

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
People's Democratic Republic of Algeria
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministry of Higher Education and Scientific Research
جامعة عبد الحميد بن باديس - مستغانم
Abdelhamid Ibn Badis University - Mostaganem
كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculty of Sciences and Technology



THÈSE DE DOCTORAT

TROISIEME CYCLE

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Energie Renouvelable en Electrotechnique

Laboratoire : Energie Renouvelable et les Systèmes Electriques (ERSE)

Thème

Modélisation et Optimisation de l'Intégration d'une Centrale Photovoltaïque au Réseau de Moyenne Tension (MT)

Présenté par
BELBACHIR Nasreddine

Master en Energie Renouvelable, Département de Génie Electrique, UMAB

Soutenue publiquement le 19 Juin 2022, devant le jury :

Président :	M. BOUKORTT Abdelkader	Professeur	Université de Mostaganem (UMAB)
Examineurs :	M. ALLALI Ahmed	Professeur	Université de l'USTO
	M. BENYAMINA Mansour	MCA	Université de Mostaganem (UMAB)
	Mme. REZINI Saliha	MCA	Université de Mostaganem (UMAB)
Encadrant :	M. BEKKOUCHE Benaissa	Professeur	Université de Mostaganem (UMAB)
Co-encadrant :	M. ZELLAGUI Mohamed	MCB	Université de Batna 2

Année universitaire 2021/2022

Remerciements

Avant tout, je voudrais remercier le Dieu Tout-Puissant 'ALLAH' pour la sagesse et la persévérance qu'il m'a été accordé au cours de ce travail de recherche et, en fait, tout au long de ma vie.

Ce fut un plaisir pour moi de travailler sur cette thèse. J'espère que le lecteur le trouvera non seulement intéressant et utile, mais aussi agréable à lire.

*Tout d'abord, je tiens à exprimer ma gratitude et ma reconnaissance à mes encadrant et co-encadrant, **Pr. Bekkouche Benaïssa** et **Dr. Zellagui Mohamed** pour ses conseils inspirants, ses encouragements et ses efforts inlassables tout au long du cours de ce travail. Son aide opportune et ses efforts minutieux ont permis de présenter le travail contenu dans cette thèse.*

Je me considère chanceux d'avoir travaillé sous ses directions pendant les années de préparation de cette thèse.

*Ma profonde gratitude va également aux membres du jury, **Pr. Allali Ahmed**, **Dr. Benyamina Mansour** et **Dr. Rezini Saliha**, ainsi que le président du jury **Pr. Boukort Abdelkader**, pour avoir servi en tant que membres de mon jury et en prenant le temps de réviser ma thèse. Je suis reconnaissant qu'au milieu de tous leurs activités, ils ont accepté d'être membres du comité de lecture.*

Je remercie ma famille pour leur soutien tout au long de ma scolarité. Leur l'inspiration et les encouragements ont été inestimables.

ملخص :

أصبح دمج توليد الطاقة المركزية المتجددة في شبكة التوزيع الكهربائي حلاً مناسباً يضمن ويحافظ على التوازن المرغوب بين إنتاج الطاقة الكهربائية واستهلاكها. يوفر مولد الطاقة المركزية المتجدد العديد من المزايا إضافة إلى الطاقة النظيفة المقدمة، حيث يساهم أيضاً في تقليل فقد الطاقة بأنواعها، بالإضافة إلى تحسين الجهد الكهربائي واستقرار النظام، وكذلك نظام الحماية ضد التيار الزائد. تتمثل المساهمة الرئيسية لهذا العمل في إستعمال خوارزميات حديثة مختلفة والتحقق من كفاءتها في توفير التخصيص الأمثل لمختلف مولدات الطاقة المركزية المتجددة كالطاق الشمسية وطاقة الرياح، وكذلك الأنظمة الهجينة في شبكة التوزيع الكهربائي لتحسين الوظائف والإعدادات المقترحة وفقاً للمعايير الاقتصادية والتقنية أثناء تقديم وتحسين نظام الحماية الخاص بالتيار الكهربائي الزائد. أظهرت النتائج أن التواجد الأمثل لتلك الموارد المتجددة قدم بوضوح إنجازات ضخمة وتحسيناً لأداء أنظمة التوزيع الكهربائي المدروسة، من نواحٍ عديدة مثل تقليل فقد الطاقة بأشكالها، وتعزيز الجهد الكهربائي وحتى تحسين نظام الحماية ضد التيار الزائد أثناء إيجاد تكلفة مناسبة لاستثماراتهم وتشغيلهم.

الكلمات المفتاحية: التواجد الأمثل، المولدات المركزية، الموارد المتجددة، الخوارزميات، الوظائف متعددة الأهداف، نظام الحماية، شبكة التوزيع الكهربائي.

Résumé :

L'intégration de la génération renouvelable décentralisée dans le réseau de distribution électrique est devenue une solution favorable qui garantit et maintient un équilibre satisfaisant entre la production et la consommation d'énergie électrique. La génération décentralisée renouvelable révèle de nombreux avantages qui peuvent avoir ajouté à l'énergie propre fournie, ils peuvent également contribuer à réduire la perte de puissance active et réactive, en améliorant en outre les profils de tension et la stabilité du système, ainsi que le système de protection à condition qu'ils soient correctement placés et dimensionnés. La contribution principale de ce travail, est d'implémenter différents algorithmes méta-heuristiques d'optimisation récents afin de valider leur efficacité à fournir l'allocation optimale de diverses générations renouvelables décentralisées tel que le photovoltaïque et l'éolienne, ainsi que des systèmes hybrides dans le réseau de distribution électrique afin de minimiser différentes fonctions multi-objectifs basées sur des paramètres économiques et techniques tout en introduisant le système de protection basé sur le relais de surintensité comme l'un de ces paramètres techniques. Les résultats ont révélé que la présence optimale de ces ressources a clairement fourni d'énormes réalisations et une amélioration des performances des systèmes de distribution étudiés, à bien des égards comme la minimisation des pertes de puissance, l'amélioration des profils de tension et même l'amélioration du système de protection contre les surintensités tout en trouvant un coût favorable et convenable de leur investissement et de leur fonctionnement.

Mots clés : Intégration optimale, Générateurs décentralisés, Ressources renouvelables Algorithmes méta-heuristiques, Fonctions multi-objectifs, Système de protection, Réseau de distribution.

Abstract:

The integration of Renewable Distributed Generation in the Electrical Distribution Network has become a favorable solution that guarantee and keep satisfied balance between the electrical energy production and consumption. The Renewable Distributed Generation reveal plenty advantages which may have added to the clean energy provided, they may also contribute to reducing of the active and reactive power loss, additionally ameliorating the system's voltage profiles and stability, also protection in condition they are properly located and sized. The main contribution of this work, is to implement various recent optimization metaheuristic algorithms for reason to validate their efficiency in providing the optimal allocation of various renewable distributed generations as photovoltaics and wind turbines, also hybrid systems into the electrical distribution network to minimize different new proposed multi-objectives functions based on economical and technical parameters while introducing the protection system based on the overcurrent relay as on of those parameters. The results revealed that the optimal presence of those resources clearly provided a huge achievements and enhancement to the performance of the studied distribution systems' performances, in many terms as minimizing the power losses, enhancing the voltage profiles and even ameliorating the protection system against overcurrent while finding a favorable and a suitable cost of their investment and operation.

Key words: Optimal integration, Distributed generators, Renewable resources, Metaheuristic algorithms, Multi-objective functions, Protection system, Distribution network.

A. Publications Internationales :

[1] N. Belbachir, M. Zellagui, & B. Bekkouche, “*Optimal Location and Sizing of Multiple Distributed Generators in Radial Distribution Network Using Metaheuristic Optimization Algorithms*”, **FACTA Universitatis, Series: Electronics and Energetics**, vol. 35, no. 2, pp. 1–10, June 2022.

