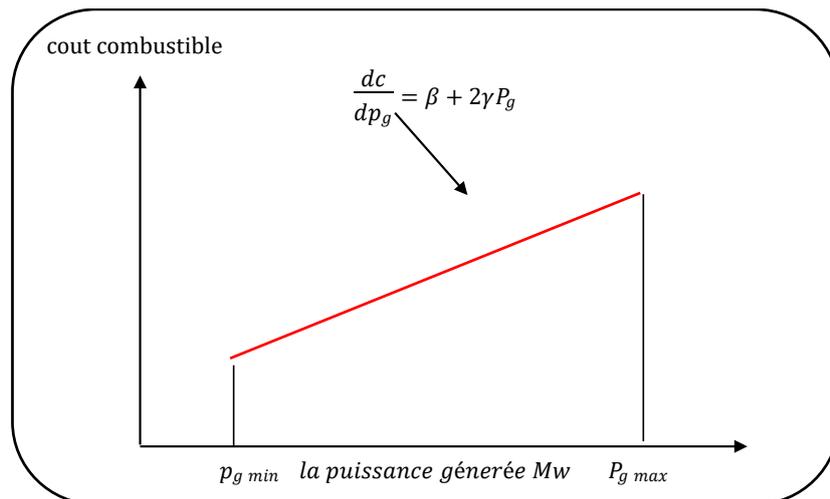


Figure (2.3) : Courbe de l'accroissement du coût de combustible.

2.6 Différentes formulations du problème de la répartition économique de charge :

2.6.1 Intégration des pertes de transmission :

On calcule les pertes de transmission par les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance. La méthode de « formule des pertes » est basée sur l'approximation des pertes totales de puissance active par une fonction directe des puissances actives des générateurs (P_{gi}) donnée par l'équation suivante [12] :

$$PL = \sum_{N=1}^m \sum_{N=1}^m P_i B_{ij} P_j + \sum_{i=1}^m B_{0i} P_i + B_{00} \quad (2.2)$$

B_{ij} , B_{0i} et B_{00} : sont les coefficients de perte ou B-coefficients.

B_{0i} : facteur linéaire variable.

B_{00} : Facteur constant.

B- Coefficients : on les appelle aussi les coefficients de perte, supposés constants pour une base gamme de charges, et une précision raisonnable est attendue lorsque les conditions de fonctionnement réelles sont proches de la base conditions de cas utilisées pour calculer les coefficients. Ils sont généralement représentés par B_{ij} .

2.6.2 Intégration du modèle de la vanne (valve point effet):

Les grandes centrales thermiques sont équipées de plusieurs vannes d'admission de vapeur, utilisées pour réguler la puissance produite par l'unité. Chaque fois qu'une vanne est ouverte, une hausse soudaine des pertes est enregistrée, entraînant des fluctuations dans la courbe des coûts de combustible. À mesure que la vanne s'ouvre graduellement, ces pertes diminuent progressivement jusqu'à ce qu'elle soit complètement ouverte. La figure illustre la courbe de coût typique d'une unité thermique équipée de trois vannes d'admission de vapeur (voir la figure 2.4) [11].

Avec des « chargements aux points de soupape » peut être présenté comme un problème mathématique. Ici, en raison de l'effet de vanne, le coût de génération $F_i(P_i)$ de générateur est représenté par une formule [13]

$$F_i(P_i) = a_i + b_i P_i + P_i^2 + |e_i \times \sin\{f_i \times (P_{i \min} - P_i)\} \quad (2.3)$$

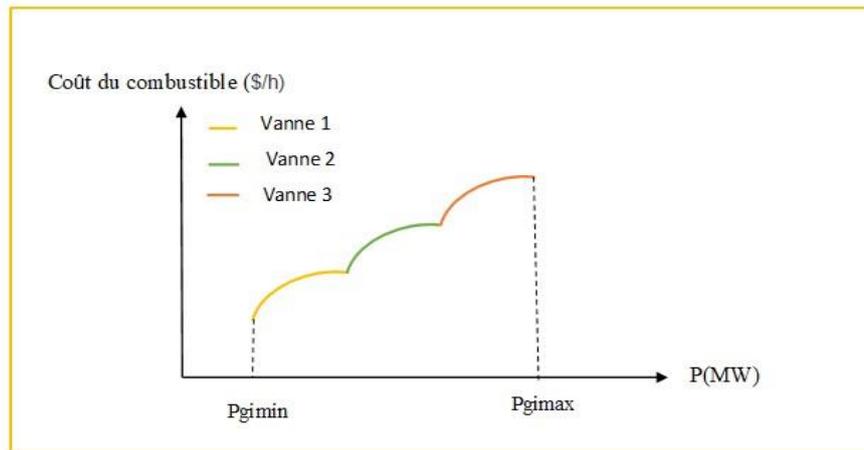


Figure (2.4) Effet de l'ouverture des vannes pour une unité thermique [13].

2.6.3 Effet du multi-combustibles :

En pratique les unités thermiques sont capables de fonctionner avec plusieurs types de combustibles comme le charbon, le gaz naturel et le pétrole.

La fonction du coût de combustible de ces centrales est décomposée par morceaux représentant des coûts quadratiques pour chaque type de combustible.

$$f_i = \left\{ \begin{array}{lll} a_{i,1} + b_{i,1}P_i + c_{i,1}P_i^2 & \text{fuel 1,} & P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,1} \\ a_{i,2} + b_{i,2}P_i + c_{i,2}P_i^2 & \text{fuel 2,} & P_{i,1} \leq P_i \leq P_{i,2} \\ \vdots & & \\ a_{i,n} + b_{i,n}P_i + c_{i,n}P_i^2 & \text{fuel n,} & P_{i,n-1} \leq P_i \leq P_{i,\max} \end{array} \right\} \quad (2.4)$$

Où $a_{i,n}, b_{i,n}, c_{i,n}$, sont les coefficients du coût de l'unité i avec le combustible k . on peut confirmer que le combustible le plus économique est celui qui est représenté par le morceau le plus inférieur de la courbe de la figure (2.5) [11].

2.6.4 Intégration des zones interdite :

Dans la pratique et à cause des limitations physiques des alternateurs où des vibrations inadmissibles de la turbine en délivrant certaines puissances, l'unité de génération peut posséder des intervalles interdit durant le fonctionnement Les unités thermiques peuvent avoir des régions de fonctionnement indésirables pour des problèmes liés à l'instabilité ou des limitations physiques de fonctionnement au niveau des composantes des machines, ces régions créent des discontinuités au niveau de la courbe de coût du combustible (voir la figure (2.6) [11].

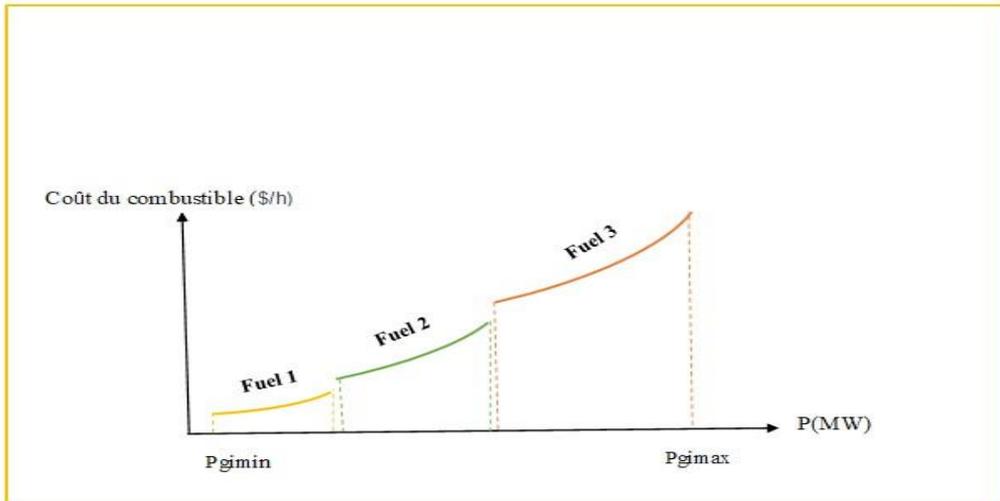


Figure (2.5) Courbe de coût du combustible d'une unité thermique avec trois types de combustible [13].

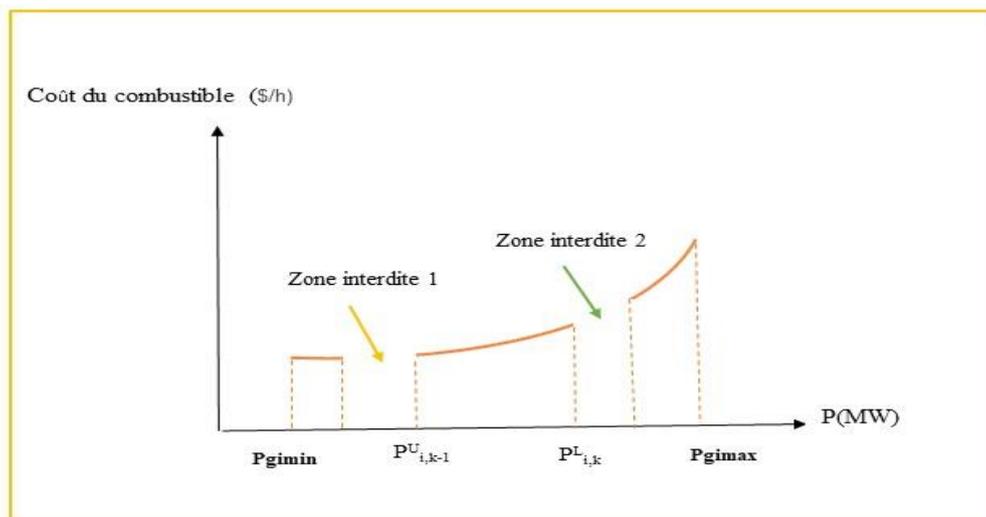


Figure (2.6) Caractéristique de coût avec deux zones de fonctionnement interdites [13]

Le modèle d'un générateur avec les zones interdites est présenté comme suit :

$$P_{Gi} \begin{cases} P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{LB1} \\ P_{Gi}^{UB_{k-1}} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{LB_k} \quad k = 2,3 \dots, N_{Pzi} \\ P_{Gi}^{UB_{k-1}} \leq P_{Gi} \leq P_{G \max} \quad i = 1,2 \dots, N_{GPZ} \end{cases} \quad (2.5)$$

$P_{Gi}^{LB_k}, P_{Gi}^{UB_k}$: Sont les limites inférieure et supérieure des limites d'exploitation interdites zone k du générateur i en (MW), respectivement.

2.6.5 Considération des émissions des gaz à effet de serre :

La combustion des fiouls dans les centrales thermiques est une cause principale de pollution de l'air en raison des gaz qu'elle émet. Les oxydes d'azote (NOX), le dioxyde de soufre (SO₂) et le dioxyde de carbone (CO₂) sont les principaux polluants émis par ces centrales. Les niveaux de SO₂ et de CO₂ varient en fonction du type de carburant utilisé. Les émissions suivent une fonction mathématique comprenant un terme polynomial et un terme exponentiel, permettant de modéliser la relation entre la production d'électricité et les émissions de gaz toxiques. Les paramètres α , β , μ , γ , et ζ sont déterminés par des techniques d'interpolation basées sur des données réelles. L'expression analytique de cette fonction de l'unité i est la suivante [13] :

$$E_i(P_i) = a_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2 + u_i \exp(\zeta_i p_{gi}) \quad (2.6)$$

2.7 Limites techniques des différentes sources d'énergie :

2.7.1 Temps de démarrage (ou d'arrêt) :

Dans l'utilisation des moyens de production il y'a une caractéristique très importante c'est la constante de temps de la mise en action de ce moyen (temps de réponse) dans l'utilisation des moyens de production, et qui est limité par les caractéristiques des turbines de chaque centrale de production, est appelée « contrainte de rampe » ce temps nécessaire pour fournir la puissance demandée à partir de l'arrêt [3].

Tableau (2.2) : temps de réponse des moyens classiques de production

<i>Nucléaire</i>	<i>Charbon</i>	<i>Gaz</i>	<i>Fioul</i>	<i>Hydraulique</i>
<i>4 heures</i>	<i>1 heure</i>	<i>30 minutes</i>	<i>1 heure</i>	<i>1 minute</i>

2.7.2 Temps minimum de fonctionnement (ou de l'arrêt) :

La nécessité de minimiser les risques d'une fatigue très importante du matériel, ainsi que d'autres contraintes techniques conduisent à imposer les conditions suivantes :

Si un groupe est éteint, il ne peut être remis en marche qu'après un certain temps qu'on appelle le temps minimum d'arrêt (TMA).

Si un groupe est mis en marche, il ne peut être éteint qu'après un certain temps qu'on appelle le temps minimum de fonctionnement (TMF). TMA_i et TMF_i sont des constantes caractérisant chaque unité de production i [14].

2.7.3 Limites sur la puissance produite :

L'unité de production ne peut fonctionner de manière stable qu'à partir d'un niveau de production minimal (capacité minimale de production) et ce, jusqu'à un niveau maximal de production.

La puissance (p_i) que produit un groupe thermique i est comprise entre deux valeurs, son minimum technique (la puissance min que doit produire un groupe électrique) et sa puissance maximale. Cette puissance est nulle à l'arrêt [14].

2.7.4 Limite sur la rampe de puissance :

Le tableau indique Limite sur la rampe de puissance [15]:

Tableau (2.3) Limite sur la rampe de puissance.

	<i>Variation de puissance De puissance maximale en 30 S</i>	<i>Gradient maximale de puissance (%/min)</i>
<i>Turbine à gaz cycle ouvert</i>	<i>20-30%</i>	<i>20%/min</i>
<i>Turbine à gaz cycle combinée</i>	<i>10 -20%</i>	<i>5-10%/min</i>
<i>Centrale a charbon</i>	<i>5 -10%</i>	<i>1-5%/min</i>
<i>Centrale nucléaire</i>	<i>Jusqu'à 5%</i>	<i>1-5%/min</i>

2.7.5 Limites de fonctionnement d'un réacteur nucléaire :

Le réacteur nucléaire fonctionne généralement à pleine capacité et la variation de sa puissance doit satisfaire des contraintes techniques comme il est illustre dans la figure 2.7 comme une rampe de $1\%P_n$ /minute est un temps maximal de fonctionnement hors puissance nominale de 6 heures. En plus, une puissance minimale de 75% de sa puissance nominale (voir la figure 2.7) [16].

