

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLEB de Blida

كلية التكنولوجيا
Faculté de technologie

قسم الآلية والكهروتقني
Département d'Automatique et Electrotechnique



Mémoire de Master

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Machine Electrique

Présenté par :

OUSERIR Abderrahim

&

ELAGRARI Mohamed Amine

Optimisation de la sécurité de tension en présence d'énergies renouvelables appliquée au réseau électrique.

Proposé par : **Dr. BELAZZOUG Messaoud**

Année Universitaire: **2024-2025**

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, nous tenons à remercier Dieu Tout-Puissant, qui nous a donné la santé, la patience, le savoir et le courage pour mener à bien ce travail.

*Nous exprimons notre profonde gratitude à notre encadrant, **Dr. Belazzoug Messaoud**, pour son soutien précieux, le temps qu'il nous a consacré, sa patience et ses encouragements tout au long de cette réalisation.*

Nous remercions également les membres du jury qui nous font l'honneur de présider et d'examiner ce travail.

Enfin, nous tenons à remercier toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

DEDICACE

Je dédie ce travail à :

À mes chers parents, source d'amour et de tendresse, qui se sacrifient toujours pour me voir réussir.

À mon frère et à mes sœurs, avec tous mes vœux de succès dans leurs études et dans leur vie.

À toute ma famille,

À mes amis,

À toutes les personnes qui m'aiment,

Et à tous ceux qui m'ont soutenu tout au long de mes études.

Abderrahim

DEDICACE

Dédicace

À mes parents,

Votre amour inconditionnel, vos sacrifices silencieux et votre confiance en moi ont été ma force tout au long de ce parcours. Sans votre soutien, rien de tout cela n'aurait été possible.

À ma famille,

Merci pour votre encouragement constant et votre patience durant ces années d'études. Vous avez été mon refuge et ma source de motivation.

À mes professeurs et encadrants,

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude pour vos enseignements, vos conseils avisés et votre accompagnement précieux. Vous avez éclairé mon chemin vers la connaissance.

À mes amis,

Merci pour les moments de partage, les rires et le soutien moral dans les moments difficiles. Vous avez rendu ce voyage inoubliable.

*À tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à ma réussite,
Cette thèse est aussi la vôtre.*

"Le savoir est la seule richesse qui grandit quand on la partage."

Mohamed Amine

الملخص:

مع تزايد الطلب على الطاقة، ترتفع التكلفة الإجمالية للإنتاج، مما يؤدي بدوره إلى زيادة انبعاثات محطات الطاقة الحرارية. لذا أصبح من الضروري الاعتماد على مصادر الطاقة المتجددة، مثل الطاقة الشمسية الكهروضوئية وطاقة الرياح.

تتناول هذه المذكرة دراسة تأثير أجهزة التعويض الساكن (SVC) على استقرار الجهد في الشبكات الكهربائية التي تدمج مصادر الطاقة المتجددة. وقد تم تحليل هذه المسألة باستخدام طريقة تدفق القدرة المستمر (CPF)، التي مكّنت من تقييم حدود الاستقرار وتحديد العقد الحرجة في الشبكة.

كما مكّن تطبيق خوارزمية التحسين متعدد الأهداف (NSGA-II) من تحسين الأداء العام للشبكة من خلال تحقيق توازن أفضل بين استقرار الجهد، الكفاءة الطاقوية، وتكاليف التشغيل.

الكلمات المفتاحية:

استقرار الجهد، أجهزة التعويض الساكن (SVC)، تدفق القدرة المستمر (CPF)، خوارزمية NSGA-II، الطاقة المتجددة، الشبكة الكهربائية

Résumé :

Avec l'augmentation de la demande d'énergie, le coût total de la production augmente, ce qui entraîne également une augmentation des émissions des centrales thermiques. Il devient donc essentiel d'utiliser des sources d'énergie renouvelable, comme l'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne.

Ce mémoire étudie l'impact des SVC sur la stabilité de tension des réseaux électriques intégrant des énergies renouvelables. Ce problème a été analysé à l'aide de la méthode de l'écoulement de puissance continu (CPF), qui a permis d'évaluer les limites de stabilité et d'identifier les nœuds critiques.

L'optimisation multi-objectif basée sur NSGA-II a permis d'améliorer les performances globales du réseau, en assurant un meilleur équilibre entre la stabilité de tension, l'efficacité énergétique et les coûts d'exploitation.

Mots-clés :

stabilité de tension, SVC, écoulement de puissance continu (CPF), NSGA-II, énergies renouvelables, réseau électrique.

Abstract :

With the increasing demand for energy, the total cost of production rises, which also leads to an increase in emissions from thermal power plants. It is therefore essential to use renewable energy sources, such as photovoltaic and wind energy.

This thesis investigates the impact of Static Var Compensators (SVC) on voltage stability in electrical networks integrating renewable energy sources. This issue was analyzed using the Continuation Power Flow (CPF) method, which enabled the evaluation of stability limits and the identification of critical nodes.

The multi-objective optimization based on the NSGA-II algorithm made it possible to enhance the overall network performance by achieving a better balance between voltage stability, energy efficiency, and operational costs.

Keywords:

Voltage stability, SVC, Continuation Power Flow (CPF), NSGA-II, renewable energy, electrical network.

Table des matières

Remerciements

Dédicace

Résumé

Tables des matières

Liste des figures

Liste des abréviations

Introduction générale :..... 1

Chapitre I: Généralité sur le réseau électrique.

I.1. Introduction :..... 4

I.2. Organisation des réseaux électriques :..... 4

I.2.1. Production :..... 5

I.2.2. Réseaux de transport :..... 5

I.2.3. Réseaux de répartition :..... 5

I.2.4. Réseaux de distribution :..... 5

I.2.5. Consommation :..... 5

I.3. Topologies des réseaux électriques :..... 5

I.3.1. Réseaux maillés : 6

I.3.2. Réseaux bouclés :..... 6

I.3.3. Réseaux radiaux :..... 7

I.4. Les niveaux de tensions des réseaux :..... 7

I.5. Composants d'une ligne haute tension aérienne :..... 7

I.5.1. Conducteurs :..... 8

I.5.2. Isolateurs :..... 8

I.5.3. Pylônes :..... 9

I.5.4. Câbles de garde :..... 9

I.5.5. Balises :..... 10

I.6. Etats de fonctionnement du réseau électrique :..... 10

I.6.1. État normal :..... 10

I.6.2. État d'alerte :..... 10

I.6.3. État d'urgence :..... 10

I.6.4. État de restauration : 10

I.7. Les sources de production de l'électricité :..... 11

I.7.1. Énergies fossiles :..... 11

I.7.2. Énergie nucléaire :	11
I.7.3. Énergies renouvelables :	11
I.7.3.1. Énergie photovoltaïque :	12
I.7.3.2. Énergie éolienne :	13
I.7.3.3. La biomasse :	14
I.7.3.4. Énergie géothermique :	14
I.7.3.5. Énergie hydroélectrique :	15
I.8. Stabilité du réseau électrique :	15
I.8.1. Classification de la stabilité des réseaux :	15
I.8.1.1. Stabilité angulaire :	16
I.8.1.2. Stabilité de tension :	17
I.8.1.3. Stabilité de fréquence :	17
I.8.2. Causes de l'instabilité de la tension :	17
I.8.3. Méthodes d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique :	18
I.9. Etude du Compensateurs statiques (SVC) :	19
I.9.1. Principe de fonctionnement :	19
I.9.1.1. Condensateur fixe (FC) :	19
I.9.1.2. Condensateur commuté par thyristors (TSC) :	19
I.9.1.3. Réactance commandée par thyristors (TCR) :	19
I.9.2. Caractéristique d'un SVC :	20
I.9.3. Les différents types du SVC :	20
I.9.3.1. Réacteur contrôlé par thyristor / Réacteur commuté par thyristor (TCR/TSR) :	20
I.9.3.2. Condensateur commuté par thyristor (TSC) :	21
I.9.3.3. Réacteur contrôlé par thyristor – Condensateur fixe (TCR-FC) :	21
I.9.3.4. Condensateur commuté par thyristor / Réacteur contrôlé par thyristor (TSC-TCR) :	21
I.9.4. Avantages de SVC :	21
I.9.5. Inconvénients de SVC :	21
I.9.6. Placement optimal des dispositifs SVC :	22
I.10. Évolution des réseaux électriques vers les smart grids :	22
I.11. Conclusion :	23

Chapitre II: Modélisation du réseau électrique.

II.1. Introduction :	24
II.2. Modélisation des éléments du réseau :	24
II.2.1. Modélisation des lignes :	24
II.2.2. Modélisation des charges :	26
II.2.3. Modélisation de transformateur :	27

II.2.4. Modèle de SVC:	28
II.2.5. Modélisation de générateur :	28
II.2.6. Modélisation d'un générateur éolien :	29
II.2.7. Modélisation d'un générateur photovoltaïque :	29
II.2.7.1. Caractéristiques de la cellule photovoltaïque :	30
II.3. Modèles stochastiques et d'incertitude pour les systèmes éolien-solaire:	31
II.3.1. Distribution de probabilité de la vitesse du vent (Weibull) :	31
II.3.2. Distribution de probabilité du rayonnement solaire (log-normal) :	32
II.4. Classification des jeux de barres :	33
II.4.1. Jeu de barres de contrôle (PV Bus) :	33
II.4.2. Jeu de barres de charges (PQ Bus):	33
II.4.3. Jeu de barre de référence (Slack Bus):	34
II.5. Concept général de l'écoulement de puissance :	34
II.6. Ecoulement de puissance continu (Continuation Power Flow) :	36
II.6.1. La méthode de Newton-Raphson :	37
II.6.2. Application de la méthode de Newton-Raphson à l'écoulement de puissance :	38
II.6.3. La méthode de CPF :	39
II.6.3.1. L'étape de prédiction :	39
II.6.3.2. L'étape de correction :	40
II.6.3.3. Choix du paramètre de continuation :	40
II.6.3.4. Détection du point critique :	41
II.6.3.5. Le contrôle de la longueur du pas :	41
II.6.4. Organigramme de CPF :	41
II.7. Formulation du problème d'écoulement de puissance optimal OPF:	42
II.7.1. Variables d'état :	43
II.7.2. Variables de contrôle :	44
II.7.3. Contraintes d'égalité:	44
II.7.4. Contraintes d'inégalités :	44
II.7.4.1. Contraintes des générateurs :	44
II.7.4.2. Contraintes de sécurité :	45
II.8. Problème d'optimisation :	45
II.8.1. Coût de production des centrales thermiques :	45
II.8.2. Taxe sur les émissions et le carbone :	46
II.8.3. Le coût des générateurs d'énergie renouvelable :	47
II.8.3.1. Coûts directs :	47
II.8.3.2. Coûts de réserve :	48

II.8.3.3. Coûts de pénalité :	48
II.9. Fonctions d'objectif :	49
II.9.1. Réduction du coût total de la production :	49
II.9.2. Minimisation du coût des émissions :	50
II.9.3. Minimisation des pertes de puissance active :	50
II.9.4. Minimisation de la déviation de tension :	50
II.9.5. Amélioration de la stabilité de tension :	51
II.10. Conclusion :	51

Chapitre III: Méthodologie.

III.1. Introduction :	53
III.2. Optimisation multi-objectif :	53
III.3. Algorithme génétique à tri non-dominé II (NSGA-II) :	54
III.3.1. Historique :	54
III.3.2. Concept de dominance :	54
III.4. Caractéristiques principales de NSGA-II :	55
III.4.1. Tri rapide par non-domination (Fast Non-Dominated Sorting) :	55
III.4.2. Crowding distance :	56
III.4.3. L'élitisme :	57
III.4.4. Opérateur de sélection :	57
III.5. Les opérateurs génétiques de NSGA-II :	57
III.5.1. Croisement :	58
III.5.2. Mutation :	58
III.6. Recombinaison et sélection :	59
III.7. Principe de l'algorithme :	59
III.8. Principales applications de NSGA-II dans l'optimisation énergétique :	60
III.9. Avantages et inconvénients :	61
III.10. Test d'arrêt :	61
III.11. Organigramme de l'algorithme NSGA-II :	61
II.12. Conclusion :	63

Chapitre IV : Résultats et discussion.

IV.1. Introduction :	64
IV.2. Présentation de logiciel MATPOWER :	64
IV.3. Résultats et interprétations pour réseau test 30 nœuds modifié:	64
IV.3.1. Cas Sans compensation :	65
IV.3.2. Cas avec compensation (SVC) :	66

IV.3.2.1. Cas SVC(6)=0.5pu et V=1 pu :	67
IV.3.2.2. Cas SVC(6)=1pu et V=1.1 pu :	68
IV.3.3. Optimisation multi-objectifs par l'algorithme NSGA-II:	68
IV.3.3.1. Coût en fonction de paramètre de charge λ :	69
IV.3.3.2. Coût et la somme des SVC en fonction de paramètre de charge λ :	70
IV.3.3.3. Pertes actives en fonction de paramètre de charge λ :	71
IV.4. Résultats et interprétations pour le réseau algérien 114 nœuds modifié:	72
IV.4.1. Cas Sans compensation :	72
IV.4.2. Cas avec compensation (SVC) :	73
IV.4.2.1. Cas SVC(94)=0.5 pu et V=1 pu :	73
IV.4.2.2. Cas SVC(94)=1pu et V=1.1 pu :	74
IV.4.3. Optimisation multi-objectifs par l'algorithme NSGA-II:	75
IV.4.3.1. Somme des SVC en fonction de paramètre de charge λ :	75
IV.4.3.2. Coût et la somme des SVC en fonction de paramètre de charge λ :	76
IV.4.3.3. Pertes actives en fonction de paramètre de charge λ :	77
IV.5. Conclusion:	78
Conclusion Générale :	79
Bibliographie	

Liste des Figures

Figure I-1 : production, transport et distribution de l'électricité.	4
Figure I-2 : Topologies des réseaux électriques.	6
Figure I-3 : Classification des réseaux électriques selon le niveau de tension.	7
Figure I-4: Conducteurs des lignes aériennes.	8
Figure I-5: Isolateurs des lignes aériennes.	9
Figure I-6: pylône.	9
Figure I-7 : câbles de garde.	10
Figure I-8 : Balises.	10
Figure I-9: Part des différentes sources d'énergie dans la production mondiale d'électricité (2008 - 2022).	11
Figure I-10 : Le principe de fonctionnement de l'énergie photovoltaïque.	12
Figure I-11 : éolienne à axe horizontal.	13
Figure I-12 : éolienne à axe vertical.	14
Figure I-13: Illustration sur la géothermie.	15
Figure I-14: Classification de la stabilité des réseaux de puissances.	16
Figure I-15 : Les dispositifs de stabilité du réseau électrique.	18
Figure I-16: Circuit TSC.	19
Figure I-17 : Circuit TCR.	20
Figure I-18 : Caractéristique d'un SVC.	20
Figure I-19: Les différents types du SVC.	21
Figure II-1: Modèle en π d'une ligne aérienne.	24
Figure II-2 : Schéma équivalent de charge.	26
Figure II-3: Modèle du transformateur muni de prises réglables en charge.	27
Figure II-4: le circuit équivalent du transformateur par phase.	27
Figure II-5 : Modèle équivalent d'un SVC.	28
Figure II-6: Schéma représentant un générateur thermique.	29
Figure II-7: Schéma équivalent de la cellule photovoltaïque Modèle à une diode.	30
Figure II-8: la vitesse de vent à l'aide de Weibull (les nœuds 22 et 27).	31
Figure II-9: l'irradiation solaire à l'aide PDF log-normal (le nœud 23).	32
Figure II-10: Puissance active disponible provenant de l'unité photovoltaïque solaire au nœud 23.	33
Figure II-11: La technique prédiction-correction.	36
Figure II-12: L'organigramme de CPF.	42
Figure II-13: Le coût avec et sans l'effet d'ouverture de vanne.	46
Figure III-1: Le calcul de Crowding Distance.	56
Figure III-2: Schéma de fonctionnement de NSGA-II.	60
Figure III-3: Organigramme de l'algorithme NSGA-II.	62
Figure IV-1 : Schéma unifilaire du réseau à 30 jeux de barres modifié.	65
Figure IV-2 : Caractéristiques PV aux Nœuds 4, 5 et 6, sans SVC et avec $V=1$ pu.	65
Figure IV-3 : Caractéristiques PV aux Nœuds 4, 5 et 6, avec $SVC=0.5$ pu et $V=1$ pu.	67
Figure IV-4: Caractéristiques PV aux Nœuds 4, 5 et 6, avec $SVC=1$ pu et $V=1.1$ pu.	68
Figure IV-5 : Courbe de coût en fonction de λ	69
Figure IV-6 : Courbe de coût et la somme des SVC en fonction de λ	70
Figure IV-7 : Courbe de pertes actives en fonction de λ	71

Figure IV-8 : La carte du système électrique Algérien.	72
Figure IV-9 : Caractéristiques PV aux Nœuds 94, 97 et 99 sans SVC et avec $V=1$ pu.	72
Figure IV-10: Caractéristiques PV aux Nœuds 94, 97 et 99 avec $SVC=0.5$ pu et $V=1$ pu.	73
Figure IV-11 : Caractéristiques PV aux Nœuds 94, 97 et 99 avec $SVC=1$ pu et $V=1.1$ pu.	74
Figure IV-12 : Courbe de Somme des SVC en fonction de λ	75
Figure IV-13 : Courbe de coût et la somme des SVC en fonction de λ	76
Figure IV-14 : Courbe de pertes actives en fonction de λ	77

Liste des abréviations :

HTB : Haute Tension catégorie **B**.

HTA : Haute Tension catégorie **A**.

BTB : Base Tension catégorie **B**.

BTA : Base Tension catégorie **A**.

TBT : Très **B** ase Tension.

OPGW: **OP**tical **G**round **W**ire (Câble de garde optique).

PV: Photo-Voltaïque.

FACTS: Flexible Alternating Current Transmission Systems.

SVC: Static VAR Compensator.

TSC: Thyristor Switched Capacitor.

TCR: Thyristor Controlled Reactor.

TSR: Thyristor Switched Reactor.

FC: Fixed Capacitor.

JDB : Jeu De Barre.

PDF: Probability Density Function (fonctions de densité de probabilité).

CPF: Continuation Power Flow (écoulement de puissance continu).

NR: Newton Raphson.

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

VD: Voltage Deviation (déviati on de tension).

GA: Genetic Algorithm.

NSGA-II: Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II.

MOO: Multi-Objective Optimization.

SBX: Simulated Binary Crossover (croisement binaire simulé).

PM: Polynomial Mutation (mutation polynomiale).

pu: per unit.

Introduction générale.

Introduction générale :

Au cours des dernières années, la consommation d'énergie électrique a connu une croissance soutenue, en grande partie en raison de la croissance démographique et du développement économique. Cette tendance devrait se poursuivre à l'avenir, portée par les avancées technologiques et l'émergence de nouvelles solutions, telles que les véhicules électriques.

Cette évolution pose un défi majeur aux concepteurs et opérateurs des réseaux électriques, qui doivent mettre en place des mécanismes efficaces pour assurer la stabilité du réseau. À cet effet, des outils d'analyse de la stabilité de la tension, tels que l'écoulement de puissance continu CPF, s'avèrent indispensables.

Par ailleurs, il est crucial de répondre à des objectifs multiples (multi-objectifs) visant à minimiser les coûts de production, à réduire les émissions polluantes, et à intégrer des sources d'énergie renouvelable propres. Ces objectifs peuvent être atteints à travers l'utilisation de méthodes d'optimisation avancées, telles que l'écoulement de puissance optimal (OPF).

Continuation Power Flow est une méthode d'analyse avancée utilisée dans les études de stabilité de tension des systèmes électriques de puissance. Le CPF permet de suivre la courbe de charge jusqu'à un point critique représentant les limites de stabilité du système. Cette méthode repose sur des techniques de continuation, qui permettent de surveiller l'évolution des variables d'état du réseau en fonction d'un paramètre de charge progressivement accru. Cet outil s'avère essentiel pour comprendre le comportement du système sous des conditions de contrainte élevée et pour déterminer les limites d'exploitation sûres du réseau.

De nos jours, l'amélioration des performances des technologies d'électronique de puissance a permis l'émergence de nouveaux dispositifs, regroupés sous l'appellation FACTS.

Parmi ces dispositifs, on trouve notamment le SVC, qui joue un rôle essentiel dans la régulation dynamique de la tension et l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques, tout en augmentant la capacité de transmission des lignes.

Les progrès récents dans les technologies FACTS, ont ouvert de nouvelles perspectives pour une gestion plus efficace des réseaux électriques. Ces équipements permettent un contrôle rapide, précis et en temps réel de plusieurs paramètres critiques du réseau tels que la tension, l'angle de phase et l'impédance. Cette capacité de régulation permet une meilleure maîtrise des flux de puissance, le maintien de la tension dans des plages optimales et une exploitation plus proche des limites thermiques des lignes, tout en assurant une marge de stabilité accrue du système.

Le problème d'OPF vise à maximiser les bénéfices tout en minimisant le coût total de production des puissances actives. Il s'agit également de maintenir les pertes en puissances actives et réactives à des niveaux acceptables, de respecter les contraintes imposées par les capacités de transport des lignes électriques, et de contrôler à la fois la puissance active délivrée par les générateurs ainsi que les niveaux de tension dans le réseau. Pour cela, il est nécessaire de bien comprendre la circulation des puissances à travers le réseau ainsi que la répartition des tensions aux points stratégiques comme les générateurs, les transformateurs ou encore les charges. Cette analyse est primordiale pour gérer efficacement le réseau électrique et anticiper son évolution lors de modifications, telles que l'intégration de nouvelles sources d'énergie renouvelable. En effet, ces dernières représentent une alternative durable aux ressources fossiles, qui deviennent de plus en plus rares et coûteuses. Par ailleurs, l'impact environnemental négatif des énergies fossiles, notamment par leurs émissions de gaz polluants, conduit à l'instauration de taxes carbone dans de nombreux pays, ce qui accroît les coûts et a des répercussions économiques importantes.

L'humanité est aujourd'hui confrontée à une crise énergétique majeure, due à une dépendance excessive aux ressources non renouvelables, dont les réserves s'amenuisent rapidement. Cette situation a intensifié l'intérêt pour des solutions alternatives, en particulier les énergies renouvelables, considérées comme plus durables. Par ailleurs, les impacts environnementaux des combustibles fossiles, tels que la pollution et le réchauffement climatique, ont renforcé la nécessité de développer des technologies énergétiques propres et respectueuses de l'environnement.

L'énergie éolienne et l'énergie solaire comptent parmi les principales alternatives aux sources d'énergie non renouvelables, en raison de leur nature illimitée et non polluante. L'énergie éolienne repose sur la conversion de l'énergie mécanique générée par le vent en électricité à l'aide de générateurs, bien que sa production varie selon l'intensité du vent. Quant à l'énergie solaire, elle est transformée en électricité grâce aux panneaux photovoltaïques et se distingue par sa disponibilité dans la plupart des régions.

Il existe plusieurs algorithmes d'optimisation inspirés de la nature, utilisés pour résoudre les problèmes d'écoulement de puissance. Parmi eux, l'algorithme NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II) a été choisi. Il s'agit d'un algorithme évolutionnaire multi-objectifs capable de traiter simultanément plusieurs critères souvent contradictoires, tels que l'amélioration de la qualité et la réduction des coûts. NSGA-II repose sur les principes du tri non dominé et de la distance de crowding, ce qui lui permet de générer un ensemble de solutions optimales formant ce que l'on appelle le front de Pareto.

L'objectif de ce mémoire est d'optimiser la sécurité de la tension dans le réseau électrique en intégrant les énergies renouvelables, notamment l'énergie éolienne et photovoltaïque, ainsi qu'en utilisant un dispositif SVC, afin de garantir un fonctionnement stable et fiable du réseau.

Ce mémoire se compose de quatre chapitres :

Le premier chapitre présente des définitions et introduit quelques notions de base sur le réseau électrique ainsi que sur les énergies renouvelables.

Le deuxième chapitre présente les modèles des composantes du réseau électrique, ainsi que ceux des générateurs éolien et photovoltaïque. Il inclut également une étude du Continuation Power Flow (CPF) et expose la formulation du problème d'écoulement optimal de puissance (OPF).

Le troisième chapitre présente la méthodologie utilisée dans ce travail, celle de l'algorithme NSGA-II et ses caractéristiques.

Le quatrième chapitre présente les résultats obtenus sur un réseau de 30 nœuds et sur le réseau algérien de 114 nœuds.

Enfin, nous terminerons notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I:

Généralité sur le réseau électrique.

I.1. Introduction :

Un réseau électrique désigne un système composé de différentes installations énergétiques, reliées entre elles à divers niveaux et plus ou moins accessibles, qui assurent le transport de l'énergie électrique depuis les sites de production jusqu'aux utilisateurs finaux. [1]

L'énergie électrique est une forme d'énergie produite par le déplacement de charges électriques à travers un matériau conducteur. Elle peut être obtenue à partir de plusieurs sources, telles que les centrales, les batteries ou les panneaux solaires, puis transformée en d'autres formes d'énergie comme la chaleur ou la lumière, etc.

Le transport de l'énergie électrique consiste à transférer cette énergie depuis les lieux de production jusqu'aux utilisateurs, en empruntant un réseau de lignes électriques. Ce dispositif assure une distribution fiable et efficace, que ce soit sur de courtes ou de longues distances.

I.2. Organisation des réseaux électriques :

Pour relier la production à la consommation, des lignes électriques aériennes et souterraines sont mises en place. Celles-ci convergent vers des postes stratégiques équipés de transformateurs et de dispositifs de contrôle, garantissant un transport de l'électricité à la fois efficace et sécurisé.

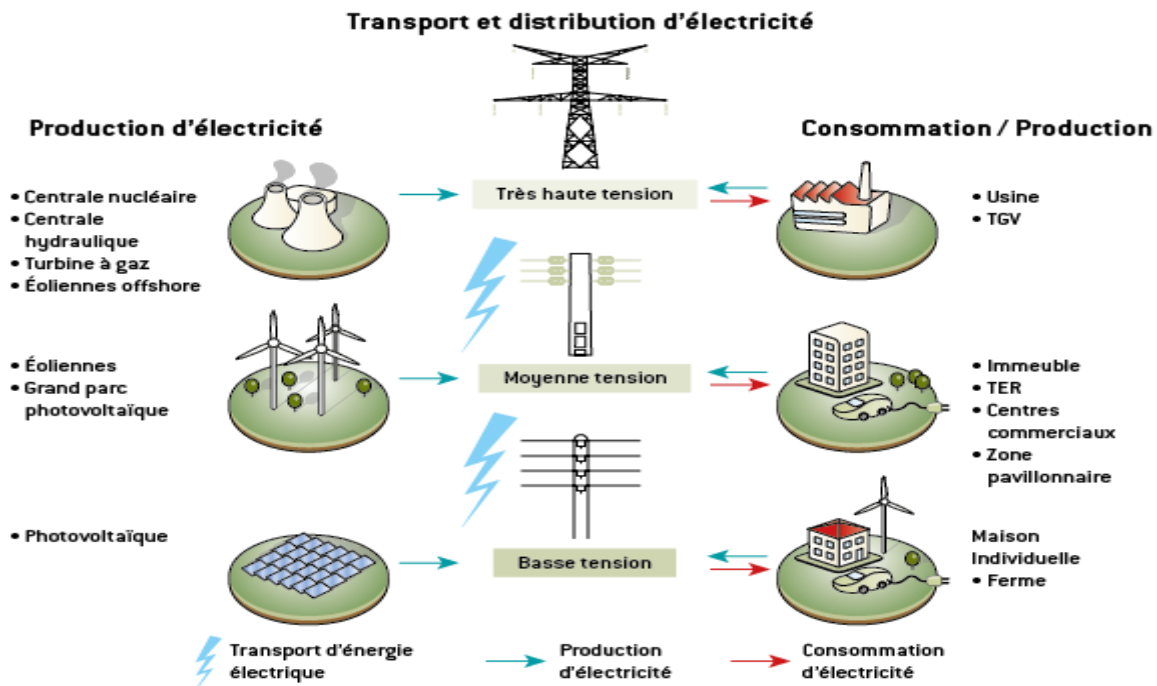


Figure I-1 : production, transport et distribution de l'électricité.