Indexé en WoS

<http://casopisi.junis.ni.ac.rs/index.php/FUElectEnerg/about>

[2] M. Zellagui, N. Belbachir, R. A. El-Sehiemy, & C. Z. El-Bayeh, “*Multi-Objective Optimal Allocation of Hybrid Photovoltaic Distributed Generators and Distribution Static Var Compensators in Radial Distribution Systems Using Various Optimization Algorithms*”, **Journal of Electrical System**, vol. 18, no. 1, pp. 1–22, Mars 2022.

Indexé en WoS et Scopus

<https://journal.esrgroups.org/jes>

[3] N. Belbachir, M. Zellagui, A. Lasmari, C. Z. El-Bayeh, & B. Bekkouche, “*Optimal Integration of Photovoltaic Distributed Generation in Electrical Distribution Network Using Hybrid Modified PSO Algorithms*”, **Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science**, vol. 24, no. 1, pp. 50–60, October 2021.

Indexé en Scopus

<http://doi.org/10.11591/ijeecs.v24.i1.pp%25p>

[4] N. Belbachir, M. Zellagui, S. Settoul, C. Z. El-Bayeh, & B. Bekkouche, “*Simultaneous Optimal Integration of Photovoltaic Distributed Generation and Battery Energy Storage System in Active Distribution Network Using Chaotic Grey Wolf Optimization*”, **Electrical Engineering & Electromechanics**, vol. 2021, no. 3, pp. 52–61, August 2021.

Indexé en WoS et Scopus

<https://doi.org/10.20998/2074-272X.2021.3.09>

B. Publications Nationales :

[1] N. Belbachir, & M. Zellagui, “*Multi-Objective Optimal Design of Solar and Wind Hybrid Renewable Energy Systems Considering Daily Uncertainties*”, **Algerian Journal of Renewable Energy and Sustainable Development**, vol. 4, no. 1, pp. 1–10, June 2022. (Accepted for publication).

<https://ajresd.univ-adrar.edu.dz/index.php?journal=AJRESD>

C. Chapitres :

[1] M. Zellagui, N. Belbachir, S. Settoul, & C. Z. El Bayeh, “*Optimal Multi-Objective Energy Management of Renewable Distributed Generator Integration in Smart Distribution Grids Considering Uncertainties*”, In the book: **Smart and Power Grid Systems - Design Challenges and Paradigms**, Published by River-Publishes, Denmark, June 2022.

Publié dans IEEE Xplore et indexé en WoS et Scopus.

https://www.riverpublishers.com/book_details.php?book_id=978

[2] M. Zellagui, N. Belbachir, A. Lasmari, B. Bekkouche, & C. Z. El-Bayeh, “*Application Hybrid Chaotic Maps and Adaptive Acceleration Coefficients PSO Algorithm for Optimal Integration Photovoltaic Distributed Generation Problem in Distribution Energy Network*”, In the Book: **Control Applications in Modern Power Systems**, Springer, pp. 27–39, June 2022.

Publié dans Springer et indexé en Scopus.

D. Conférences Internationales :

[1] M. Zellagui, N. Belbachir, & C. Z. El-Bayeh, “*Optimal Allocation of RDG in Distribution System Considering the Seasonal Uncertainties of Load Demand and Solar-Wind Generation Systems*”, **IEEE 19th International Conference on Smart Technologies (EUROCON)**, Lviv, Ukraine, 6-8 July 2021.

Publié dans IEEE Xplore et indexé en Scopus.

<http://doi.org/10.1109/EUROCON52738.2021.9535617>

[2] N. Belbachir, M. Zellagui, A. Lasmari, C. Z. El-Bayeh, & B. Bekkouche, “*Optimal PV Sources Integration in Distribution System and Its Impacts on Overcurrent Relay Based Time-Current-Voltage Tripping Characteristic*”, **12th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)**, Bucharest, Romania, 25-27 March 2021.

Publié dans IEEE Xplore et indexé en Scopus et WoS.

<http://doi.org/10.1109/ATEE52255.2021.9425155>

[3] N. Belbachir, M. Zellagui, S. Settoul, & C. Z. El-Bayeh, “*Multi-Objective Optimal Renewable Distributed Generator Integration in Distribution Systems Using Grasshopper Optimization Algorithm Considering Overcurrent Relay Indices*”, **9th International Conference on Modern Power Systems (MPS)**, Cluj-Napuca, Romania, 15-17 June 2021.

Publié dans IEEE Xplore et indexé en Scopus et WoS.

<http://doi.org/10.1109/MPS52805.2021.9492572>

E. Conférences Nationales :

[1] N. Belbachir, B. Bekkouche, & M. Zellagui, “*Optimal Location and Sizing of Photovoltaic Based DG Units in Smart Radial Distribution Network Using Metaheuristic Optimization Algorithms*”, **1st National Conference on Applied Computing and Smart Technologies (ACST)**, ESI, Sidi Bel Abbès, Algeria, 10 July 2021.

<https://acst.esi-sba.dz/>

[2] N. Belbachir, A. Lasmari, M. Zellagui, & B. Bekkouche, “*Analysis Impact of Multiple DG Integration in MV Distribution System on the Overcurrent Protection Relay Performance Considering Hourly Uncertainties of PV Power Source and Demand Response*”, **1st International Conference on Sustainable Energy and Advanced Materials (IC-SEAM)**, Ouargla, Algeria, 21-22 April 2021.

<https://sites.google.com/view/seam21-ouargla/accueil>

Liste des Figures

Figure 1.1. Organigramme des différentes techniques d'optimisation.....	16
Figure 1.2. Résumé sur la formulation du problème.....	17
Figure 2.1. Composition d'un système électrique.....	19
Figure 2.2. Modèle d'une ligne de distribution	22
Figure 2.3. Système de conversion photovoltaïque.....	25
Figure 2.4. Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	26
Figure 2.5. Modèle idéal d'une BESS.....	31
Figure 2.6. Modèle linéaire d'une BESS.....	31
Figure 2.7. Modèle de Thevenin d'une BESS.....	31
Figure 2.8. Schéma simplifié d'un réseau.....	33
Figure 2.9. Protection à maximum de courant à temps inverse.....	34
Figure 2.10. Protection à maximum de courant à temps indépendant.....	34
Figure 2.11. Combinaison d'une protection à temps indépendant et à temps inverse.....	35
Figure 2.12. Courbes caractéristiques selon la norme IEC.....	36
Figure 2.13. Courbes caractéristiques selon la norme IEEE.....	37
Figure 2.14. Zones de protection d'un réseau électrique.....	37
Figure 2.15. Principe de coordination entre les relais.....	38
Figure 3.1. Schéma unifilaire du réseau IEEE 28-JB.....	48
Figure 3.2. Schéma unifilaire du réseau IEEE 33-JB.....	48
Figure 3.3. Schéma unifilaire du réseau IEEE 69-JB.....	49
Figure 4.1. Visualisation des cartes chaotiques.....	54
Figure 4.2. Inspiration de l'algorithme PSO.....	55
Figure 4.3. La variation du coefficient d'accélération pour différents algorithmes PSO.....	57
Figure 4.4. Hiérarchie sociale des loups gris.....	58
Figure 4.5. Les moisissures visqueuses.....	60
Figure 4.6. L'inspiration de l'algorithme des prédateurs marins MPA.....	62
Figure 4.7. Cycle de vie des sauterelles.....	65
Figure 4.8. Comportement de chasse à bulles de la baleine à bosse.....	67
Figure 4.9. Mécanisme d'exploration mis en œuvre dans WOA.....	69
Figure 5.1. Modélisation d'une ligne de distribution avec présence du sources PVDG.....	71
Figure 5.2. Box-plot des résultats de divers algorithmes PSO pour le IEEE 28-JB.....	75
Figure 5.3. Box-plot des résultats de divers algorithmes PSO pour le IEEE 33-JB.....	76
Figure 5.4. Box-plot des résultats de divers algorithmes PSO pour le IEEE 69-JB.....	77
Figure 5.5. Courbes de convergence des divers algorithmes PSO pour le IEEE 28-JB.....	78