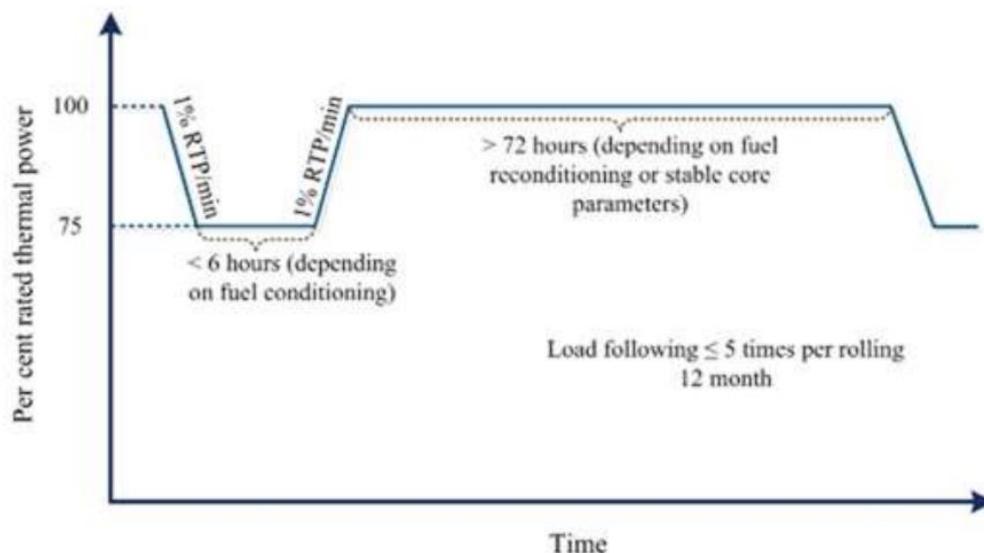


Figure (2.7) fonctionnement de SMR [16].

2.7.6 Priorité de fonctionnement (must run) :

Des centrales électriques qui participent au réglage de tension ou à un programme de cogénération (production de chauffage urbain ou industriel, hydrogène ou dessalement de l'eau de mer) ont la priorité de fonctionner en continue.

2.8 Caractéristiques techniques des différentes sources d'énergie :

2.8.1 L'intermittence et la variabilité :

Les figures 2.8 et 2.9 nous montrent les variations de la production d'énergie électrique renouvelable (solaire et éolienne respectivement) au cours des jours du 02 Mai au 16 Mai 2024 en Belgique. Elles nous montrent clairement les aspects de l'intermittence et de viabilité de ces sources qui doivent être considérées dans la planification et le contrôle des réseaux électriques [17].

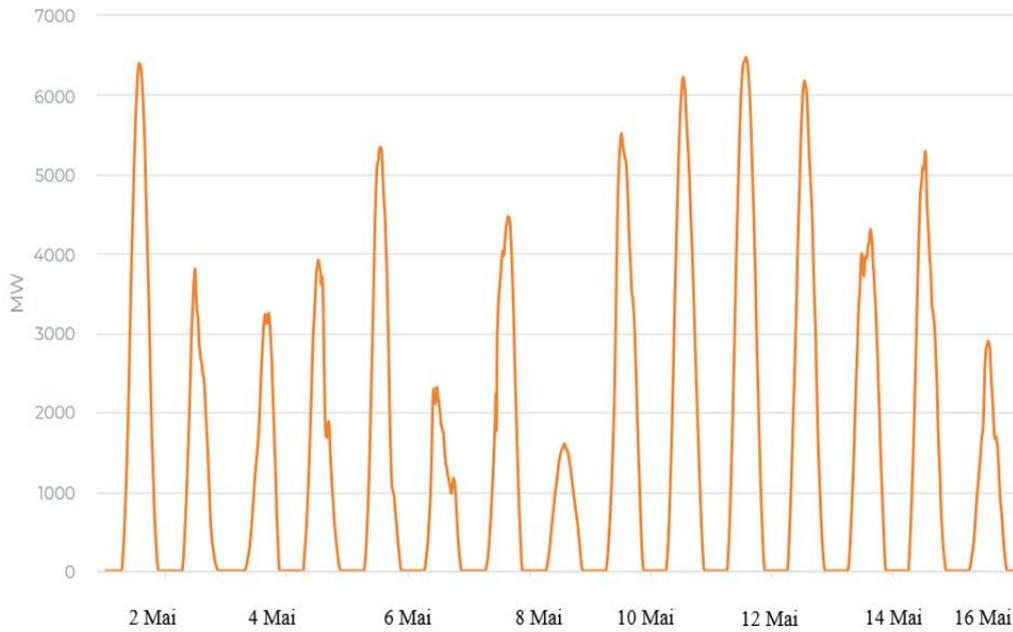


Figure (2.8) : courbe de production d'énergie solaire [17]



Figure (2.9) : courbe de production d'énergie éolienne [17].

2.8.2 Caractéristique éolienne :

Caractéristique d'une éolienne représente la puissance électrique en fonction de la vitesse du vent. Généralement, ces courbes sont données par les fabricants d'éoliennes comme il est illustre par la figure 2.10.

D'après cette figure, on peut identifier les paramètres techniques suivants de l'éolien :

- **La vitesse minimale de démarrage** : il s'agit de la vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne commence à débiter une puissance utile (c'est-à-dire de la puissance électrique).
- **La vitesse nominale du vent** : il s'agit de la vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne commence à débiter sa puissance nominale.
- **La vitesse maximale ou d'arrêt** : il s'agit de la vitesse maximale acceptable par l'éolienne. Au-delà de celle-ci, la tenue mécanique de ces divers composants n'est plus assurée (ou simplement prévue). Si le vent présente une vitesse supérieure, l'éolienne est mise à l'arrêt, idéalement de manière automatique, pour préserver son intégrité.
- **La puissance nominale** : cette valeur est souvent égale à la puissance électrique maximale de l'éolienne lorsque la vitesse de vent est limitée par sa valeur nominale et sa valeur maximale [18].

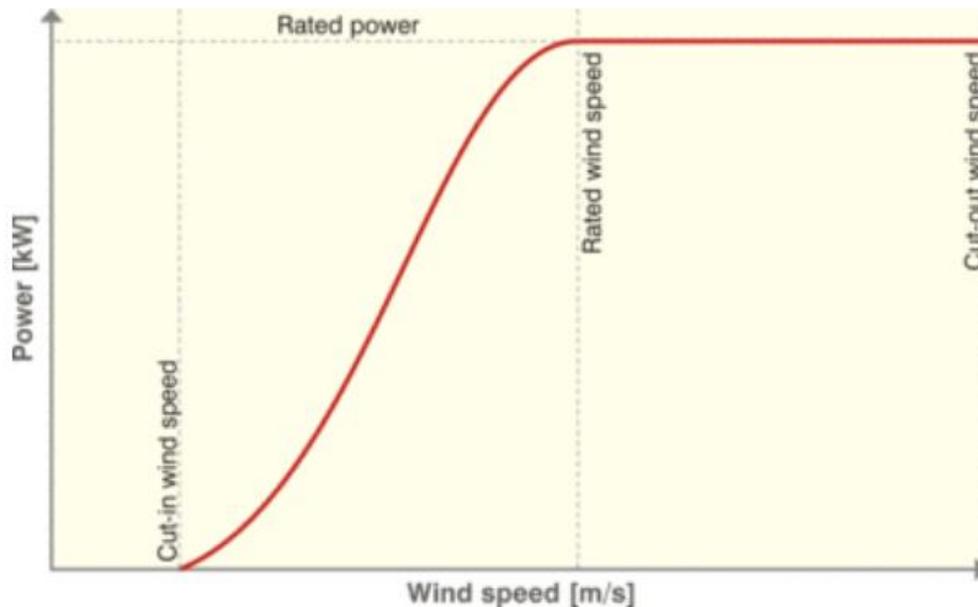


Figure (2.10) La courbe caractéristique de puissance [18]

2.9 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté la formulation mathématique générale du problème de la répartition optimale de puissance. La plupart des équations décrivant ce problème sont non linéaires, ce qui requiert l'utilisation d'une méthode de programmation non linéaire pour sa résolution et nous avons également abordé les caractéristiques et les limitations techniques des différents types des centrale électrique qui peuvent être utilisées dans la formulation de problème de la répartition économique de charge

Chapitre 3: Formulation des problèmes d'optimisation non linéaires

3.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous aborderons en détail la formulation des problèmes d'optimisation non linéaire. Nous commencerons par définir l'optimisation et présenterons les différents types d'algorithmes utilisés pour résoudre ces problèmes. Nous ferons une distinction entre l'optimisation linéaire et non linéaire, en mettant en évidence les caractéristiques spécifiques de chaque type.

Nous explorerons ensuite la programmation non linéaire (PNL) en définissant précisément le problème d'optimisation, en discutant des fonctions objectives et des contraintes qui doivent être prises en compte. Des exemples concrets seront fournis pour illustrer la formulation de ces problèmes, avec une application spécifique à la répartition économique des charges (ELD).

Nous aborderons également les concepts d'optimisation mono-objectif et multi-objectif, en examinant les différences et les défis spécifiques associés à l'optimisation de problèmes comportant un ou plusieurs objectifs simultanés. Pour rendre ces concepts plus concrets, nous montrerons comment utiliser **optimtool**, un outil puissant pour résoudre des problèmes d'optimisation. Nous guiderons le lecteur à travers les étapes nécessaires pour ouvrir l'interface **optimtool** et fournirons un exemple de code pratique pour illustrer son utilisation

3.2 Définition de l'optimisation

L'optimisation est une discipline des mathématiques et de l'ingénierie qui vise à trouver la meilleure solution possible à un problème donné en maximisant ou en minimisant une fonction objective, souvent sous un ensemble de contraintes. En d'autres termes, il s'agit de déterminer les valeurs optimales des variables de décision qui rendent une fonction objective, en respectant les limitations imposées par les contraintes du problème.

3.3 Algorithmes d'optimisation

Les algorithmes d'optimisation fonctionnent de manière itérative. Ils commencent par une estimation initiale de la variable (x) et produisent une série d'estimations améliorées (appelées "itérations") jusqu'à ce qu'ils convergent vers une solution. Ce qui distingue un algorithme d'un autre est la stratégie utilisée pour passer d'une itération à l'autre. La plupart des stratégies exploitent les valeurs de la fonction objective f , des fonctions de contrainte c_i , et éventuellement les dérivées premières et secondes de ces fonctions.

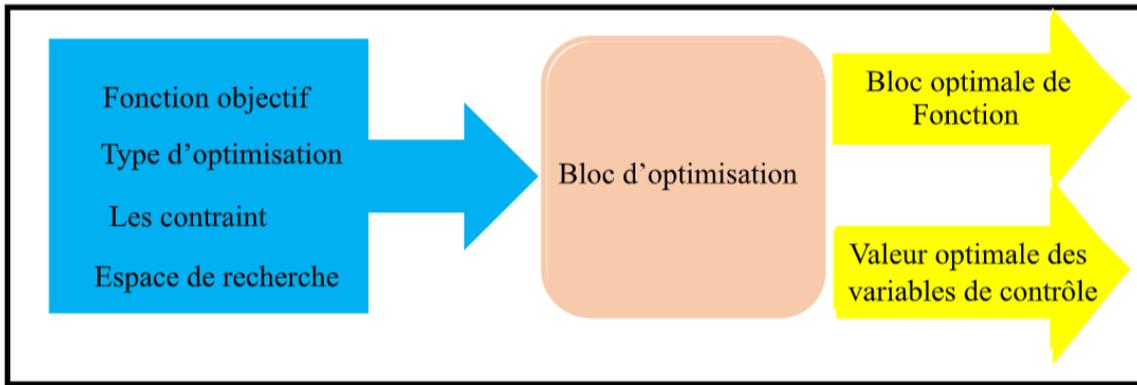


Figure (3.1) Structure globale du problème d'optimisation.

Certains algorithmes utilisent les informations accumulées lors des itérations précédentes, tandis que d'autres se basent uniquement sur les informations locales disponibles au point courant, les bons algorithmes doivent présenter les propriétés suivantes :

❖ **Robustesse** : Ils doivent bien performer sur une large gamme de problèmes dans leur catégorie, pour toutes les valeurs raisonnables du point de départ.

❖ **Efficacité** : Ils ne doivent pas exiger un temps de calcul ou une capacité de stockage excessifs.

❖ **Précision** : Ils doivent être capables d'identifier une solution avec exactitude, sans être trop sensibles aux erreurs dans les données ou aux erreurs d'arrondi qui peuvent survenir lors de l'implémentation de l'algorithme sur un ordinateur.

Ces objectifs peuvent parfois être contradictoires. Par exemple, une méthode à convergence rapide pour un grand problème non linéaire non contraint peut nécessiter une capacité de stockage trop importante. À l'inverse, une méthode robuste peut également être la plus lente. Les compromis entre le taux de convergence et les exigences de stockage, ainsi qu'entre la robustesse et la rapidité, sont des enjeux centraux en optimisation numérique.

La théorie mathématique de l'optimisation sert à la fois à caractériser les points optimaux et à fournir la base de la plupart des algorithmes. Il est impossible de bien comprendre l'optimisation numérique sans une solide compréhension de la théorie sous-jacente [19].

3.4 Optimisation linéaire

La programmation linéaire (PL) sont Des techniques utilisées pour linéariser les problèmes d'optimisation des systèmes électriques non linéaires, de sorte que les fonctions objectives et les contraintes de ces problèmes aient des formes linéaires. La méthode du simplexe est réputée pour être très efficace dans la résolution des problèmes de PL. L'approche PL présente plusieurs avantages.

Elle est fiable, notamment en ce qui concerne les propriétés de convergence.

Elle peut identifier rapidement l'infaisabilité.

Elle permet de prendre en compte une grande variété de limites d'exploitation des systèmes électriques, y compris les contraintes de contingence très importantes.

Les inconvénients des techniques basées sur la PL incluent une évaluation inexacte des pertes du système et une capacité insuffisante à trouver une solution exacte par rapport à un modèle de système électrique non linéaire précis. Cependant, de nombreuses applications pratiques ont montré que les solutions basées sur la PL répondent généralement aux exigences de précision en ingénierie.