I.2.1. Production :

Elle désigne la fourniture de la puissance active globale requise pour l'exploitation du réseau électrique. Cette production est, dans la plupart des cas, assurée par des systèmes triphasés utilisant des alternateurs synchrones entraînés par des sources primaires d'énergie.

I.2.2. Réseaux de transport :

Les réseaux de transport assurent l'alimentation de l'ensemble du territoire national en acheminant de puissantes charges électriques à haute tension (HTB), la majorité des lignes ont des tensions de 225 kV et 400 kV, afin de limiter les pertes par l'effet Joule. Leur architecture maillée permet au flux électrique de se détourner par un autre chemin en cas de défaillance d'une ligne, garantissant ainsi la continuité de l'alimentation en aval du problème. [2]

I.2.3. Réseaux de répartition :

Le réseau de répartition est un réseau intermédiaire entre le réseau de transport et le réseau de distribution.

I.2.4. Réseaux de distribution :

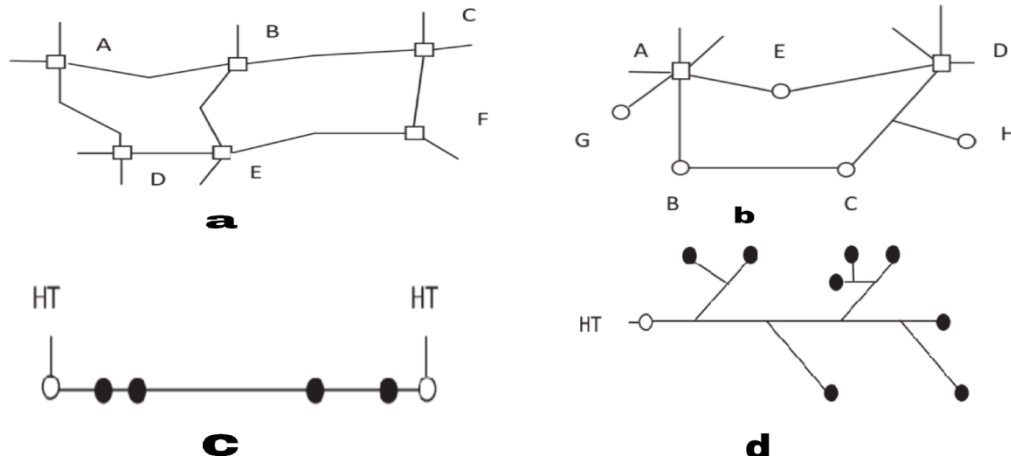
Les réseaux de distribution correspondent aux réseaux de moyenne tension qui assurent l'alimentation en puissance des consommateurs finaux ou des installations. Ces réseaux doivent respecter des distances de proximité strictes, ce qui explique qu'ils soient généralement installés en souterrain dans les zones urbaines. [3]

I.2.5. Consommation :

Chaque récepteur électrique connecté au réseau consomme à la fois de la puissance active et de la puissance réactive. La consommation domestique est majoritairement dispersée et s'effectue sous une tension basse, souvent monophasée (220 V). Par contre, certains clients industriels (tels que les grandes usines ou les chemins de fer) sont directement alimentés en moyenne, haute ou très haute tension.

I.3. Topologies des réseaux électriques :

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon différentes topologies pour assurer l'alimentation en électricité.



a. structure maillée. b. structure bouclée. c. structure en coupure d'artère. d. structure arborescente.

Figure I-2 : Topologies des réseaux électriques.

I.3.1. Réseaux maillés :

Cette topologie est presque la norme pour les réseaux de transport, dans lesquels chaque point est relié à plusieurs autres, formant ainsi des boucles et réalisant une structure semblable aux mailles d'un filet.

Les avantages :

- Une grande sécurité d'exploitation.
- Fiabilité et continuité de service.

Les inconvénients :

- Le coût élevé.
- Difficulté de surveillance.

I.3.2. Réseaux bouclés :

Un réseau bouclé est une forme simplifiée de réseau maillé, principalement utilisée dans les réseaux de répartition. Il se compose d'un certain nombre de boucles fermées, chacune contenant un nombre limité de sources.

Les avantages :

- Disponibilité et continuité de service.
- Réduction des temps de coupure (temps d'indisponibilisé).

Les inconvénients :

- Les réseaux ne sont pas tous bouclés.
- Protection plus complexe.

I.3.3. Réseaux radiaux :

Cette topologie est surtout utilisée dans les réseaux de distribution où chaque charge est alimentée par une seule source via un chemin unique, sans bouclage. On rencontre deux structures principales :

- **En coupure d'artère** : typique des réseaux souterrains. Ces réseaux sont conçus pour un éventuel fonctionnement en boucle.
- **A structure arborescente** : typique des réseaux ruraux aériens. Ces réseaux comportent des points de bouclage pour assurer un secours par la moyenne tension.

Les avantages :

- Simple et facile à l'exploitation.
- Moins cher à installer.

Les inconvénients :

- Qualité de service.
- Les utilisateurs dépendent dans un seul départ.

I.4. Les niveaux de tensions des réseaux :

La nouvelle norme CEI définissent les niveaux de tension alternative comme:

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

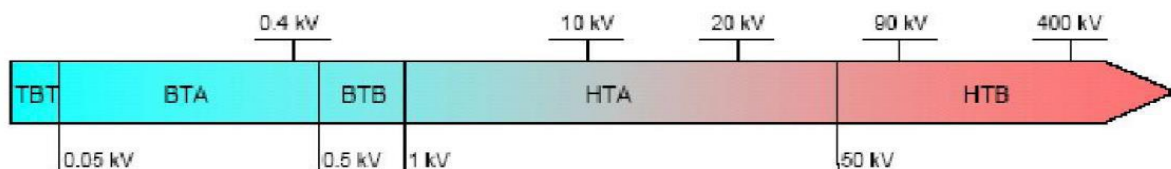


Figure I-3 : Classification des réseaux électriques selon le niveau de tension.

I.5. Composants d'une ligne haute tension aérienne :

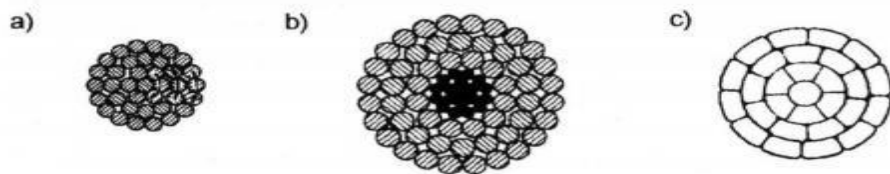
Les lignes à haute tension permettent d'acheminer l'énergie électrique produite par les centrales électriques sur de longues distances, ainsi que d'interconnecter les réseaux électriques. Elles peuvent être aériennes, souterraines ou sous-marines.

Les lignes électriques aériennes à haute tension sont constituées de câbles conducteurs, souvent fabriqués en alliage d'aluminium, suspendus à des pylônes. Ces derniers sont généralement conçus en acier galvanisé ou en béton. De nos jours, certaines de ces lignes fonctionnent couramment à des tensions dépassant les 1200 kV. [4]

I.5.1. Conducteurs :

Les lignes aériennes de transport d'énergie utilisent toujours des conducteurs nus, formés de brins toronnés afin de réduire l'effet de peau (phénomène où le courant circule principalement à la surface du conducteur à haute fréquence).

Ces conducteurs sont le plus souvent en aluminium, parfois renforcés par une âme en acier pour augmenter leur résistance mécanique. Bien que sa conductivité soit inférieure à celle du cuivre (sa résistivité est environ 1,62 fois plus élevée), l'aluminium est plus léger, moins coûteux, et permet de limiter la taille et le nombre de pylônes. Le cuivre, plus cher et plus rare, est donc moins utilisé dans les lignes nouvelles. [5]



a. Conducteur simple b. Conducteur Al-acier c. Conducteur compact

Figure I-4: Conducteurs des lignes aériennes.

I.5.2. Isolateurs :

Un isolant est un matériau qui ne laisse pas passer le courant électrique dans des conditions normales. Dans les lignes aériennes, les isolateurs servent à isoler électriquement les conducteurs des pylônes et à soutenir mécaniquement les lignes face aux contraintes comme le poids et le vent. Ils sont fabriqués en verre ou en porcelaine, cette dernière étant préférée en haute tension pour sa résistance. Un bon isolateur doit avoir une rigidité diélectrique suffisante pour éviter les percements ou arcs électriques. [5]



a. Les isolateurs en verre. b. Les isolateurs en porcelaine.

Figure I-5: Isolateurs des lignes aériennes.

I.5.3. Pylônes :

Les pylônes, généralement constitués de treillis en acier, permettent le transport aérien de l'électricité en maintenant les conducteurs à une distance suffisante du sol et de tout obstacle. De plus, ils assurent la sécurité et l'isolement des lignes électriques par rapport à la terre. En effet, les câbles étant nus pour réduire les coûts et le poids des lignes, une isolation efficace s'avère essentielle.

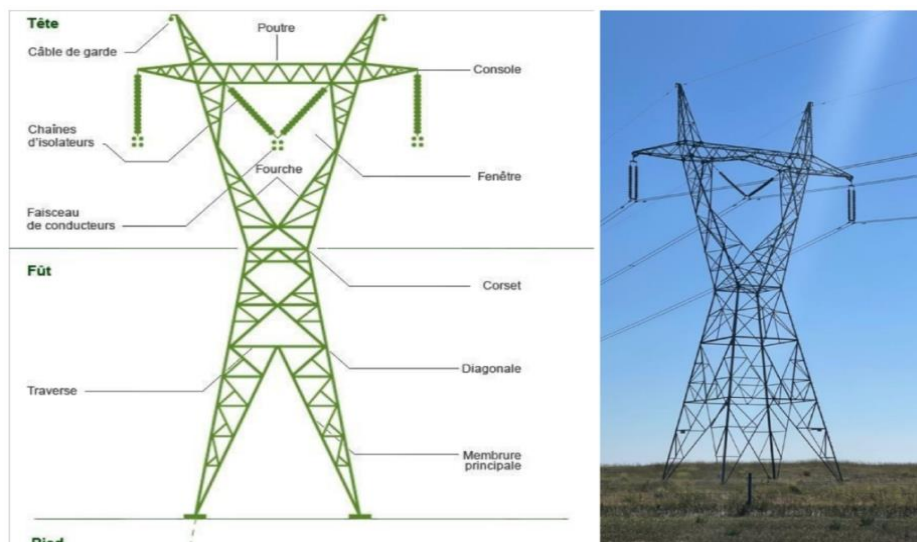


Figure I-6: pylône.

I.5.4. Câbles de garde :

Installés au sommet des pylônes, les câbles de garde ont pour rôle principal de protéger les lignes électriques contre la foudre. Reliés à la terre, ils dévient les courants de foudre, évitant ainsi d'endommager les conducteurs de puissance. Dans certains cas, ils sont également utilisés pour les télécommunications, notamment sous forme de câbles OPGW (Optical Ground Wire), intégrant des fibres optiques.



Figure I-7 : câbles de garde.

I.5.5. Balises :

Permettent la localisation des lignes pour la circulation aérienne.

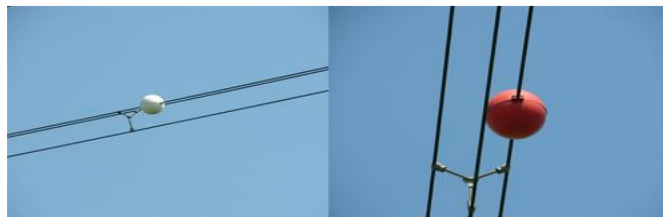


Figure I-8 : Balises.

I.6. Etats de fonctionnement du réseau électrique :

Un système comprenant un réseau de transport et des centrales de production peut comprendre quatre états de fonctionnement : [6]

I.6.1. État normal :

Le système fonctionne dans des conditions optimales, toutes les contraintes sont respectées, les paramètres électriques (tension, fréquence) sont stables.

I.6.2. État d'alerte :

Le système est toujours opérationnel, mais devient vulnérable. Certaines marges de sécurité sont réduites, et une perturbation pourrait entraîner un déséquilibre ou une dégradation rapide de l'état du réseau.

I.6.3. État d'urgence :

Des limites d'exploitation sont dépassées (tensions anormales, fréquence instable, surcharge). Le système est en situation critique et nécessite une intervention rapide pour éviter un effondrement.

I.6.4. État de restauration :

Il correspond à une situation du réseau électrique où la demande des consommateurs ne peut plus être entièrement satisfaite, souvent après un état d'urgence. L'objectif est de rétablir l'alimentation pour tous les usagers dans les plus brefs délais.

I.7. Les sources de production de l'électricité :

Dans un réseau électrique, plusieurs types d'énergie sont utilisés pour produire l'électricité.

Les sources primaires varient d'un pays à l'autre, par exemple, en Algérie, le gaz naturel couvre plus de 99% de la production, en France, 67% d'électricité est d'origine nucléaire. [7]

Voici les principales sources d'énergie :

I.7.1. Énergies fossiles :

- Charbon : utilisé dans les centrales thermiques.
- Pétrole : moins utilisé pour produire de l'électricité, mais encore présent dans certains pays.
- Gaz naturel : utilisé dans les centrales à cycle combiné (rendement élevé).

I.7.2. Énergie nucléaire :

Produit dans des centrales nucléaires à partir de l'uranium. Très utilisée dans certains pays (comme la France).

I.7.3. Énergies renouvelables :

Les énergies renouvelables (hors hydroélectricité) représentent 15,8% de la production électrique mondiale, soit une augmentation de 1,4% depuis 2022. Cette croissance a été principalement alimentée par l'éolien et le solaire (notamment photovoltaïque). [8]

En 2023, la capacité totale en énergies renouvelables de l'Algérie s'élevait à 600,9 MW, incluant l'énergie hydroélectrique. Sans cette dernière, la capacité totale était de 472 MW. [9]

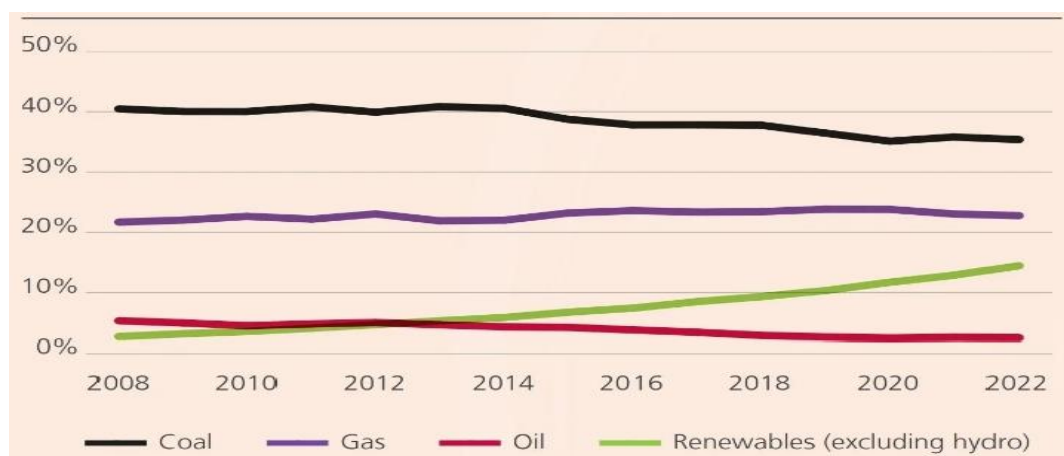


Figure I-9: Part des différentes sources d'énergie dans la production mondiale d'électricité (2008 - 2022).

I.7.3.1. Énergie photovoltaïque :

L'énergie solaire photovoltaïque permet de produire de l'électricité à partir de la lumière du soleil. Cette conversion se fait grâce à des panneaux solaires contenant des cellules photovoltaïques. Ces cellules utilisent le phénomène de l'effet photovoltaïque pour transformer l'énergie lumineuse en courant électrique continu. [10]

Une cellule photovoltaïque fonctionne selon le principe d'une diode constituée d'une jonction PN fortement dopée. Cette jonction comprend deux zones distinctes : une zone de type N, où les électrons sont les principaux porteurs de charge, et une zone de type P, dans laquelle la conduction électrique est assurée essentiellement par les trous, qui sont des porteurs de charge positive. Lorsqu'un rayonnement lumineux atteint la jonction et que la température est supérieure à 100 K, les atomes dopants du matériau deviennent complètement ionisés, ce qui libère des électrons et des trous mobiles. Dans ces conditions, si la cellule est connectée à un circuit externe, elle agit comme un générateur électrique. La quantité d'énergie électrique produite est directement liée à l'intensité du rayonnement lumineux reçu. Il existe plusieurs types de technologies pour les cellules photovoltaïques, qui diffèrent selon les matériaux utilisés pour la formation de la jonction PN.



Figure I-10 : Le principe de fonctionnement de l'énergie photovoltaïque.

Les avantages :

- Les installations bien conçues sont fiables, même dans des conditions climatiques très rudes.
- La durée de vie des modules photovoltaïques dépasse 20 ans, celle des batteries atteint 8 à 10 ans

- La maintenance est limitée à une ou deux visites annuelles effectuées par un professionnel. [11]

Les inconvénients :

- Dépendance aux conditions climatiques.
- Les installations nécessitent de grandes surfaces, surtout pour les centrales solaires à grande échelle.
- Les panneaux solaires ont un rendement limité (20 à 30 %) qui diminue avec le temps ($\approx 0,5$ % par an) et peut être réduit par la poussière ou la pollution. [11]

I.7.3.2. Énergie éolienne :

L'énergie éolienne provient du déplacement de l'air. Cette énergie est captée par des dispositifs appelés éoliennes, qui convertissent le mouvement du vent en électricité. Le fonctionnement de l'énergie éolienne repose sur la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique grâce aux pales de l'éolienne. Celles-ci tournent sous l'effet du vent, entraînant un rotor dont le mouvement est ensuite converti en électricité par un générateur.

Il existe principalement deux types d'éoliennes, différenciées par l'orientation de leur axe de rotation par rapport au vent :

- Les éoliennes à axe horizontal, qui sont les plus courantes dans le monde en raison de leur efficacité supérieure. Elles peuvent s'orienter face au vent, mais présentent un faible couple au démarrage et subissent un effet notable de perturbation derrière le rotor. [12]



Figure I-11 : éolienne à axe horizontal.

- Les éoliennes à axe vertical, dont la conception est plus simple. Cependant, elles affichent un rendement inférieur, sont généralement plus imposantes, mécaniquement plus fragiles et nécessitent un entretien plus complexe. [12]



Figure I-12 : éolienne à axe vertical.

Les avantages :

- L'énergie éolienne est une source renouvelable, propre et respectueuse de l'environnement.
- Elle est à la fois économique et inépuisable. Contrairement à l'énergie nucléaire, elle ne présente pas de risques majeurs et ne génère ni déchets toxiques ni radioactifs.
- Les éoliennes modernes ont une durée de vie estimée entre 20 et 25 ans.

Les inconvénients :

- Présence de bruits mécaniques et aérodynamiques générés par les éoliennes.
- Production électrique variable en raison du caractère aléatoire de la ressource éolienne.
- Qualité de l'énergie produite parfois instable ou inférieure aux normes requises.

I.7.3.3. La biomasse :

La biomasse, qui regroupe toute la matière végétale, constitue une source d'énergie précieuse, captée grâce à la photosynthèse à partir de l'énergie solaire. Elle peut générer de l'énergie en étant brûlée dans une chaudière. De plus, par un procédé de méthanisation, la biomasse peut produire du biogaz, lequel est ensuite transformé en énergie. [4]

I.7.3.4. Énergie géothermique :

La géothermie désigne l'énergie géothermique, issue de la chaleur de la Terre. Pour exploiter cette énergie souterraine, on injecte de l'eau froide dans le sous-sol. Cette eau se réchauffe,

puis elle est pompée et ramenée à la surface, où elle est utilisée pour produire de l'électricité dans une centrale.

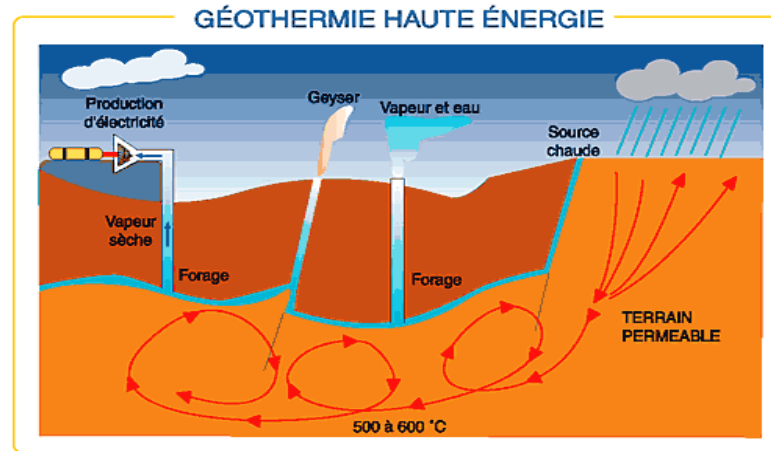


Figure I-13: Illustration sur la géothermie.

I.7.3.5. Énergie hydroélectrique :

L'hydroélectricité, l'une des premières formes d'électricité exploitées, possède aujourd'hui une technologie très avancée grâce à son ancienneté. Elle domine largement le secteur des énergies renouvelables en matière de production électrique, représentant à elle seule près de 83 % de l'électricité renouvelable produite dans le monde. [13]

La production d'électricité à partir de l'énergie hydraulique repose sur l'utilisation de l'énergie mécanique de l'eau (cinétique et potentielle). Ce procédé s'inspire du fonctionnement des anciens moulins à eau : autrefois, la force de l'eau faisait tourner une roue; aujourd'hui, elle met en mouvement une turbine reliée à un alternateur, qui génère de l'électricité.

I.8. Stabilité du réseau électrique :

La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système électrique pour une condition de fonctionnement initiale donnée, à retrouver un état d'équilibre opérationnel après avoir subi une perturbation physique, avec la majorité des variables du système maintenues dans des limites telles que l'ensemble du système reste pratiquement intact. [14]

I.8.1. Classification de la stabilité des réseaux :

Traditionnellement, la problématique de la stabilité dans les systèmes électriques s'est principalement centrée sur le maintien du fonctionnement synchrone des générateurs. En effet, pour assurer une production fiable et continue de l'énergie électrique, il est impératif que l'ensemble des machines synchrones du réseau restent en synchronisme. Cette forme de

stabilité est étroitement liée à la dynamique de l'angle du rotor et à la relation puissance-angle. [15]

On distingue trois types de stabilité (Figure I-15) :

- La stabilité angulaire (l'angle de rotor).
- La stabilité de tension.
- La stabilité de fréquence.

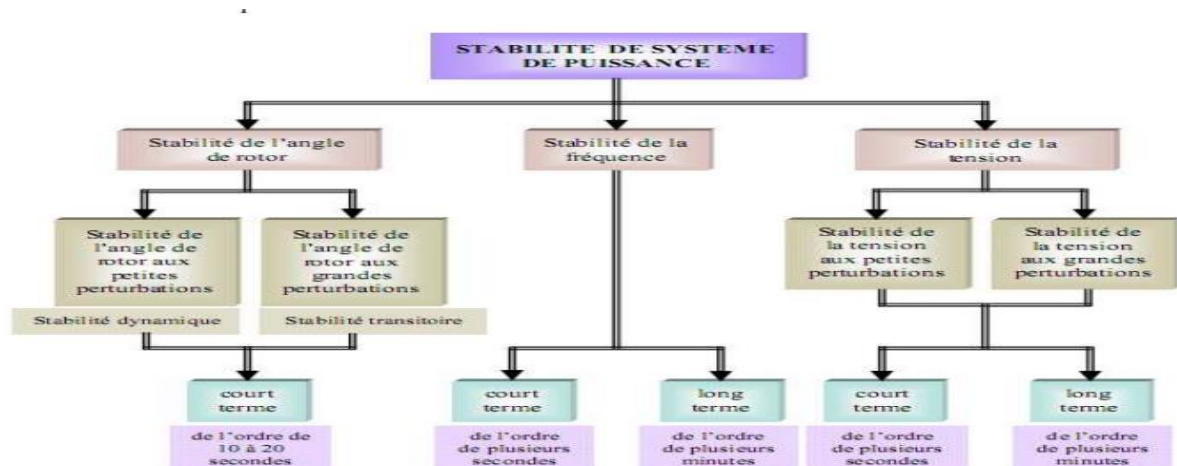


Figure I-14: Classification de la stabilité des réseaux de puissances.

I.8.1.1. Stabilité angulaire :

La stabilité angulaire correspond à l'aptitude des alternateurs synchrones d'un réseau électrique à conserver leur synchronisme suite à une ou plusieurs perturbations. Lorsque cette stabilité est compromise, certains générateurs peuvent présenter des oscillations dans leur angle de rotor, ce qui peut entraîner une désynchronisation vis-à-vis des autres machines. On distingue généralement deux formes de stabilité angulaire :

a. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoires) :

La stabilité transitoire fait référence à l'aptitude du système électrique à rester en synchronisme après une perturbation importante, telle qu'un court-circuit ou la mise hors service d'un générateur.

La réaction du système entraîne des fluctuations significatives des angles des rotors, influencées par la nature non linéaire de la relation entre les couples et les angles. [16]

b. Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) :

Ce concept désigne la capacité d'un système de puissance à préserver son synchronisme même lorsqu'il est soumis à des perturbations de faible amplitude. La stabilité face aux petites

perturbations dépend à la fois du point d'équilibre initial du système et de ses caractéristiques dynamiques. Contrairement à la stabilité transitoire, ce type de stabilité n'est pas influencé par l'intensité des perturbations, car celles-ci sont supposées être arbitraires et infiniment petites. [15]

I.8.1.2. Stabilité de tension :

La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance électrique à maintenir des tensions acceptables au niveau de tous les nœuds d'un réseau, que ce soit dans des conditions de fonctionnement normal ou à la suite d'une perturbation quelconque.