Figure 5.6. Courbes de convergence des divers algorithmes PSO pour le IEEE 33-JB.....	78
Figure 5.7. Courbes de convergence des divers algorithmes PSO pour le IEEE 69-JB.....	79
Figure 5.8. L'écart de tension pour les trois cas d'intégration des PVDG.....	80
Figure 5.9. Tension des jeux de barres pour les trois cas d'intégration des PVDG.....	81
Figure 5.10. Pertes de puissance active pour les trois cas d'intégration des PVDG.....	82
Figure 5.11. Courant de court-circuit pour les trois cas d'intégration des PVDG.....	83
Figure 5.12. Temps de déclenchement des relais pour les cas d'intégration des PVDG.....	84
Figure 5.13. Sélectivité des relais pour les trois cas d'intégration des PVDG.....	85
Figure 5.14. Comparaison des pertes et minimum de tension pour les cas des PVDG.....	86
Figure 5.15. Tension avec variation de pénétration pour l'intégration des PVDG.....	87
Figure 5.16. Pertes active avec variation de pénétration pour l'intégration des PVDG.....	88
Figure 5.17. Courbes de convergence avec la présence des divers relais NS-OCR.....	92
Figure 5.18. Tension des jeux de barres pour les différents relais NS-OCR.....	93
Figure 5.19. Pertes de puissance active pour les différents relais NS-OCR.....	94
Figure 5.20. Temps de déclenchement des différents relais NS-OCR.....	96
Figure 5.21. La sélectivité des différents types de relais NS-OCR.....	97
Figure 6.1. Box-plot des résultats des algorithmes CGWO pour le IEEE 33-JB.....	103
Figure 6.2. Box-plot des résultats des algorithmes CGWO pour le IEEE 69-JB.....	104
Figure 6.3. Courbes de convergence des algorithmes CGWO pour le IEEE 33-JB.....	105
Figure 6.4. Courbes de convergence des algorithmes CGWO pour le IEEE 69-JB.....	106
Figure 6.5. L'écart de tension pour les cas étudiés d'intégration optimale.....	107
Figure 6.6. Tension des jeux de barres pour les cas étudiés d'intégration optimale.....	108
Figure 6.7. Pertes active de puissance pour les cas étudiés d'intégration optimale.....	108
Figure 6.8. Courant de court-circuit pour les cas étudiés d'intégration optimale.....	109
Figure 6.9. Temps de déclenchement des relais pour les cas étudiés.....	110
Figure 6.10. La sélectivité des relais pour les cas étudiés d'intégration optimale.....	111
Figure 6.11. Comparaison des pertes et la tension minimale des cas étudiés.....	111
Figure 6.12. Tension des jeux de barres avec variation de charge pour IEEE 33-JB.....	112
Figure 6.13. Tension des jeux de barres avec variation de charge pour IEEE 69-JB.....	113
Figure 6.14. Modélisation d'une ligne de distribution avec PVDG et WTDG.....	114
Figure 6.15. Variation saisonnière de la demande de charge.....	114
Figure 6.16. Variation saisonnière de la puissance des PVDG.....	115
Figure 6.17. Variation saisonnière de la puissance des WTDG.....	115
Figure 6.18. Box-plot des résultats de divers algorithmes pour IEEE 33-JB.....	119
Figure 6.19. Box-plot des résultats de divers algorithmes pour IEEE 69-JB.....	120

Figure 6.20. Courbes de convergence des divers algorithmes pour IEEE 33-JB.....	121
Figure 6.21. Courbes de convergence des divers algorithmes pour IEEE 69-JB.....	122
Figure 6.22. L'écart de la tension pour les trois cas étudiés des RDG.....	123
Figure 6.23. Variation de tension des cas étudiés pour le IEEE 33-JB.....	125
Figure 6.24. Variation de tension des cas étudiés pour le IEEE 69-JB.....	126
Figure 6.25. Pertes totales de puissance active des trois cas étudiés des RDG.....	127
Figure 6.26. Variation des pertes de puissance active des cas étudiés pour le IEEE 33-JB.....	128
Figure 6.27. Variation des pertes de puissance active des cas étudiés pour le IEEE 69-JB.....	129
Figure 6.28. Temps de déclenchement des relais pour les trois cas étudiés des RDG.....	131

Liste des Tableaux

Tableau 5.1. Caractéristiques des réseaux IEEE avant l'intégration des PVDG.....	72
Tableau 5.2. Comparaison des résultats optimaux pour le IEEE 28-JB.....	72
Tableau 5.3. Comparaison des résultats optimaux pour le IEEE 33-JB.....	73
Tableau 5.4. Comparaison des résultats optimaux pour le IEEE 69-JB.....	74
Tableau 5.5. Différents types de relais de protection NS-OCR.....	89
Tableau 5.6. Comparaison des résultats d'impact sur NS-OCR.....	90
Tableau 6.1. Comparaison des résultats des algorithmes CGWO avec PVDG.....	100
Tableau 6.2. Comparaison des résultats des algorithmes CGWO avec BESS.....	101
Tableau 6.3. Comparaison des résultats des algorithmes CGWO avec PVDG-BESS.....	102
Tableau 6.4. Caractéristiques techniques des standards IEEE avant RDG.....	116
Tableau 6.5. Comparaison des résultats pour intégration des RDG dans IEEE 33-JB.....	117
Tableau 6.6. Comparaison des résultats pour intégration des RDG dans IEEE 69-JB.....	118
Tableau A.1.1. Données de charge pour le réseau IEEE 28-JB.....	155
Tableau A.1.2. Données techniques pour le réseau IEEE 28-JB.....	155
Tableau A.2.1. Données de charge pour le réseau IEEE 33-JB.....	156
Tableau A.2.2. Données techniques pour le réseau IEEE 33-JB.....	156
Tableau A.3.1. Données de charge pour le réseau IEEE 69-JB.....	157
Tableau A.3.2. Données techniques pour le réseau IEEE 69-JB.....	158
Tableau B.1.1. Caractéristiques de système de protection pour IEEE 28-JB.....	159
Tableau B.2.1. Caractéristiques de système de protection pour IEEE 33-JB.....	160
Tableau B.3.1. Caractéristiques de système de protection pour IEEE 69-JB.....	161

Abréviations :

RDE	Réseaux de Distribution Electriques
DG	Générateur Décentralisé
RDG	Générateur Décentralisé Renouvelable
PV	Photovoltaïque
WT	Eolienne
BESS	Systèmes de Stockage d'Énergie par Batteries
MOF	Fonction Multi-Objectifs
Max-I	Maximum de courant
OCR	Relais de protection contre les surintensités Max-I
NS-OCR	Relais non-standard de protection contre les surintensités Max-I
TAPL	Total des pertes de puissance active
TRPL	Total des pertes de puissance réactive
P_{Loss}	Pertes de puissance active
Q_{Loss}	Pertes de puissance réactive
TVD	Total de l'écart de tension
TT_{Relais}	Total de temps de déclenchement des relais
CTI	Intervalle de Temps de Sélectivité (Coordination)
P_{PVDG}	La puissance active de sortie des PVDG
P_{BESS}	La puissance active de sortie des BESS
P_{RDG}	La puissance active de sortie des RDG
Q_{RDG}	La puissance réactive de sortie des RDG
n_{PVDG}	Emplacement des PVDG
n_{BESS}	Emplacement des BESS
JB	Jeux de barres
FF	Facteur de forme
V_{min}	Minimum limite des tensions des jeux de barres
V_{max}	Maximum limite des tensions des jeux de barres
ΔV_{max}	Chutes de tension maximales à la dérivation
IC_{PVDG}	Le coût d'investissement des PVDG
IC_{BESS}	Le coût d'investissement des BESS
PSO	Optimisation par Essaim de Particule

GWO	Algorithme des Loups Gris
CGWO	Algorithme Chaotiques des Loups Gris
SMA	Algorithme des Moisissure Visqueuse
MPA	Algorithme des Prédateurs Marins
GOA	Algorithme des Sauterelles
WOA	Algorithme des Baleines
TDS	Time Dial Setting

Symboles :

P_G	La puissance active total des générateurs
Q_G	La puissance réactive total des générateurs
P_D	La puissance active total de charge
Q_D	La puissance réactive total de charge
S_{ij}	Puissance apparente
R_{ij}	Résistance de la ligne
X_{ij}	Réactance de la ligne
N_{JB}	Numéro de jeux de barres
δ	Angle de déphasage
k_{max}	Nombre d'itération maximale
V_{cc}	Amplitude de la tension de défaut de phase mesurée
I_{cc}	Courant de défaut de court-circuit
I_P	Seuil de réglage
N_R	Nombre de relais