Ainsi, la PL est largement utilisée pour résoudre des problèmes d'exploitation des systèmes électriques tels que la répartition économique avec contraintes de sécurité, le flux de puissance optimal, les régions de sécurité en régime permanent, etc [20].

Dans les problèmes d'optimisation linéaire, la fonction objective et toutes les contraintes sont des fonctions linéaires des variables de décision. Ces problèmes sont formulés comme suit :

$$\min_x \{c^t x | Ax \leq b\} \quad (3.1)$$

Où c est un vecteur de coefficients, A est une matrice de coefficients de contraintes, et b est un vecteur de constantes.

Les problèmes d'optimisation linéaire sont bien étudiés et peuvent être résolus efficacement à l'aide de méthodes comme l'algorithme du simplexe ou les méthodes de points intérieurs. Ces méthodes garantissent souvent de trouver une solution optimale globale en un temps polynomial.

3.5 Optimisation non linéaire

Les problèmes d'exploitation des systèmes électriques sont non linéaires. Par conséquent, les techniques basées sur la programmation non linéaire (PNL) peuvent facilement gérer des problèmes tels que le problème dispatching économique avec des fonctions objectives et des contraintes non linéaires. Pour résoudre un problème de PNL, la première étape consiste à choisir une direction de recherche dans la procédure itérative, déterminée par les premières dérivées partielles des équations (le gradient réduit). C'est pourquoi ces méthodes sont appelées méthodes de premier ordre, un exemple étant la méthode du gradient réduit généralisé (GRG). Les méthodes basées sur la PNL offrent une précision supérieure à celle des approches basées sur la PL et disposent également d'une convergence globale, ce qui signifie que la convergence peut être garantie indépendamment du point de départ. Cependant, elles peuvent présenter un taux de convergence lent en raison de zigzags dans la direction de recherche [20].

Les problèmes d'optimisation non linéaire sont plus complexes car la fonction objective ou les contraintes, ou les deux, sont non linéaires. Ces problèmes sont formulés comme suit :

$$\min_{\mathbf{x}} \{f(\mathbf{x}) \mid g_i(\mathbf{x}) = 0, i = 1, \dots, m; h_j(\mathbf{x}) \leq 0, j = 1, \dots, p\} \quad (3.2)$$

Où :

- i : L'indice qui varie de 1 à m . Chaque $g_i(\mathbf{x})$ est une contrainte d'égalité différente.
- m : Le nombre total de contraintes d'égalité.
- j : L'indice qui varie de 1 à p . Chaque $h_j(\mathbf{x})$ est une contrainte d'inégalité différente.
- p : Le nombre total de contraintes d'inégalité.

$f(\mathbf{x})$ Est la fonction objective non linéaire, et $g_i(\mathbf{x})$ et $h_j(\mathbf{x})$ sont les contraintes d'égalité et d'inégalité non linéaires respectivement. Les méthodes de résolution pour les problèmes non linéaires incluent :

Méthodes de gradient : Utilisées pour des fonctions différentiables, elles reposent sur le calcul du gradient pour trouver les directions d'amélioration.

Algorithmes de Newton : Basés sur des approximations quadratiques de la fonction objectif, efficaces mais nécessitant le calcul de la matrice hessienne.

Méthodes heuristiques : Telles que les algorithmes génétiques, les méthodes de recuit simulé, et l'optimisation par essaim de particules (PSO), qui sont particulièrement utiles pour les problèmes où les méthodes traditionnelles échouent à cause de la non-linéarité et de la présence de multiples optima locaux.

3.5.1 Définition du problème

Un problème d'optimisation non linéaire peut être formulé de manière générale comme suit :

$$\min_{\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n} \mathbf{f}(\mathbf{x}) \quad (3.3)$$

Sous les contraintes :

$$\mathbf{g}_i(\mathbf{x}) = \mathbf{0}, \quad i = 1, \dots, m \quad (3.4)$$

$$\mathbf{h}_j(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0}, \quad j = 1, \dots, p \quad (3.5)$$

Où \mathbf{x} est le vecteur des variables de décision, $f: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ est la fonction objectif à minimiser (ou maximiser), $g_i: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}_s$ sont les fonctions de contraintes d'inégalité, et $h_j: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ sont les fonctions de contraintes d'égalité.

3.5.2 Fonction objective

La fonction objective $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ est une fonction non linéaire qui représente le critère à optimiser (minimiser ou maximiser). Sa forme exacte dépend du contexte du problème. Par exemple, dans un problème de régression non linéaire, la fonction objective pourrait être l'erreur quadratique entre les prévisions du modèle et les valeurs observées.

3.5.3 Contraintes

Les contraintes sont divisées en deux catégories :

Contraintes d'égalité $\mathbf{g}_i(\mathbf{x}) = \mathbf{0}$: Ces contraintes imposent que certaines fonctions non linéaires soient exactement égales à zéro.

Contraintes d'inégalité $\mathbf{h}_i(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0}$: Ces contraintes limitent les valeurs admissibles de \mathbf{x} en imposant des bornes sur les fonctions non linéaires

3.5.4 Exemple de Formulation

Supposons que vous ayez un problème d'optimisation dans lequel vous souhaitez minimiser le coût de production $f(\mathbf{x})$, sujet aux contraintes de ressources et de qualité. Le problème peut être formulé comme suit :

$$\min_{\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n} f(\mathbf{x}) = 7x_1^2 + 5x_1x_2 - 10x_1^2x_2^2 \quad (3.6)$$

Sous les contraintes :

$$\mathbf{g}_1(\mathbf{x}) = x_1x_2 - 2 = 0 \quad (3.7)$$

$$\mathbf{h}_1(\mathbf{x}) = x_1^2 + x_2 + 10 \leq 0 \quad (3.8)$$

$$\mathbf{h}_2(\mathbf{x}) = x_2 - 15 \geq 0 \quad (3.9)$$

3.6 Application à répartition économique des charges (ELD)

3.6.1 Formulation du problème de répartition économique des charges.

La formulation du problème de répartition économique des charges vise à déterminer les sorties optimales en puissance des unités de production thermique à travers différentes zones opérationnelles dans un réseau électrique. L'objectif de cette optimisation est de minimiser le coût total du carburant tout en garantissant que le système et les unités de production fonctionnent dans leurs limites respectives. Dans le contexte de la répartition économique des charges, diverses contraintes doivent être prises en compte, telles que l'équilibre de puissance en tenant compte des pertes de transmission, les limites de capacité de production, les effets de chargement des points de soupape, les restrictions sur les taux de montée/descente, et les zones de fonctionnement interdites. La fonction objective, notée C , représente la fonction de coût non convexe associée aux unités de production dédiées.

$$F(P_i) = \sum_{i=1}^n C_i(P_i) \quad (3.10)$$

Où le coût total de production est F , P_i représenter la production de la i -ème unité, et N est le nombre d'unités pouvant être dispatchées [21].

3.6.2 Fonctions objectives

Les producteurs d'énergie électrique déterminent expérimentalement les courbes donnant le coût de production de chaque groupe en fonction de la puissance qu'il débite. La fonction associée à ces courbes est un polynôme de degré « n ». En pratique, le plus souvent, elle est présentée sous forme d'un polynôme de deuxième degré [22].

$$F(P_{gi}) = c_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi} + a_i \quad (3.11)$$

La fonction $F(P_{gi})$ est connue que sous une forme discrète, c'est à dire, à partir d'un certain nombre de points. C'est pour cette raison qu'on fait appel à des méthodes d'interpolation afin de déterminer les coefficients a_i , b_i et c_i qui sont propres à chaque unité de production.

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

$$\text{Min}\{F = \sum_{i=1}^n F_i(P_{gi})\} \quad (3.12)$$

Sous les contraintes suivantes :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} - P_{ch} = 0 \quad (3.13)$$

$$P_{gimin} < P_{gi} < P_{gimax} \quad (3.14)$$

$$P_{gimin} < P_{gi} \quad (3.15)$$

$$P_{gi} < P_{gimax} \quad (3.16)$$

3.6.3 Variables de décision (contrôle)

Les variables de décision sont les puissances de sortie de chaque générateur i . Les variables de décision, également appelées variables de contrôle, sont les puissances de sortie P_i de chaque générateur i . Elles représentent les valeurs que nous cherchons à optimiser dans le cadre du problème de répartition économique des charges. Chaque générateur peut avoir sa propre puissance de sortie P_i ce qui détermine sa contribution à la production totale d'électricité. En ajustant ces puissances de sortie de manière appropriée, nous cherchons à minimiser le coût total de production tout en respectant les contraintes du système.

3.6.4 Contraintes d'égalités

Une contrainte d'égalité essentielle dans l'ELD est la satisfaction de la demande totale de charge P_{ch} [23]:

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} - P_{ch} = 0 \quad (3.17)$$

P_{gi} : Production de puissance réelle du générateur

P_{ch} : Charge totale du système

3.6.5 Contraintes d'inégalités

Les contraintes d'inégalités incluent généralement les limites de capacité des générateurs [21] :

$$"P(i, \min) < P_{gi} < P(i, \max)" \quad (3.18)$$

Où $P_{i,\min}$ et $P_{i,\max}$ sont les limites inférieure et supérieure de la puissance que peut produire le générateur i .

3.6.5.1 Limites de taux de rampe du générateur

La puissance générée P_{Gi} dans un certain intervalle ne doit pas dépasser celle de l'intervalle précédent P_{Gi}^0 de plus d'un certain montant UR_i , et ne doit pas non plus être inférieure à celle de l'intervalle précédent de plus d'un certain montant DR_i . Cela donne lieu aux contraintes suivantes.

En pratique, la plage de fonctionnement de toutes les unités en ligne est limitée par leurs taux de montée [24].

À mesure que la génération augmente.

$$P_{Gi} - P_{Gi}^0 \leq UR_i \quad (3.19)$$

À mesure que la génération diminue

$$P_{Gi}^0 - P_{Gi} \leq DR_i \quad (3.20)$$

et

$$\max(P_{Gi \min}, P_{Gi}^0 - DR_i) \leq P_{Gi} \leq \min(P_{Gi \max}, P_{Gi}^0 + UR_i) \quad (3.21)$$

3.6.5.1.1 Définitions des Termes :

- P_{Gi}^0 : Puissance de fonctionnement du générateur i à l'instant précédent.
- DR_i : Limite de taux de rampe descendante pour le générateur i . C'est le maximum par lequel la puissance peut diminuer en une unité de temps.
- UR_i : Limite de taux de rampe ascendante pour le générateur i . C'est le maximum par lequel la puissance peut augmenter en une unité de temps.
- P_{Gi} : Puissance réelle effective du générateur i à l'instant actuel.
- $P_{Gi \min}$: Puissance minimale de fonctionnement du générateur i .
- $P_{G \max}$: Puissance maximale de fonctionnement du générateur i .

3.6.5.1.2 Explication des Contraintes

Limite Inférieure : La puissance actuelle P_{Gi} doit être au moins égale au plus grand de $P_{Gi \min}$ et $P_{Gi}^0 - DR_i$. Cela garantit que la puissance ne descend pas en dessous de la limite minimale du générateur ni ne diminue de plus que ce que la limite de taux de rampe descendante permet.

Limite Supérieure : La puissance actuelle P_{Gi} doit être au plus égale au plus petit de $P_{Gi \max}$ et $P_{Gi}^0 + UR_i$. Cela garantit que la puissance ne dépasse pas la limite maximale du générateur ni n'augmente de plus que ce que la limite de taux de rampe ascendante permet.

3.6.5.1.3 Exemple Concret

Supposons que pour un générateur i :

- $P_{Gi}^0 = 100$ MW (puissance précédente)
- $P_{Gi \min} = 50$ MW (puissance minimale)
- $P_{Gi \max} = 200$ MW (puissance maximale)
- $DR_i = 30$ MW/unit of time (limite de taux de rampe descendante)

- $UR_i=40$ MW/unit of time (limite de taux de rampe ascendante)

3.6.5.1.4 Calcul des Bornes

Limite Inférieure :

$$\max(50, 100 - 30) = \max(50, 70) = 70 \text{ MW} \quad (3.22)$$

Limite Supérieure :

$$\min(200, 100 + 40) = \min(200, 140) = 140 \text{ MW} \quad (3.23)$$

3.6.5.1.5 Plage de Fonctionnement

Ainsi, la plage de fonctionnement en puissance réelle effective pour le générateur i à l'instant actuel est :

$$70 \text{ MW} \leq P_{Gi} \leq 140 \text{ MW} \quad (3.24)$$

Cette plage garantit que les transitions de puissance respectent les limites de taux de rampe du générateur et les capacités de puissance minimale et maximale.

3.6.6 Fonction environnementale :

La fonction des émissions des gaz provenant des centrales de production peut être décrite comme suit [25] :

$$E_i(P_{gi}) = \alpha_i P_{gi}^2 + \beta_i P_{gi} + \delta_i \text{ (Ton/h)} \quad (3.25)$$

L'étude environnementale consiste à minimiser la fonction des émissions :

$$\text{Min} \{E = \sum_{i=1}^{ng} E_i(P_{gi})\} \quad (3.26)$$

3.7 Optimisation mono-objectif et multi-objectif

L'étude économique-environnemental consistent donc à chercher la minimisation simultanée des deux fonctions décrites par les mêmes variables objets. Le problème d'optimisation représente un problème bi-objectifs ou bi-critères. La difficulté principale d'un tel problème d'optimisation est liée à la présence de conflits entre les deux fonctions. Pour cela, le problème d'optimisation bi-objectifs peut être transformé en un problème d'optimisation mono-objectif [25].

L'objectif économique et l'objectif d'émission sont combinés avec des pondérations différentes dans une seule fonction. Pour une demande spécifiée, une courbe de compromis peut alors être obtenue. La fonction objective totale F_t est ensuite décrite par :

$$F_t(P_g) = hf(P_g) + (1 - h)\lambda E(P_g) \quad (3.27)$$

Où h est le facteur de pondération qui peut varier entre 0 et 1. λ est le prix associé aux polluants gazeux.

Les valeurs de h indiquent l'importance relative entre les deux objectifs. En faisant varier la valeur de h , le compromis entre le coût du carburant et le coût de la dégradation environnementale peut être déterminé sur toute la plage de h . Si $h = 1$, la solution correspond au coût minimum, et si $h = 0$, la solution correspond aux émissions minimales.