Selon l'amplitude de la perturbation ; faible, comme dans le cas de variations de charge, ou forte, comme lors de courts-circuits ou de ruptures d'équipement.

On distingue la stabilité de tension en régime de petite perturbation et celle en régime de grande perturbation :

a. Stabilité de tension aux grandes perturbations :

Fait référence à la capacité du système à maintenir des tensions stables après de grandes perturbations telles que des défauts du système, une perte de production ou des contingences de circuit. Cette capacité est déterminée par les caractéristiques du système et de la charge, ainsi que par les interactions entre les dispositifs de contrôle et de protection, qu'ils soient continus ou discrets. La période d'étude concernée peut s'étendre de quelques secondes à plusieurs dizaines de minutes. [17]

b. Stabilité de tension aux petites perturbations :

Fait référence à la capacité du système à maintenir des tensions stables lorsqu'il est soumis à de petites perturbations telles que des changements progressifs de la charge du système. Cette forme de stabilité est influencée par les caractéristiques des charges, les contrôles continus et les contrôles discrets à un instant donné. [17]

I.8.1.3. Stabilité de fréquence :

La stabilité de la fréquence dans un système électrique désigne l'aptitude de ce dernier à conserver une fréquence proche de sa valeur nominale, même après une perturbation majeure provoquant un déséquilibre important entre la production et la consommation d'énergie. [3]

I.8.2. Causes de l'instabilité de la tension :

L'instabilité de la tension est liée à la difficulté de régler la tension au-dessus de la tension critique:

- Variabilité de la charge électrique : Les variations rapides et imprévues de la demande provoquent des chutes ou des hausses brusques de tension. Cela peut notamment se produire lors de démarrages ou arrêts simultanés d'équipements industriels ou en période de pointe de consommation.
- Intégration non maîtrisée des énergies renouvelables : Les sources intermittentes comme l'éolien et le solaire causent des fluctuations de tension si elles ne sont pas compensées par des systèmes de régulation, de stockage ou des onduleurs intelligents.
- Déséquilibre entre production et consommation : Lorsque l'offre d'électricité ne suit pas la demande en temps réel, des écarts de tension apparaissent. Ce déséquilibre peut également affecter la fréquence du réseau et compromettre sa stabilité globale.
- Réseaux de transport surchargés ou trop longs : Une ligne transportant une charge supérieure à sa capacité ou s'étendant sur une trop grande distance engendre des pertes électriques importantes et une chute de tension en aval du réseau.
- Manque de dispositifs de compensation : L'absence de condensateurs, de dispositifs FACTS ou de régulateurs automatiques empêche la compensation des variations de charge et favorise l'instabilité de la tension, en particulier lors des changements rapides de consommation.
- Défauts et perturbations (foudre, courts-circuits) : Ces événements créent des transitoires puissants et des pics de tension difficiles à contrôler. Ils peuvent entraîner des déclenchements intempestifs des protections ou endommager des équipements sensibles.

I.8.3. Méthodes d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique :

La compensation est une technique de la gestion d'énergie réactive afin d'améliorer la qualité énergétique dans les réseaux électriques.

Elle peut se réaliser de plusieurs manières (Figure I-15) :

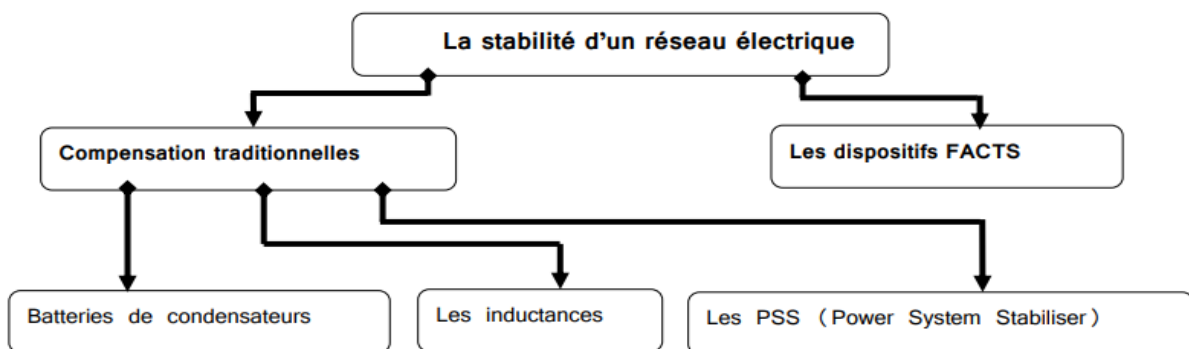


Figure I-15 : Les dispositifs de stabilité du réseau électrique.

I.9. Etude du Compensateurs statiques (SVC) :

Le compensateur statique de puissance réactive (SVC) est un dispositif FACTS connecté en shunt, généralement composé de condensateurs commutés par thyristors (TSC) et de réactances contrôlées par thyristors (TCR). Le SVC assure la compensation de la puissance réactive et le contrôle de la tension au niveau du nœud en ajustant l'angle d'amorçage de l'interrupteur à thyristor connecté en shunt. [18]

I.9.1. Principe de fonctionnement :

Le SVC est composé de plusieurs composants, tels que : un condensateur fixe (FC) commandé par des dispositifs mécaniques, des condensateurs commutés par thyristors (TSC), une réactance commandée par thyristors (TCR), et parfois, une réactance commutée par thyristors (TSR), et des filtres d'harmoniques. [19]

I.9.1.1. Condensateur fixe (FC) :

Le condensateur fixe fournit au jeu de barres une puissance réactive fixe, il est connecté au réseau mécaniquement et comporte un dispositif de commande pour l'ouverture du disjoncteur qui le relie au JDB.

I.9.1.2. Condensateur commuté par thyristors (TSC) :

Le circuit TSC est composé d'une capacité placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle (Figure I-16). La batterie de condensateurs est fractionnée en gradins appropriés qui sont individuellement commutés par des thyristors bidirectionnels. Pour ce type de compensation, des règles importantes doivent être respectées. Les compensateurs doivent être préchargés à la valeur crête du réseau et enclenchés lorsque cette tension devient égale à celle du préchargement. [3]



Figure I-16: Circuit TSC.

I.9.1.3. Réactance commandée par thyristors (TCR) :

Un circuit TCR est composé d'une impédance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle (Figure I-17), la valeur de l'impédance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors.

Ce principe est plus avantageux que le TSC ou la compensation est du type discontinu car la régulation de la puissance réactive ce fait par échelons. Il existe donc toujours une différence entre la puissance réactive fournie (Q_c) et celle consommée (Q_v), Cette différence $Q_v - Q_c = Q_r$ constitue une charge pour le réseau. [3]

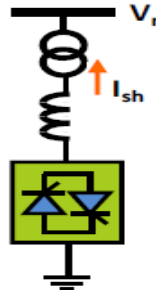


Figure I-17 : Circuit TCR.

I.9.2. Caractéristique d'un SVC :

La caractéristique statique du SVC est donnée sur la Figure I-18 :

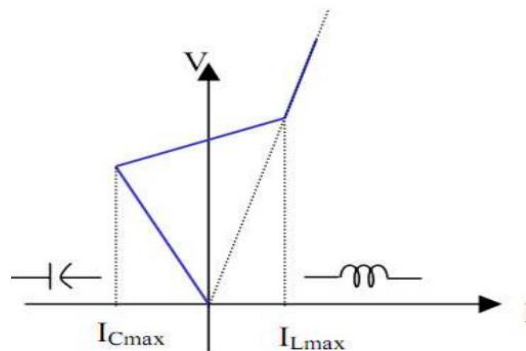


Figure I-18 : Caractéristique d'un SVC.

Trois zones sont distinctes :

- Une zone où seules les capacités sont connectées au réseau.
- Une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des TCR et des TSC.
- Une zone où le TCR donne son énergie maximale (butée de réglage), les condensateurs sont déconnectés. [14]

I.9.3. Les différents types du SVC :

Le SVC peut avoir différentes configurations, à savoir :

I.9.3.1. Réacteur contrôlé par thyristor / Réacteur commuté par thyristor (TCR/TSR) :

Ce type associe une réactance réglable et des condensateurs commandés par thyristors pour stabiliser la tension face à des charges industrielles fortement fluctuantes, comme les fours à arc.

I.9.3.2. Condensateur commuté par thyristor (TSC) :

Une solution avec des condensateurs commutés par thyristors, montés sur des modules transportables, a été choisie, offrant une plage de réglage de 0 à 60 MVAR grâce à trois bancs, avec des réactances ajoutées pour limiter l'amplification des harmoniques du réseau.

I.9.3.3. Réacteur contrôlé par thyristor – Condensateur fixe (TCR-FC) :

Ce type comprend principalement une batterie de condensateurs fournissant une puissance réactive fixe et un absorbeur réactif à inductance variable contrôlée par thyristors, permettant de compenser les perturbations dues à la charge.

I.9.3.4. Condensateur commuté par thyristor / Réacteur contrôlé par thyristor (TSC-TCR) :

Ce système, composé de condensateurs et d'inductances commandés par thyristors, permet une coupure rapide en cas de chute brutale de tension et nécessite un transformateur abaisseur pour son adaptation aux réseaux haute tension, généralement via le tertiaire d'un transformateur de transport.

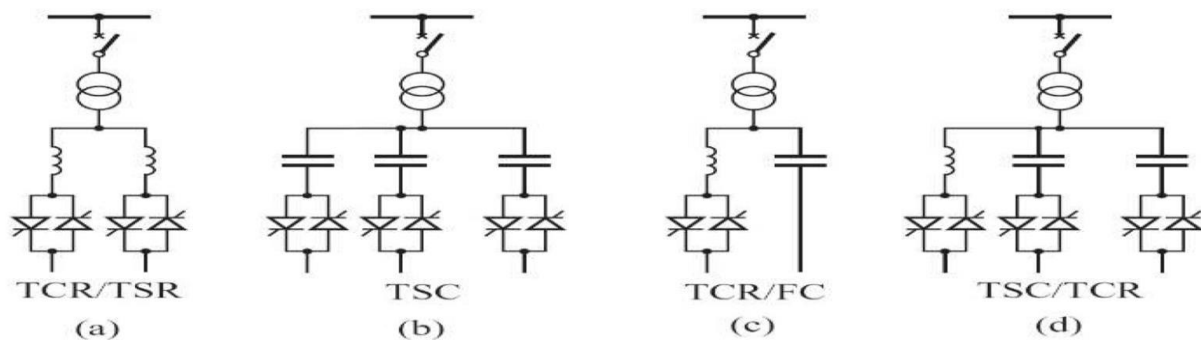


Figure I-19: Les différents types du SVC.

I.9.4. Avantages de SVC :

Le SVC présente plusieurs avantages :

- Augmenter la capacité de transmission.
- Augmenter la limite de stabilité.
- Réduire les pertes de transmission.
- Améliorer la commande et la stabilité de tension.
- Atténuer les oscillations de puissance.

I.9.5. Inconvénients de SVC :

Le SVC présente certains inconvénients :

- Génération d'harmoniques causant une déformation du signal.

- Pollution du réseau due aux composants non linéaires.
- Sensibilité aux surtensions transitoires.
- Commutations fréquentes des éléments à thyristors.

I.9.6. Placement optimal des dispositifs SVC :

Lors de la détermination des emplacements des dispositifs SVC, plusieurs considérations générales doivent être prises en compte :

- Le nombre et la localisation des unités, qui influencent fortement à la fois le coût global et l'efficacité opérationnelle du système.
- La puissance nominale de chaque unité SVC, devant être adéquatement dimensionnée pour corriger localement les problèmes de tension ou de puissance réactive sans induire de surcompensation.
- Les contraintes électriques du réseau, telles que les profils de charge et l'impédance des lignes.
- La rentabilité économique ainsi que les exigences de maintenance, éléments essentiels pour assurer la pérennité et la planification à long terme de l'exploitation.

Les dispositifs SVC sont généralement installés aux nœuds de charge (load buses), où des facteurs de sensibilité sont utilisés afin d'identifier les emplacements optimaux pour un contrôle efficace de la tension, tout en prenant en compte les conditions de contingence et les prévisions de croissance de la demande, afin de garantir la performance et la durabilité de la solution proposée.

I.10. Évolution des réseaux électriques vers les smart grids :

L'évolution rapide des technologies de l'énergie et la nécessité d'une gestion plus efficace et durable ont profondément transformé les réseaux électriques traditionnels. Historiquement, ces réseaux étaient centralisés, avec une production d'électricité assurée par de grandes centrales, puis distribuée de manière unidirectionnelle vers les consommateurs. Cependant, ce modèle montre aujourd'hui ses limites face aux nouveaux enjeux énergétiques, environnementaux et technologiques.

Avec l'essor des énergies renouvelables, de la digitalisation et des besoins accrus en flexibilité, les réseaux deviennent plus intelligents. Ces réseaux intelligents ou smart grids intègrent des technologies de communication avancées, des capteurs, des compteurs

intelligents, et permettent une gestion dynamique et interactive entre producteurs et consommateurs.

L'état de l'art actuel des réseaux électriques s'articule donc autour des axes suivants :

- L'intégration des sources d'énergie renouvelable (solaire, éolien, etc.).
- Le développement des micro-réseaux (micro-grids) capables de fonctionner de manière autonome.
- L'utilisation du stockage d'énergie (batteries, hydrogène...).
- L'implication croissante des technologies de l'information et de l'intelligence artificielle.
- L'importance de la « cybersécurité » et de la régulation.

Ces transformations visent à améliorer l'efficacité énergétique, la fiabilité de l'approvisionnement et à répondre aux objectifs de transition énergétique.

I.11. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons exploré l'organisation des réseaux électriques, leurs différentes topologies ainsi que les niveaux de tension qui les caractérisent. Nous avons également étudié les composants d'une ligne haute tension aérienne et les états de fonctionnement possibles du réseau électrique.

Par ailleurs, nous avons abordé les principales sources de production de l'électricité.

Nous avons parlé de la stabilité des réseaux électriques, de leurs types et Causes de l'instabilité de la tension ainsi que de l'étude de l'élément de compensation, le SVC.

Enfin, nous avons mis en lumière l'évolution des réseaux traditionnels vers les smart grids, ou réseaux intelligents, qui marquent une étape essentielle dans la modernisation des systèmes électriques. Ces réseaux permettent une gestion plus efficace, une meilleure intégration des énergies renouvelables, et ouvrent la voie à une consommation plus responsable et durable de l'énergie.

Chapitre II :

Modélisation du réseau électrique.

II.1. Introduction :

Le réseau électrique représente l'ensemble des infrastructures et des dispositifs techniques permettant d'acheminer l'énergie électrique depuis les centres de production jusqu'aux consommateurs finaux, tout en assurant continuité, sécurité et qualité de service. De manière classique, ce système est structuré autour de trois fonctions principales : la production, le transport et la distribution de l'électricité. Ces fonctions reposent sur divers équipements tels que les générateurs, les transformateurs, les lignes de transmission, les dispositifs de protection, ainsi que les instruments de mesure et de contrôle.

Dans le cadre de l'analyse et de l'étude du comportement d'un réseau électrique, notamment lorsqu'il s'agit de réseaux complexes, il devient indispensable d'élaborer des modèles ou des schémas de représentation simplifiés des différents éléments constitutifs. Ces modèles permettent non seulement de mieux comprendre le fonctionnement global du système, mais également de simuler diverses situations d'exploitation, de détecter d'éventuelles failles et d'optimiser la performance du réseau dans son ensemble.

II.2. Modélisation des éléments du réseau :

La modélisation des réseaux électriques permet une représentation précise des composants et des flux de puissance. Elle est indispensable pour l'analyse de stabilité, la localisation des défauts et l'optimisation du fonctionnement du système.

II.2.1. Modélisation des lignes :

Le modèle en π est une représentation simplifiée d'une ligne électrique, utilisée pour analyser les lignes de transmission à moyenne ou longue distance. Il tient compte de l'impédance série de la ligne et de sa capacité répartie sous forme d'admittances aux extrémités.

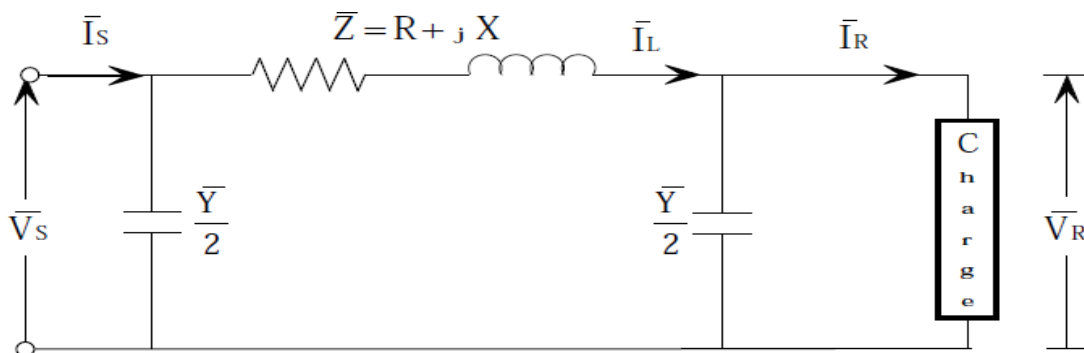


Figure II-1: Modèle en π d'une ligne aérienne.

La résistance R et la réactance X définissent ce que l'on appelle l'impédance complexe Z du modèle en π et l'admittance Y est l'inverse de l'impédance complexe :

$$\begin{cases} Z = R + jX \\ Y = \frac{1}{Z} \end{cases} \quad (\text{II.1})$$

Appliquant la loi de Kirchhoff pour déterminer la tension V_S et le courant I_S à la source, on aura le système d'équation suivant :

$$\begin{cases} V_S = A \cdot V_R + B \cdot I_R \\ I_S = C \cdot V_R + D \cdot I_R \end{cases} \quad (\text{II.2})$$

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (\text{II.3})$$

Avec :

- A, B, C, D : Sont des paramètres qui dépendent des constantes de la ligne de transmission, lesquelles seront déterminées ultérieurement.
- V_S, I_S : Tension et courant à la source respectivement.
- V_R, I_R : Tension et courant à la réception (charge) respectivement.

La tension et le courant à l'extrémité source sont obtenus comme suit :

De la figure II-1 on a :

$$I_L = I_R + \frac{Y}{2} \cdot V_R \quad (\text{II.4})$$

La tension à la source est :

$$V_S = V_R + Z \cdot I_L \quad (\text{II.5})$$

En remplaçant (II.4) dans (II.5), on aura :

$$V_S = \left(1 + Z \cdot \frac{Y}{2}\right) V_R + Z \cdot I_R \quad (\text{II.6})$$

Le courant à la source est:

$$I_S = I_L + \frac{Y}{2} \cdot V_S \quad (\text{II.7})$$

En remplaçant (II.6) dans (II.7), on obtient :

$$I_S = Y \cdot \left(1 + Z \cdot \frac{Y}{4}\right) V_R + \left(1 + Z \cdot \frac{Y}{2}\right) \cdot I_R \quad (\text{II.8})$$

Les équations (II.6) et (II.8) peuvent être écrites sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{Y Z}{2} & Z \\ Y + \frac{Y^2 Z}{4} & 1 + \frac{Y Z}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (\text{II.9})$$

Par identification des équations (II.6) et (II.8) on aura :

$$A = D = \left(1 + Z \cdot \frac{Y}{2}\right), \quad B = Z, \quad C = \left(1 + Z \cdot \frac{Y}{4}\right)$$

II.2.2. Modélisation des charges :

Dans un réseau électrique, les charges sont souvent modélisées par des puissances actives (P_i) et réactives (Q_i) constantes. Ce modèle est valable en régime normal, lorsque la fréquence (f) et la tension (U_{ch}) sont proches de leurs valeurs nominales. Cependant, si la puissance maximale transmissible est dépassée, cela peut entraîner de graves problèmes pour le réseau électrique, comme une instabilité de la tension. [20]

La puissance apparente aux bornes de la charge est donnée par :

$$S_{ich} = P_i + j Q_i \quad (\text{II.10})$$

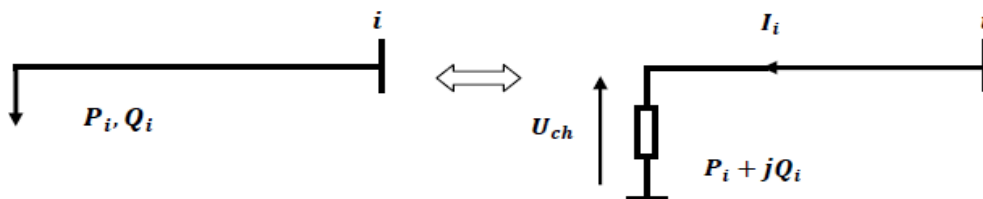


Figure II-2 : Schéma équivalent de charge.

Avec :

- S_{ich} : Puissance apparente complexe au noeud (i).
- P_i : Puissance active demandée par la charge.

- Q_i : Puissance réactive ; cette puissance peut être positive ou négative selon que la charge est de nature inductive ou capacitive.

- U_{ch} : Tension aux bornes de la charge.

II.2.3. Modélisation de transformateur :

Les transformateurs de puissance destinés à la haute tension sont souvent équipés de prises ajustables sous charge. Cela permet de stabiliser la tension dans des limites acceptables et de contrôler la régulation de la puissance active ainsi que réactive circulant dans les lignes de transport. On modélise généralement ce type de transformateur par une admittance connectée en série avec un transformateur idéal ayant un rapport de transformation complexe. [21]

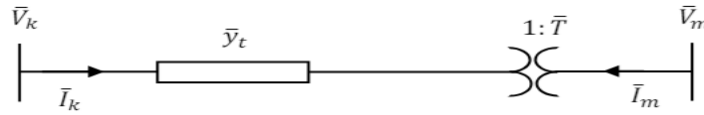


Figure II-3: Modèle du transformateur muni de prises réglables en charge.

Les équations des tensions nodales du transformateur peuvent être écrites sous la forme :

$$\begin{bmatrix} \overline{I_k} \\ \overline{I_m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{Y_t} & -\frac{\overline{Y_t}}{\overline{T}} \\ -\frac{\overline{Y_t}}{\overline{T}} & -\frac{\overline{Y_t}}{\overline{T}^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{V_k} \\ \overline{V_m} \end{bmatrix} \quad (II.11)$$

Avec :

- $\overline{Y_t}$: L'admittance du transformateur.

- $\overline{T} \triangleq T e^{i\phi_t}$: Le rapport de transformation complexe.

- ϕ_t : L'angle de déphasage introduit par le transformateur entre les jeux de barres k et m.

La Figure (II-4) présente le circuit équivalent du transformateur en phase :

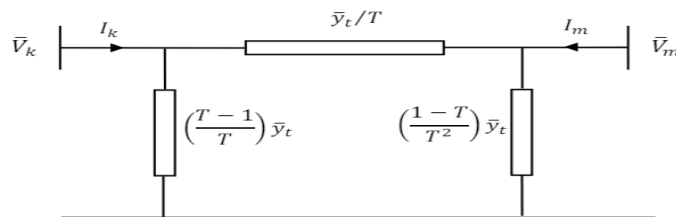


Figure II-4: le circuit équivalent du transformateur par phase.

II.2.4. Modèle de SVC:

La figure II-5 montre un modèle monophasé de SVC. Il est composé d'un condensateur de réactance capacitive X_C , dont la puissance réactive peut être enclenchée ou déclenchée, et d'une bobine de réactance inductive X_L , dont l'absorption est modulée par des thyristors montés en antiparallèle, afin d'assurer des inversions très rapides du courant. [22]

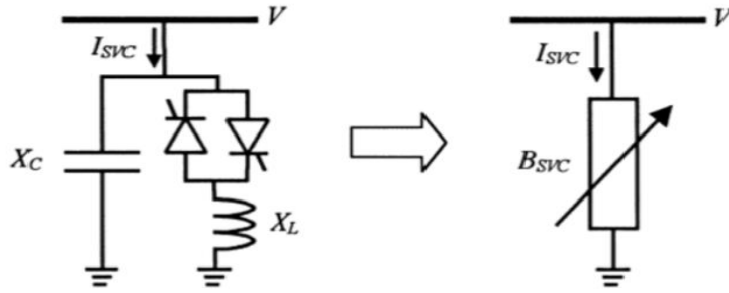


Figure II-5 : Modèle équivalent d'un SVC.

La puissance réactive Q_{SVC} varie entre une valeur inductive Q_{ind} et une valeur capacitive Q_{cap} .

$$\begin{cases} Q_{cap} = -\frac{V_{SVC}^2}{X_C} \\ Q_{ind} = \frac{V_{SVC}^2}{X_L} \\ Q_{SVC} = Q_{cap} + Q_{ind} = \frac{V_{SVC}^2}{X_L} - \frac{V_{SVC}^2}{X_C} \end{cases} \quad (II.12)$$

II.2.5. Modélisation de générateur :

Les générateurs sont modélisés comme des sources de courant, régulant la puissance active injectée et la tension à leurs bornes. La puissance active est ajustée par la turbine, en respectant les limites de sa capacité. Quant à la tension, elle est influencée par l'injection de puissance réactive, mais son ajustement est limité par la capacité réactive du générateur.

La puissance apparente délivrée par le générateur est :

$$S_i = P_i + j Q_i \quad (II.13)$$

La tension est exprimée en pu, sous la forme :

$$\bar{V}_i = |V_i| \cdot e^{j\delta_i} \quad (II.14)$$

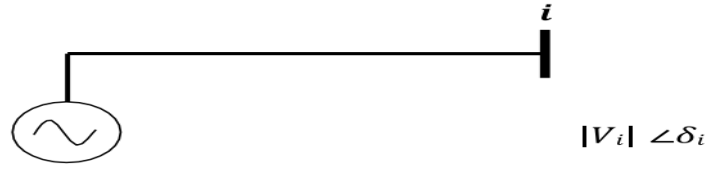


Figure II-6: Schéma représentant un générateur thermique.

Avec :

- P_i : Puissance active délivrée par le générateur au nœud i .
- Q_i : Puissance réactive délivrée par le générateur au nœud i .
- V_i : Tension au nœud i .
- δ_i : Angle de phase de la tension au nœud i .

II.2.6. Modélisation d'un générateur éolien :

La quantité de puissance produite par une turbine éolienne est directement proportionnelle à la vitesse du vent, et peut être exprimée mathématiquement par l'équation suivante : [23]

$$P_w(v) = \begin{cases} 0 & \text{pour } v < v_{in} \text{ et } v > v_{out} \\ P_{wr} \left(\frac{v-v_{in}}{v_r-v_{in}} \right) & \text{pour } v_{in} \leq v \leq v_r \\ P_{wr} & \text{pour } v_r \leq v \leq v_{out} \end{cases} \quad (\text{II.15})$$

Où :

- v_{in} : Désigne la vitesse de démarrage.
- v_r : La vitesse nominale.
- v_{out} : La vitesse de coupure.
- P_{wr} : Représente la puissance nominale produite par l'éolienne.

II.2.7. Modélisation d'un générateur photovoltaïque :

Le modèle à une diode est le plus couramment utilisé. Il décrit le panneau PV comme une source de courant avec une diode, une résistance série, et une résistance parallèle.