REMERCIEMENTS	I
RESUME.....	II
LISTE DES PUBLICATIONS.....	IV
LISTE DES FIGURES.....	VI
LISTE DES TABLEAUX	IX
ABREVIATIONS ET SYMBOLES.....	X
INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE 1 : ETAT DE L'ART SUR L'INTEGRATION OPTIMALE DES SOURCES RENOUVELABLES.....	4
1. 1. INTRODUCTION	5
1. 2. L'INTÉGRATION OPTIMALE DES UNITES PVDG	5
1. 3. L'INTÉGRATION OPTIMALE DES UNITÉS HYBRID PVDG ET BESS	10
1. 4. L'INTÉGRATION OPTIMALE DES RDG EN CONSIDÉRATION L'INCERTITUDE SAISONNIERE	15
1. 5. CONCLUSION	19
CHAPITRE 2 : MODELISATION DES SOURCES D'ENERGIE ET RELAIS «MAX-I»....	20
2. 1. INTRODUCTION	21
2. 2. LA COMPOSITION D'UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE.....	21
2.2.1 LA PRODUCTION OU GÉNÉRATION	21
2.2.2 LE RÉSEAU DE TRANSPORT	21
2.2.3 LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	22
2. 3. PERTURBATIONS SURVENUS AU RÉSEAUX ÉLECTRIQUES.....	22
2.3.1 CREUX DE TENSION	22
2.3.2 SURTENSIONS TEMPORAIRES	23
2.3.3 DÉSIQUILIBRE DE TENSION	23
2.3.4 FLIKER DE TENSION.....	23
2.3.5 COUPURES BRÈVES.....	23
2.3.6 HARMONIQUES DES TENSIONS	24
2.3.7 VARIATION DE FRÉQUENCE	24
2. 4. LE RÉGLAGE DES TENSIONS DANS LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE	24
2.4.1 LE RÉGLAGE PRIMAIRE DE LA TENSION.....	24
2.4.2 LE RÉGLAGE SECONDAIRE DE LA TENSION.....	25
2.4.3 LE RÉGLAGE TERTIAIRE DE LA TENSION	25
2.4.4 MODÈLE D'UNE LIGNE DE DISTRIBUTION.....	25
2. 5. CLASSIFICATION DES SOURCES D'ÉNERGIES ÉLECTRIQUES.....	26
2.5.1 LES SOURCES D'ÉNERGIES NON-RENOUVELABLES	26
2.5.2 LES SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES	26
2. 6. LE GÉNÉRATEUR DÉCENTRALISÉ PHOTOVOLTAÏQUES (PVDG).....	28
2.6.1 SYSTÈME DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE	28
2.6.2 LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE.....	29

2.6.3	PARAMÈTRES EXTERNES DE LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE.....	30
2.6.4	RENDEMENT DE GPV	31
2.7.	LE SYSTÈME DE STOCKAGE D'ÉNERGIE PAR BATTERIE (BESS)	31
2.7.1	DIFFÉRENT TYPE DE BATTERIES UTILISÉS DANS SYSTÈME DE DISTRIBUTION	32
2.7.2	MODÈLES MATHÉMATIQUES DES BESS.....	32
2.8.	RELAIS DE PROTECTION CONTRE LES SURINTENSITÉS MAX-I.....	33
2.8.1	PROTECTION CONTRE LES SURINTENSITÉS (MAX-I).....	34
2.8.2	LE COURANT DE COURT-CIRCUIT	35
2.8.3	TYPE DE RELAIS DE SURINTENSITÉS.....	37
2.8.4	CARACTÉRISTIQUES D'UNE PROTECTION A TEMPS INVERSE.....	38
2.8.5	ZONE DE PROTECTION	40
2.8.6	LA SÉLECTIVITÉ OU COORDINATION ENTRE LES RELAIS	41
2.8.7	RELAIS DE PROTECTION TYPE NON-STANDARD (NS-OCR).....	42
2.9.	CONCLUSION	42

CHAPITRE 3 : ECOULEMENT DE PUISSANCE ET FORMULATION DU PROBLEME..... 43

3.1.	INTRODUCTION	44
3.2.	PROBLÈME D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE	44
3.3.	FORMULATION DES ÉQUATIONS D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE	45
3.4.	FONCTIONS MULTI-OBJECTIFS ET CONTRAINTES	46
3.4.1	FONCTION MULTI-OBJECTIFS POUR L'INTÉGRATION DES PVDG.....	46
3.4.2	FONCTION MULTI-OBJECTIFS POUR L'INTÉGRATION DES PVDG-BESS.....	49
3.4.3	FONCTION MULTI-OBJECTIFS POUR L'INTÉGRATION DES PVDG-WTDG	50
3.5.	RÉSEAUX STANDARDS DE LA NORME IEEE ÉTUDIÉS.....	51
3.3.1	IEEE 28-JB.....	51
3.3.2	IEEE 33-JB.....	52
3.3.3	IEEE 69-JB.....	52
3.6.	MÉTHODE NEWTON –RAPHSON	53
3.7.	CONCLUSION	55

CHAPITRE 4 : ALGORITHMES META-HEURISTIQUES APPLIQUES 56

4.1.	INTRODUCTION	57
4.2.	TÉCHNIQUES OU CARTES CHAOTIQUES (CHAOTIC MAPS).....	57
4.3.	L'OPTIMISATION PAR ESSAIM DE PARTICULES (PSO).....	59
4.4.	L'ALGORITHME DES LOUPS GRIS (GWO).....	62
4.5.	L'ALGORITHME DES MOISSURE VISQUEUSE (SMA)	65
4.6.	L'ALGORITHME DES PRÉDATEURS MARINS (MPA)	67
4.7.	L'ALGORITHME DES SAUTERELLES (GOA)	70
4.8.	L'ALGORITHME DES BALEINES (WOA)	73
4.9.	CONCLUSION	75

CHAPITRE 5 : INTEGRATION OPTIMALE DE MULTIPLES UNITES PVDG..... 76

5.1.	INTRODUCTION	77
5.2.	INTÉGRATION OPTIMALE DE MULTIPLES UNITÉS PVDG	77

5.2.1	FONCTION MULTI-OBJECTIFS	77
5.2.2	RÉSULTATS D'OPTIMISATION ET COMPARAISON	78
5.2.3	IMPACT SUR LES PARAMÈTRES TECHNIQUES	86
5.2.4	IMPACT D'INTÉGRATION OPTIMALE DES PVDG AVEC PÉNÉTRATION	93
5.3.	IMPACT DES PVDG SUR LES DIFFÉRENTS TYPES DE RELAIS NS-OCR	95
5.3.1	EVALUATION DE LA FONCTION MULTI-OBJECTIFS	95
5.3.2	RÉSULTATS OPTIMAUX ET COMPARAISON	96
5.3.3	IMPACT SUR LES SYSTÈMES DE TENSION ET PERTES DE PUISSANCE DES RDE	98
5.3.4	IMPACT SUR LE SYSTÈME DE PROTECTION DES RDE.....	101
5.4.	CONCLUSION	104
CHAPITRE 6 : INTEGRATION OPTIMALE DES SYSTEMES HYBRIDES.....		105
6.1.	INTRODUCTION	106
6.2.	INTÉGRATION DES SYSTÈMES PVDG ET BESS	106
6.2.1	EVALUATION DE LA FONCTION MULTI-OBJECTIFS	106
6.2.2	RÉSULTATS DE SIMULATION ET COMPARAISON	107
6.2.3	IMPACT DE SUR LES PARAMÈTRES TECHNIQUES DES RDE	113
6.2.4	IMPACT DE LA VARIATION CHARGE SUR LES PROFILS DE TENSION	119
6.3.	INTÉGRATION DES PVDG-WTDG EN CONSIDÉRATION L'INCERTITUDE SAISONIÈRE	121
6.3.1	MODELISATION DE L'INCERTITUDE POUR LES RDG	121
6.3.2	LA FONCTION MULTI-OBJECTIFS APPLIQUÉE.....	123
6.3.3	RÉSULTAT DE SIMULATION ET COMPARAISON	123
6.3.4	IMPACT DE DES RDG SUR LES PARAMÈTRES TECHNIQUES.....	129
6.4.	CONCLUSION	139
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES.....		140
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....		144
ANNEXES.....		155
ANNEXE A - CARACTERISTIQUES DES RESEAUX IEEE		155
ANNEXE B - CARACTERISTIQUES DE SYSTEME DE PROTECTION DES RESEAUX IEEE.....		159

Introduction Générale

Introduction Générale

Au cours de ces dernières décennies, la consommation d'énergie a considérablement augmenté, en particulier dans les pays développés et très peuplés. Cette forte consommation a conduit les gestionnaires de réseau à rechercher de nouvelles sources pour couvrir ces besoins énergétiques et garantir la continuité du service pour les clients, ou la fonction principale d'un système électrique est de fournir de l'électricité à ses clients à des coûts optimaux avec l'assurance d'une qualité d'énergie favorable sans interruptions.