Le prix associé aux polluants représente le degré de nocivité du type d'émission. L'attribution d'un prix aux émissions dépend de ses effets biologiques et écologiques [26] .

3.8 Utilisation de optimtool pour résoudre un problème d'optimisation :

La boîte à outils d'optimisation fournit des fonctions pour trouver des paramètres qui minimisent ou maximisent les objectifs tout en satisfaisant les contraintes. La boîte à outils comprend des solveurs pour la programmation linéaire (PL), la programmation linéaire en nombres entiers mixtes (MILP), la programmation quadratique (PQ), la programmation en cône de second ordre (SOCP), la programmation non linéaire (PNL), les moindres carrés linéaires contraints, les moindres carrés non linéaires et les équations non linéaires [27].

3.9 Ouvrir l'interface optimtool

Ouvrir MATLAB : Lancez MATLAB sur votre ordinateur.

Ouvrir optimtool : Dans la fenêtre de commande, tapez

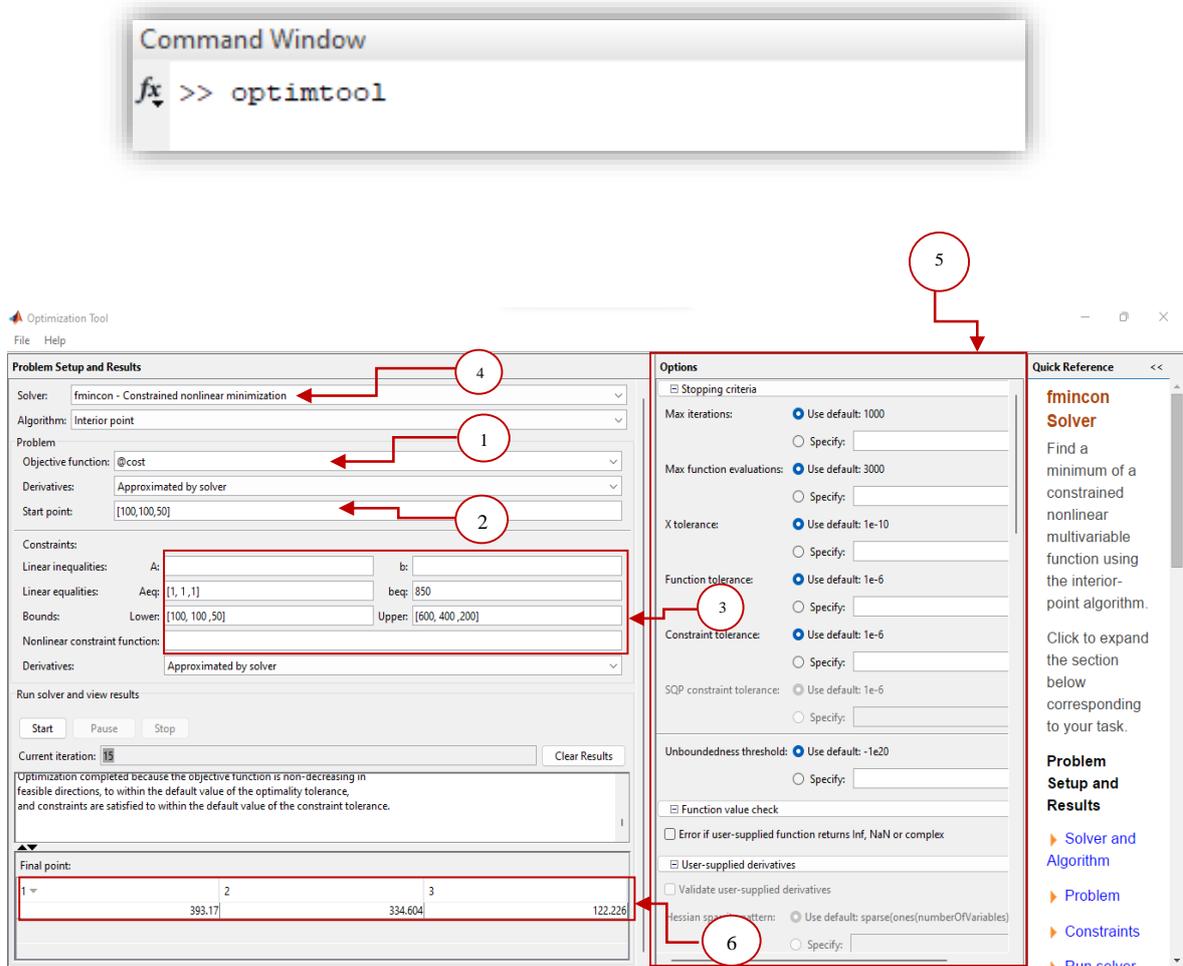


Figure (3.2) Optimetool toolbox Matlab.

3.9.1 Composants de l'interface optimtool :

3.9.1.1 Configuration du problème :

- 1. Fonction Objective** : Champ où vous entrez la fonction que vous souhaitez minimiser ou maximiser.
- 2. X0 (Point de départ)** : Champ où vous entrez les valeurs initiales des variables.
- 3. Contraintes** : Vous pouvez spécifier ici les contraintes, telles que les contraintes linéaires et non linéaires, et les limites des variables.
- 4. Sélection du solveur** : Sous la configuration du problème, il y a une section pour choisir le solveur approprié en fonction du type de problème

(par exemple, 'fmincon' pour les problèmes non linéaires contraints, 'linprog' pour la programmation linéaire).

5. **Options** : Sur le côté droit, vous pouvez ajuster les options du solveur telles que la tolérance, le nombre maximum d'itérations et les paramètres d'affichage.
6. **Résultats** : En bas, il y a un panneau de résultats où les résultats sont affichés après l'exécution de l'optimisation, comme les valeurs optimales des variables et la valeur de la fonction objectif.

3.10 Exemple de code

Voici un exemple de code pour illustrer l'utilisation de fmincon :

```
% Définir les coefficients des termes quadratiques, linéaires et constants
a = [561, 310, 78]; % Coefficients constants
b = [7.92, 7.85, 7.97]; % Coefficients linéaires
c = [0.001562, 0.001940, 0.004820]; % Coefficients quadratiques

% Définir la fonction objectif a minimiser
% La fonction est définie comme la somme des termes quadratiques, linéaires et constants
fun = @(x) sum(c.* (x.^2) + b.* x + a);

% Définir les valeurs initiales des variables
x0 = [400, 350, 100]; % Devine initial

% Définir les contraintes linéaires et les limites
A = []; % Pas de contraintes linéaires inégales
B = [];
Aeq = [1, 1, 1]; % Contrainte d'égalité linéaire : x1 + x2 + x3 = 850
beq = 850; % Côté droit de la contrainte d'égalité
lb = [100, 100, 50]; % Limites inférieures des variables
ub = [600, 400, 200]; % Limites supérieures des variables

% Définir les options pour l'algorithme fmincon
% 'Display' est réglé sur 'iter' pour afficher les informations d'itération
% 'PlotFcn' est réglé sur @optimplotfval pour tracer la valeur de la fonction objectif a chaque itération
options = optimoptions('fmincon', 'Display', 'iter', 'PlotFcn', @optimplotfval);

% Effectuer l'optimisation contrainte
[x, fval] = fmincon(fun, x0, A, B, Aeq, beq, lb, ub, [], options);

% Afficher la solution optimale
disp('Solution optimale: ')
disp(x)

% Afficher la valeur de la fonction objectif a la solution optimale
disp('Valeur optimale de la fonction objectif: ')
disp(fval)
```

3.11 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté de manière générale l'aspect de l'optimisation et de son utilisation dans divers domaines. Nous abordons en particulier le problème de la répartition économique de charge, qui se traduit par une optimisation d'une fonction objective soumise à des contraintes. La plupart des équations formulant ce problème sont non linéaires, ce qui nécessite l'utilisation de techniques de programmation non linéaire pour les résoudre. Nous présentons ensuite le toolbox « optimtool » de Matlab et ses différents paramètres.

Chapitre 4: Résultats et discussions

4.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons résoudre et discuter le problème de la répartition économique de charge de plusieurs études appliquées sur un réseau de test à trois générateurs et le réseau électrique algérien en considérant les aspects de flexibilité et d'intermittence.

4.2 Etudes de cas

Les études de cas suivantes sont considérées dans ce mémoire :

4.2.1 Réseau à trois générateurs :

- Etude de cas 1 : Répartition économique de charge en considérant un point de fonctionnement et les contraintes de charge et de la rampe de puissance.
- Etude de cas 2 : Répartition économique de charge dynamique.
- Etude de cas 3 : Répartition économique de charge dynamique avec remplacement d'un générateur par un SMR.
- Etude de cas 4 : Répartition économique de charge dynamique avec un profil prédéfini de SMR.
- Etude de cas 5 : comme l'étude de cas 4 en ajoutant les ENRs (Eolienne et Solaire).

4.2.2 Réseau algérien 10 générateurs :

- Etude de cas 1 : Répartition économique de charge en considérant un point de fonctionnement optimisation de cout, émission, cout et émission.
- Etude de cas 2 : Répartition économique de charge dynamique avec l'étude de l'impact de taux de pénétration de ENR.
- Etude de cas 3 : Répartition économique de charge dynamique avec remplacement d'un générateur par un SMR avec de taux de pénétration de ENR (0%,10%,20%, et 30%).
- Etude de cas 4 : Répartition économique de charge dynamique avec un profil prédéfini de SMR et l'étude de l'impact de taux de pénétration de ENR.

4.3 Résultats de simulation

4.3.1 Réseau à trois générateurs

Les données économiques ainsi que les contraintes du réseau à trois générateurs sont présentées dans le tableau 4.1. La demande électrique de ce réseau est de l'ordre de 850 MW.

Avant de résoudre les différentes études de cas de problème de la répartition économique de charge des trois générateurs, il est préférable de les comparer en termes de coût et des émissions.

La figure 4.1 présente l'évolution du coût des trois générateurs en fonction de la puissance. D'après cette figure, on peut soupçonner que la production du générateur 3 est la moins coûteuse alors que celle du générateur 1 est la plus coûteuse. Cependant, ce dernier est le moins polluant et le générateur 2 est le plus polluant (voir la figure 4.2).

Tableau 0.1 Données du réseau a trois générateurs.

<i>N. Générateur</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>P_max (MW)</i>	<i>P_min (MW)</i>	<i>R_up</i>	<i>R_down</i>
1	561	7.92	0.001562	600	100	80	120
2	310	7.85	0.001940	400	100	80	120
3	226.799	2.842	0.000064	200	50	50	90

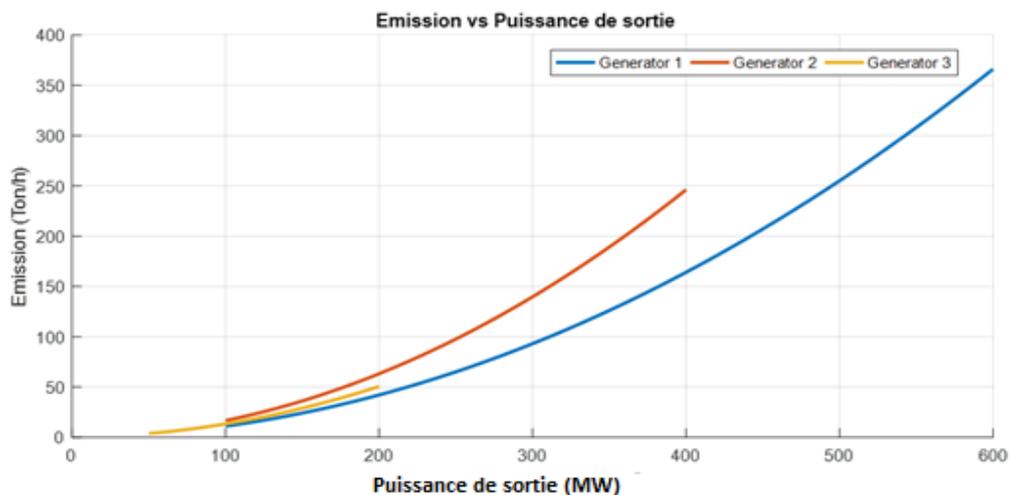


Figure (4.1) Comparaison des coûts des trois générateurs

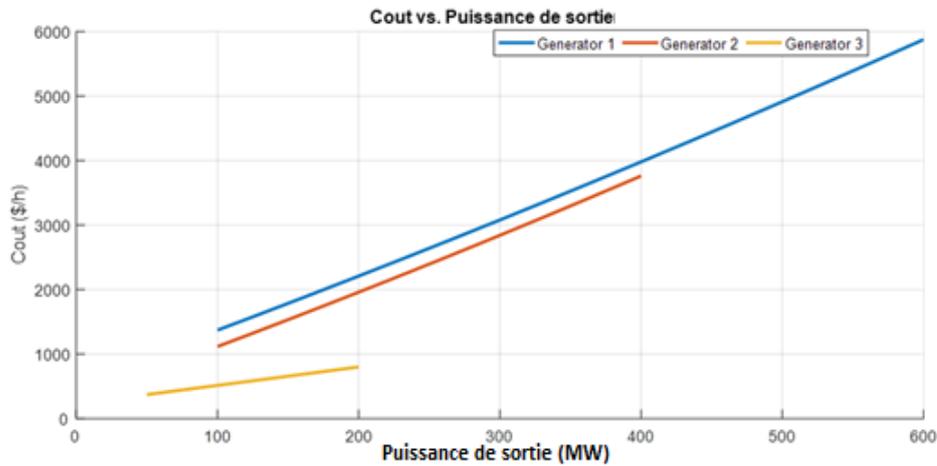


Figure (4.2) Comparaison des émissions des trois générateurs.

4.3.2 Cas d'étude 1 :

La figure 4.3 présente l'évolution de la fonction objective en fonction de nombre des itérations. D'après cette figure, on peut remarquer que la méthode d'optimisation converge dans quatre itérations.