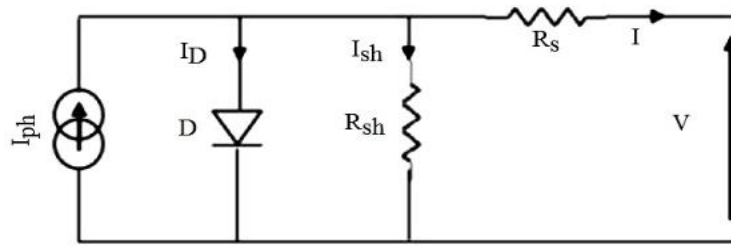


Figure II-7: Schéma équivalent de la cellule photovoltaïque Modèle à une diode.

Équation caractéristique :

$$I = I_{ph} - I_0 \left\{ e^{\frac{q(V+IR_s)}{nkT}} - 1 \right\} - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (\text{II.16})$$

Avec :

- I : Courant de sortie.
- V : Tension de sortie.
- I_{ph} : Courant photo-généré (dépend du rayonnement).
- I_0 : Courant de saturation de la diode.
- q : Charge de l'électron (C).
- n : Facteur d'idéalité de la diode.
- k : Constante de Boltzmann (J/K).
- T : Température en kelvin.
- R_s : Résistance série.
- R_{sh} : Résistance parallèle.

II.2.7.1. Caractéristiques de la cellule photovoltaïque : [21]

- La tension de circuit ouvert V_{oc} est la tension maximale que peut fournir la cellule, c'est la tension mesurée lorsque le courant délivré par la cellule est nul, c'est-à-dire lorsque la cellule n'est pas connectée à une charge.
- Le courant de court-circuit I_{cc} est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule photovoltaïque ou du générateur est nulle ($V = 0$). Il s'agit de la valeur maximale de courant que la cellule peut fournir.
- La courbe courant-tension (I-V): est la caractéristique essentielle de la cellule solaire qui répond à toutes les charges possibles sous un ensemble particulier des conditions d'ensoleillement et de température.
- La courbe puissance-tension : permet de déterminer la valeur de la puissance maximale sous des conditions d'ensoleillement et de température bien définie.

II.3. Modèles stochastiques et d'incertitude pour les systèmes éolien-solaire:

La prévision de la vitesse du vent et du rayonnement solaire est cruciale pour l'estimation de la production d'énergie issue des systèmes éoliens et photovoltaïques. Diverses fonctions de densité de probabilité (PDF) sont employées pour modéliser le comportement de la vitesse du vent et de l'irradiance solaire, telles que la distribution de Weibull, la distribution Gamma, et la distribution log-normal, etc. [24]

II.3.1. Distribution de probabilité de la vitesse du vent (Weibull) :

La vitesse du vent étant une variable aléatoire, sa distribution est établie à travers la fonction de densité de probabilité de Weibull, définie par les facteurs d'échelle (c) et de forme (k). Elle est exprimée mathématiquement comme suit :

$$f_v(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \text{pour } v > 0 \quad (\text{II.17})$$

Avec :

- v : La vitesse du vent en (m/s).
- $f_v(v)$: La densité de probabilité.

Le paramètre d'échelle (c) donne une idée du niveau de vent dans un endroit donné. Plus la valeur de (c) est grande, plus cet endroit est généralement soumis à des vents forts et rapides. Quant au paramètre de forme (k), il décrit à quel point les vitesses de vent sont regroupées autour d'une valeur précise. En d'autres termes, si les vitesses ont tendance à être proches les unes des autres, la valeur de k sera élevée et la distribution aura une forme très pointue. [25] Dans notre étude de cas du réseau à 30 nœuds, les générateurs thermiques des nœuds 22 et 27 ont été remplacés par des générateurs éoliens.

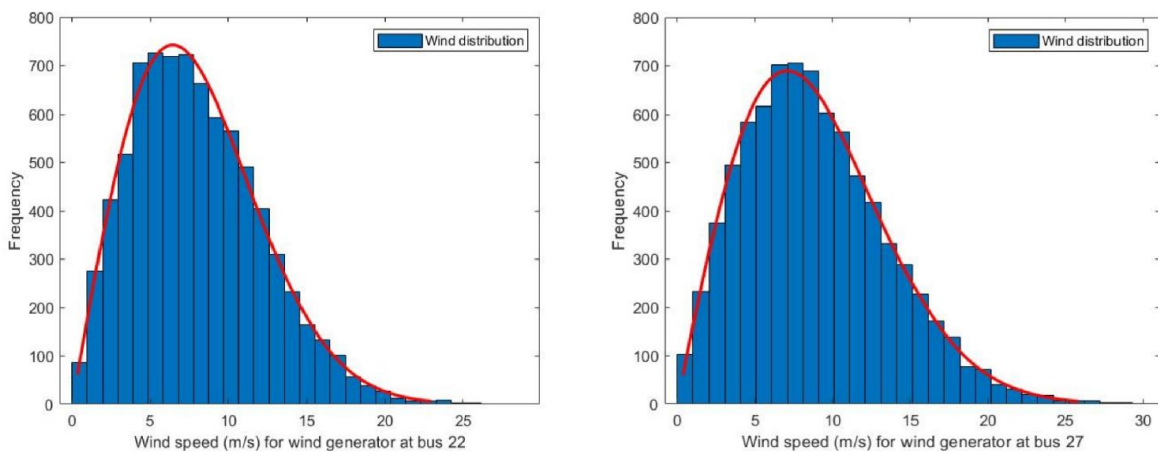


Figure II-8: la vitesse de vent a l'aide de Weibull (les nœuds 22 et 27).

II.3.2. Distribution de probabilité du rayonnement solaire (log-normal) :

Le rayonnement solaire est généralement modélisé à l'aide d'une distribution log-normal.

D'après l'équation (II.18) il est possible de déterminer mathématiquement la fonction de probabilité associée aux systèmes PV. [26]

$$f_G(G) = \left(\frac{1}{G\sigma\sqrt{2\pi}} \right) \cdot e^{\left(\frac{-(\ln G - \mu)^2}{2\sigma^2} \right)} \quad \text{pour } G > 0 \quad (\text{II.18})$$

Où :

- σ : L'écart-type.

- μ : La moyenne de la fonction log-normale.

Dans notre étude de cas du réseau à 30 nœuds, le générateur thermique du nœud 23 a été remplacé par un générateur photovoltaïque.

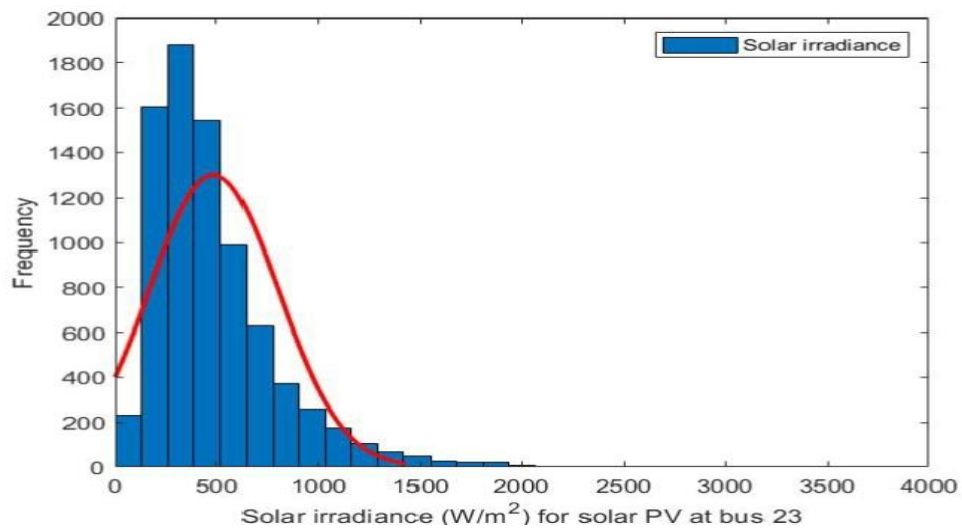


Figure II-9: l'irradiation solaire à l'aide PDF log-normal (le nœud 23).

La figure (II-10) illustre la fonction de densité de probabilité (PDF) de la production d'énergie photovoltaïque au nœud 23, offrant une représentation graphique de la distribution de probabilité des différents niveaux de puissance générée par le système PV.

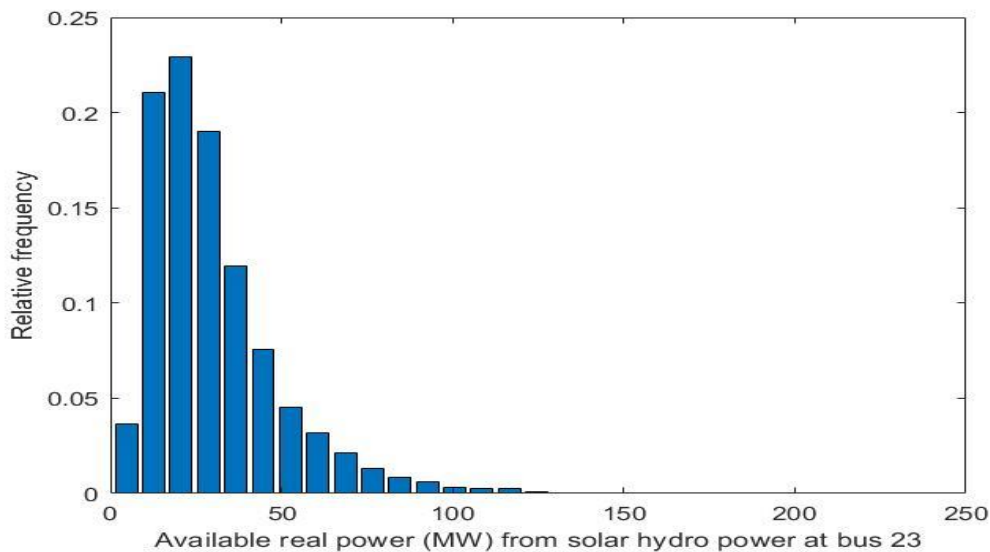


Figure II-10: Puissance active disponible provenant de l'unité photovoltaïque solaire au nœud 23.

II.4. Classification des jeux de barres :

Dans la modélisation et l'analyse de l'écoulement de puissance, les nœuds du réseau sont classés en trois types principaux en fonction des données connues pour chacun d'eux. Ces grandeurs sont : [11]

- La puissance active (P).
- La puissance réactive (Q).
- Le module de la tension (V).
- L'angle de déphasage de la tension (θ).

II.4.1. Jeu de barres de contrôle (PV Bus) :

Pour ce type de jeu de barres, on associe les centrales de production.

- **Données connues** : Puissance active (P) et module de la tension (V).
- **Inconnues à calculer** : Puissance réactive (Q) et angle de déphasage (θ).

II.4.2. Jeu de barres de charges (PQ Bus):

Pour ce type de jeu de barres, on associe généralement les charges.

- **Données connues** : Puissance active (P) et puissance réactive (Q).
- **Inconnues à calculer** : Tension (V) et angle de déphasage (θ).

II.4.3. Jeu de barre de référence (Slack Bus):

Dans ce type de jeu de barres, le nœud de référence a pour rôle de fournir la puissance supplémentaire nécessaire pour compenser les pertes de transmission.

$$\text{Puissance} = \text{consommation} + \text{pertes}$$

- **Données connues** : Module de la tension (V) et angle de déphasage (θ).
- **Inconnues à calculer** : Puissance active (P) et puissance réactive (Q).

II.5. Concept général de l'écoulement de puissance :

L'étude de l'écoulement de puissance en régime permanent dans un réseau électrique constitue une étape essentielle pour l'analyse et l'exploitation optimale du système. Elle vise, dans un premier temps, à déterminer pour chaque nœud les grandeurs électriques fondamentales, à savoir l'amplitude et l'angle de déphasage de la tension, ainsi que les puissances active et réactive injectées. Une fois ces paramètres établis, il devient alors possible de calculer, dans un second temps, les courants circulant dans les lignes de transport ainsi que les puissances échangées entre les différentes composantes du réseau, y compris celles générées par les sources d'alimentation. Pour mener à bien cette analyse, il est nécessaire d'élaborer un modèle mathématique rigoureux représentant fidèlement le comportement du système électrique étudié.

Les objectifs de l'écoulement de puissance sont les suivants : [11]

- Garantir l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie électrique, en assurant une gestion optimale de la génération en fonction des besoins réels.
- Veiller au respect des limites techniques du réseau afin d'assurer sa stabilité, sa fiabilité et sa durabilité.
- Maintenir les tensions aux jeux de barres dans les plages admissibles, à travers un contrôle approprié de la puissance.
- Faciliter une planification efficace du réseau basée sur les calculs de charge, tout en renforçant sa sécurité face aux perturbations potentielles.

Le calcul de l'écoulement de puissance en régime permanent établi se base sur le système d'équation linéaire suivant :

$$[\bar{I}] = [\bar{V}] \cdot [\bar{Y}] \quad (\text{II.19})$$

Où :

- $\bar{I}$: vecteur complexe des courants nodaux injectés dans le réseau.
- $\bar{Y}$: matrice des admittances complexes.
- $\bar{V}$: vecteur complexe des tensions nodales.

L'expression de la puissance apparente S_i injectée à un jeu de barres i s'obtient par :

$$S_i = P_i + j Q_i = [\bar{I}] \cdot [\bar{V}] \quad (\text{II.20})$$

Ainsi :

$$[\bar{I}] = \left[\frac{S}{V} \right] = [\bar{V}] \cdot [\bar{Y}] \quad (\text{II.21})$$

De plus, la puissance injectée à ce nœud correspond à la différence entre la puissance générée et la puissance demandée au niveau du nœud. Ainsi :

$$S_i = P_i + j Q_i = P_{Gi} - P_{Di} + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (\text{II.22})$$

$$P_i + j Q_i = P_{Gi} - P_{Di} + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) = y_{ii} V_i + \sum_{j=1, j \neq i}^n y_{ij} V_j \quad (\text{II.23})$$

L'équation (II.23) constitue l'équation d'écoulement de puissance complexe pour un système générique à n nœuds. Toutefois, dans le calcul d'écoulement de puissance, cette équation est écrite sous forme réelle, ce qui donne lieu à deux équations par nœud : l'une concernant l'injection de puissance active et l'autre l'injection de puissance réactive.

En séparant les parties réelle et imaginaire de la matrice d'admittance, on obtient respectivement les matrices de conductance et de susceptance.

$$y_i = g_i + j b_i \quad (\text{II.24})$$

En exprimant la tension de chaque nœud sous forme polaire :

$$\bar{V}_i = |V_i| \cdot e^{j\delta_i} \quad (\text{II.25})$$

En la décomposant en parties réelle et imaginaire, à l'aide de la formule d'Euler, il est possible d'écrire l'équation (II.23) sous forme réelle, comme suit :

$$\begin{cases} P_i = P_{Gi} - P_{Di} = V_i \sum_{j=1}^n V_j [G_{ij} \cos(\delta_{ij}) + B_{ij} \sin(\delta_{ij})] \\ Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = V_i \sum_{j=1}^n V_j [G_{ij} \sin(\delta_{ij}) - B_{ij} \cos(\delta_{ij})] \end{cases} \quad (\text{II.26})$$

Avec :

- P_{Gi} : puissance active générée au nœud i .
- P_{Di} : puissance active demandée au nœud i .
- Q_{Gi} : puissance réactive générée au nœud i .
- Q_{Di} : puissance réactive demandée au nœud i .

- V_i, V_j : tensions des nœuds i et j .
- n : nombre total des JDB.
- G_{ij} : conductance de la ligne.
- B_{ij} : susceptance de la ligne connecté entre les nœuds i et j .
- $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$: déphasage entre les nœuds i et j .

II.6. Ecoulement de puissance continu (Continuation Power Flow) :

La stabilité de la tension a suscité une attention importante au début des années 1990, en raison de plusieurs incidents d'effondrement de tension à travers le monde. Pour anticiper ces phénomènes critiques, de nombreuses méthodes d'analyse ont été développées, souvent basées sur les équations statiques de flux de charge. Bien que simplifiées, ces approches visaient à identifier les points faibles du système susceptibles de provoquer une perte de stabilité.

Parmi ces méthodes, le Continuation Power Flow (CPF) s'est imposé comme un outil puissant permettant d'évaluer la marge de stabilité du système électrique face à l'augmentation progressive de la charge. Il permet de déterminer la limite maximale de surcharge que le réseau peut supporter sans compromettre sa stabilité statique. [27]

Le principe général du CPF est simple : il repose sur un schéma prédictor-correcteur pour tracer le chemin de solution, en utilisant une technique de continuation localement paramétrée. Cette méthode tient compte du paramètre de charge, de la longueur du pas d'incrément et des variables d'état pour suivre l'évolution du système jusqu'à son point critique. [28]

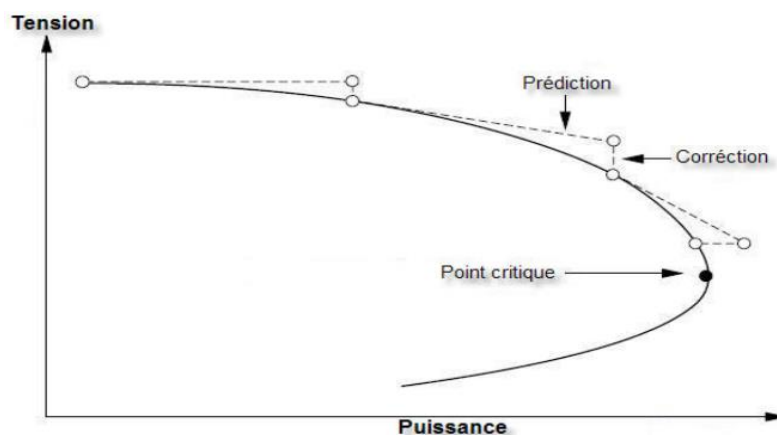


Figure II-11: La technique prédictor-corrrection.

La courbe PV indique la tension exacte sur le nœud donné en fonction de l'augmentation de la charge. Cette augmentation peut concerner plusieurs nœuds ou une zone, et inclure une

combinaison de charges actives et réactives. Le premier point est estimé à l'aide d'une prédiction linéaire, en fonction du profil de charge choisi et de la longueur du pas. Lors de l'étape suivante, des itérations de calcul de flux de puissance sont effectuées en supposant que la charge est fixe. Cela correspond au déplacement vertical vers le bas jusqu'à la courbe exacte. [29]

II.6.1. La méthode de Newton-Raphson :

La nature de la formulation du problème d'écoulement de puissance nécessite la résolution simultanée d'un ensemble d'équations non linéaires. Il est donc nécessaire d'appliquer une méthode numérique efficace pour rechercher une solution. Parmi ces méthodes figure celle de Newton-Raphson. [30]

Cette méthode est robuste et présente une convergence rapide vers la solution. Elle a été largement utilisée pour la résolution d'équations non linéaires, qui peuvent être définies comme suit :

$$f(x_1, \dots, x_n) = y \quad (\text{II.27})$$

Où :

- Le vecteur f est composé de fonctions différentielles des variables $x_1, \dots, x_n$ et y représente un vecteur de constantes.

Pour la valeur initiale x^0 , nous avons :

$$f(x^0 + \Delta x^0) = y \quad (\text{II.28})$$

En supposant que l'estimation initiale est suffisamment proche de la solution exacte et qu'elle se situe dans le domaine d'attraction, on peut négliger les termes d'ordre supérieur du développement en série de Taylor, ce qui donne :

$$f(x^0) + [J^0]\Delta x^0 = y \quad (\text{II.29})$$

$$[J^0]\Delta x^0 = \Delta y^0 \quad (\text{II.30})$$

À l'itération k , la matrice Jacobienne est donnée par :

$$[J^k] = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(x^k)}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1(x^k)}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n(x^k)}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n(x^k)}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (\text{II.31})$$

$$\Delta x^k = [J_k]^{-1} \Delta y_k \quad (\text{II.32})$$

Enfin, en exprimant l'équation en fonction de x^k :

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k \quad (\text{II.33})$$

$$x^{k+1} = x^k + [J^k]^{-1} \Delta y^k \quad (\text{II.34})$$

Les nouvelles valeurs de x obtenues sont ensuite introduites dans l'expression (II.27).

La procédure est répétée jusqu'à ce que $f(x_1, \dots, x_n) - y$ soit inférieur à une précision spécifiée.

II.6.2. Application de la méthode de Newton-Raphson à l'écoulement de puissance :

En appliquant cette procédure au problème d'écoulement de puissance, les variables d'état sont les amplitudes des tensions nodales et les angles de phase. Les fonctions représentent les relations entre la puissance active, la puissance réactive et les tensions nodales (amplitude et angle), lesquelles constituent les équations d'injection de puissance. Les constantes sont les valeurs spécifiées de puissance active et réactive aux nœuds de production et de consommation. [31]

Ainsi, les équations s'écrivent comme suit:

$$\theta^{k+1} = \theta^k + [J^k]^{-1} \Delta f^k \quad (\text{II.35})$$

$$V^{k+1} = V^k + [J^k]^{-1} \Delta f^k \quad (\text{II.36})$$

Et

$$f(x_1, \dots, x_n) = [P_i(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n), Q_i(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n)] \quad (\text{II.37})$$

La matrice Jacobienne est définie comme suit :

$$[J_k] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (\text{II.38})$$

les éléments des matrices H , N , J et L comme suit :

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} ; N_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial V_j} ; J_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} ; L_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \quad (\text{II.39})$$

Les équations (II.35) et (II.36) peuvent être écrites sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{k+1} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^k + \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{II.40})$$

L'équation (II.40) représente le calcul de la nouvelle valeur des variables d'état, effectuée à chaque itération

II.6.3. La méthode de CPF :

En général, le prédicteur part d'une solution connue et anticipe le point d'équilibre suivant. Ensuite, un algorithme correcteur basé sur la méthode de (NR) ajuste successivement les variables d'état jusqu'à ce que la solution correcte de l'écoulement de puissance soit atteinte. La méthode de continuation introduit une équation supplémentaire et une variable inconnue dans les équations d'écoulement de puissance de base. Cette variable supplémentaire est généralement appelée paramètre de charge λ . [31]

Ainsi, les équations d'écoulement de puissance reformulées peuvent s'exprimer comme suit :

$$f(\theta, V) - \lambda K = 0 \quad (\text{II.41})$$

Où :

- $f(\theta, V)$: Représente l'ensemble des équations conventionnelles du flux de puissance :

$$P_i - P_{Gi} + P_{Di} = 0 \quad (\text{II.42})$$

$$Q_i - Q_{Gi} + Q_{Di} = 0 \quad (\text{II.43})$$

L'équation (II.41) peut être réorganisée comme suit :

$$F(\theta, V, \lambda) = 0 \quad (\text{II.44})$$

II.6.3.1. L'étape de prédiction :

La phase de prédiction consiste en une estimation de l'augmentation suivante de la charge. Cette estimation est basée sur les informations de sensibilité obtenues à partir du point de fonctionnement actuel.

Lors de cette étape, l'équation ci-dessus est linéarisée pour donner :

$$\frac{\partial F}{\partial \theta} d\theta + \frac{\partial F}{\partial V} dV + \frac{\partial F}{\partial \lambda} d\lambda = 0 \quad (\text{II.45})$$

Étant donné que l'équation précédente comporte une variable inconnue supplémentaire, il devient nécessaire d'ajouter une équation supplémentaire pour résoudre le système.

Cela se fait en fixant l'un des composants du vecteur tangent. Le signe de 1 est choisi selon que le paramètre de continuation augmente ou diminue.

En termes matriciels, cela s'écrit :

$$ek = \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = \pm 1 \quad (\text{II.46})$$

Où :

- ek : est un vecteur ligne composé de zéros, avec une seule valeur égale à 1 à la position correspondant au paramètre de continuation.

Enfin, la valeur prédite est calculée par :

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_0 \\ V_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (\text{II.47})$$

Où :

- σ : La longueur du pas, choisie de manière à ce que la solution prédite se situe dans le rayon de convergence du correcteur.

II.6.3.2. L'étape de correction :

Lors de l'étape du correcteur, une nouvelle équation est ajoutée à l'ensemble principal des équations (II.44). Cette équation précise l'état du paramètre de continuation. Ainsi, le nouvel ensemble d'équations devient : [32]

$$\begin{bmatrix} F(\theta, V, \lambda) \\ x_k - \eta \end{bmatrix} = 0 \quad (\text{II.48})$$

Où :

- x_k : la variable d'état du paramètre de continuation.

- η : la valeur attendue (prédite) de x .

La présence de cette équation supplémentaire, spécifiant x_k , rend la matrice Jacobienne non singulière au point de fonctionnement maximal.

II.6.3.3. Choix du paramètre de continuation :

La méthode de choix du paramètre de continuation détermine comment intégrer une équation supplémentaire dans les équations de l'écoulement de puissance. Le paramètre peut être le paramètre de charge λ , la magnitude de la tension au nœud k (V_k), ou encore la distance entre deux solutions. Ces méthodes sont généralement classées en deux catégories : globale et

locale. Une stratégie globale utilise un seul paramètre qui reste inchangé tout au long de l'analyse de la courbe P-V, tandis qu'une stratégie locale sélectionne différents paramètres au cours du processus de continuation. Une stratégie locale typique consiste à utiliser à chaque étape de continuation le paramètre ayant la plus grande composante tangentielle. Le processus de mise à jour pour les stratégies base sur la méthode naturelle, en longueur d'arc et en pseudo-longueur d'arc est exprimé comme suit : [33]

$$\lambda^{i+1} - \lambda^i = \Delta s \quad (\text{II.49})$$

$$\sum_k^N (x_k^{i+1} - x_k^i)^2 + (\lambda^{i+1} - \lambda^i)^2 = \Delta s \quad (\text{II.50})$$

$$\left(\begin{bmatrix} x^{i+1} \\ \lambda^{i+1} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} x^i \\ \lambda^i \end{bmatrix} \right)^T t^i = \Delta s \quad (\text{II.51})$$

II.6.3.4. Détection du point critique :

Le calcul du CPF s'arrête lorsqu'un point critique est atteint. Le point critique correspond à l'instant où la charge atteint sa valeur maximale. Au-delà de ce point, la charge commence à diminuer. La composante tangentielle de λ est nulle au point critique et devient négative après celui-ci. Ainsi, le signe de $d\lambda$ permet de déterminer si le point critique a été atteint ou non. [28]

II.6.3.5. Le contrôle de la longueur du pas :

Le contrôle de la longueur du pas est essentiel dans la méthode de continuation, car il influence directement la convergence et l'efficacité du calcul.

Une taille de pas constante et faible garantit la stabilité mais peut entraîner une lenteur excessive, surtout sur les parties plates de la courbe P-V.

À l'inverse, une taille trop grande peut éloigner la solution prédite du point réel, augmentant les itérations nécessaires, voire provoquant une divergence.

Il est donc recommandé d'adopter une taille de pas adaptative, ajustée au comportement du système électrique et à la vitesse de variation des variables, pour rester dans le rayon de convergence.