Le développement du système énergétique reposera sur la planification et la gestion du système de distribution. Pour cela, des améliorations quotidiennes sont mises en œuvre pour chercher des configurations optimales du système électrique.

Les Générateurs Renouvelables Décentralisés (Renewable Distributed Generation) (RDG), représentent l'une des meilleures solutions pour faire améliorer les paramètres du Réseau de Distribution Electrique (RDE), ou son utilisation augmente en raison de l'épuisement des combustibles fossiles, ainsi que les problèmes environnementaux liés à la combustion des sources fossiles.

Les RDG peuvent entraîner de nombreux problèmes aux réseaux de distribution s'ils ne sont pas correctement intégrés en termes de taille et emplacement, signifie aux problèmes liés à la régulation de la tension, à la distorsion harmonique, îlotage, compatibilité de mise à la terre, limites de capacité, fiabilité et aussi au système de protection contre les surintensités existant, étant donné que l'introduction des RDG assure une redistribution du défaut de courant sur les circuits d'alimentation entraînant une perte de coordination des relais et des surtensions potentielles. D'un autre côté la présence des RDG dans les RDE peut aussi offrir de nombreux avantages et bénéfiques lorsqu'ils sont correctement intégrés, mais puisque la plupart de ces sources d'énergies sont de nature intermittente, il devient une tâche difficile pour intégrer dans les RDE.

Les avantages d'intégration optimale des RDG peuvent être résumés en général comme suit : minimisation des pertes de puissance, amélioration des profils de tension, augmentation de la capacité de charge et de la fiabilité et la stabilité du système ainsi qu'améliorer le système de protection contre les surintensités. Pour atteindre ces avantages, les sources d'énergie renouvelables doivent être optimisées en termes d'emplacement et de taille dans les réseaux de distribution en optimisant de diverses objectives basées sur des paramètres techniques et économiques.

L'emplacement et le dimensionnement optimal des sources RDG dans les RDE sont considérés comme un problème récent qui peut généralement être résolu en utilisant diverses approches et algorithmes méta-heuristiques en raison de leur grande complexité.

La principale contribution de ce travail sera l'application de nouveaux et différents algorithmes méta-heuristiques d'optimisation pour l'intégration optimale des sources renouvelables dans les RDE conformément à la norme IEEE, en proposeront des nouvelles fonctions multi-objectifs à optimiser

destinées principalement à l'amélioration du système de protection contre les surintensités représenter par le relais à maximum de courant, simultanément en optimisant d'autres paramètres techniques et économiques tel que : les pertes de puissance, les profils de tension et le coût investissement et le fonctionnement des systèmes à intégrer.

Dance ce contexte, notre travail sera organisé comme suit :

- Dans le premier chapitre, nous présenterons un état d'art sur le problème d'intégration optimale des générateurs décentralisés photovoltaïques (Photovoltaïc Distributed Generation) (PVDG), des PVDG avec Systèmes de Stockage d'Energie par Batteries (BESS) et des systèmes hybrides comprenant les PVDG et générateurs décentralisés éoliennes (Wind Turbine Distributed Generation) (WTDG) en considération l'incertitude saisonnière de la demande de charge et puissance de production.
- Le deuxième chapitre présentera les différentes compositions du réseau électrique, les réglages de la tension, classification des sources d'énergie renouvelables, la modélisation des lignes de distribution électrique, des sources photovoltaïques, et les BESS. Ainsi que la description et la modélisation du système de protection contre les surintensités « Max-I. »
- Le troisième chapitre sera consacré pour présenter les fonctions multi-objectifs développées et qui seront utilisées dans notre travail, basées principalement sur la somme des paramètres techniques et économiques. Ces paramètres seront optimisés en intégrant de façon optimale des sources d'énergie renouvelables et des systèmes hybrides dans le réseau de distribution électrique. Les équations de l'écoulement de puissance qui seront utilisées pour la détermination du modèle seront résolues par la méthode de Newton-Raphson. Un aperçu sur cette méthode sera aussi détaillé dans ce chapitre.
- Le quatrième chapitre présentera les différents algorithmes méta-heuristiques utilisés pour faire la résolution du problème.
- Le cinquième chapitre concrétisera les résultats de simulation obtenus et la comparaison des travaux effectués, lors l'intégration des différents types de sources PVDG avec une analyse de l'impact de cette intégration sur le système de protection des différents RDE conformément à la norme IEEE.
- Le dernier chapitre sera consacré pour étudier l'intégration optimale des RDG hybrides basés sur les systèmes PVDG et BESS d'une part, ainsi que les systèmes PVDG et WTDG en considération de l'incertitude saisonnière de la variation de charge et de la production.
- Finalement, ce travail sera clôturé par une conclusion générale qui souligne les approches utilisées pour résolu les problèmes d'intégration des sources d'énergies renouvelables dans les réseaux de distribution électrique et leurs fonctionnements, ainsi que la gestion optimale de leurs énergies produites. En outre, des perspectives seront suggérés pour la continuité des recherches scientifiques dans le domaine d'intégration optimale des sources renouvelables dans les réseaux de distribution.

Chapitre 1

Etat de l'art sur l'intégration optimale des sources renouvelables

Chapitre 1

Etat de l'art sur l'intégration optimale des sources renouvelables

1. 1. Introduction

En général, dans les systèmes d'alimentation basés principalement sur la production centralisée, l'énergie électrique est envoyée du point de production aux consommateurs situés dans des endroits éloignés. Cela entraîne une énorme perte de puissance et une chute de tension, donc une énorme somme d'argent est nécessaire pour le système de transport d'énergie et sa maintenance.

Par conséquent, la technique de production décentralisée ou de générateurs décentralisés (Distributed Generation) (DG) d'énergie électrique utilisant des sources d'énergie renouvelables (solaire, éolienne, etc.) devient nécessaire. Elle est de plus en plus utilisée pour éviter ces inconvénients et pour compléter les besoins en énergie électrique qui ne cessent d'augmenter rapidement [1].

Techniquement, les DG aussi entraînent de faibles pertes de puissance pour les systèmes de distribution et améliorent la qualité du service ainsi la régulation de la tension. Mais, d'un autre côté, cela peut créer beaucoup de problèmes d'efficacité et de fiabilité du système électrique. Aussi, des problèmes de surtension et de sécurité [2]. Toutes ces avantages et inconvénients ne pourraient être atteints et évités que si un emplacement approprié et la taille des DG dans les réseaux de distribution est effectuée.

L'intégration optimale des DG est d'une importance primordiale pour garantir que les performances du réseau de distribution peuvent répondre à la qualité de l'énergie, la stabilité de la tension, la réduction des pertes de puissance, la fiabilité et la rentabilité attendues [3].

Dans ce contexte, nous présentons un état d'art expliquant le traitement de ce problème d'intégration optimale des DG par plusieurs chercheurs qui le résolvent en se basant sur l'utilisation de plusieurs méthodes méta-heuristiques et la proposition de plusieurs fonctions objectives (techniques, économiques et environnementaux) sur différents réseaux de distribution standards et même pratiques.