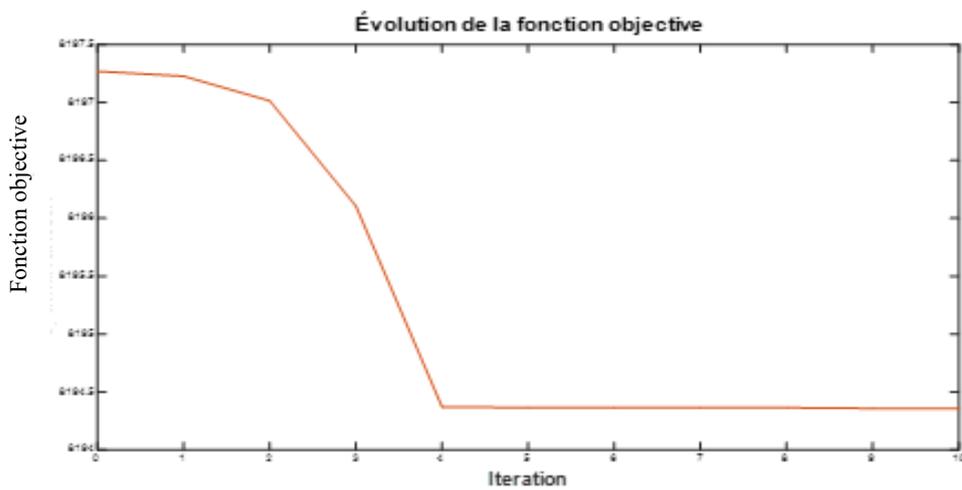


Figure (4.3) Evolution de la fonction objective.

Les résultats de la répartition économique de charge sont présentés dans le tableau 4.2. D'après ce tableau, on peut remarquer le premier générateur produit plus d'électricité, car il est le moins cher, suivi par le deuxième générateur, puis le troisième. Cela est logique parce que les générateurs les moins chers sont utilisés en priorité pour répondre à la demande électrique.

Tableau 4.2 Résultats la répartition économique de charge.

<i>P1</i> (MW)	<i>P2</i> (MW)	<i>P3</i> (MW)	<i>Production totale</i> (MW)	<i>Demande électrique</i> (MW)	<i>Le cout total</i> (\$/h)
393.1698	334.6038	122.2264	850	850	8194.4

Tableau 4.3 Rampes des générateurs.

<i>N. Générateur</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
<i>Puissance produit actuel (MW)</i>	440	350	170
<i>Production totale (MW)</i>	960		
<i>Puissance optimiser</i>	393.1698	334.6038	122.2264
<i>Demande électrique (MW)</i>	850		
<i>Production totale (MW)</i>	850		
<i>Rampe (MW)</i>	46.8302	15,3962	47.7736
<i>Limite supérieure de la Rampe (MW)</i>	120	120	90
<i>Limite inférieure de la Rampe (MW)</i>	80	80	50

4.3.3 Cas d'étude 2 :

Le tableau 4.4 présente le profil de la demande électrique pendant 24 heures. Le profil des puissances des générateurs est présenté dans la figure 4.4. La figure 4.5 montre que la demande électrique est parfaitement satisfaite par les trois générateurs en respectant les limites de la rampe des puissances (selon le tableau 4.3).

Tableau 4.4 Profil de la demande électrique en 24 heures

<i>Heur</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>
<i>Demande électrique (MW)</i>	884	835	803	774	768	735	698	655	694	733	758	792
<i>Heur</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>
<i>Demande électrique (MW)</i>	839	937	987	1001	962	892	782	729	747	827	870	876

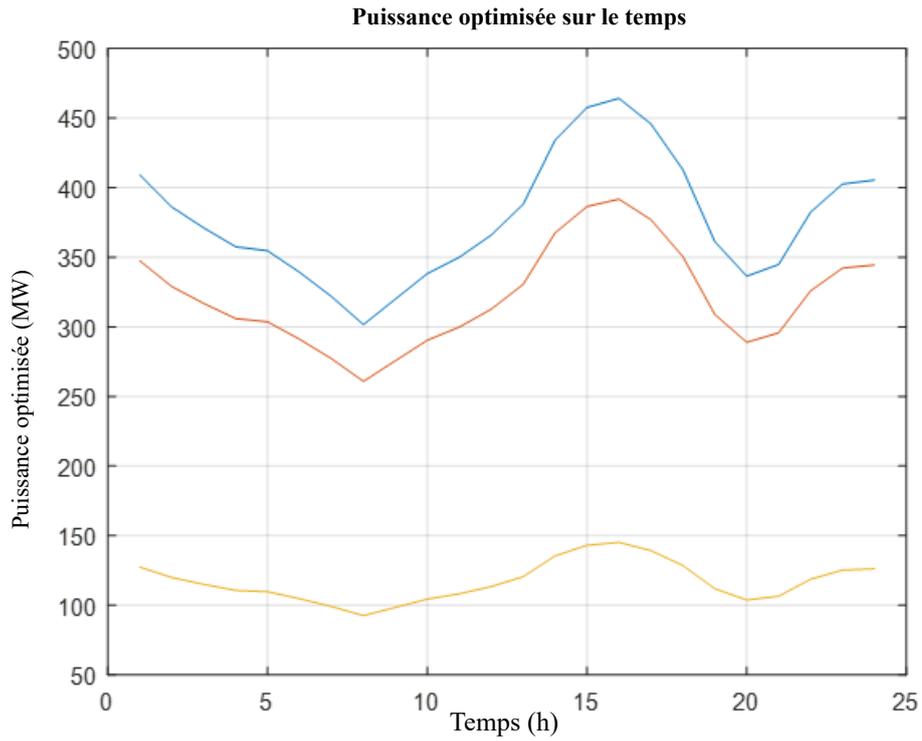


Figure (4.4) Résultats de la répartition économique de charge dynamique

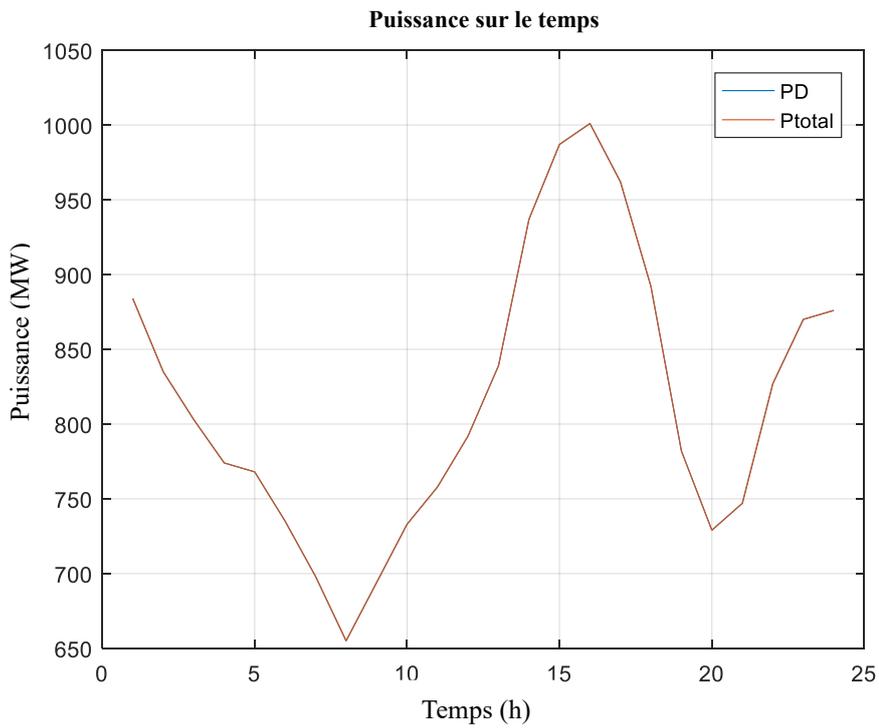


Figure (4.5) Comparaison de la demande électrique et la production totale.

4.3.4 Etude de cas n. 3 :

Dans cette étude de cas, nous avons remplacé le générateur 3 par un SMR à cause de l'adéquation de sa puissance nominale avec la puissance d'un SMR. Pour le faire, les paramètres économiques d'un SMR sont introduits. Figure 0.6 montre les résultats obtenus. Remarquons cette figure, il est clair que le SMR fonctionne à puissance maximale (200 MW) pendant 24 heures à cause de sa rentabilité économique.

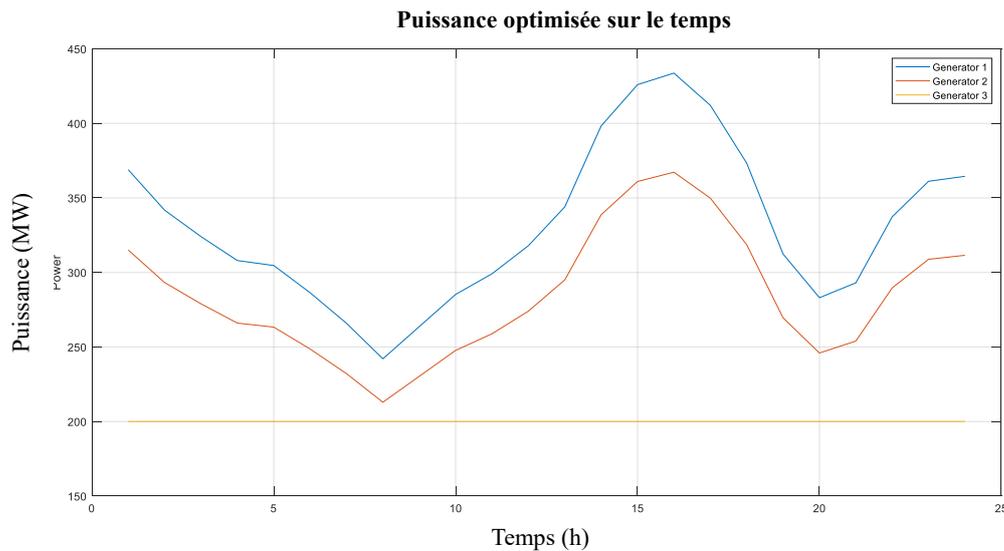


Figure (4.6) Résultats de cas d'étude 3.

4.3.5 Etude de cas n. 4 :

Dans cette étude de cas, nous avons développé un profil de fonctionnement d'un SMR en considérant les limites techniques relatives à sa flexibilité à savoir la limite de la rampe de puissance de 1%Pn/minute ainsi que la limite de fonctionnement hors nominal de 6 heures. Le SMR varie sa puissance de 100% jusqu'à 25% et vice versa pendant 3 heures pour chaque manœuvre. La figure 0.7 illustre le profil de puissance du SMR. Figure 0.8 montre l'évolution des puissances des deux générateurs et le SMR ainsi que la variation de la demande électrique.

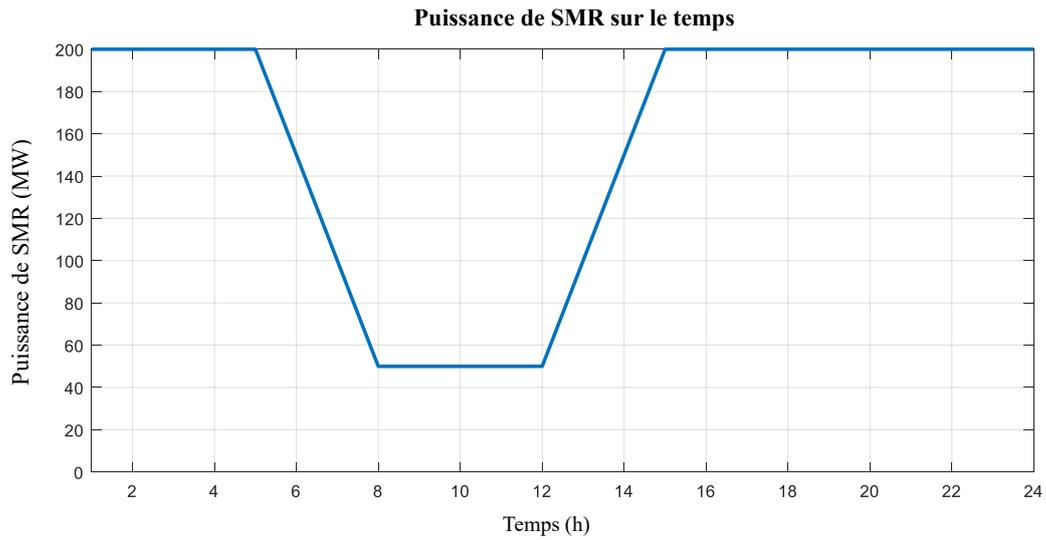


Figure (4.7) Profile de puissance de SMR.

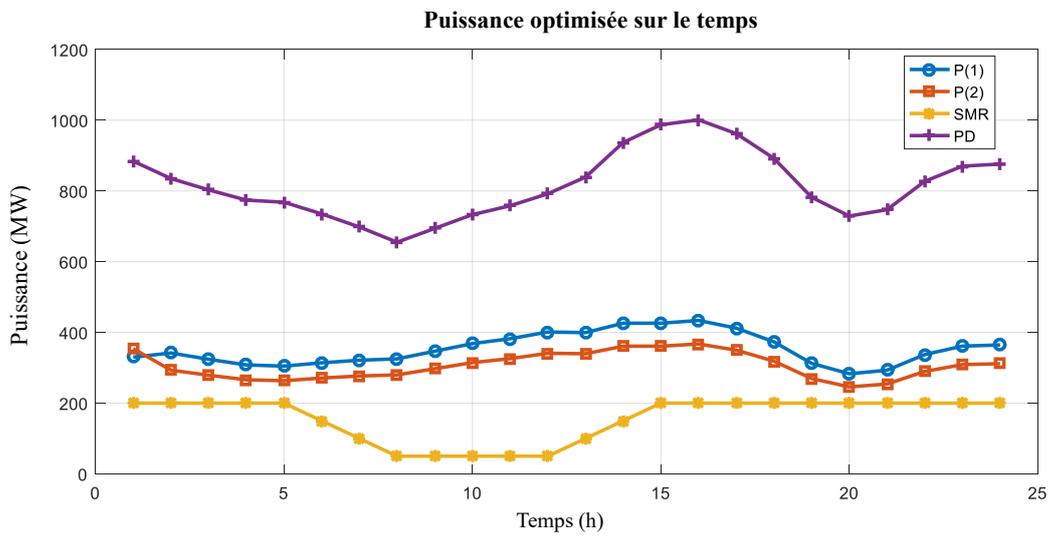


Figure (4.8) Résultats de l'étude de cas n. 4.

4.3.6 Etude de cas n. 5 :

Dans ce cas, nous avons amélioré l'étude de cas n 4 en ajoutant deux sources EnRs : Eolienne et Solaire de 10 MW chacune. Le profil des puissances des EnRs est représenté par des données réelles de la zone de Tiaret obtenues du site web www.renewables.ninja. La figure 4.9 présente les résultats de l'étude de cas n. 5.