II.6.4. Organigramme de CPF :

On peut résumer les étapes de la méthode CPF dans l'organigramme suivant :

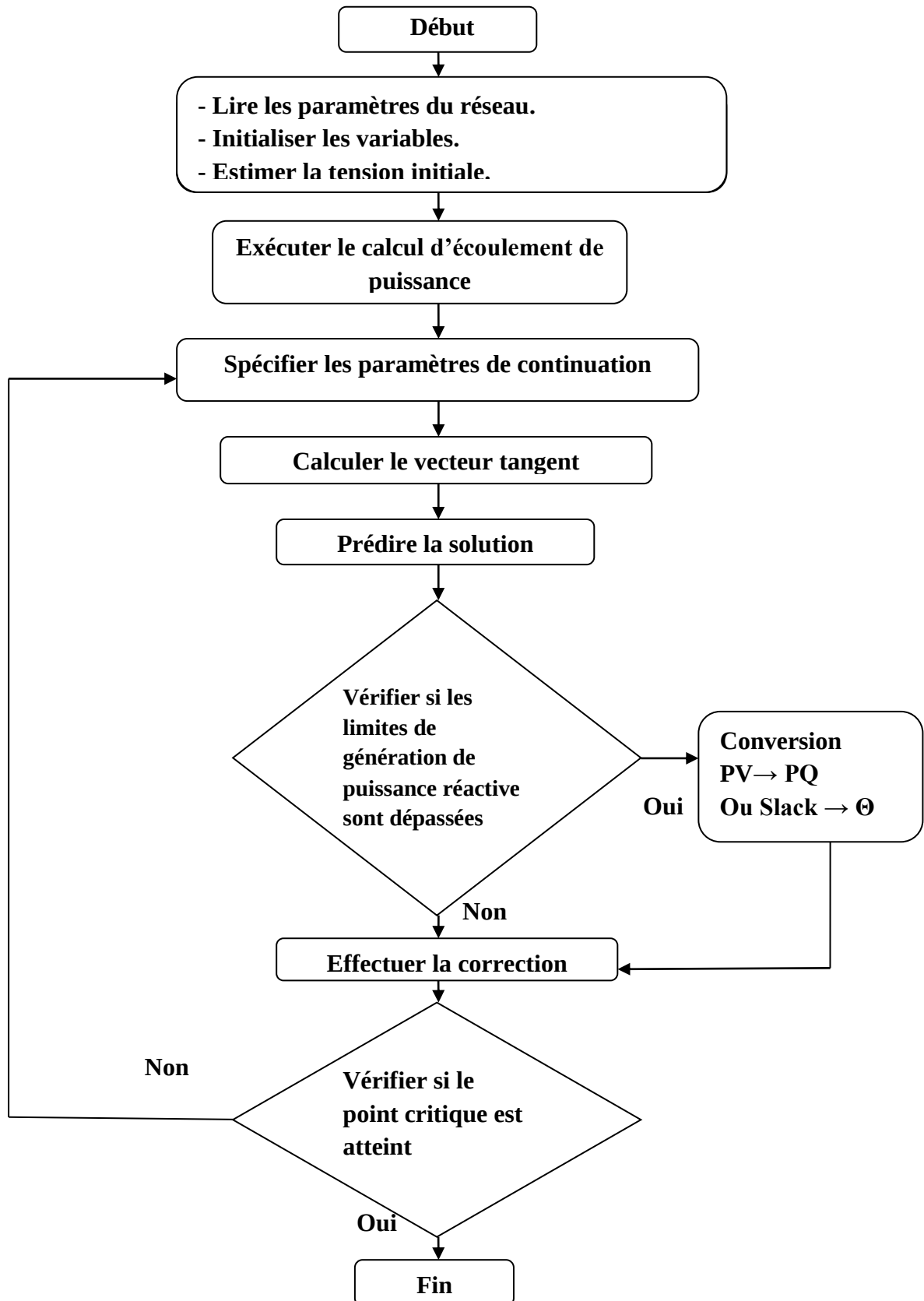


Figure II-12: L'organigramme de CPF.

II.7. Formulation du problème d'écoulement de puissance optimal OPF:

Écoulement de puissance optimal est un problème d'optimisation non linéaire et incertain, essentiel à la gestion et à la planification des systèmes électriques modernes. Il vise à déterminer les réglages optimaux des variables de contrôle pour atteindre des objectifs comme la réduction des coûts de production et des pertes d'énergie, tout en respectant les contraintes du réseau. L'OPF est crucial pour assurer la sécurité, l'efficacité économique et la fiabilité du système électrique, surtout avec l'intégration croissante des énergies renouvelables. Ainsi, des solutions OPF robustes et adaptatives sont de plus en plus nécessaires. [34]

Le modèle mathématique pour l'OPF est le suivant :

$$\begin{aligned} & \text{Min } f(x, u) \\ \text{Sujet pour } g(x, u) & \begin{cases} g(x, u) = 0 \\ h(x, u) \leq 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (\text{II.52})$$

Où :

- $f(x, u)$: la fonction objective.
- $g(x, u)$: les contraintes d'égalité.
- $h(x, u)$: les contraintes d'inégalité.
- x : le vecteur des variables d'état.
- u : le vecteur des variables à contrôler.

II.7.1. Variables d'état :

Ce sont les variables du problème qui décrivent un état unique du système. L'ensemble des variables d'état dans la formulation du problème OPF est :

- P_{G1} : puissance active au niveau du bus de référence (slack bus).
- V_{Li} : amplitude de la tension aux nœuds de charge (nœuds type PQ).
- Q_{Gi} : puissance réactive générée de générateur i . $i=1, \dots, NG$.
- S_l : chargement des lignes de transmission (ou flux de puissance dans les lignes).

Ainsi le vecteur x est défini comme suite: [35]

$$x^T = [P_{G_1}, V_{L_1} \dots V_{L_{NL}}, Q_{G_1} \dots Q_{G_{NG}}, S_{l_1} \dots S_{l_{nl}}] \quad (\text{II.53})$$

Avec:

- NL : le nombre de nœuds de charge.
- nl : le nombre de lignes de transmission.

II.7.2. Variables de contrôle :

Ce sont les variables du problème qui peuvent être ajustées afin d'optimiser la fonction objective et satisfaire les contraintes. Ces variables peuvent inclure :

- P_{Gi} : puissances actives générées sauf le slack-bus. $i=2, \dots, NG$
- V_G : modules des tensions des JDB.
- T : rapports de des transformateurs.
- Q_C : compensation en puissance réactive.

Ainsi le vecteur u est défini comme suite: [35]

$$u^T = [P_{G_2} \dots P_{G_{NG}}, V_{G_1} \dots V_{G_{NG}}, Q_{C_1} \dots Q_{C_{NC}}, T_1 \dots T_{NT}] \quad (\text{II.54})$$

Avec:

- NG: le nombre de générateurs.
- NC: le nombre de compensateurs VAR.
- NT: le nombre de transformateurs.

II.7.3. Contraintes d'égalité:

Les contraintes d'égalité représentent les équations d'équilibre de puissance, selon lesquelles la puissance active et réactive générée dans le réseau doit être égale à la somme de la demande et des pertes dans le système. [36]

$$P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{j=1}^n V_j [G_{ij} \cos(\delta_{ij}) + B_{ij} \sin(\delta_{ij})] = 0 \quad \forall i \in n \quad (\text{II.55})$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{j=1}^n V_j [G_{ij} \sin(\delta_{ij}) - B_{ij} \cos(\delta_{ij})] = 0 \quad \forall i \in n \quad (\text{II.56})$$

II.7.4. Contraintes d'inégalités :

Ensemble de contraintes reflétant les limites physiques et les conditions d'exploitation du système, formulées comme suit :

II.7.4.1. Contraintes des générateurs : [36]

$$P_{TG,i}^{min} \leq P_{TG,i} \leq P_{TG,i}^{max} \quad i = 1, \dots, N_{TG} \quad (\text{II.57})$$

$$P_{WG,j}^{min} \leq P_{WG,j} \leq P_{WG,j}^{max} \quad j = 1, \dots, N_{WG} \quad (\text{II.58})$$

$$P_{PVG,k}^{min} \leq P_{PVG,k} \leq P_{PVG,k}^{max} \quad k=1, \dots, N_{PVG} \quad (\text{II.59})$$

$$Q_{TG,i}^{min} \leq Q_{TG,i} \leq Q_{TG,i}^{max} \quad i = 1, \dots, N_{TG} \quad (II.60)$$

$$Q_{WG,j}^{min} \leq Q_{WG,j} \leq Q_{WG,j}^{max} \quad j = 1, \dots, N_{WG} \quad (II.61)$$

$$Q_{PVG,k}^{min} \leq Q_{PVG,k} \leq Q_{PVG,k}^{max} \quad k = 1, \dots, N_{PVG} \quad (II.62)$$

$$V_{Gi}^{min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi}^{max} \quad i = 1, \dots, NG \quad (II.63)$$

- Les équations (II.57) à (II.59) représentent les limites de génération de puissance active pour les générateurs thermiques, éoliens et solaires photovoltaïques, respectivement.
- Les équations (II.60) à (II.62) représentent les limites de génération de puissance réactive pour les générateurs thermiques, éoliens et solaires photovoltaïques, respectivement.
- L'équation (II.63) impose les contraintes de tension pour les nœuds de générateurs.

II.7.4.2. Contraintes de sécurité : [36]

$$V_{Lp}^{min} \leq V_{Lp} \leq V_{Lp}^{max} \quad p = 1, \dots, NL \quad (II.64)$$

$$S_{lq} \leq S_{lq}^{max} \quad q = 1, \dots, nl \quad (II.65)$$

- L'équation (II.64) définit les limites de tension appliquées aux nœuds de charge (PQ).
- Les contraintes de capacité des lignes sont données par l'équation (II.65).

Avec:

- NL : le nombre de nœuds de charge.
- nl : le nombre de lignes de transmission.

II.8. Problème d'optimisation :

II.8.1. Coût de production des centrales thermiques :

Les centrales thermiques ont besoin de combustibles fossiles pour fonctionner. La relation entre le coût du combustible (\$/h) et la puissance générée (MW) est approximativement décrite par une équation quadratique: [36]

$$C_{TH}(P_{TG}) = \sum_{i=1}^{N_{TG}} (a_i + b_i P_{TGi} + c_i P_{TGi}^2) \quad (II.66)$$

L'effet d'ouverture de vanne (valve-point effect) doit être pris en compte pour une modélisation plus réaliste et plus précise de la fonction de coût. Les grandes centrales thermiques disposent de plusieurs vannes d'admission de vapeur, ce qui entraîne des variations plus importantes dans les fonctions de coût du combustible.

L'effet d'ouverture de vanne dans ces turbines est modélisé par une fonction sinusoïdale, dont la valeur absolue est ajoutée à la fonction de coût de base dans l'équation. [37]

Ainsi, le coût total de production (\$/h) des unités thermiques devient :

$$C_{TH}(P_{TG}) = \sum_{i=1}^{N_{TG}} (a_i + b_i P_{TGi} + c_i P_{TGi}^2) + |d_i \sin(e_i (P_{TGi}^{min} - P_{TGi}))| \quad (II.67)$$

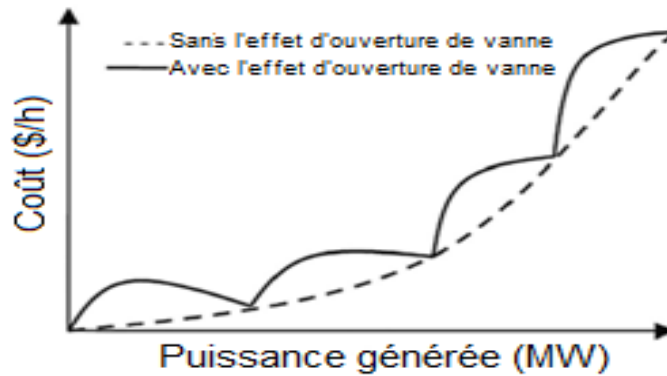


Figure II-13: Le coût avec et sans l'effet d'ouverture de vanne.

Avec :

- C_{TH} : représente le coût total de production.
- P_{TGi} : c'est la puissance active produite par le générateur i .
- P_{TGi}^{min} : c'est la puissance active minimale produite par le générateur i .
- P_{TG} : c'est la puissance active produite.
- N_{TG} : nombre de générateurs.
- a, b, c, d, e : sont les coefficients de la fonction de coût du générateur i .

II.8.2. Taxe sur les émissions et le carbone :

La production d'électricité issue des sources traditionnelles génère des émissions de gaz nocifs, notamment les oxydes de soufre (SOx) et d'azote (NOx). Les émissions augmentent à mesure que la puissance produite par les générateurs de puissance thermique augmente.

On peut calculer le niveau d'émission, exprimé en tonnes par heure (t/h), en utilisant l'équation suivante : [36]

$$E = \sum_{i=1}^{N_{TG}} [(\alpha_i + \beta_i P_{TGi} + \gamma_i P_{TGi}^2) \times 0.01 + \omega_i e^{(\mu_i P_{TGi})}] \quad (\text{II.68})$$

Avec :

- $\alpha, \beta, \gamma, \omega, \mu$: sont les coefficients d'émission liés au générateur i .

Ces dernières années, en raison du réchauffement climatique, de nombreux pays exercent une pression considérable sur l'ensemble du secteur de l'énergie afin de réduire les émissions de carbone. Pour encourager les investissements dans des formes d'énergie plus propres comme l'éolien et le solaire, une taxe carbone (C_{tax}) est imposée pour chaque unité de gaz à effet de serre émise. Le coût des émissions (\$/h) est représenté comme suit : [36]

$$E_m = C_{tax} E \quad (\text{II.69})$$

II.8.3. Le coût des générateurs d'énergie renouvelable :

En raison de l'absence de besoins en carburant pour les générateurs éoliens et solaires, l'évaluation des fonctions de coût pour ces sources suit certaines normes, et différents types de coûts sont associés à leur exploitation. Ceux-ci incluent les coûts directs, les coûts de réserve et les coûts de pénalité. [23]

II.8.3.1. Coûts directs :

Les coûts directs incluent les dépenses liées à l'équipement, l'installation, la maintenance et l'exploitation

➤ Le coût direct pour la j -ième centrale éolienne est défini comme suit :

$$C_{w,j}(P_{ws,j}) = g_j P_{ws,j} \quad (\text{II.70})$$

Avec :

- g_j : Le coefficient du coût direct associé à la j -ième unité d'énergie éolienne.

- $P_{ws,j}$: La puissance programmée de la j -ième unité d'énergie éolienne.

➤ Le coût direct pour la k -ième centrale photovoltaïque est défini comme suit :

$$C_{s,k}(P_{ss,k}) = h_k P_{ss,k} \quad (\text{II.71})$$

Avec :

- h_k : Les coefficients du coût direct associé à la k -ième unité d'énergie solaire.

- $P_{Sc,K}$: La puissance programmée de la k -ème unité d'énergie solaire.

II.8.3.2. Coûts de réserve :

Il peut arriver que la puissance réelle fournie par les générateurs éoliens et photovoltaïques soit inférieure à la valeur estimée. Ce phénomène est appelé surestimation de la puissance. L'opérateur du système doit alors disposer d'une réserve de ressources pour garantir la continuité du service. [36]

➤ Le coût de réserve pour la j -ième centrale éolienne est défini comme suit :

$$\begin{aligned} C_{RW,j} (P_{ws,j} - P_{wav,j}) &= K_{RW,j} (P_{ws,j} - P_{wav,j}) \\ &= K_{RW,j} \int_0^{P_{ws,j}} (P_{ws,j} - p_{w,j}) f_w(p_{w,j}) dp_{w,j} \quad (\text{II.72}) \end{aligned}$$

Avec :

- $K_{RW,j}$: Désigne le coefficient de coût de réserve associé à la génération d'énergie éolienne.

- $P_{wav,j}$: La puissance réelle disponible de la même centrale éolienne.

- $f_w(p_{w,j})$: La probabilité d'une pénurie d'énergie éolienne.

➤ Le coût de réserve pour la k -ième centrale photovoltaïque est défini comme suit :

$$\begin{aligned} C_{RS,k} (P_{ss,k} - P_{sav,k}) &= K_{RS,k} (P_{ss,k} - P_{sav,k}) \\ &= K_{RS,k} * f_S (P_{sav,k} < P_{ss,k}) * [P_{ss,k} - E (P_{sav,k} < P_{ss,k})] \quad (\text{II.73}) \end{aligned}$$

Avec :

- $K_{RS,k}$: Le coefficient du coût de réserve attribué au k -ème générateur solaire.

- $P_{sav,k}$: La puissance réelle disponible de la même centrale solaire photovoltaïque.

- $f_S (P_{sav,k} < P_{ss,k})$: La probabilité d'une pénurie d'énergie solaire par rapport à la puissance programmée.

- $E (P_{sav,k} < P_{ss,k})$: L'anticipation de la puissance solaire PV en dessous de la puissance programmée.

II.8.3.3. Coûts de pénalité :

Contrairement au cas de la surestimation, il peut exister des situations dans le réseau où la puissance réelle fournie par le parc éolien dépasse la valeur estimée. Dans un tel cas, la production de la source renouvelable est sous-estimée. [36]

➤ Le coût de pénalité pour la j -ième centrale éolienne est défini comme suit :

$$\begin{aligned}
C_{Pw,j} (P_{wav,j} - P_{ws,j}) &= K_{Pw,j} (P_{wav,j} - P_{ws,j}) \\
&= K_{Pw,j} \int_{P_{ws,j}}^{P_{wr,j}} (p_{w,j} - P_{ws,j}) f_v(p_{w,j}) dp_{w,j} \quad (II.74)
\end{aligned}$$

Avec :

- $K_{Pw,j}$: Désigne le coefficient de coût de pénalité associé à la génération d'énergie éolienne.
- $P_{wr,j}$: La puissance de sortie de la même centrale éolienne.

➤ Le coût de pénalité pour la k-ième centrale photovoltaïque est défini comme suit :

$$\begin{aligned}
C_{Ps,k} (P_{sav,k} - P_{ss,k}) &= K_{Ps,k} (P_{sav,k} - P_{ss,k}) \\
&= K_{Ps,k} * f_S (P_{sav,k} > P_{ss,k}) * [E (P_{sav,k} > P_{ss,k}) - P_{ss,k}] \quad (II.75)
\end{aligned}$$

Avec :

- $K_{Ps,k}$: Le coefficient de coût de pénalité associé à la k-ème installation solaire photovoltaïque.
- $f_S (P_{sav,k} > P_{ss,k})$: Désigne la probabilité d'un surplus d'énergie solaire, c'est-à-dire que la puissance réelle dépasse la puissance programmée $P_{ss,k}$.
- $E (P_{sav,k} > P_{ss,k})$: Signifie que l'on s'attend à ce que l'énergie solaire dépasse la puissance programmée $P_{ss,k}$.

II.9. Fonctions d'objectif :

Les fonctions objectives suivantes sont prises en compte dans ce travail :

II.9.1. Réduction du coût total de la production :

La première fonction objective formule le coût de production d'énergie en tenant compte de la présence de sources d'énergie renouvelable, en intégrant toutes les fonctions de coût mentionnées précédemment. Cet objectif vise à minimiser le coût total de production de tous les types de générateurs du système (thermique, éolien et solaire). Elle peut être exprimée mathématiquement comme suit : [38]

$$\begin{aligned}
F_1 &= C_{TH}(P_{TG}) + \sum_{j=1}^{N_{WG}} [C_{w,j}(P_{ws,j}) + C_{Rw,j} (P_{ws,j} - P_{wav,j}) + C_{Pw,j} (P_{wav,j} - P_{ws,j})] + \\
&\sum_k^{N_{SG}} [C_{s,k}(P_{ss,k}) + C_{RS,k} (P_{ss,k} - P_{sav,k}) + C_{Ps,k} (P_{sav,k} - P_{ss,k})] \quad (II.76)
\end{aligned}$$

II.9.2. Minimisation du coût des émissions :

Dans ce cas, la taxe carbone C_{tax} est considérée comme une pénalité appliquée par la minimisation des coûts d'émission et de production d'énergie, ce qui peut être exprimé mathématiquement comme suit : [23]

$$F_2 = F_1 + C_{tax} E \quad (II.77)$$

II.9.3. Minimisation des pertes de puissance active :

Les pertes de puissance active du système affectent l'efficacité opérationnelle du réseau électrique. L'objectif est de minimiser le total des pertes de puissance active provenant des branches de ligne.

Le total des pertes de puissance active est donné par : [37]

$$F_3 = P_{loss} = \sum_{q=1}^n G_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_{ij})) \quad (II.78)$$

Avec :

- $V_i V_j$: tensions des nœuds i et j .
- n : nombre total des JDB.
- G_{ij} : conductance de la ligne.
- $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$: déphasage entre les nœuds i et j .

II.9.4. Minimisation de la déviation de tension :

Lorsque la valeur de la tension du bus est proche de la valeur souhaitée, la déviation de tension (VD) sera faible. La minimisation de la déviation de tension signifie la maximisation des marges de sécurité. Par conséquent, on peut dire que si la déviation de tension diminue, la marge de sécurité du système augmentera. La déviation de tension peut être utilisée pour indiquer la gravité de chaque contingence et le niveau de sécurité du système en fonctionnement. La déviation de tension du système électrique peut être exprimée comme suit : [37]

$$F_4 = VD = \sum_{p=1}^{NL} |V_i - V_i^{ref}|^2 \quad (II.79)$$

Avec :

- V_i : est la tension au nœud i .

- V_i^{ref} : c'est la magnitude de tension nominale qui est supposée être égale à 1 p.u pour toutes les barres de charge (PQ) et égale à la valeur spécifiée pour les barres de génération (PV).

Dans certains articles, la déviation de tension (VD) est calculée selon l'équation ci-dessous :

$$F_4 = VD = \sum_{p=1}^{NL} |V_i - 1| \quad (II.80)$$

II.9.5. Amélioration de la stabilité de tension :

L'amélioration de la stabilité de tension consiste à maintenir un profil de tension acceptable sur l'ensemble du système électrique, même lors de variations de charge ou de perturbations. Cela peut être réalisé en ajustant les paramètres du système, tels que l'ajout de sources de puissance réactive ou l'utilisation de méthodes de continuation pour analyser et améliorer la stabilité du réseau.

La fonction objective utilisée pour évaluer la stabilité de tension dans un réseau électrique est : [39]

$$F_5 = L_{max} = \max[L_k] \quad k=1,2,\dots, NL \quad (II.81)$$

Avec:

- L_k : la valeur de l'indice λ pour la k-ième barre de charge (load bus). Chaque barre de charge a sa propre valeur de l'indice L .
- L_{max} : la valeur maximale parmi tous les indices L des barres de charge. Elle donne une indication globale du point le plus critique du réseau du point de vue de la stabilité de tension.
- NL : le nombre de bus de charge.

II.10. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté une modélisation détaillée des principaux composants du réseau électrique, notamment les générateurs d'énergies renouvelables.

Nous avons étudié la méthode CPF. Cette étude permet donc d'analyser l'évolution de la tension en chaque nœud du système en fonction de la variation de la charge jusqu'au point critique. Avec cette analyse, on peut repérer les nœuds faibles en tension, ce qui permet par la suite de mieux contrôler les systèmes électriques et de faire convenablement un réglage éventuel.

Par la suite, nous avons formulé le problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF) en abordant la classification des jeux de barres, la distinction entre variables d'état et variables de contrôle, ainsi que les différentes contraintes d'égalité et d'inégalité. Les fonctions de coût associées aux objectifs ont également été présentées. Finalement, les différentes fonctions objectives prises en compte dans ce travail ont été énumérées.

Le chapitre suivant s'appuie sur ces éléments fondamentaux pour proposer et appliquer des techniques méta-heuristiques permettant de résoudre efficacement le problème OPF dans un contexte multi-objectif.

Chapitre III :

Méthodologie.

III.1. Introduction :

Avec la complexité croissante des réseaux électriques modernes, la résolution efficace des problèmes de flux de puissance devient de plus en plus difficile. Cela rend indispensable le développement de méthodes plus puissantes, flexibles et robustes, capables de faire face aux cas les plus complexes. [40]

Les méthodes de résolution du problème d'écoulement optimal de puissance (OPF) se répartissent généralement en deux grandes catégories : les algorithmes d'optimisation classiques et les techniques méta-heuristiques.

Les méthodes classiques englobent des techniques bien établies telles que la méthode du gradient, la méthode de Newton, la programmation linéaire et la programmation quadratique. En revanche, les approches non linéaires incluent des techniques récentes et largement utilisées, telles que les algorithmes génétiques (GA) et l'optimisation par essaim particulaire (PSO)...etc.

Ce chapitre propose une analyse approfondie de l'un des algorithmes génétiques les plus utilisés pour la résolution du problème de l'Optimal Power Flow (OPF), à savoir le NSGA-II.

III.2. Optimisation multi-objectif :

De nombreux problèmes réels ne se limitent pas à l'optimisation d'un seul objectif, mais visent plutôt à optimiser deux objectifs ou plus, souvent en conflit, simultanément. En général, il n'est pas possible de trouver une solution unique qui optimise tous les objectifs à la fois. Lors de la recherche de solutions, on atteint des points où l'amélioration d'un objectif entraîne une dégradation d'un ou de plusieurs autres. Ainsi, l'optimisation multi-objectif (Multi-Objective Optimization - MOO) peut être définie comme le processus d'optimisation simultanée de plusieurs objectifs conflictuels, et elle se retrouve dans de nombreux domaines où des décisions optimales doivent être prises en présence de compromis entre plusieurs objectifs. [41]

Dans les problèmes d'optimisation multi-objectifs, on distingue deux espaces : l'espace de décision et l'espace des objectifs. Le premier concerne les variables d'entrée du problème, tandis que le second concerne les valeurs de sortie. Puisque les variables de sortie dépendent

des valeurs d'entrée spécifiques, le principal objectif des problèmes d'optimisation est de trouver les variables d'entrée optimales afin de minimiser ou maximiser les valeurs correspondantes des objectifs. [41]

III.3. Algorithme génétique à tri non-dominé II (NSGA-II) :

NSGA-II est un algorithme génétique multi-objectif conçu pour résoudre des problèmes comportant plusieurs fonctions objectif souvent contradictoires. Il permet d'identifier un ensemble de solutions dites Pareto-optimales, en assurant un équilibre entre la convergence vers le front de Pareto et diversité des solutions générées.

III.3.1. Historique :

L'optimisation multi-objectif a pris de l'ampleur dans les années 1990, avec des algorithmes évolutionnaires capables de trouver plusieurs solutions efficaces en une seule exécution. En 1994, Srinivas et Deb ont proposé l'algorithme NSGA, une première tentative basée sur un tri non dominé et un partage de niche. Cependant, cette version initiale présentait plusieurs limitations : une complexité algorithmique élevée ($O(MN^3)$), l'absence d'un mécanisme élitiste, et une forte dépendance à des paramètres sensibles.

En 2002, Kalyanmoy Deb et ses collègues ont introduit une version améliorée : NSGA-II, qui a marqué une avancée majeure dans le domaine. Cette nouvelle version propose :

- Un tri non dominé plus rapide avec une complexité réduite à $O(MN^2)$.
- Un mécanisme élitiste pour conserver les meilleures solutions d'une génération à l'autre.
- Une distance de foule (crowding distance), permettant de préserver la diversité des solutions sans nécessiter de paramètres supplémentaires. [42]

Grâce à ces améliorations, NSGA-II est devenu l'un des algorithmes multi-objectifs les plus utilisés, tant dans le monde académique que dans les applications industrielles.