L'état de l'art est structuré en trois catégories. La première présente l'intégration optimale des DG basés sur les générateurs photovoltaïques (PVDG). La deuxième présente l'intégration optimale des systèmes hybrides basés sur le PVDG avec des systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS).

Finalement, l'intégration optimale des DG basés sur les systèmes hybrides des Générateurs Décentralisés Renouvelables (RDG) y compris les sources photovoltaïques (PV) et l'éolienne (WT) en considérant l'incertitude saisonnière de la demande de charge et ses puissances produites.

1.2. L'intégration optimale des unités PVDG

Récemment, plusieurs chercheurs ont suggéré et développées plusieurs idées et propositions pour résoudre le problème de l'intégration optimale des générateurs décentralisés basés sur les sources photovoltaïques (PVDG) dans les réseaux de distribution basant sur divers algorithmes d'optimisation.

Dans ce contexte on peut citer, l'application de l'algorithme d'optimisation basé sur l'apprentissage (Teaching Learning Based Optimization) (TLBO) pour faire l'optimisation des fonctions objectifs considérées comme la somme des pertes de puissance active (Power Loss) (P_{loss}) et l'indice de la stabilité de tension (Voltage Stability Index) (VSI) pour les réseaux de distribution standards IEEE 33-JB, 69-JB et 118-JB [4].

L'algorithme d'optimisation des essaims de particules (Particle Swarm Optimization) (PSO) était appliqué aussi dans le but d'optimiser deux fonctions objectifs représentées par la somme des pertes de puissance active, l'écart de tension et du temps de déclenchement des relais Max-I pour les réseaux standards IEEE 33 et 69-JB [5].

L'application et le test de l'algorithme d'optimisation des plantes envahissantes (Invasive Weed Optimization) (IWO) sur les réseaux standards IEEE 33-JB et IEEE 69-JB pour les différents modèles de charge avec les fonctions objectifs basées sur la minimisation des pertes de puissance active, le coût opérationnel du système, ainsi que l'amélioration de l'indice de stabilité de tension des jeux barres [6].

L'utilisation de l'algorithme de libellule (Dragon-Fly Algorithm) (DFA) et l'application sur les réseaux standards IEEE 15-JB, 33-JB et 69-JB dans l'objectif d'amélioration les profils de tension des jeux de barres en minimisant l'écart de la tension (Voltage Deviation) (VD), la régulation, la stabilité de tension et la minimisation des pertes de puissance active et le coût opérationnel des systèmes étudiés [7].

L'application de l'algorithme génétique adaptatif (Adaptive Genetic Algorithm) (AGA) sur le réseau standard IEEE 69-JB et le réseau pratique Indien 52-JB en considération le changeur de prises en charge dans le but de minimiser la fonction objectif basée sur les pertes de puissance active et le maximum du tension au jeux de barres [8].

L'algorithme de recherche d'organismes symbiotiques (Symbiotic Organism Search) (SOS) avec facteur de sensibilisation des pertes était aussi appliqué dans l'objectif de minimiser les pertes de puissance active des réseaux de distribution étudiés de IEEE 33-JB, 69-JB et 118-JB [9].

L'application de l'algorithme des chauve-souris (Bat Algorithm) (BA) sur le réseau standard IEEE 33-JB afin de minimiser la fonction objectif basée sur les pertes de puissance active [10].

En 2018, l'application de l'algorithme d'optimisation des essaims de particules binaires (Binary Particle Swarm Optimization) (BPSO) pour minimiser les pertes de puissance active considérés comme la fonction objectif de l'étude, pour le réseau de distribution pratique du Caire 59-JB [11].

L'algorithme nouvelle de la recherche de coucou (Novel Cuckoo Search) (NCS) avec nids génétiquement remplacée afin d'optimiser la fonction multi-objectifs représentée par les paramètres techniques de : pertes de puissance active, l'indice de stabilité de tension et l'écart de la tension pour les réseaux de distribution standards IEEE 33-JB et IEEE 119-JB [12].

L'utilisation de l'algorithme d'optimisation semi-définie (Semi definite Optimization Algorithm) (SOA) avec le problème formulé basant sur la minimisation des pertes de puissance et la taille des DG

considérés comme une fonction multi-objectifs pour les réseaux standards IEEE 33-JB et IEEE 69-JB ainsi que pour le réseau de transmission 30-JB [13].

L'algorithme d'apprentissage progressif basé sur la population (Population-Based Incremental Learning) (PBIL) a été appliqué sur les réseaux standards IEEE 33-JB et IEEE 69-JB dans l'objectif de réduire les pertes de puissance active et l'erreur carrée dans les profils de tension aux jeux de barres des systèmes étudiés [14].

L'algorithme d'optimisation des fourmi lions (Ant Lion Optimization) (ALO) a été appliqué sur les réseaux standards IEEE 15-JB, 33-JB, 69-JB et 85-JB afin de réduire les pertes de puissance active considérés comme une fonction objectif pour l'étude [15].

L'application de l'algorithme d'essaim des salpes (Salp Swarm Algorithm) (SSA) sur les standards IEEE 33-JB, 69-JB dans le but de minimiser la fonction multi-objectifs destinée pour la minimisation simultanément des pertes de puissance active, l'écart de tension et l'amélioration de la stabilité de tension des jeux de barres [16].

En 2019, l'utilisation de l'algorithme d'optimisation des singes araignées (Spider Monkey Optimization) (SMO) pour minimiser le problème de l'écart de tension comme une fonction objectif pour les réseaux de distribution standards IEEE 33-JB, 69-JB et le réseau de distribution pratique Indien 85-JB [17].

L'algorithme d'optimisation de poussé de vent (Wind Driven Optimization) (WDO) était appliqué pour maximiser l'indice de stabilité de tension pour les réseaux standards IEEE 30-JB et 118-JB [18].

L'algorithme de recherche des corbeaux modifié (Modified Crow Search Algorithm) (MCSA) a été appliqué sur le réseau standard IEEE 33-JB pour réduire la fonction multi-objectifs basée sur les pertes de puissance active et le total des écarts de la tension [19].

L'algorithme d'optimisation de la flamme papillon (Moth Flame Optimization) (MFO) a été utilisé pour optimiser l'emplacement des PVDG afin de minimiser les pertes de puissance active comme une fonction objectif de l'étude pour les réseaux de distribution IEEE 33-JB, 69-JB et 118-JB [20].

L'utilisation de l'algorithme génétique (Genetic Algorithm) (GA) afin de réguler la tension et réduire les pertes de puissance active des réseaux de distribution IEEE 33-JB, 69-JB [21].

L'application de l'algorithme d'essaim de particule adaptatif dissipatif (Adaptif Dissipatif PSO) (ADPSO) sur les réseaux de distribution standards IEEE 33-JB, 69-JB dans l'objectif de minimiser les pertes de puissance active [22].

L'utilisation de l'algorithme génétique des papillons d'essaim (Genetic Moth Swarm Algorithm) (GMSA) sur les réseaux standards IEEE 33-JB et 69-JB dans le but de minimiser les pertes de puissance comme une fonction objectif [23].

L'algorithme de pollinisation des fleurs (Flower Pollination Algorithm) (FPA) sur les réseaux standards IEEE 33-JB, 69-JB et le réseau pratique 301-JB de l'Office d'Electricité de l'État du Kerala

(Kerala State Electricity Board) (KSEB) dans le but de minimiser les pertes de puissance active et maximiser la capacité de charge sans affecter la stabilité de tension des systèmes étudiés [24].

En 2020, l'algorithme de recherche des colonies de virus (Virus Colony Search) (VCS) a été utilisé pour réduire l'énergie non fournie (ENF) des DG sur un réseau pratique Algérien [25].

L'algorithme d'apprentissage complet PSO (Comprehensive Learning PSO) (CLPSO) avec un objectif de minimisation des pertes de puissance active était appliqué sur le réseau de distribution standard IEEE 33-JB [26].