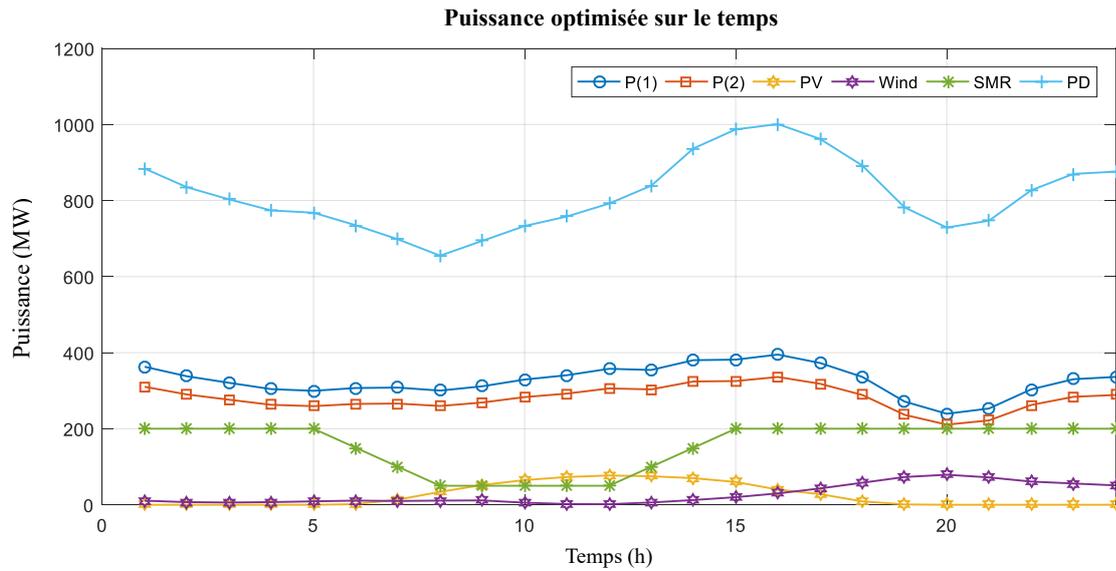


Figure (4.9) Résultats de l'étude de cas n. 5.

4.3.7 Comparaison des résultats obtenus des études de cas :

La figure 4.10, présente une comparaison des études de cas en termes de cout. D'après cette figure, il est clair que le cout de l'étude de cas n 5 (SMR+PV+Wind) est le plus réduit à cause de cout réduit du SMR et les EnRs qui sont considérées gratuites.

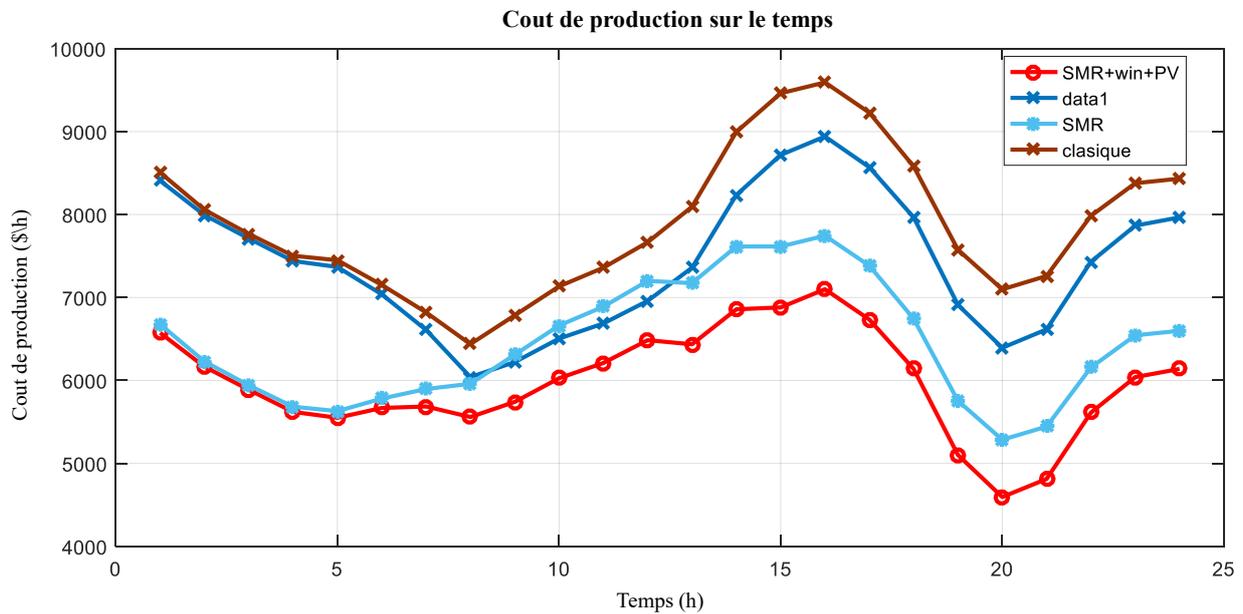


Figure (4.10) Comparaison des résultats obtenus des études de cas.

4.4 Réseau Algérien 10 générateurs

Les données économiques ainsi que les contraintes du réseau Algérien 10 générateurs sont présentées dans le tableau 4.5, Ce réseau est illustré dans la figure 4.11. Il est composé de 59 bus, 10 générateurs, 36 charges de 684,10 MW et 83 branches.



Figure(4.11) Topologie du réseau algérien de production et de transport à 59 bus.

Tableau 4.5 Données du réseau algérien

N. Générateur	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>a</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>b</i>	1.5	2.5	1.5	1.5	2.5	2.5	2	2	2	1.5
<i>c</i>	0.0085	0.017	0.0085	0.0085	0.017	0.017	0.003	0.003	0.003	0.0085
α	4.091	2.543	4.258	5.326	4.258	6.131	4.091	2.543	4.258	5.326
β	5.554	-6.047	-5.094	-3.55	-5.094	-5.555	-5.554	-6.047	-5.094	-3.55
γ	6.49	5.638	4.586	3.38	4.586	5.151	6.69	5.638	4.538	3.38
<i>P_{min}</i>	8	10	30	20	15	10	10	15	18	30
<i>P_{max}</i>	72	70	510	400	150	100	100	140	175	450

4.4.1 Etude de cas n. 1 :

Les résultats présentés concernent la répartition de la charge entre différents générateurs électriques en fonction de trois critères principaux : la minimisation de la consommation de carburant, la minimisation des émissions et une combinaison des deux pour une optimisation globale. Voici une analyse détaillée des résultats pour chaque générateur ainsi que les coûts et les émissions associés à chaque stratégie (voir Tableau 4.6) :

Tableau 4.6 Résultats la répartition économique de charge.

<i>N. Générateur</i>	<i>Minimisation de cout</i>	<i>Minimisation des émissions</i>	<i>Minimisation de cout et des émissions</i>
<i>P1 (MW)</i>	72.0000	50.1728	55.8799
<i>P2 (MW)</i>	10.0000	57.7985	49.1149
<i>P3 (MW)</i>	74.2808	70.9532	75.4100
<i>P4 (MW)</i>	74.2808	96.0413	96.7274
<i>P5 (MW)</i>	15.0000	70.9532	57.2588
<i>P6(MW)</i>	100.0000	63.2153	52.5703
<i>P7 (MW)</i>	100.0000	50.1728	56.7244
<i>P8 (MW)</i>	127.1288	57.7985	64.9049
<i>P9 (MW)</i>	127.1289	70.9532	78.7820
<i>P10 (MW)</i>	74.2808	96.0413	96.7274
<i>Cout (\$/h)</i>	1.557 e+03	2.1921e+03	1.7039e+03
<i>Emission (ton/h)</i>	0.32507	0.21921	0.22223
<i>Pd (MW)</i>	684,10		

Les résultats de la minimisation de cout` sont présentés dans la deuxième colonne du tableau 4.6. D'après ces résultats, on a remarqué que les émissions sont relativement élevées (0.32507 tonnes/h) mais le coût reste le plus réduit à 1,557 \$/h. Cette option est optimale lorsque l'objectif principal est la réduction des coûts.

Les résultats de la minimisation des émissions de gaz à effet de serre sont présentés dans la troisième colonne du tableau 4.6. Ces résultats montrent une augmentation de coût de production à 2,1921 \$/h, et une diminution des émissions à 0.21921 tonnes/h. C'est une option favorable pour les politiques environnementales strictes.

Les résultats de l'optimisation de cout et des émissions sont présentés dans la quatrième colonne du tableau 4.6. Cette formulation cherche un compromis entre les coûts et les émissions dont les résultats obtenus sont comme suit : le coût de production est de l'ordre de 1,7039 \$/h et les émissions sont 0,22223 tonnes/h. Elle offre une solution équilibrée pour ceux qui cherchent à optimiser à la fois les aspects économiques et environnementaux.

Les résultats de cette étude de cas montrent que la minimisation des coûts et des émissions nécessite des compromis car l'amélioration d'un objectif dégrade l'autre objectif. Le choix de la formulation appropriée du problème dépend des priorités spécifiques : réduction des coûts, respect des réglementations environnementales, ou un équilibre entre les deux. Une gestion efficace des réseaux électriques doit donc intégrer ces différents objectifs pour assurer une performance globale optimale.

4.4.2 Etude de cas n. 2 :

Dans cette étude de cas, nous avons intégré deux sources d'énergie renouvelable : l'éolienne et le solaire, dans le réseau électrique algérien. Figure 0.12 présente un taux de pénétration de 30% des énergies renouvelables, avec 15% pour l'énergie éolienne et 15% pour l'énergie solaire.

En examinant cette figure, nous pouvons observer un équilibre entre la production et la demande électrique. Cela indique que l'intégration de ces sources d'énergie renouvelable, à ce taux de pénétration, maintient la stabilité du réseau électrique.

Cependant, en comparant cette figure à une autre, il est possible de noter certaines différences significatives. Par exemple, dans les figures 0.13 et 4.14, où le taux de pénétration des énergies renouvelables est 40% (20% éolien et 20% solaire), un déséquilibre est observé entre la production et la demande électrique. Ce déséquilibre pourrait être dû à plusieurs facteurs, tels que la variabilité des sources renouvelables, la capacité de réserve du réseau, ou les mécanismes de gestion de la demande.

Courbe de puissance produit et la puissance demandée sur le temps

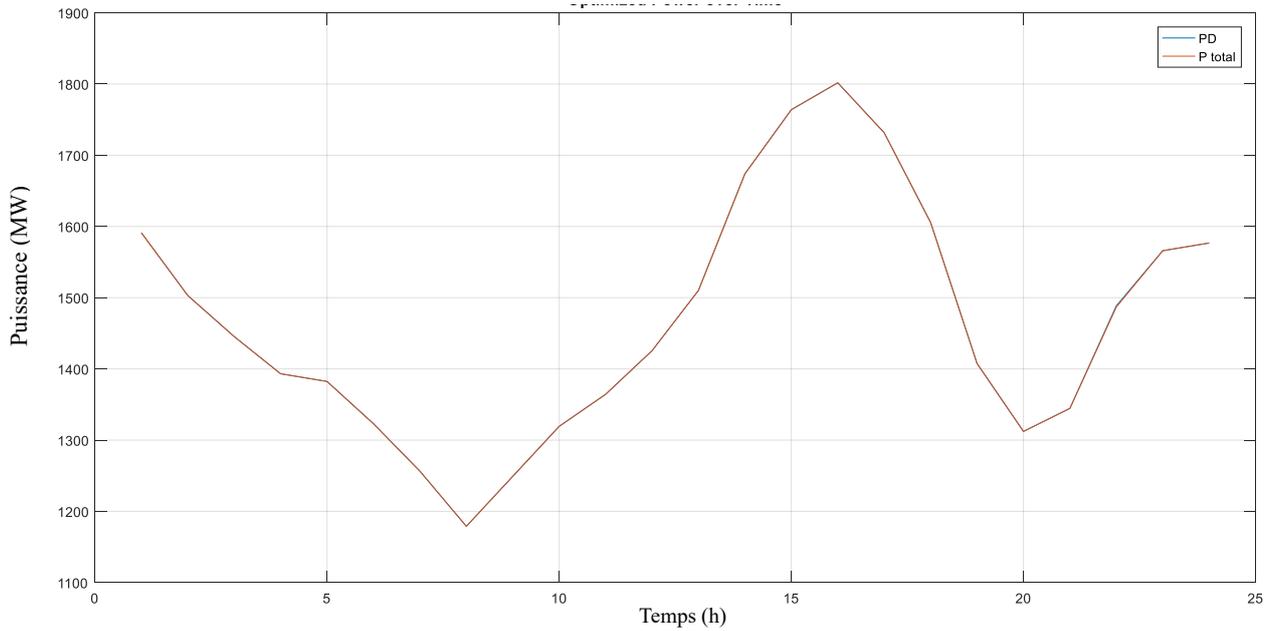


Figure (4.12) Comparaisons de la demande électrique et la production totale avec 30% de taux de pénétration de ENR

Courbe de puissance produit et la puissance demandée sur le temps

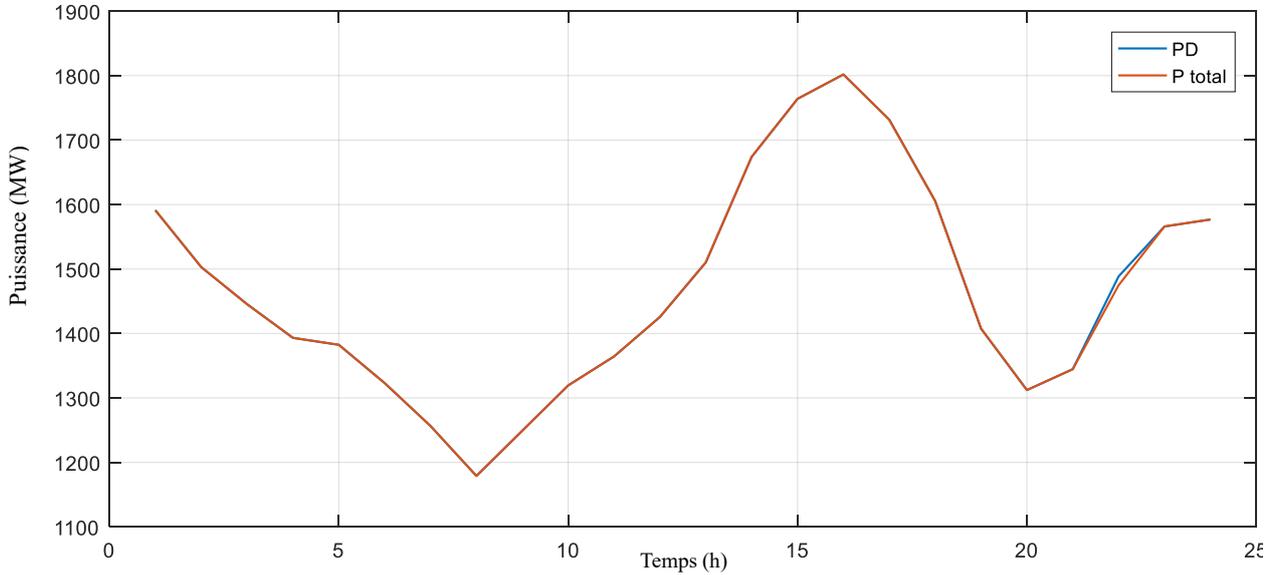


Figure (4.13) Comparaison de la demande électrique et la production totale avec 40% de taux de pénétration de ENR