III.3.2. Concept de dominance :

Le concept de dominance est appliqué aux problèmes multi-objectifs pour comparer deux solutions candidates X_1 et X_2 , et déterminer si l'une domine l'autre. En particulier, la dominance est une méthode de classification des solutions qui permet d'assurer la sélection de la meilleure solution dans la population résultante R_t . [43]

Étant données deux solutions $X1$ et $X2$, la solution $X1$ domine la solution $X2$ si les conditions suivantes sont remplies :

1. La solution $X1$ n'est pas pire que $X2$ pour tous les objectifs.
2. La solution $X1$ est strictement meilleure que $X2$ pour au moins un objectif.

Lorsque l'ensemble complet R_t est classé selon les critères ci-dessus, les meilleures solutions dominantes sont sélectionnées pour former la population. Ce processus est réalisé par une sélection élitiste contrôlée, qui permet à chaque front d'avoir au moins une solution le représentant dans la génération suivante. [43]

III.4. Caractéristiques principales de NSGA-II :

III.4.1. Tri rapide par non-domination (Fast Non-Dominated Sorting) :

Dans l'algorithme, les individus de la population sont répartis en différents niveaux selon la relation de dominance, et les différents rangs des n individus sont représentés par $MN1, MN2, \dots, MNn$, avec les relations correspondantes suivantes : [44]

$$U_{MN \in \{MN1, MN2, \dots, MNn\}} MN = O_{POP} \quad (III.1)$$

$$\forall_{i,j \in \{1,2,\dots,n\}, i \neq j} MN_i \cap MN_j = \emptyset \quad (III.2)$$

$$MN_1 > MN_2 > \dots > MN_n \quad k = 1,2,\dots,n \quad (III.3)$$

L'équation (III.1) indique que l'union des ensembles d'individus de chaque rang forme l'ensemble total de la population.

L'équation (III.2) indique qu'il n'existe qu'un seul ensemble non dominé à chaque niveau, c'est-à-dire que les ensembles sont disjoints.

L'équation (III.3) décrit la relation de dominance entre les différents niveaux de la population (le rang 1 domine le rang 2, etc.).

Le nombre maximal d'accès lors de l'ordre non dominé (hors premier niveau de domination) est $N-1$, et le nombre de frontières non dominées est une constante non nulle, soit $n \geq 1$.

Chaque chromosome se verra attribuer une valeur de rang, correspondant au numéro du front auquel il appartient. Ainsi, les meilleures solutions auront une valeur de rang plus faible, 1 étant la meilleure.

III.4.2. Crowding distance :

La distance de surpeuplement (crowding distance) fait partie intégrante de l'algorithme NSGA-II, et permet d'évaluer combien de chromosomes se trouvent dans la zone entourant un chromosome donné. Elle est calculée pour chaque chromosome en identifiant les deux solutions les plus proches dans le front auquel il appartient, puis en calculant la distance moyenne qui les sépare selon l'axe des objectifs. [45]

- Pour chaque front non dominé, on trie les solutions selon chaque objectif.
- Pour chaque objectif, on attribue une valeur infinie (∞) aux solutions situées aux extrémités (car elles sont les plus éloignées).
- Pour les autres solutions, la distance de densité est calculée comme suit :

$$i_{distance} = \sum_m^M \frac{f_{i+1}^m - f_{i-1}^m}{f_{max}^m - f_{min}^m} \quad (III.4)$$

Où :

- f^m : La valeur de l'objectif m .
- f_{i+1} et f_{i-1} : Les solutions voisines de i dans l'ordre trié.
- M : Le nombre d'objectifs.

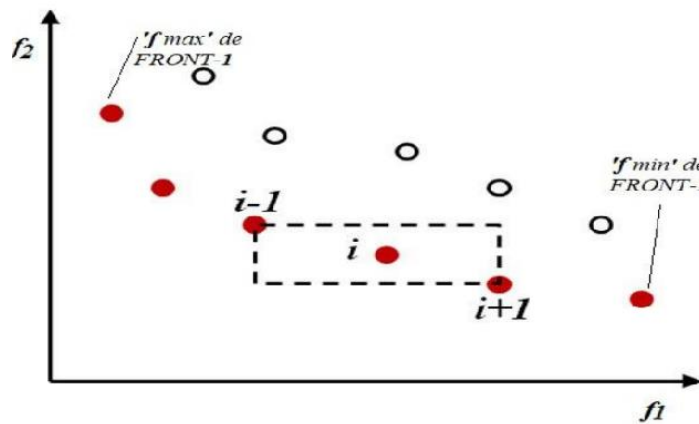


Figure III-1: Le calcul de Crowding Distance.

III.4.3. L'élitisme :

NSGA-II adopte, en complément d'une stratégie élitiste, un procédé visant à préserver la diversité. À chaque itération, les populations des parents et des descendants sont combinées, puis réparties en plusieurs fronts de Pareto. La génération suivante est construite en sélectionnant des solutions à partir de ces fronts de Pareto, en commençant par le premier. Lorsque le nombre de solutions dans le front en cours dépasse le nombre de places restantes à remplir, les choix se font selon la valeur de la distance de crowding. [46]

III.4.4. Opérateur de sélection :

Après affectation des rangs aux individus en appliquant le critère de Pareto, on calcule la distance de surpeuplement (crowding distance) des individus de la population parente. La sélection des individus parents pour effectuer le croisement est réalisée en utilisant l'opérateur de comparaison crowded ($<_n$).

Cet opérateur guide le processus de la sélection en assurant une répartition uniforme des solutions de Pareto. Chaque individu de la population est caractérisé par deux attributs : [47]

1. Rang de non domination i_{rank} .

2. Crowding distance $i_{distance}$.

Soit les deux individus i et j :

i domine j si :
$$i_{rank} < j_{rank} \quad (III.5)$$

Ou :

$$(i_{rank} = j_{rank}) \text{ et } (i_{distance} > j_{distance}) \quad (III.6)$$

Avec cette règle de comparaison entre deux solutions non dominées appartenant à deux fronts de Pareto, on préfère la solution appartenant au front de Pareto de rang le plus faible. Sinon, dans le cas où les deux solutions appartiennent au même front de Pareto, on choisit la solution qui a la distance de surpeuplement la plus élevée. [47]

III.5. Les opérateurs génétiques de NSGA-II :

NSGA-II met en œuvre les opérateurs génétiques codés en binaire pour générer le pool de reproduction (c'est-à-dire le croisement et la mutation). Pour les opérateurs génétiques codés

en réel, NSGA-II utilise le croisement binaire simulé (SBX) pour le croisement et la mutation polynomiale (PM) pour la mutation.

III.5.1. Croisement : [48]

Dans NSGA-II, un croisement binaire simulé (SBX) est utilisé, qui fonctionne avec deux solutions parentes pour générer deux descendants. La procédure étape par étape est la suivante :

Étape 1 : Choisir un nombre aléatoire.

Étape 2 : Calculer selon l'équation (III.7).

Étape 3 : Générer les descendants en utilisant l'équation (III.8).

La formulation mathématique peut être donnée comme suit :

$$\begin{cases} \beta_{qi} = (2u_i)^{\frac{1}{\eta_c+1}} & \text{Si } u_i \leq 0.5 \\ \beta_{qi} = \frac{1}{[2(1-u_i)]^{\frac{1}{\eta_c+1}}} & \text{sinon} \end{cases} \quad (\text{III.7})$$

$$\begin{cases} x_i^{(1,t+1)} = 0.5 \left[(1 + \beta_{qi}) x_i^{(1,t)} + (1 - \beta_{qi}) x_i^{(2,t)} \right] \\ x_i^{(2,t+1)} = 0.5 \left[(1 - \beta_{qi}) x_i^{(1,t)} + (1 + \beta_{qi}) x_i^{(2,t)} \right] \end{cases} \quad (\text{III.8})$$

Avec :

- u_i : nombre aléatoire tel que $u_i \in [0, 1]$.
- η_c : indice de distribution pour le croisement (Nombre réel non négatif).
- $x_i^{(1,t)}, x_i^{(2,t)}$: les parents sélectionnés.
- $x_i^{(1,t+1)}, x_i^{(2,t+1)}$: solutions descendantes.

III.5.2. Mutation : [48]

Dans NSGA-II, la mutation polynomiale est utilisée, ce qui signifie que chaque solution est mutée séparément, c'est-à-dire qu'un parent donne un seul descendant après mutation. La formulation mathématique peut être donnée comme suit :

$$y_i^{(1,t+1)} = x_i^{(1,t+1)} + (x_i^{(max)} - x_i^{(min)}) \bar{\delta}_1 \quad (\text{III.9})$$

Et

$$\bar{\delta}_1 = \begin{cases} (2r_i)^{\frac{1}{\eta_m+1}} - 1 & \text{si } r_i < 0.5 \\ 1 - [2(1 - r_i)]^{\frac{1}{\eta_m+1}} & \text{si } r_i \geq 0.5 \end{cases} \quad (\text{III.10})$$

Avec :

- r_i : nombre aléatoire tel que $r_i \in [0, 1]$.
- η_m : indice de distribution de mutation.
- $x_i^{(max)}$: est la limite maximale sur la composante parent.
- $x_i^{(min)}$: est la limite minimale sur la composante parent.
- $y_i^{(1,t+1)}$: l'enfant après le croisement.

III.6. Recombinaison et sélection :

La population issue de la descendance est combinée avec la population de la génération actuelle, puis une sélection est effectuée pour déterminer les individus de la génération suivante. Étant donné que tous les meilleurs individus précédents et actuels sont ajoutés à la population, l'élitisme est ainsi garanti. La population est ensuite triée selon le principe de non-domination. La nouvelle génération est remplie progressivement à partir de chaque front jusqu'à ce que la taille de la population dépasse la taille actuelle. Si l'ajout de tous les individus du front F_j entraîne un dépassement de la taille N de la population, les individus de F_j sont alors sélectionnés en fonction de leur distance de crowding par ordre décroissant jusqu'à atteindre N individus. Ce processus est ensuite répété pour générer les générations suivantes. [49]

III.7. Principe de l'algorithme :

- Dans cet algorithme, on utilise une population de taille (N).
- La population est ensuite triée selon un critère de non-dominance pour identifier les différents fronts $F_1, 2, \dots$.
- Les meilleurs individus vont se retrouver dans le ou les premiers fronts.
- Une nouvelle population (P_{t+1}) est formée en ajoutant les premiers fronts au complet (premier front F_1 , second front F_2 , etc.) tant que ceux-ci ne dépassent pas $N/2$.
- Si le nombre d'individus présents dans (P_{t+1}) est inférieur à ($N/2$), une procédure de crowding est appliquée sur le premier front suivant (F_i), non inclus dans (P_{t+1}).
- Le but de cet opérateur est d'insérer les ($N/2 - |P_{t+1}|$) meilleurs individus qui manquent dans la population (P_{t+1}).

- Une fois que la première moitié des individus appartenant à la population (P_{t+1}) est identifiée.
 - La moitié restante de la population (P_{t+1}) est créée par sélection, croisement et mutation.
- [50]

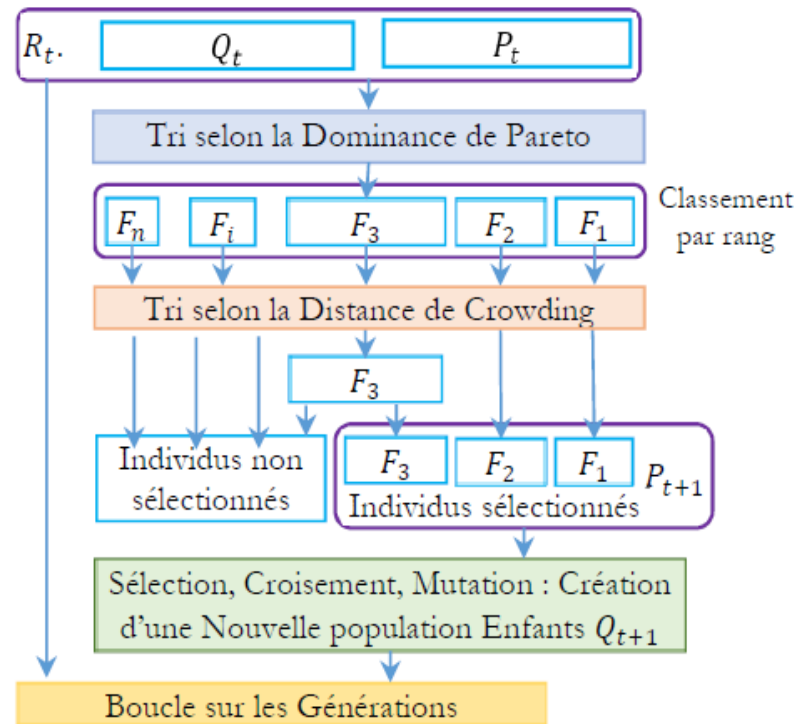


Figure III-2: Schéma de fonctionnement de NSGA-II.

III.8. Principales applications de NSGA-II dans l'optimisation énergétique :

L'algorithme NSGA-II est largement utilisé pour l'optimisation de problèmes à objectifs multiples. Ses principales applications incluent :

- Optimisation du flux de puissance (OPF).
- Intégration optimale des énergies renouvelables.
- Planification de la production et engagement des unités (Unit Commitment).
- Gestion équilibrée entre coût, fiabilité et impact environnemental.
- Placement et dimensionnement des générateurs distribués.
- Planification de l'expansion des réseaux électriques.
- Optimisation multi-objectifs des micro-réseaux (microgrids).
- Optimisation du stockage d'énergie.

III.9. Avantages et inconvénients :

Les principaux avantages de l'algorithme NSGA-II par rapport à la version traditionnelle de NSGA sont les suivants :

- L'algorithme rapide de tri non dominé réduit la complexité computationnelle de mN^3 à mN^2 , où n est la taille de la population et m le nombre d'objectifs.
- L'ajout du degré de proximité (crowding distance) et de l'opérateur de comparaison associé permet non seulement d'éviter la désignation manuelle des paramètres de partage, mais aussi d'assurer une distribution homogène des individus sur l'ensemble du front de Pareto, garantissant ainsi la diversité des solutions.
- Production d'un front de Pareto en une seule exécution.
- L'introduction de la stratégie d'élitisme et l'élargissement de l'espace d'échantillonnage, en combinant les parents et les descendants dans la compétition pour produire la génération suivante, permettent de préserver les meilleurs individus de la génération précédente. Le stockage hiérarchique des individus réduit la perte des solutions optimales, améliore la qualité globale de la population et augmente significativement la précision de l'algorithme. [51]

Les principales limites de NSGA-II sont :

- Complexité computationnelle : NSGA-II peut devenir lent lorsque la taille de la population ou le nombre d'objectifs augmente, ce qui complique les calculs.
- Réglage des paramètres : La performance de NSGA-II dépend fortement du choix des paramètres, tels que les taux de mutation et de croisement, nécessitant souvent des ajustements.
- Adaptation aux problèmes à grande échelle : Pour les problèmes très complexes ou de grande taille, NSGA-II peut rencontrer des difficultés à converger efficacement ou à gérer toutes les contraintes.

III.10. Test d'arrêt :

Le test d'arrêt de NSGA-II consiste le plus souvent à fixer un nombre maximal de générations, ou à surveiller la stagnation du front de Pareto. On peut également utiliser une limite de temps ou un critère de stabilité du front.

III.11. Organigramme de l'algorithme NSGA-II :

La figure (III-3) représente l'organigramme de l'algorithme NSGA-II

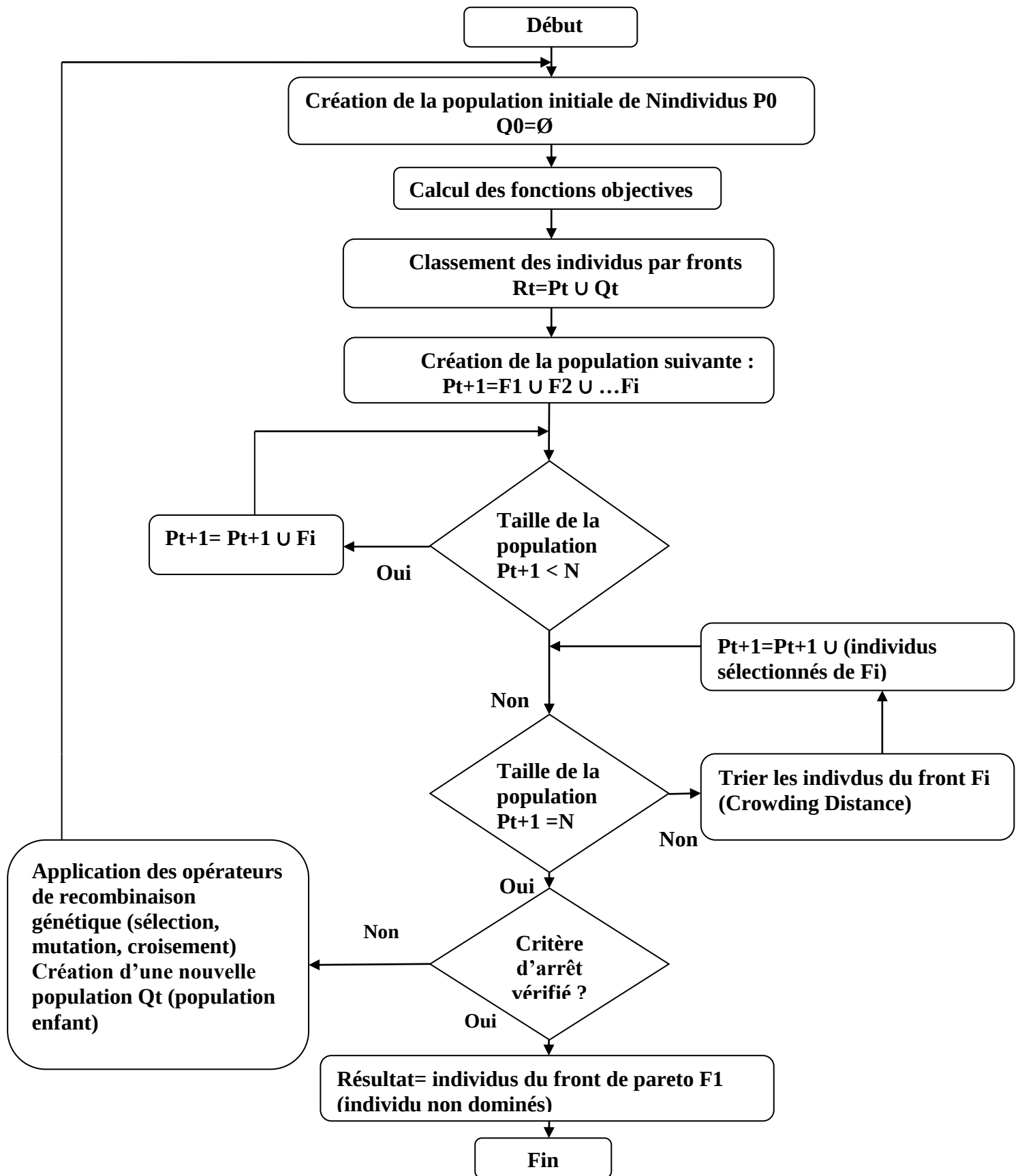


Figure III-3: Organigramme de l'algorithme NSGA-II.

II.12. Conclusion :

Ce chapitre a permis d'introduire l'algorithme NSGA-II en exposant ses principes fondamentaux, son architecture générale, ainsi que les principaux mécanismes qui le soutendent, notamment le concept de dominance, le tri non-dominé, l'élitisme et les opérateurs génétiques. Nous avons également abordé ses domaines d'application, en particulier dans le cadre de l'optimisation énergétique, tout en mettant en lumière ses avantages et ses limitations. L'ensemble de ces éléments souligne la pertinence et l'efficacité de NSGA-II pour la résolution de problèmes multi-objectifs complexes.

Le chapitre suivant sera consacré à la mise en œuvre pratique de cet algorithme ainsi qu'à l'analyse détaillée des résultats obtenus.

Chapitre IV :

Résultats et discussion.

IV.1. Introduction :

Dans ce chapitre, les concepts théoriques précédemment exposés seront appliqués à deux réseaux électriques modifiés : un réseau test à 30 nœuds et le réseau algérien à 114 nœuds, intégrant la production d'énergie éolienne et photovoltaïque.

L'impact des batteries SVC sera analysé en termes de leur contribution à l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques.

Ensuite, l'algorithme NSGA-II sera appliqué à des problèmes d'optimisation multi-objectifs afin d'optimiser des critères de performance spécifiques.

IV.2. Présentation de logiciel MATPOWER :

MATPOWER a été développé par Ray De Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez et Deqiang Gan du PSERC à l'Université de Cornell, sous la direction de Robert Thomas, en 1997. [52]

Il s'agit d'une bibliothèque logicielle open source développée en langage MATLAB, largement utilisée dans la recherche et les études des systèmes électriques de puissance.

MATPOWER propose un ensemble d'outils performants permettant de résoudre des problèmes d'écoulement de puissance grâce à la fonction (runpf) et d'écoulement de puissance optimal grâce à la fonction (runopf).

Il prend également en charge l'analyse de la stabilité de tension à l'aide de la méthode d'écoulement de puissance continu (CPF), via la fonction (runcpf), intégrée dans les versions récentes.

L'objectif de MATPOWER est de fournir un environnement de simulation flexible et facilement modifiable, adapté aux besoins des chercheurs et des enseignants.

IV.3. Résultats et interprétations pour réseau test 30 nœuds modifié:

Le réseau 30 nœuds comporte 41 branches, 30 jeux de barres et 6 générateurs.

Dans notre étude de cas du réseau à 30 nœuds, les générateurs thermiques des nœuds 22 et 27 ont été remplacés par des générateurs éoliens, et le générateur thermique du nœud 23 a été remplacé par un générateur photovoltaïque.

Les caractéristiques de ce réseau sont présentées de la figure (IV-1)

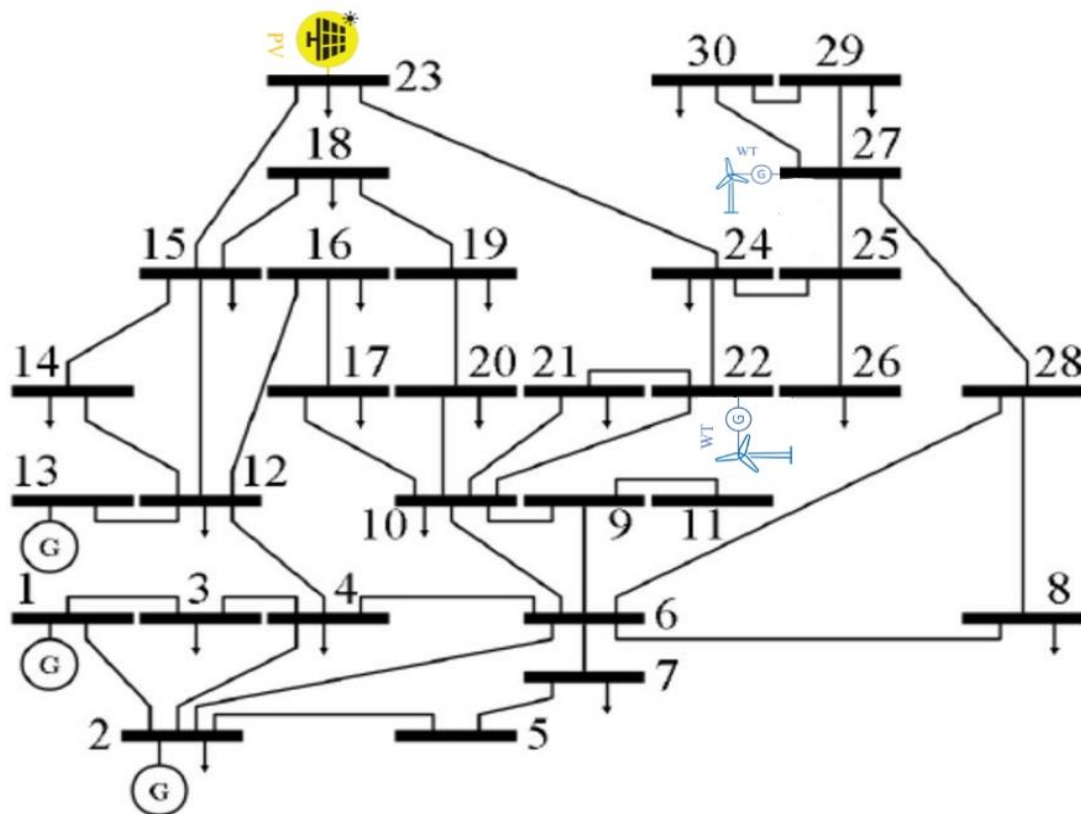


Figure IV-1 : Schéma unifilaire du réseau à 30 jeux de barres modifié.

IV.3.1. Cas Sans compensation :

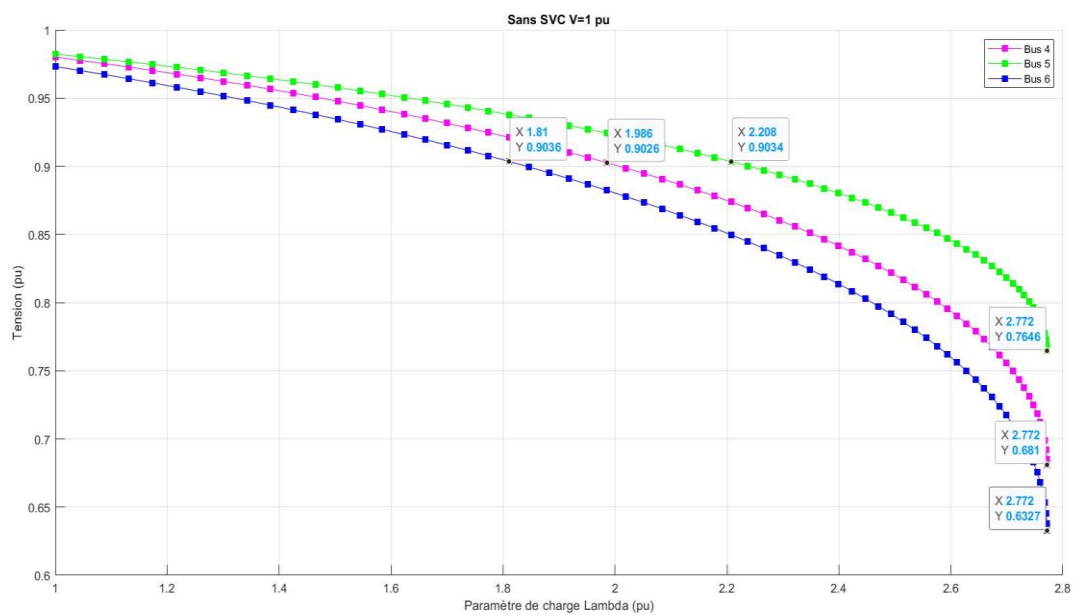


Figure IV-2 : Caractéristiques PV aux Nœuds 4, 5 et 6, sans SVC et avec $V=1$ pu.