L'application des différents algorithmes basés sur des coefficients d'accélération adaptatifs de PSO (Adaptive Particle Swarm Optimization) (APSO) dans l'objectif de maximiser le niveau des pertes de puissance active pour les réseaux IEEE 33-JB et IEEE 69-JB [27].

L'algorithme d'optimisation adaptatif des baleines modifié (Adaptive Modified Whale Optimization Algorithm) (A-MWOA) sur les réseaux standards IEEE 33-JB et 69-JB afin d'optimiser la fonction objectif basée sur les pertes de puissance active et l'indice de stabilité de tension [28].

L'application de l'algorithme d'élevage des éléphants (Elephant Herding Optimization) (EHO) sur les réseaux standards IEEE 15-JB, 33-JB et 69-JB afin d'optimiser les fonctions objectifs considérées comme : l'amélioration des profils de tension et la stabilité, et la minimisation des pertes de puissance active et le coût de fonctionnement des systèmes étudiés [29].

L'algorithme de PSO ajusté (Fine-tuned PSO) (FPSO) a été utilisé dans l'objectif de réduire les pertes de puissance active avec la reconfiguration des réseaux IEEE 33-JB et IEEE 69-JB [30].

L'algorithme d'optimisation du coyote amélioré (Enhanced Coyote Optimization Algorithm) (ECOA) a été aussi appliqué et testé sur les réseaux de distribution standards IEEE 33-JB, 69-JB et 85-JB afin d'optimiser les fonctions objectifs, basées sur la minimisation des pertes de puissance active, le coût opérationnel et l'amélioration de la stabilité de tension des jeux de barres des systèmes étudiés [31].

L'application de l'algorithme quantique évolutif adaptatif (Adaptive Quantum Evolutionary Algorithm) (AQEA) afin de minimiser les pertes de puissance active en plus de l'écart de tension comme fonctions objectifs, dépend du modèle de charge pour les réseaux IEEE 85-JB et 118-JB [32].

L'application de l'algorithme de sinus cosinus (Sine Cosine Algorithm) (SCA) sur les réseaux standards IEEE 33-JB et 69-JB afin d'optimiser une fonction multi-objectifs, en minimisant simultanément des pertes totales de puissance active, le coût annuel des pertes d'énergie, les émissions polluantes du gaz et la maximisation de l'indice de stabilité de tension des jeux de barres [33].

L'algorithme du faucon de Harris (Harris Hawk Optimization) (HHO) a été appliqué et testé sur les réseaux standards IEEE 33-JB et IEEE 69-JB dans l'objectif d'optimiser les pertes de puissance, les profils de tension en minimisant l'écart de tension, l'économie de l'énergie annuel, et diminuant les émissions de gaz à effet de serre [34].

L'application de l'algorithme d'optimisation de la flamme papillon (Moth Flame Optimization) (MFO) sur le réseau standard IEEE 69-JB et les réseaux pratiques Indien 85-JB et de Constantine 73-JB,

afin de réduire les pertes totales de puissance active et maximiser l'indice de stabilité de tension considérés comme une fonction multi-objectifs pour les systèmes étudiés [35].

Récemment, En 2021, l'application de l'algorithme d'optimisation basé sur la psychologie des étudiants (Student Psychology-Based Optimization) (SPBO) dans le but d'optimiser la fonction multi-objectifs considérée comme la somme des pertes totales de puissance active, l'écart de tension et la stabilité de tension des jeux de barres pour les réseaux standards IEEE 33-JB, 69-JB et le réseau pratique Brésilien 136-JB [36].

L'algorithme de recherche du futur (Future Search Algorithm) (FSA) a été appliqué sur le réseau standard IEEE 36-JB afin de minimiser la fonction multi-objectifs composée des pertes de puissance réactive et l'indice de stabilité de la tension des jeux de barres [37].

L'utilisation de l'algorithme de propagation des plantes (Plant Propagation Algorithm) (PPA) afin de réduire les pertes totales de puissance active et d'améliorer l'amplitude de la tension minimale des jeux de barres considérés comme fonction multi-objectifs pour les réseaux IEEE 33-JB et 69-JB [38].

L'algorithme de sinus cosinus modifié (Modified Sine Cosine Algorithm) (MSCA) a été appliqué sur les réseaux standards de distribution IEEE 30-JB, 33-JB et 300-JB dans l'objectif d'optimiser les pertes de puissance active, l'indice rapide de la stabilité de tension et le cout total d'installation et fonctionnement [39].

L'utilisation et le teste de l'algorithme d'optimisation du papillon (Butterfly Optimization Algorithm) (BOA) sur les réseaux standards IEEE 33-JB et IEEE 69-JB afin d'optimiser l'indice de stabilité de tension considéré comme la fonction objectif de l'étude [40].

L'application de l'algorithme d'optimisation du coyote amélioré (Improved Coyote Optimization Algorithm) (ICOA) sur le réseau de distribution IEEE 69-JB dans l'objectif de minimiser simultanément les pertes totales de puissance active ainsi que l'impact des harmoniques sur la tension des jeux de barres et le courant qui circule dans les lignes de distribution des systèmes étudiés [41].

L'utilisation de l'algorithme de colonie d'abeilles artificielles (Artificial Bee Colony) (ABC) sur les réseaux standards IEEE 33-JB et IEEE 69-JB afin de réduire le cout total d'énergie, les pertes de puissance active ainsi que la chute de tension moyenne représentés comme une fonction multi-objectifs pour l'étude [42].

L'algorithme d'alimentation des raies Manta (Manta Ray Foraging Optimization) (MRFO) a été appliqué sur les réseaux standards IEEE 33-JB, 69-JB et 85-JB dans le but de minimiser la fonction objectif basée sur les pertes de puissance [43].

L'application de l'algorithme de recherche de chemin (Path-Finder Algorithm) (PFA) sur les réseaux de distribution IEEE 33-JB et 69-JB en minimisant les pertes de puissance active, l'indice de l'écart de tension et maximiser l'indice de stabilité de tension comme des fonctions objectifs [44].

L'algorithme de recherche gravitationnelle amélioré (Improved Gravitational Search Algorithm) (IGSA) a été aussi appliqué sur les réseaux standards de distribution IEEE13-JB et IEEE 33-JB afin

d'optimiser la fonction multi-objectifs basée sur la somme des paramètres techniques : pertes de puissance active, minimum de tension et la distorsion totale des harmoniques de moyenne tension [45].

L'utilisation de l'algorithme de multi-chef PSO (Multi-Leader PSO) (MLPSO) dans le but de réduire les pertes de puissance active considérés comme la fonction objectif pour le réseau standard IEEE 33-JB et le réseau pratique Malaisien [46].

L'application de l'algorithme d'optimisation des singes araignées modifié (Modified Spider Monkey Optimization) (MSMO) sur les réseaux de distribution IEEE 33-JB, 69-JB et le réseau pratique Indien 85-JB afin d'améliorer les profils de tension en minimisant l'écart de tension [47].

L'algorithme de l'optimisation de l'équilibre amélioré (Improved Equilibrium Optimization Algorithm) (IEOA) sur les réseaux standards IEEE 33-JB, 69-JB en optimisant les fonctions objectifs basées sur la minimisation des pertes totales de puissance active et l'amélioration de la tension globale des systèmes étudiés [48].

L'application de l'algorithme d'évolution différentielle (Differential Evolution) (DE) sur le réseau standard IEEE 33-JB en minimisant les pertes de puissance réactive et améliorant la stabilité de tension ainsi que la sécurité et fiabilité de système étudié [49].

L'utilisation d'algorithme de recherche atomique (Atom Search Optimization) (ASO) sur le réseau standard IEEE 33-JB pour améliorer les profils de tension en minimisant l'écart de tension et les pertes de puissance active comme une fonction multi-objectifs [50].

L'algorithme d'optimisation basé sur écosystème artificiel amélioré (Enhanced Artificial Ecosystem-based Optimization) (EAEO) a été appliqué sur les réseaux de distribution IEEE 33-JB, 69-JB et 119-JB pour optimiser la fonction multi-objectifs basée sur la minimisation des pertes de puissance active, l'écart de tension et de maximiser la stabilité de système [51].