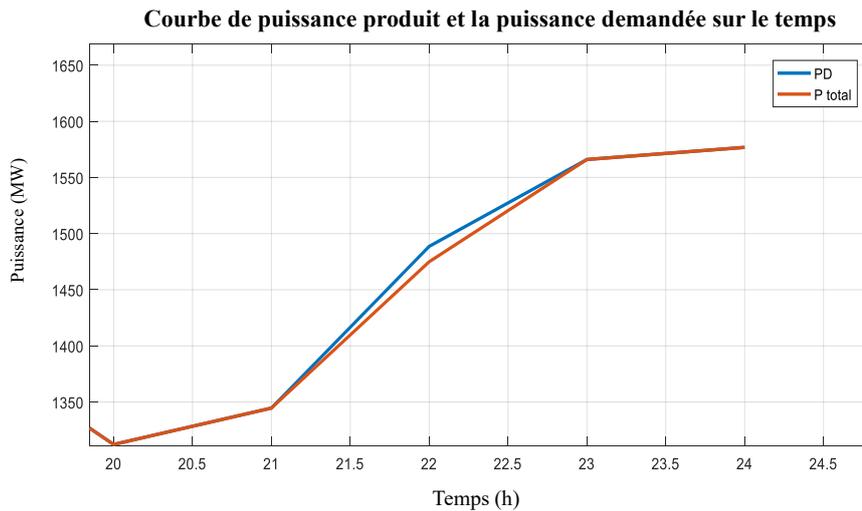


Figure (4.14) Résultats de cas d'étude 2.

4.4.3 Etude de cas n. 3 :

4.4.3.1 Impact d'un taux de pénétration des ENR de 0% :

L'énergie nucléaire reste stable à environ 500 MW sur toute la période, ce qui indique une production constante. Les autres générateurs (P1 à P10) varient leur production pour maintenir l'équilibre entre la production et la demande. Cela signifie qu'ils ajustent leur puissance de sortie en fonction des besoins en électricité à un moment donné. Pour les énergies renouvelables les courbes montrent une valeur nulle, reflétant l'absence de la production, comme attendu à un taux de pénétration des ENR de 0%. Figure 4.15 présente les résultats de l'étude de cas n. 5.

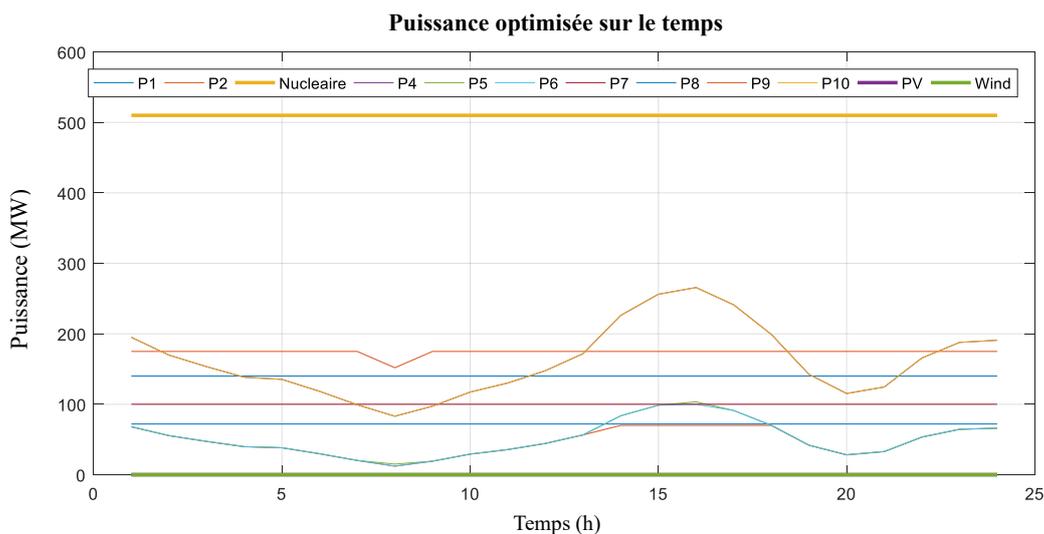


Figure (4.15) : 0% de taux de pénétration des ENR

4.4.3.2 Impact d'un taux de pénétration des ENR de 10% :

La production nucléaire montre une légère diminution entre les périodes 5h et 10h, puis revient à son niveau initial, ce qui pourrait indiquer une réduction de la production nucléaire pour compenser la variation d'ENR. Les autres générateurs (P1 à P10) montrent plus de variations par rapport à la première étude de cas. La variabilité (et l'intermittence) des énergies renouvelables est bien illustrée (voir la figure 4.16).

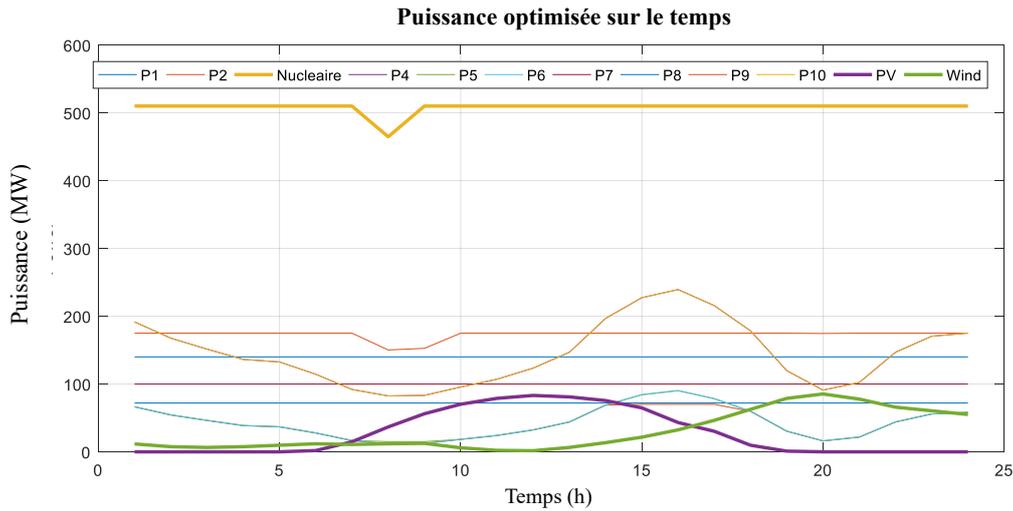


Figure (4.16) 10% de taux de pénétration des ENR

4.4.3.3 Impact d'un taux de pénétration des ENR de 20% :

La production nucléaire montre une plus grande diminution au milieu de la période pour compenser la variabilité des ENR. Les autres générateurs (P1 à P10) montrent des variations encore plus remarquables par rapport les autres études de cas. La production des énergies renouvelables est plus élevée et les fluctuations sont accrues, ce qui est attendu avec un taux de pénétration des ENR de 20 % (voir la figure 4.17).

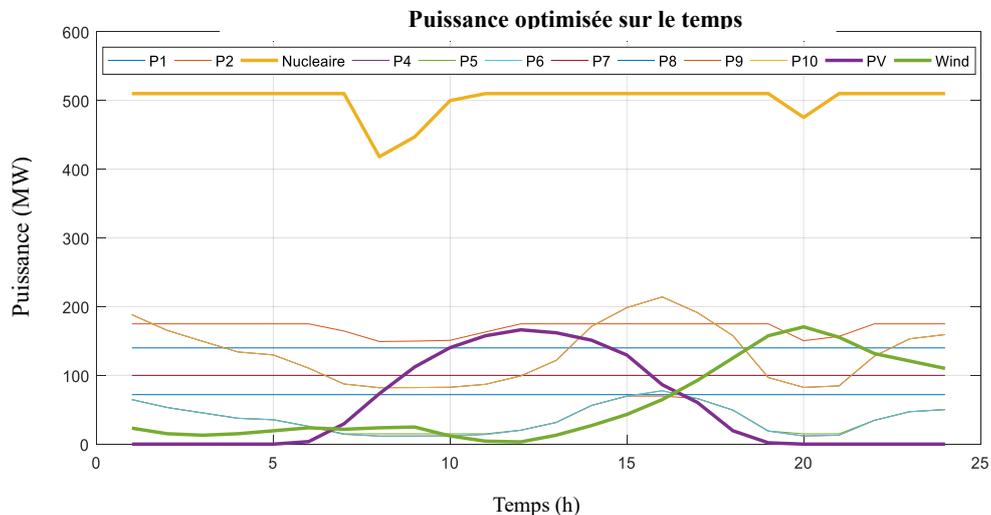


Figure (4.17) 20% de taux de pénétration des ENR

4.4.3.3.1 Impact d'un taux de pénétration des ENR de 30%

La production nucléaire présente les variations les plus marquées, avec une diminution significative pendant plusieurs périodes, pour compenser la variabilité des ENR. Les autres générateurs (P1 à P10) montrent les variations les plus importantes, avec des changements notables dans la production pour compenser la variabilité des ENR. La production des énergies renouvelables est significative et très variable, comme attendu avec un taux de pénétration des ENR de 30 % (voir la figure 4.18).

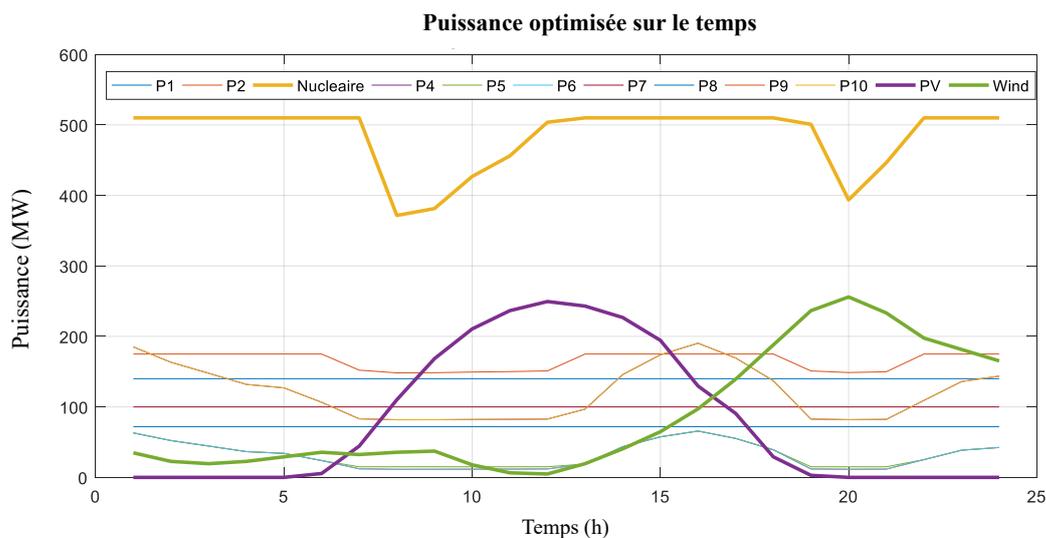


Figure (4.18) 30% de taux de pénétration des ENR.

4.4.4 Etude de cas n. 4 :

Dans cette étude de cas, nous avons remarqué que l'augmentation d'intégration des énergies renouvelables affecte la stabilité du système électrique. À travers les figures que nous avons analysées, il apparaît que la présence d'une centrale nucléaire dans le système aggrave cet impact négatif. Lorsque le taux d'intégration était de 20 %, comme indiqué dans la figure 4.19, nous n'avons pas observé d'impact significatif sur le système, mais lorsque le taux est passé à 30 % et à 40 %, comme indiqué dans les figures 4.20 et 4.21, nous avons remarqué que le système ne parvenait pas à équilibrer la production et la demande, ce qui indique son instabilité. Ces résultats soulignent l'importance de surveiller et d'améliorer l'intégration des sources d'énergie dans le système électrique pour garantir sa stabilité et assurer une fourniture d'énergie efficace.

Nous pouvons conclure que l'augmentation du pourcentage de pénétration d'énergies renouvelables dans le système entraîne une augmentation des fluctuations et de l'instabilité, surtout en présence d'une centrale nucléaire, car le fonctionnement de cette dernière nécessite

une stabilité élevée dans la fourniture d'énergie. Par conséquent, l'intégration d'un pourcentage élevé d'énergies renouvelables entraîne des impacts négatifs plus importants sur la stabilité du système électrique.