Interprétation :

La figure (IV-2) présente les courbes PV (tension en fonction du paramètre de charge λ) pour les nœuds 4, 5 et 6 en l'absence de SVC. La tension initiale est 1 pu. L'objectif de cette analyse est de mettre en évidence le comportement de la tension aux différents nœuds face à une augmentation progressive de la charge, et d'identifier les limites de stabilité du système.

Les trois courbes présentent une diminution progressive de la tension en fonction de l'augmentation du paramètre de charge. C'est la réponse typique du système électrique : plus la charge augmente, plus la tension aux nœuds diminue.

Cette diminution n'est pas linéaire ; elle devient progressivement plus accentuée à mesure que l'on s'approche du point critique de stabilité, marquant le seuil d'effondrement de tension.

L'observation des courbes au niveau de la tension de 0,9 pu permet d'estimer les valeurs approximatives du paramètre de charge correspondant à ce seuil pour chaque nœud :

Nœud 5 : atteint 0,9 pu pour une valeur de λ égale à 2.208 pu.

Nœud 4 : atteint 0,9 pu pour $\lambda = 1.986$ pu.

Nœud 6 : atteint 0,9 pu pour $\lambda = 1.81$ pu.

Ces résultats montrent clairement que le nœud 6 est le plus sensible à l'augmentation de la charge : sa tension diminue plus rapidement que celle des autres nœuds, ce qui le rend plus vulnérable face à un risque d'instabilité.

On observe, sur chaque courbe, l'apparition d'un point critique : au-delà de ce seuil, toute augmentation supplémentaire de la charge provoque un effondrement brutal de la tension.

Dans le cas étudié, ce point critique est atteint pour une même valeur du paramètre de charge, $\lambda = 2,772$ pu, sur les trois nœuds (4, 5 et 6).

IV.3.2. Cas avec compensation (SVC) :

Le choix de l'emplacement des SVC est basé sur la détermination du nœud faible. La compensation de l'énergie réactive à ce nœud permet une meilleure amélioration de la stabilité de la tension par rapport aux autres nœuds du système.

Notre méthode, basée sur le CPF, mesure la sensibilité du vecteur tangent de la tension par rapport à la variation de la charge. Le nœud faible est celui qui présente la plus grande variation de tension au point d'effondrement. Par conséquent, on place le SVC au nœud 6, car c'est celui qui est le plus sensible à la chute de tension.

IV.3.2.1. Cas SVC(6)=0.5pu et V=1 pu :

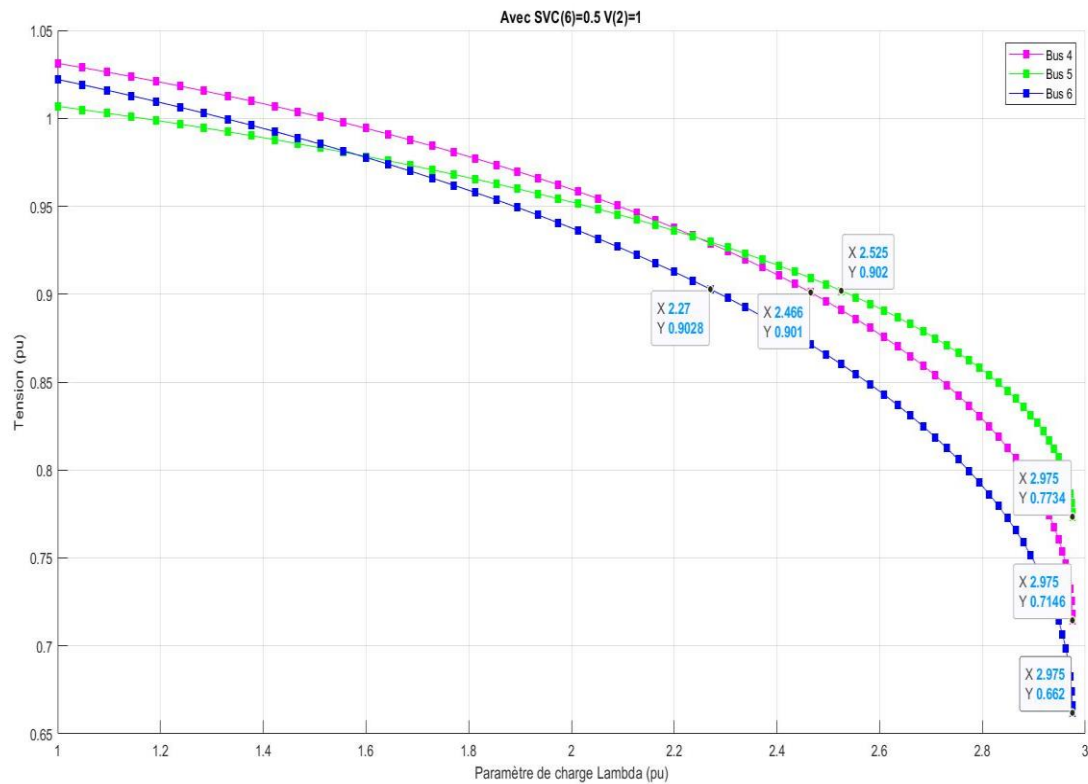


Figure IV-3 : Caractéristiques PV aux Nœuds 4, 5 et 6, avec SVC=0.5pu et V=1 pu.

Interprétation :

Après l'installation du SVC, on observe une augmentation de la valeur du paramètre de charge maximal ($\lambda_{\max}$) passant de 2,772 pu (sans SVC) à 2,975 pu et l'intersection de la tension (0.9 pu) avec le nœud 6 à lambda égale $\lambda = 2.27$ pu (sans SVC est 1.81 pu), ce qui indique une amélioration de la capacité du système à supporter une augmentation de la charge avant d'atteindre le point d'effondrement. Cela montre que le SVC a contribué efficacement au maintien de la stabilité de la tension et au retardement de la défaillance du système électrique.

IV.3.2.2. Cas SVC(6)=1pu et V=1.1 pu :

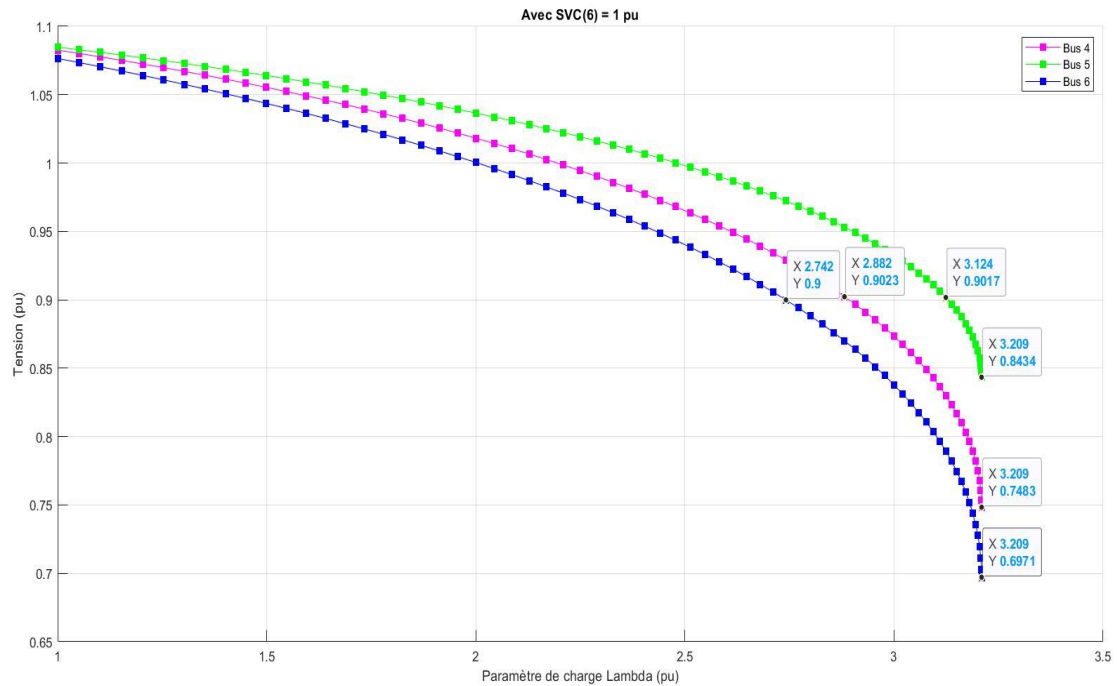


Figure IV-4: Caractéristiques PV aux Nœuds 4, 5 et 6, avec SVC=1 pu et V=1.1 pu.

Interprétation :

On remarque que l'intersection de la courbe de tension (0,9 pu) avec l'axe de λ se situe à $\lambda = 2,563$ pu, et que $\lambda_{\max}$ augmente jusqu'à 3,209 pu. Ces valeurs ont augmenté par rapport au premier cas, en raison de l'augmentation de la valeur du SVC ainsi que de la tension.

On peut donc conclure que l'augmentation de la valeur du SVC et de la tension contribue de manière notable à améliorer la stabilité de la tension et à accroître la capacité du système à supporter des charges plus élevées avant l'effondrement.

IV.3.3. Optimisation multi-objectifs par l'algorithme NSGA-II:

Dans cette partie, l'algorithme NSGA-II est utilisé pour résoudre les différents problèmes d'optimisation multi-objectifs présentés. Cette approche permet d'obtenir un ensemble de solutions optimales, en tenant compte des compromis et des équilibres entre les différents objectifs considérés.

L'optimisation est réalisée en présence du SVC.

IV.3.3.1. Coût en fonction de paramètre de charge λ :

Comme nous l'avons observé précédemment, le dispositif SVC augmente la stabilité de tension (en maximisant le paramètre de charge λ), tout en apportant également des avantages économiques.

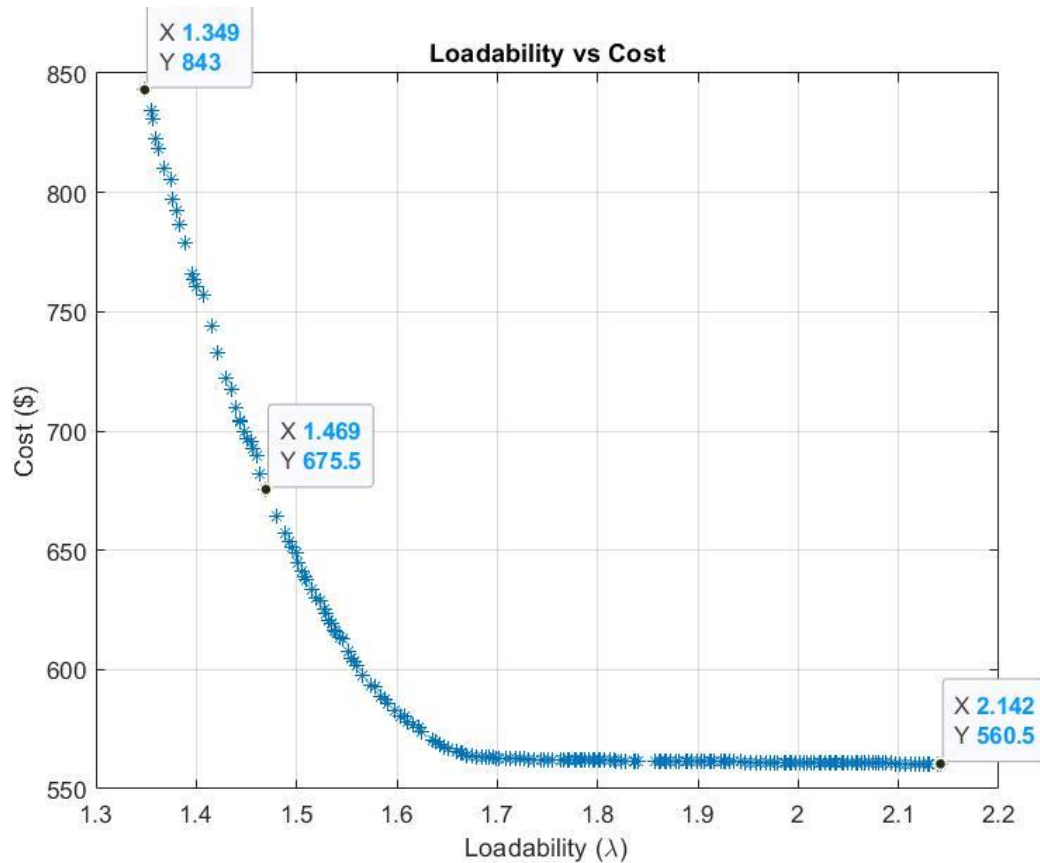


Figure IV-5 : Courbe de coût en fonction de λ .

Interprétation :

La courbe présente l'évolution du coût opérationnel total en fonction de λ , pour un réseau hybride de 30 nœuds, comprenant 2 générateurs éoliens et 1 générateur photovoltaïque, avec une intégration progressive du SVC.

On observe que le coût total diminue à mesure que le paramètre de charge augmente, jusqu'à atteindre une valeur minimale quasi stable.

Au début du fonctionnement, le coût est élevé pour $\lambda = 1,35$ pu, il atteint environ 843 dollars, en raison de la forte contribution des générateurs thermiques, dont les coûts d'exploitation sont importants.

Lorsque le paramètre de charge augmente à $\lambda = 1,5$ pu, le coût diminue à environ 675 dollars, marquant le début de l'effet bénéfique du SVC.

Avec la poursuite de l'augmentation de λ , le coût continue de décroître pour se stabiliser autour de 560 dollars à $\lambda = 1,7$ pu. La contribution conjointe des sources d'énergie renouvelable et du SVC atteint son maximum, permettant au système d'atteindre un point de fonctionnement économiquement optimal.

IV.3.3.2. Coût et la somme des SVC en fonction de paramètre de charge λ :

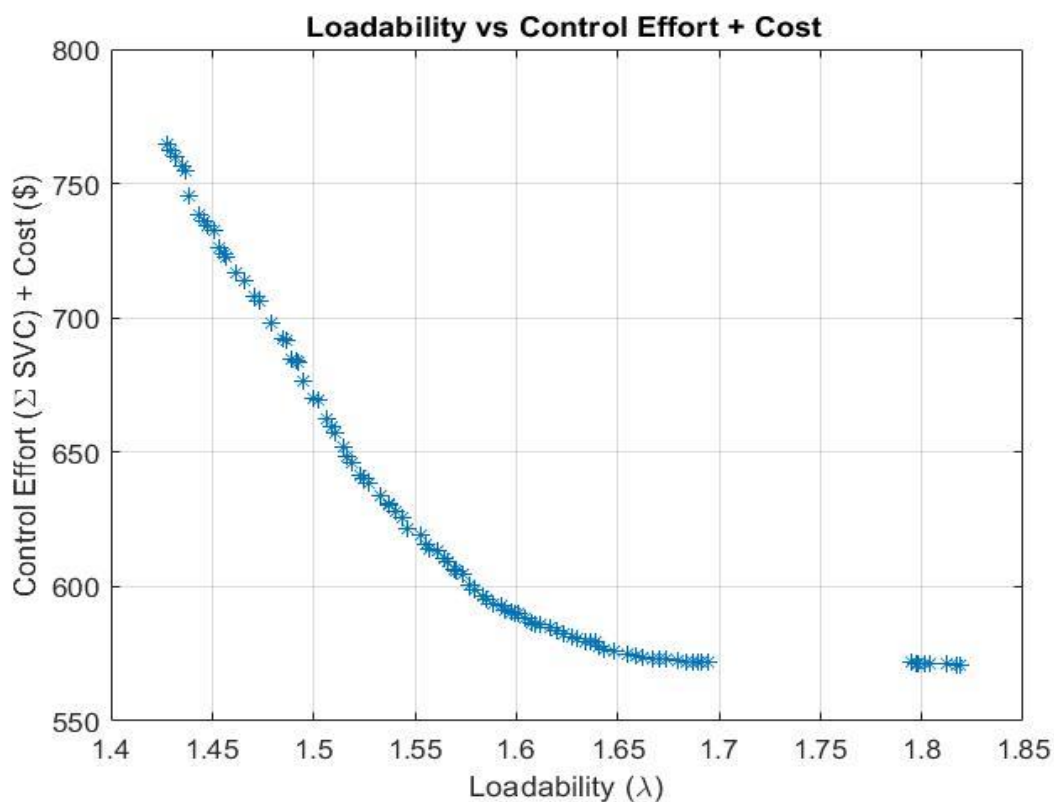


Figure IV-6 : Courbe de coût et la somme des SVC en fonction de λ .

Dans ce cas, nous introduisons une nouvelle variable à l'axe Y : la somme des capacités de compensation SVC. Une optimisation supplémentaire a permis de comparer l'utilisation cumulative des SVC entre le cas précédent et cette nouvelle analyse. On observe que la courbe de coût et la somme des SVC en fonction de λ suivent le même comportement que la courbe précédente.

IV.3.3.3. Pertes actives en fonction de paramètre de charge λ :

En plus d'améliorer la stabilité de la tension et de réduire les coûts, le SVC contribue également à la réduction des pertes actives.

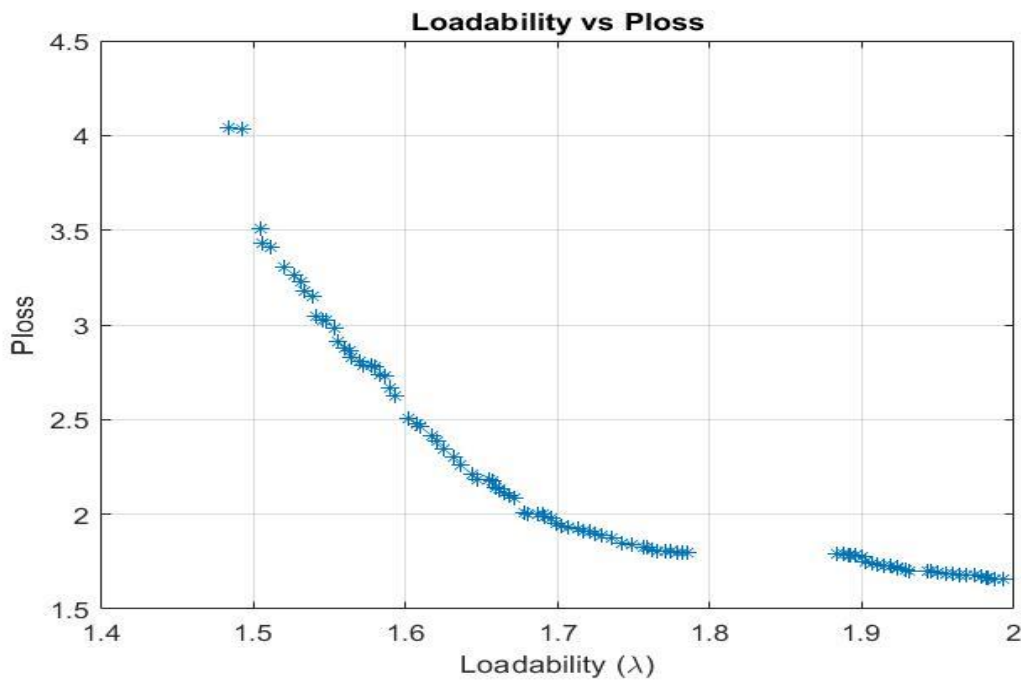


Figure IV-7 : Courbe de pertes actives en fonction de λ .

Interprétation :

La courbe des pertes actives (Ploss) en fonction du facteur de charge λ est représentée pour un système électrique hybride composé de 30 nœuds avec la présence d'un SVC.

Initialement, la valeur de (Ploss) est élevée. Avec l'augmentation de λ , on observe une diminution nette de (Ploss), car la présence du SVC améliore la régulation de la tension et réduit les pertes actives.

Pour des valeurs de λ plus élevées (environ de 1,9 à 2 pu), la valeur de Ploss devient stable et faible malgré l'augmentation de la charge, grâce au rôle du SVC qui injecte de la puissance réactive, ce qui permet de relever le niveau de tension aux points faibles du réseau et de réduire le courant nécessaire au transport de la même puissance active, entraînant ainsi une diminution des pertes actives.

IV.4. Résultats et interprétations pour le réseau algérien 114 nœuds modifié:

Le réseau 114 nœuds comporte 173 branches, 114 jeux de barres et 15 générateurs.

Dans notre étude de cas sur le réseau à 114 nœuds, les générateurs thermiques des nœuds 15 et 52 ont été remplacés par des générateurs éoliens et le générateur thermique du nœud 98 a été remplacé par un générateur photovoltaïque.

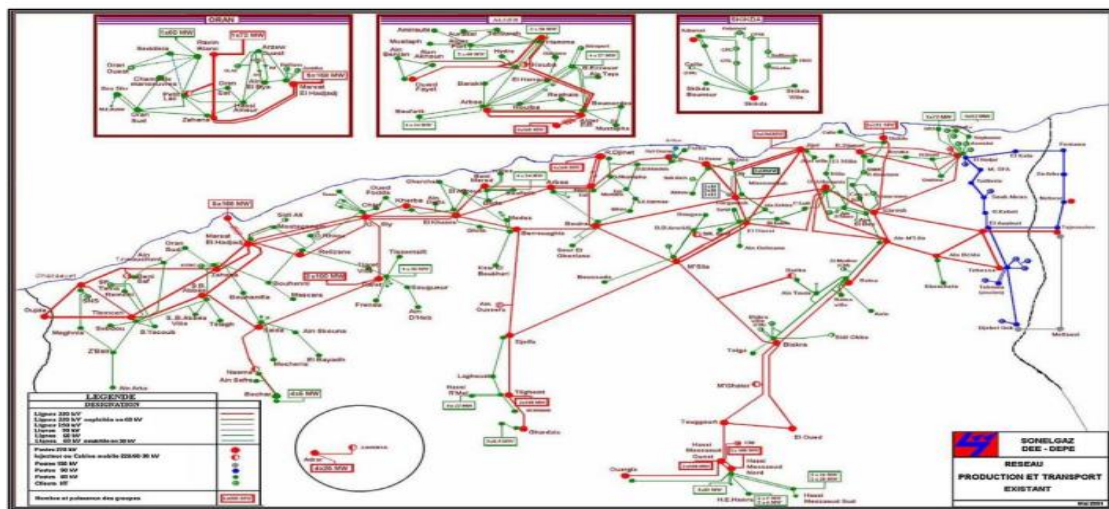


Figure IV-8 : La carte du système électrique Algérien. [11]

IV.4.1. Cas Sans compensation :

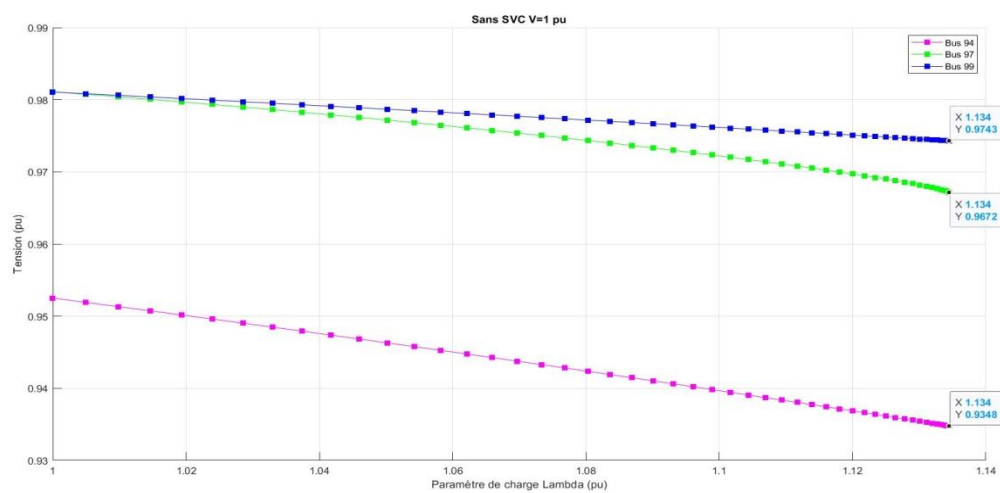


Figure IV-9 : Caractéristiques PV aux Nœuds 94, 97 et 99 sans SVC et avec $V=1$ pu.

Interprétation :

L'observation des courbes montrent clairement que le nœud 94 est le plus sensible à l'augmentation de la charge : sa tension commence plus faible et diminue plus rapidement que celle des autres nœuds, ce qui le rend plus vulnérable face au risque d'instabilité.

On observe, sur chaque courbe, l'apparition d'un point critique : au-delà de ce seuil, toute augmentation supplémentaire de la charge provoque un effondrement brutal de la tension.

Dans le cas étudié, ce point critique est atteint pour une même valeur du paramètre de charge, $\lambda = 1.134$ pu, sur les trois nœuds (94, 97 et 99).

IV.4.2. Cas avec compensation (SVC) :

On place le SVC au nœud 94, car c'est celui qui est le plus sensible à la chute de tension.

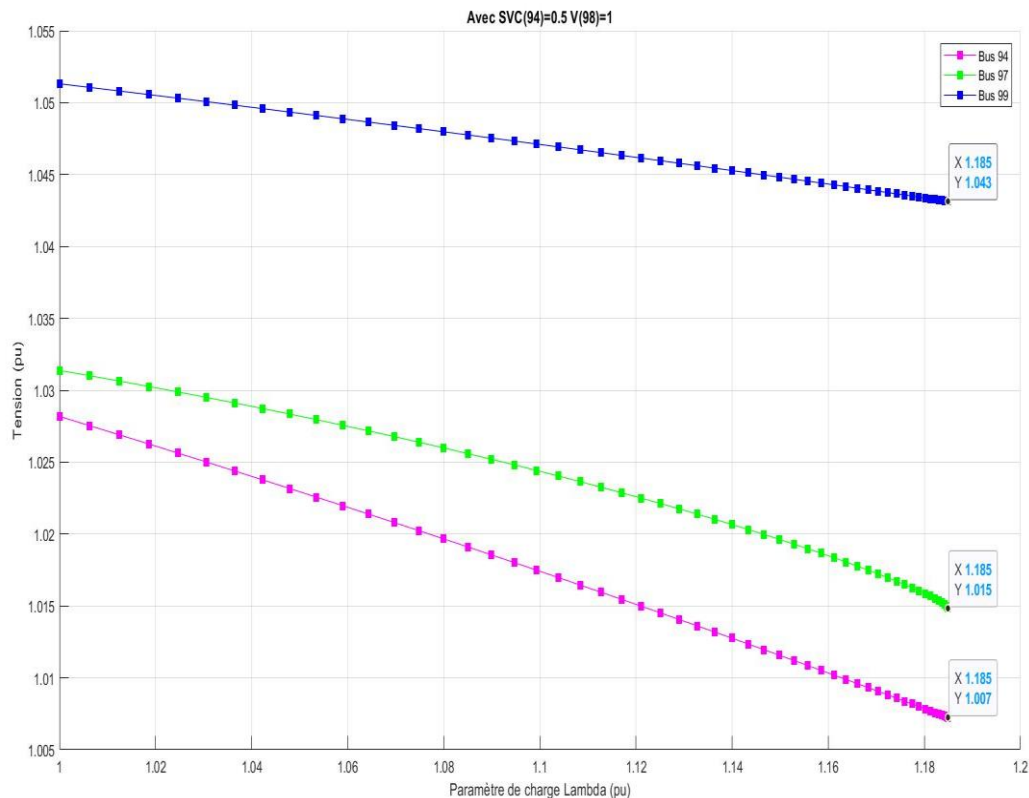
IV.4.2.1. Cas SVC(94)=0.5 pu et V=1 pu :

Figure IV-10: Caractéristiques PV aux Nœuds 94, 97 et 99 avec SVC=0.5pu et V=1 pu.