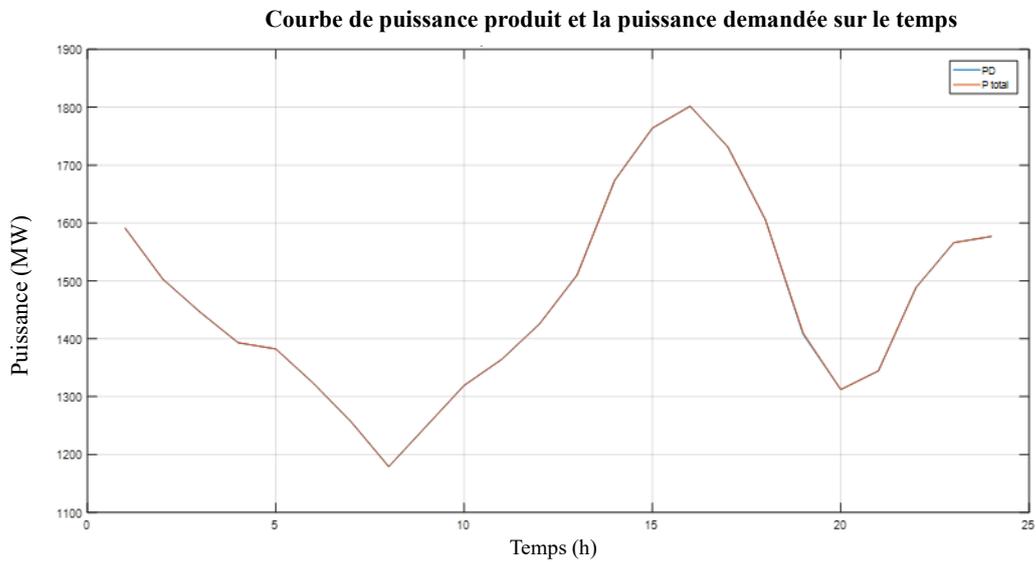


Figure (4.19) Resultats de cas n 4 (20%)

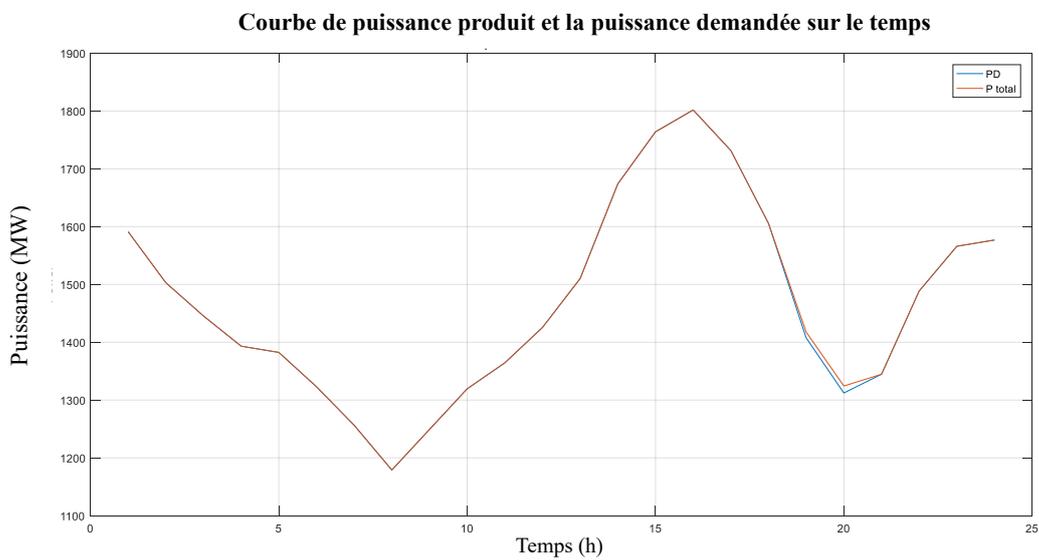


Figure (4.20) Resultats de cas n 4 (30%)

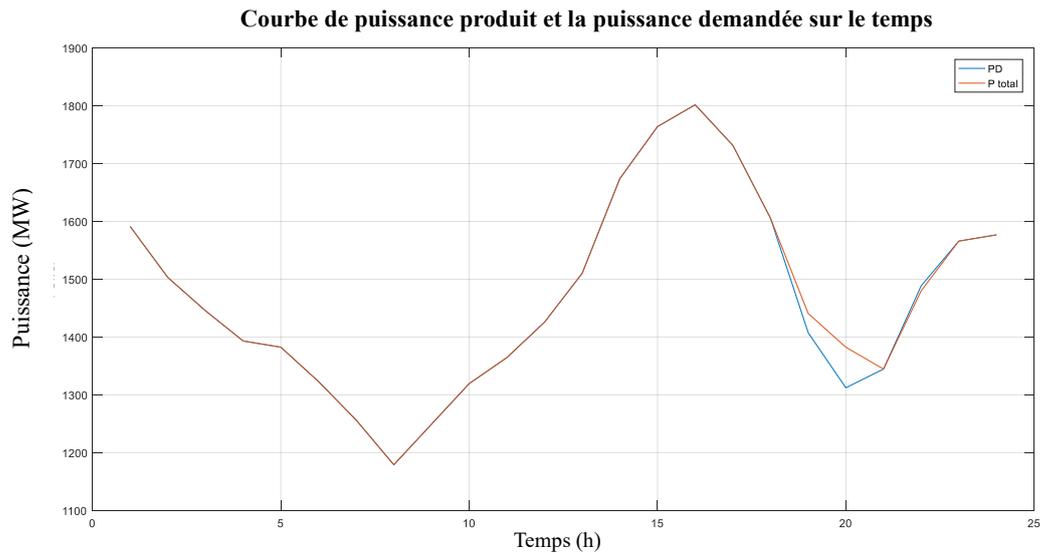


Figure (4.21) Résultats de cas n 4 (40%)

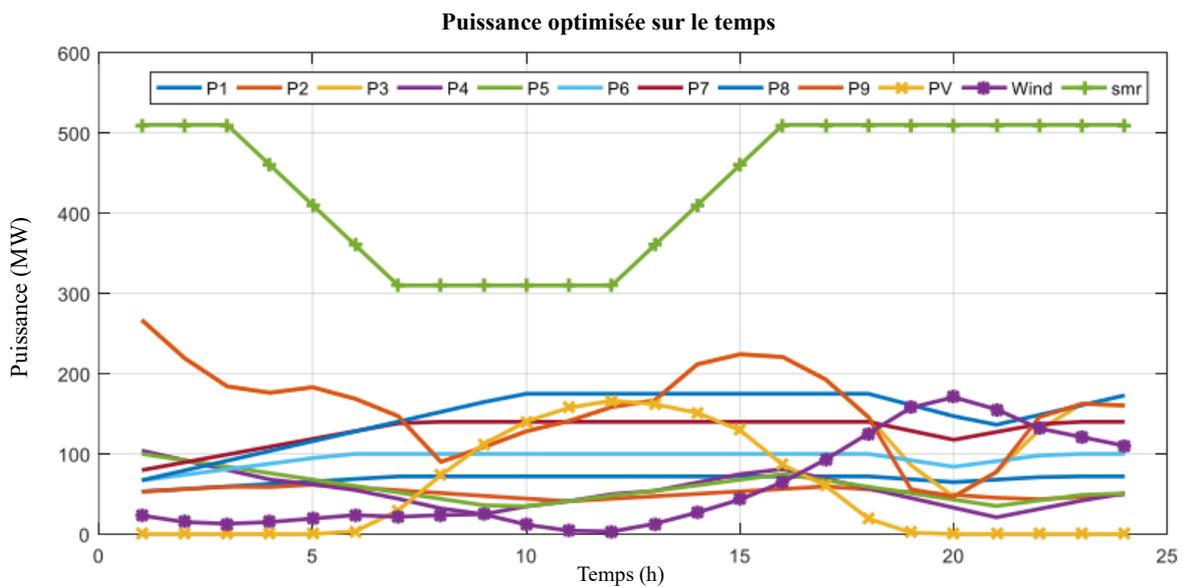


Figure (4.22) Resultats de cas n 4 (20%) avec profil prédéfini de centrale nucléaire

4.5 Conclusion

L'énergie nucléaire possède des caractéristiques opérationnelles distinctes des autres sources d'énergie comme l'énergie thermique traditionnelle. Modifier la production d'énergie nucléaire nécessite une planification et un processus opérationnel complexes en raison de la nature stable et invariable de la production nucléaire. Par exemple, ajuster le niveau de production nucléaire peut prendre beaucoup de temps et nécessite des modifications spécifiques de la conception et de l'exploitation. Par conséquent, l'énergie nucléaire peut être moins flexible

pour s'adapter aux changements rapides de la demande par rapport aux centrales thermiques traditionnelles.

Cette étude montre que l'augmentation de la part des énergies renouvelables a un impact significatif sur la production d'énergie nucléaire et la répartition de la charge dans le réseau électrique. L'intégration des énergies renouvelables nécessite une planification minutieuse et une grande flexibilité des sources d'énergie traditionnelles pour assurer la stabilité et la sécurité du réseau électrique. Il est essentiel d'investir dans des technologies de stockage et de coordination entre les différentes sources d'énergie pour relever les défis futurs dans ce domaine.

Conclusion générale

Ce travail de recherche présenté dans ce mémoire a pour objectif de résoudre le problème de la répartition économique de la charge. Il consiste à répartir la puissance générée totale sur les différentes centrales électriques d'une manière que le coût total de production soit minimal. Ce problème a été reformulé par l'ajout des nouvelles contraintes liées au fonctionnement des centrales nucléaires, la contrainte sur la rampe de puissance, la charge dynamique, variable, le long de la journée et l'intermittence des énergies renouvelables.

Les importantes conclusions tirées dans ce mémoire sont énumérées dans ce qui suit :

- La formulation statique de problème de la répartition économique de charge ne reflète pas parfaitement la réalité des réseaux électriques qui sont caractérisée par une charge dynamique et variable.
- Les EnRs sont des solutions adéquates pour minimiser l'impact environnementale des centrales électriques conventionnelles et réduire, ainsi, le coût de production.
- L'augmentation de taux de pénétration des EnRs présente un nouveau défi pour les réseaux électriques modernes en termes de maintenir la stabilité de fréquence et la satisfaction de la production et la consommation. Le stockage d'énergie est une solution adéquate pour les petits réseaux isolés mais il n'est pas rentable pour les réseaux de transport (techniques et économiquement).
- L'introduction de modèle des centrales nucléaires dans le problème de la répartition économique de charge est nouvellement proposée dans ce mémoire. Ce modèle sera amélioré davantage dans les travaux futurs.

BIBLIOGRAPHIE :

- [1] LAIDAOU, ABDELGHANI DIDANI ABDELHAFID. "Automatisation des filtres à lits mélangés." Mémoire de master 2017.
- [2] AOUZELLAG, LAHAÇANI NARIMEN. "Cours réseaux électriques."
- [3] KHAMED, Okba. "Économique dynamique des réseaux électriques par les méthodes méta-heuristique." Université Mohamed Khi der Biskra, Mémoire de master 2013.
- [4] TEBANI, HOUCINE. "Cours production énergie électriques." Deuxième année licence électrotechnique, Université de Chlef, Mémoire de master 2020.
- [5] Agence internationale de l'énergie atomique. "L'atome pour la paix et le développement." iaea.org.
- [6] CREG. Immeuble ministère de l'énergie et des mines, Alger, 2021.
- [7] MAZAURIC, LAURE. "Démarche innovante de conception de réacteurs nucléaires flexibles capables d'accommoder les forts taux de productions d'électricité variables" ,2020.
- [8] SPF Économie. "PME classe moyenne énergie économie Belgique énergie data overview.", 2022.
- [9] SOURCE.docx. "Les énergies renouvelables passent un cap en Allemagne." Sciences et Avenir, https://www.sciencesetavenir.fr/natureenvironnement/developpement-durable/les-energies-renouvelables-passent-un-cap-en-alleagne_1306275. Consulté le 26 avril 2024.
- [10] HIDRA, LAHLOU, YDJEDD, KENZA. "Dispatching économique dans les réseaux électriques par les algorithmes génétiques." Université A MIRA-BEJAIA Faculté de Technologie, Mémoire de master, 2021.
- [11] HATTAB, WASSILA, BENLARBI, WIAAM, FATIHA. "Algorithme d'optimisation inspiré de la poussée d'Archimède appliqué au dispatching économique." Mémoire de master, 2021.
- [12] "Hybrid Differential Evolution with biogeography-based optimization for solution of economic." IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 4, November 2010.

- [13] BHATTACHARYA, ANIRUDDHA , CHATTOPADHYAY, P.K. "Solving complex economic load dispatch problems using biogeography-based optimization." *Expert Systems with Applications* 37, (2010).
- [14] BENSERRADJ, M. Mohamed Lamine, LADJAL, M. Mohamed Amine. "Élaboration d'un modèle de placement optimal des moyens de production de l'électricité de SPE (filiale de SONEGAZ)." *Mémoire du projet de fin d'études d'ingénieur*, 2010.
- [15] SIA Partners. "Modularité du parc nucléaire français et transition." <https://www.sia-partners.com/fr/publications/publications-de-nos-experts/modularite-du-parc-nucleaire-francais-et-transition>. Consulté le 13 avril 2024.
- [16] International Atomic Energy Agency (IAEA). "Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation". IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-2.12, 2018
- [17] ELIA. "Données de production éolienne." <https://www.elia.be/fr/donnees-de-reseau/donnees-de-production/donnees-de-production-eolienne>. Consulté le 9 mai 2024.
- [18] Énergie Plus. "Rendement des éoliennes." https://energieplus-lesite.be/theories/eolien8/rendement-des-eolienne/#La_limite_de_Betz. Consulté le 19 mai 2024.
- [19] WOOD, A.J., WOLLENBERG, B.F. "Optimization of Power System Operation" (2nd ed.). Wiley-IEEE Press, 2012.
- [20] NOCEDAL, J., WRIGHT, S.J. "Numerical Optimization." Springer, 2006.
- [21] HASSAN, M.H., KAMEL, S., JURADO, F., DESIDERI, U. "Global optimization of economic load dispatch in large scale power systems using an enhanced social network search algorithm."
- [22] BELMADANI, A., BENASLA, L., RAHLI, M. "Étude d'un dispatching économique environnemental par la méthode Harmony Search."
- [23] ISLAM, M.A., HASAN, N., MOHAMMAD, N. "Power System Optimization Model Using Economic Load Dispatch," 2020 IEEE Region 10 Symposium (TENSYP), Dhaka, Bangladesh, 2020,

- [24] BHATTACHARYA, A., CHATTOPADHYAY, P.K. "Solving complex economic load dispatch problems using biogeography-based optimization." Energy Conversion and Management
- [25] VENKATESH, P., GNANADASS, R., PADHY, N.P. "Comparison and Application of Evolutionary Programming Techniques to Combined Economic Emission Dispatch With Line Flow Constraints." IEEE Transactions on Power Systems,2003.
- [26] ZEHAR, K., SAYAH, S. "Optimal power flow with environmental constraint using a fast successive linear programming algorithm: Application to the Algerian power system."
- [27] MathWorks. <https://www.mathworks.com/>. Consulté le 1 juin 2024.