Interprétation :

Après l'installation du SVC, on observe une augmentation de la tension initiale de chaque nœud et augmentation de la valeur du paramètre de charge maximal ($\lambda_{\max}$) passant de 1.134 pu (sans SVC) à 1.185 pu, ce qui indique une amélioration de la capacité du système à supporter une augmentation de la charge avant d'atteindre le point d'effondrement. Cela montre que le SVC a contribué efficacement au maintien de la stabilité de la tension et au retardement de la défaillance du système électrique.

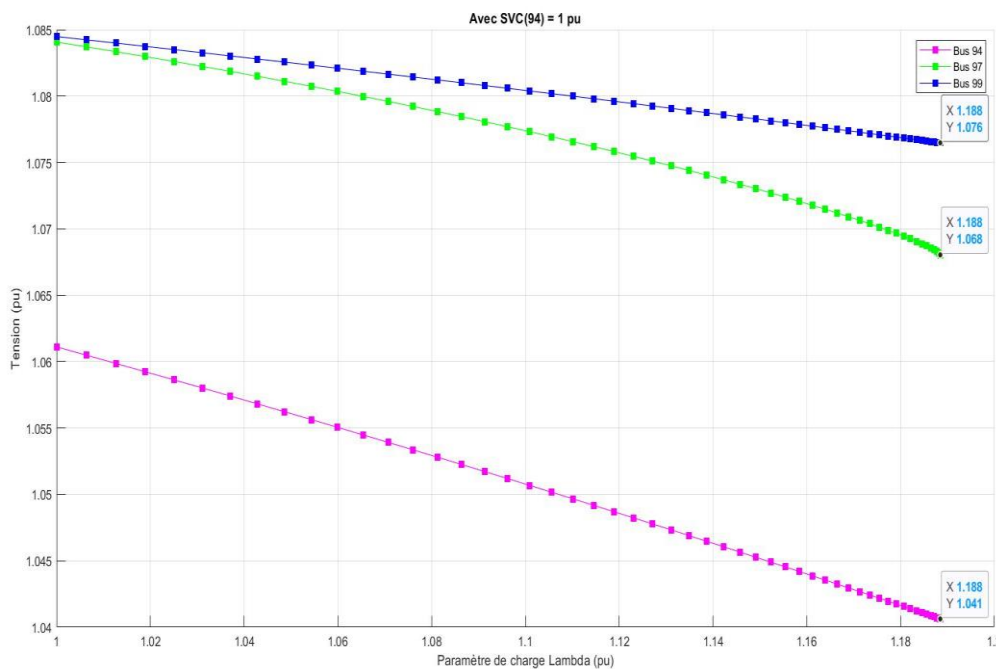
IV.4.2.2. Cas SVC(94)=1pu et V=1.1 pu :

Figure IV-11 : Caractéristiques PV aux Nœuds 94, 97 et 99 avec SVC=1 pu et V=1.1 pu.

Interprétation :

On remarque que $\lambda_{\max}$ augmente jusqu'à 1.188 pu. Cette valeur a augmenté par rapport au premier cas, en raison de l'augmentation de la valeur du SVC ainsi que de la tension.

On peut donc conclure que l'augmentation de la valeur du SVC et de la tension contribue de manière notable à améliorer la stabilité de la tension et à accroître la capacité du système à supporter des charges plus élevées avant l'effondrement.

IV.4.3. Optimisation multi-objectifs par l'algorithme NSGA-II:

Dans cette partie, l'algorithme NSGA-II est utilisé pour résoudre les différents problèmes d'optimisation multi-objectifs présentés. Cette approche permet d'obtenir un ensemble de solutions optimales, en tenant compte des compromis et des équilibres entre les différents objectifs considérés.

L'optimisation est réalisée en présence du SVC.

IV.4.3.1. Somme des SVC en fonction de paramètre de charge λ :

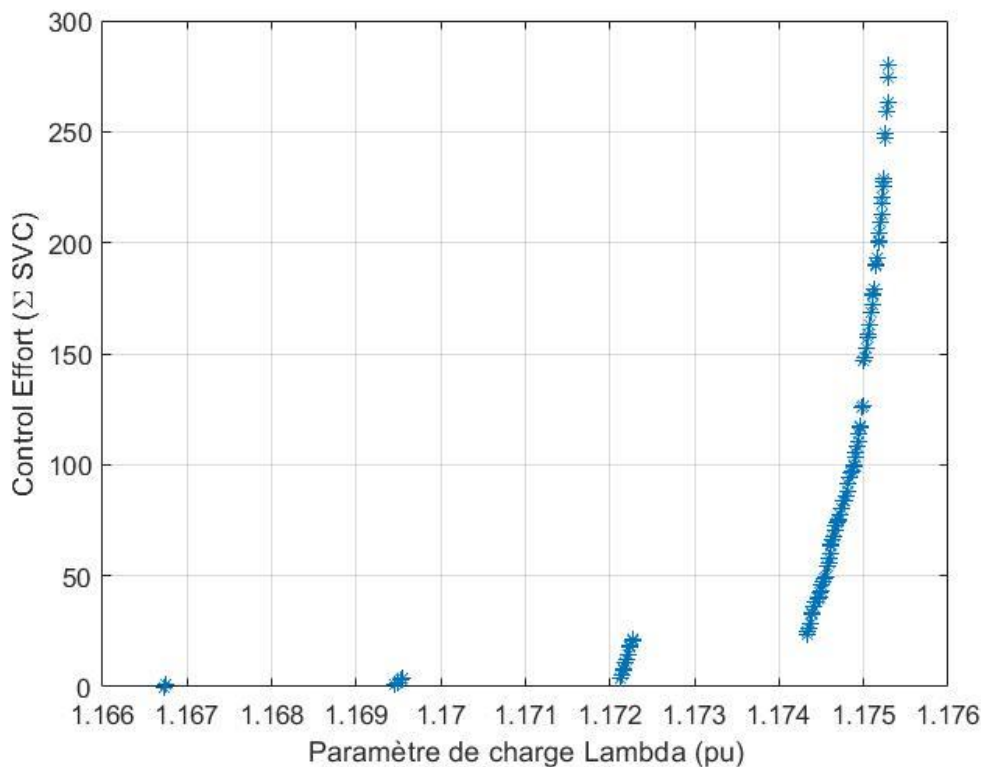


Figure IV-12 : Courbe de Somme des SVC en fonction de λ .

Interprétation :

La courbe présente la relation entre la capacité de compensation des unités SVC et le paramètre de charge λ . Sans l'utilisation des SVC, la valeur maximale atteignable de λ était de 1,1668 pu. Après l'intégration des SVC dans le système, la marge de chargement s'améliore progressivement : λ augmente en fonction de la capacité de compensation grâce à l'apport de puissance réactive et à l'amélioration de la stabilité de la tension.

La courbe adopte un comportement non linéaire qui peut être divisé en deux phases distinctes. Dans la première phase (jusqu'à environ 50 MVA), on observe une augmentation rapide de λ ,

ce qui reflète l'efficacité significative des unités SVC pour corriger les problèmes de sous-tension. Dans cette phase, la relation entre la puissance réactive injectée (Q) et la tension (V) est fortement sensible, de telle sorte qu'une faible augmentation de la puissance réactive entraîne une amélioration notable de la stabilité de la tension, permettant ainsi au système de supporter des charges plus élevées.

Dans la deuxième phase (entre 50 MVA et 250 MVA), avec l'amélioration progressive du niveau de tension et son rapprochement de la valeur nominale, la sensibilité du système à un apport supplémentaire en puissance réactive diminue. En conséquence, l'augmentation de λ devient plus lente, atteignant finalement une valeur maximale de 1,1755 pu pour une capacité de SVC de 250 MVA.

IV.4.3.2. Coût et la somme des SVC en fonction de paramètre de charge λ :

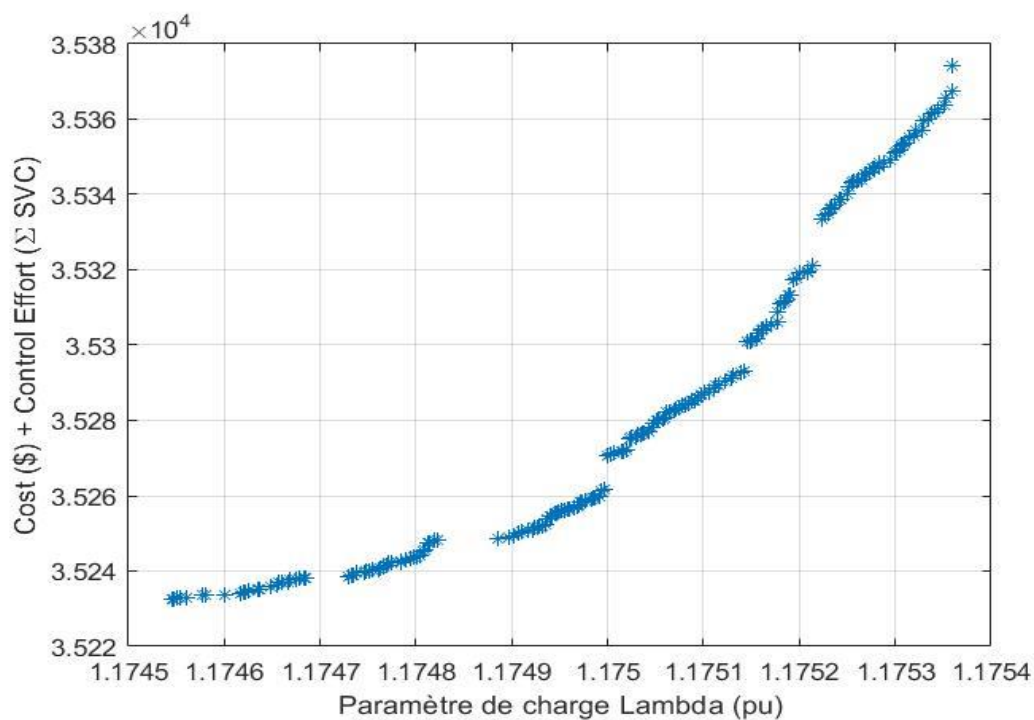


Figure IV-13 : Courbe de coût et la somme des SVC en fonction de λ .

Interprétation :

La courbe représente la relation entre le coût total et la somme des SVC en fonction du paramètre de charge λ . On observe que cette courbe est croissante dans le réseau à 114 nœuds, contrairement au cas du réseau à 30 nœuds, en raison des différences structurelles entre les

deux réseaux. Le réseau à 114 nœuds est un réseau étendu et complexe, s'étendant sur de longues distances.

Dans le réseau à 30 nœuds, les générateurs à énergies renouvelables, caractérisés par un coût faible, peuvent couvrir une part importante de la demande lorsque la charge augmente, ce qui conduit à une stabilisation, voire à une diminution du coût total.

En revanche, dans le réseau à 114 nœuds, lorsque la charge augmente, les générateurs renouvelables atteignent rapidement leur limite de production maximale. Il devient alors nécessaire de recourir aux générateurs thermiques, dont le coût d'exploitation est plus élevé et qui génèrent davantage d'émissions, pour satisfaire la demande en puissance active, ce qui entraîne une augmentation des coûts.

Par ailleurs, dans les grands réseaux, tels que le réseau à 114 nœuds, l'effet des dispositifs SVC est limité en raison de la grande distance entre les nœuds. En effet, la puissance réactive (Q) ne se transfère pas efficacement sur de longues distances, ce qui rend l'effet du SVC essentiellement localisé et insuffisant pour améliorer la tension de l'ensemble du réseau.

IV.4.3.3. Pertes actives en fonction de paramètre de charge λ :

Comme indiqué, la puissance réactive (Q) ne se transmet pas efficacement sur les longues distances, ce qui rend l'effet du SVC localisé et insuffisant pour réduire les pertes actives.

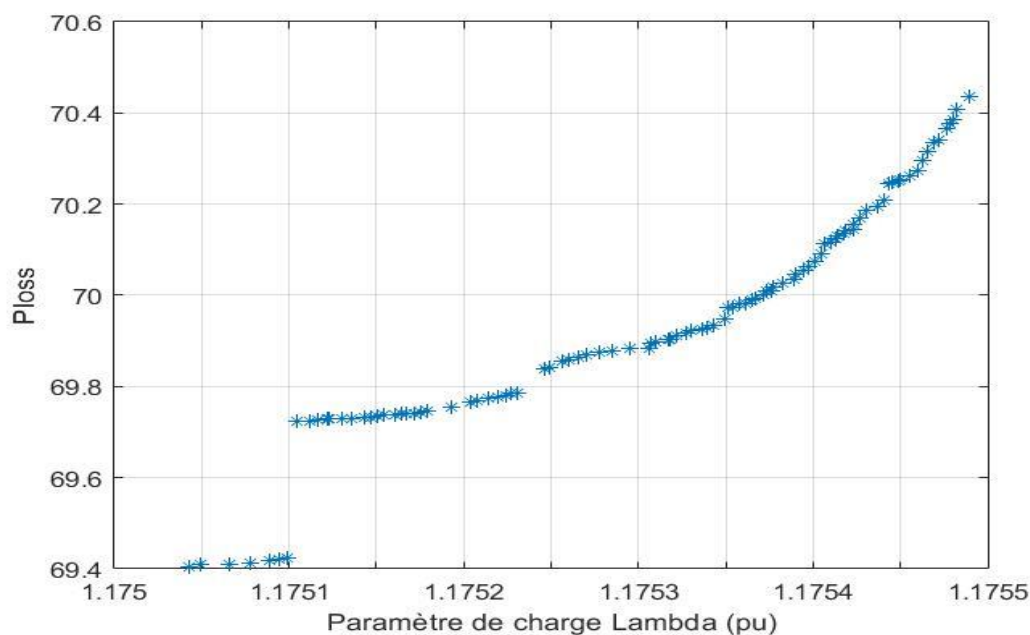


Figure IV-14 : Courbe de pertes actives en fonction de λ .

Interprétation :

La courbe des pertes actives (Ploss) en fonction du paramètre de charge λ est représentée pour un réseau électrique hybride composé de 114 nœuds avec la présence de SVC. Cette courbe des pertes actives augmente avec l'augmentation du paramètre de charge λ , malgré la présence des dispositifs SVC. Cela est dû à l'étendue importante du réseau et à la grande distance entre les nœuds, ce qui entraîne le passage de courants plus élevés à travers les longues lignes, augmentant ainsi les pertes Joule. Par conséquent, l'effet du SVC, bien qu'utile pour améliorer la stabilité locale de la tension, ne suffit pas à compenser cette augmentation des pertes actives dans l'ensemble du réseau.

IV.5. Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons appliqué les concepts théoriques de stabilité de tension et d'optimisation multi-objectifs à deux réseaux électriques modifiés avec des générateurs éoliens et photovoltaïques : un réseau test à 30 nœuds et le réseau algérien à 114 nœuds.

Les résultats obtenus montrent que l'ajout de SVC contribue significativement à renforcer la stabilité de la tension, à retarder l'effondrement du système et à réduire les pertes actives, notamment dans le réseau à 30 nœuds. L'optimisation multi-objectif via l'algorithme NSGA-II a permis de trouver des compromis intéressants entre coût, niveau de compensation et stabilité.

Cependant, dans les réseaux étendus, tel que celui à 114 nœuds, l'efficacité des SVC reste limitée du fait de la distance entre les nœuds, ce qui souligne l'importance d'une planification stratégique de la compensation réactive.

Conclusion Générale.

Conclusion Générale :

Dans ce mémoire, nous avons examiné la problématique de la stabilité de tension dans les réseaux électriques intégrant des sources d'énergie renouvelable, telles que l'éolien et le photovoltaïque. Face à l'essor de ces technologies et à l'impératif d'assurer un approvisionnement électrique fiable et de qualité, le maintien de la stabilité du système constitue un enjeu stratégique pour les gestionnaires de réseaux.

L'objectif principal de notre travail était d'optimiser la sécurité de tension à l'aide de dispositifs de compensation statique (SVC) et d'améliorer les performances des réseaux grâce à une approche multi-objectifs basée sur l'algorithme NSGA-II. Nous avons appliqué notre méthodologie à deux réseaux électriques modifiés : un réseau test à 30 nœuds et le réseau algérien à 114 nœuds.

Les résultats obtenus montrent que l'ajout de SVC permet de renforcer significativement la stabilité de la tension, de retarder les phénomènes d'effondrement, et de réduire les pertes actives, en particulier dans le réseau à 30 nœuds. Par ailleurs, l'optimisation multi-objectifs a permis d'identifier des compromis pertinents entre le coût économique, les pertes de puissance active, le niveau de compensation, et les performances techniques du système.

Dans le réseau à 114 nœuds, nous avons réussi à améliorer la stabilité de la tension grâce aux dispositifs SVC. Cependant, en raison des longues distances entre les nœuds et de la complexité du réseau, l'effet des SVC reste limité en ce qui concerne la réduction des coûts et des pertes actives.

Ces résultats constituent une base solide pour des recherches futures visant à améliorer la stabilité de tension dans les réseaux électriques modernes et complexes.

Bibliographie :

[1] <https://fr.m.wikipedia.org>

[2] **Azeb Chikh Tahar, Founas Fethi**, « Amélioration du taux des pertes pour une unité de distribution d'énergie électrique. », Mémoire de master, Université Echahid Hamma Lakhdhar D'El-Oued, 2018.

[3] **Djellal yacoub, Ben kuider khadir**, « stabilité statique dans les réseaux électrique en utilisant un « SVC » », Mémoire de master, 2022.

[4] **Drici Manel, Djenane Chaima**, « Amélioration du plan de tension de réseau 220 kV par dispositif FACTS <<SVC>>. » mémoire de master, 2018.

[5] **Boussad AIT MESSAOUD**, « Particularités des surtensions d'amorçage d'arc dans les réseaux de 110KV et 35KV. », Mémoire de master, UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU, 2016

[6] **TOUARI.Y, CHERIGUI.C**, «évaluation de la sécurité statique N-1 des réseaux de transport d'énergie électrique», Mémoire de master, Université de DAHLAB SAAD BLIDA ,2013.

[7] RTE <<BE2024>>

[8] <https://www.ren21.net>

[9] <https://www.pv-magazine.com>

[10] Ministère de la Transition Écologique française - Énergie photovoltaïque.

[11] **KAZOUZ.M, HENINE.N, LAMRI.M**, « Simulation et étude de l'écoulement de puissance optimal dans un réseau électrique avec l'intégration des sources à énergies renouvelables : application sur le réseau électrique algérien (étude technico/économique).», Mémoire de master, CENTRE UNIVERSITAIRE SALHI AHMED– NAAMA, 2021.

[12] **KAHLANE Hamza**, « Les Energies Renouvelables », Cours Master 1 – Machines Electriques, Blida 1.

[13] <https://www.france-hydro-electricite.fr>

[14] **Nikos Hatziaargyriou**, “Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended.”, IEEE article, 2021.

[15] **ZITOUNI Fares**, « Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS. », Mémoire de Magister, UNIVERSITE FERHAT ABBAS — SETIF, 2010.

- [16] **ZENDAGUI Fatima Zohra**, « Analyse de la stabilité transitoire dans les réseaux électrique. », Mémoire de master, Université Mohamed Khider Biskra, 2013.
- [17] **Mimi Khaled Rachad**, “Amelioration of the voltage stability of the electrical network by PSAT.”, Mémoire de master, Université Mohamed Khider Biskra, 2019.
- [18] **Bukola Babatunde Adetokun, Christopher Maina Muriithi**, “Application and control of flexible alternating current transmission system devices for voltage stability enhancement of renewable-integrated power grid: A comprehensive review. », Article, 2021.
- [19] **KAIDI NOUR EDDINE, MESADI MOHAMMED OUSSAMA**, « Compensateur statique d'énergie réactive (SVC).», Mémoire de master, UNIVERSITE d'ADRAR, 2020.
- [20] **IBOUKHOULEF Massinissa**, « Planification des réseaux électriques en présence d'énergie éolienne », Mémoire de Master, université blida1, 2024.
- [21] **TOUAT Samah, BOUCHERIT Khaoula**, « Planification des réseaux électriques en présence d'énergie photovoltaïque.», Mémoire de Master, université blida1, 2024.
- [22] **Mekkaoui Ali, Laouer Mohamed, Muhammed Younes**, « Etude comparative des performances d'un Statcom et d'un SVC sur la stabilité d'un parc éolien connecté au réseau électrique. », Article in Journal of Renewable Energies, March 2014.
- [23] **M. Abid, M. Belazzoug**, “Optimal power flow of thermal-wind solar power system using enhanced Kepler optimization algorithm: Case study of a large-scale practical power system”, Article 2024.
- [24] **Amr Khaled Khamees, Almoataz Y. Abdelaziz, Makram R. Eskaros, Mahmoud A. Attia, Ahmed O. Badr**, “The Mixture of Probability Distribution Functions for Wind and Photovoltaic Power Systems Using a Metaheuristic Method.”, Article, 2022.
- [25] **M. DAHBI, A. BENATIALLAH, M.SELLAM**, “The Analysis of Wind Power Potential in Sahara Site of Algeria-an Estimation Using the ‘Weibull’ Density Function.”, Article, 2013.
- [26] **Pavel Trojovský, Eva Trojovská, Ebrahim Akbari**, “Economical environmental technical optimal power flow solutions using a novel self adaptive wild geese algorithm with stochastic wind and solar power.”, Article, 2024.
- [27] **AGGOUN Khaled, ATALLAH Ahmed**, « Analyse du réseau électrique par le logiciel Powerworld. », Mémoire de master, Université Mohamed Khider Biskra, 2022.

- [28] **U. Parul Anand, P.Dharmeshkumar**, “Voltage Stability Assessment Using Continuation Power Flow.”, Article, Government Engineering College, Bharuch, Gujarat, India, 2013.
- [29] **Olav Bjarte Fosso**, “Continuation Power Flow – Applications, Implementation and Experiences.”, Article, Norwegian University of Science and Technology, 2016.
- [30] **Ricardo Vargas, M.A Arjona, Manuel Carrillo**, “PV Curves for Steady-State Security Assessment with MATLAB.”, Instituto Tecnológico de la Laguna División de Estudios de Posgrado e Investigación México.
- [31] **João Miguel Teixeira da Silva Marques da Cruz**, « EXTENSION OF CONTINUATION POWER FLOW TO INCORPORATE DISPERSED GENERATION. », Mémoire de master, Universidad tecnica de Lisboa, 2012.
- [32] **Mohammed Osman Hassan, Mustafa E. Hassan, Abdelkareem Ishag Idrees**, “Enhancing Voltage Stability Limits Using SVC Based Continuation Power Flow Analysis.”, Article, Sudan University of Science and Technology, Sudan, 2019.
- [33] **Kim. H, Woo. H, Yoon.Y, Kim.H.-T, Kim.Y.J, Kang.M., Zhang.X, Choi.S**, “An Enhanced Continuation Power Flow Method Using Hybrid Parameterization.”, Sustainability 2024, 16, 7595.
- [34] **Zigang Chen**, “Optimal Power Flow in Renewable-Integrated Power Systems: A Comprehensive Review.”, Beihua University, China, 2024.
- [35] **A.E. Chaiba, H.R.E.H. Bouchekaraa,b, R. Mehasnia, M.A. Abidoc**, “Optimal power flow with emission and non-smooth cost functions using backtracking search optimization algorithm”, Article, 2016.
- [36] **Partha P. Biswasa, P.N. Suganthana, Gehan A.J. Amaratungab**, “Optimal power flow solutions incorporating stochastic wind and solar power”, Article, 2017.
- [37] **Al-Bahrani Layth Tawfeeq Abd Ali**, “Optimal Power Flow (OPF) with different Objective Function based on modern heuristic optimization techniques.”, Mémoire de DOCTORAT, University POLITEHNICA of Bucharest, Romania, 2015.
- [38] **Pandya Sundaram, Sowmya Ravichandran, Premkumar Manoharan, Pradeep Jangir**, “Multi-Objective Optimization Framework for Optimal Power Flow Problem of Hybrid Power Systems Considering Security Constraints.”, Article, 2022.

- [39] **Warid Warid, Hashim Hizam, Norman Mariun, Noor Izzri Abdul-Wahab**, “Optimal Power Flow Using the Jaya Algorithm.”, Article, 2016.
- [40] **Carlos Castro, Vinicius Jacques Garcia**, "Power flow solution with controls and limits represented by nonlinear programming techniques." Article de conférence, October 2009.
- [41] **Farshid Jafarian, Hossein Amirabadi, Javad Sadri**, « Application of Multi-Objective optimization algorithm and Artificial Neural Networks at machining process.», Article, March 2013.
- [42] **Deb.K.**, “A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II.” IEEE Trans. on Evolutionary Computation. 2002.
- [43] **Rubén Iván Bolaños, Mauricio Granada Echeverri, John Willmer Escobar**, “A multiobjective non-dominated sorting genetic algorithm (NSGA-II) for the Multiple Traveling Salesman Problem.”, Article, May 2015.
- [44] **Wang Yahui , Shi Ling, Zhang Cai, Fu Liuqiang, Jin Xiangjie**, « NSGA-II algorithm and application for multi-objective flexible workshop scheduling.”, Article, 2020.
- [45] **Robin Johansson**, “Nsga-II Design for Feature Selection in EEG Classification Related to Motor Imagery.”, School of Innovation, Design and Engineering, Västerås, Sweden, Thesis for the Degree of Bachelor, 2020
- [46] **Insaf Zekour**, « Optimisation multi-objectifs avec l’algorithme NSGA II. », mémoire de master, Université de DAHLAB SAAD BLIDA, 2022.
- [47] **Kalyanmoy Deb**, “A Fast and Elitist Multiobjective Genetic Algorithm: NSGA-II.”, Article, April 2015
- [48] **Ankita Golchha, Shahana Gajala Qureshi**, “Enhanced NSGA-II Algorithm for Solving Multiobjective Optimization Problems Using PBX Crossover and POM Mutation.” , Article, 2015.
- [49] **ARAVIND SESHADRI**, “A FAST ELITIST MULTIOBJECTIVE GENETIC ALGORITHM: NSGA-II.”, Article.
- [50] **BEKIRI ZAINE EL ABIDINE**, « Optimisation d’une ligne de production dans un système manufacturier reconfigurable utilisant les algorithmes évolutionnaires. », mémoire de master, Université Mohamed Khider – BISKRA, 2020.

[51] Yiqian Zhou, Weinan Chen, Deqin Lin, “Design of Optimum Portfolio Scheme Based on Improved NSGA-II Algorithm.”, Article, University of Macau, Macau, China, 2022.

[52] Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez, “MATPOWER-A MATLAB Power System Simulation Package: User’s Manual”, Articles, December 1997.