L'application de l'algorithme multi-objectifs de recherche d'harmonie basé sur une grille (Grid-Based Multi-Objective Harmony Search Algorithm) (GrMHSA) sur le réseau de distribution de la cité de Debre Markos dans le but de minimiser les fonctions objectifs basées sur les pertes de puissance active ainsi que l'écart de tension [52].

1.3. L'intégration optimale des unités hybrides PVDG-BESS

Récemment, plusieurs chercheurs ont choisi d'intégrer les systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS) avec les PVDG car ils sont devenus l'une des solutions les plus efficaces pour faire la résolution des divers problèmes dans les réseaux de distribution. L'identification des meilleurs emplacements et tailles pour ces unités basant sur des techniques et algorithmes d'optimisation contribue à l'amélioration de fonctionnement et la planification des systèmes de distribution. On peut citer parmi les méthodes qui sont déjà appliquées :

En 2018, l'application de la programmation linéaire mixte en nombres entiers (Mixed Integer Linear Programming) (MILP) sur les réseaux standards IEEE 11-JB et 45-JB afin de réduire cout total d'énergie des systèmes distribués considéré comme fonction objectif pour l'étude [53,54].

L'utilisation de la programmation conique mixte en nombres entiers (Mixed Integer Conic Programming) (MICP) en considération les aspects environnementaux and économiques pour le réseau standard IEEE 69-JB [55].

La programmation linéaire stochastique mixte en nombres entiers (Stochastic Mixed Integer Linear Programming) (SMILP) sur le réseau standard IEEE 119-JB pour la minimisation de la fonction objectif basée sur le coût global avec la reconfiguration du réseau de distribution [56].

Le programme cône du second ordre à entiers mixtes (Mixed-Integer Second-Order Cone Program) (MISOCP) a été utilisé pour minimiser le gap énergétique comme une fonction objectif en temps réel avec incertitude pour le IEEE 69-JB [57].

L'utilisation du MISOCP aussi sur le réseau standard IEEE 33-JB dans l'objectif de réduire le cout total opérationnel et le cout d'investissement des BESS en considération les points ouverts doux du réseau de distribution [58].

L'algorithme d'optimisation de la programmation dynamique (Dynamic Programming Optimization Algorithm) (DPOA) a été utilisé pour maximiser la consommation d'énergie renouvelable et les avantages du BESS considérés comme fonction multi-objectifs [59].

L'application de l'algorithme génétique (Genetic Algorithm) (GA) sur le réseau standard IEEE 33-JB pour la minimisation du fonction objectif basée sur les pertes de puissance active [60], optimiser la fonction multi-objectifs représentée par : réduire le cout total de BESS, ainsi que le cout annuel des évènements de creux de tension pour les réseaux standards de IEEE 33-JB et 69-JB [61], et pour minimiser la valeur actuelle nette total du BESS dépeillement sur un horizon de planification spécifiée pour le réseau standard IEEE 69-JB [62].

L'utilisation de l'algorithme de recherche d'harmonie amélioré (Improved Harmony Search Algorithm) (IHSA) dans l'objectif de minimiser le cout d'opérationnel annuel pour les réseaux standards IEEE 33-JB et 69-JB [63].

L'algorithme d'optimisation de jeu distribuée de multi-joueurs (Multi-Player Distributed Optimization Game Algorithm) (MPDOGA) sur le réseau standard IEEE 15-JB afin de minimiser le cout opérationnel des BESS et maximiser ses avantages représentés comme des fonctions objectifs [64].

L'application de l'algorithme d'optimisation basée sur l'apprentissage (Teaching–Learning-Based Optimization) (TLBO) dans l'objectif de la minimisation du cout de cycle de vie et les émissions de gaz pour un réseau pratique 17-JB [65].

L'algorithme chaotiques des loups gris (Chaotic Grey Wolf Optimization) (GWO) était appliqué sur les réseaux standards IEEE 33-JB et 69-JB dans l'objectif de minimiser le cout d'investissement et fonctionnement des système PV et BESS, y compris les paramètres techniques [66].

L'utilisation de l'algorithme de colonie d'abeilles artificielles (Artificial Bee Colony) (ABC) sur le réseau standard IEEE 33-JB dans le but de minimiser la fonction multi-objectifs basée sur les

paramètres techniques de : l'écart de tension, les pertes de puissance active ainsi que la surcharge de la ligne [67].

L'application de l'algorithme de mouche de feu amélioré (Improved Firefly Algorithm) (IFA) sur le réseau de distribution standard IEEE 69-JB dans le but de minimiser les fonctions objectifs basées sur l'écart de tension et les fluctuations de la tension [68].

En 2019, l'application de l'algorithme différentiel évolutif (Differential Evolutionary) (DE) sur le réseau de distribution standard IEEE 33-JB dans l'objectif de minimiser le cout d'investissement et maintenance en considération le modèle de charge variable dans le temps [69].

L'application de l'algorithme d'optimisation des baleines (Whale Optimization Algorithm) (WOA) afin de réduire les pertes de puissance active considérés comme fonction objectif pour le réseau de distribution standard IEEE 118-JB [70].

L'algorithme d'agrégation naturelle (Natural Aggregation Algorithm) (NAA) a été appliqué et testé sur le réseau de distribution standard IEEE 15-JB pour minimiser le cout investissement et fonctionnement du système et la valeur résiduelle des BESS comme une fonction multi-objectifs [71].

L'application de l'algorithme Multi-Objectif PSO (MO-PSO) sur le réseau standard IEEE 33-JB dans l'objectif de minimiser le cout de fonctionnement et le cout d'investissement des BESS [72].

L'utilisation d'algorithme de décharge électrostatique (Electrostatic Discharge Algorithm) (ESDA) et l'application sur le réseau IEEE 69-JB, afin d'optimiser diverses fonctions objectifs basées sur : Minimiser les pertes de puissance active et maximiser l'indice de stabilité de tension [73].

L'application de l'algorithme d'optimisation de l'araignée sociale (Social Spider Optimization) (SSO) sur le réseau IEEE 33-JB pour minimiser le cout, les pertes de puissance active et améliorer les profils de tension en minimisant l'écart de tension comme une fonction multi-objectifs [74].

En 2020, l'implantation de l'algorithme d'optimisation de recherche de groupe (Group Search Optimizer) (GSO) sur le réseau standard IEEE 33-JB pour maximiser la fonction objectif basée sur l'indice de stabilité du tension de système de distribution [75].

L'application de l'algorithme des chauves-souris modifié (Modified Bat Algorithm) (MBA) dans l'objectif de réduire le cout total de système pour le réseau standard IEEE 33-JB avec divers irradiantes des différents jours [76].

L'algorithme de recherche par gravité hybride (Hybrid Gravity Search Algorithm) (HGSA) aussi était appliqué pour minimiser le cout opérationnel et de maintenance journalier des BESS ainsi que son cout investissement initial pour le réseau standard IEEE 41-JB [77].

L'algorithme PSO modifié (Modified Particle Swarm Optimization) (MPSO) a été appliqué pour réduire les pertes de puissance active ainsi que l'indice d'écart de tension des jeux de barres avec la reconfiguration horaire dynamique considérés comme une fonction multi-objectifs pour le réseau de distribution IEEE 118-JB [78].

L'utilisation et le test de l'algorithme des faucons de Harris (Harris Hawks Optimization) (HHO) sur les réseaux standards IEEE 33-JB et 131-JB dans l'objectif de réduire la somme des écarts de tension des jeux de barres ainsi que les pertes de puissance active [79].

Le teste de l'algorithme d'optimisation des coyotes (Cayote Optimization Algorithm) (COA) sur le réseau de distribution IEEE 48-JB pour minimiser la fonction objectif basée sur les pertes de puissance active [80].

L'algorithme de recherche d'organismes symbiotiques (Symbiotic Organisms Search) (SOS) était aussi appliqué et validé sur le réseau de distribution standard IEEE 33-JB afin de minimiser les pertes totales de puissance active ainsi qu'améliorer l'indice de stabilité et les profils de tension considérées comme fonction multi-objectifs pour l'étude [81].

L'application de l'algorithme d'optimisation du buffle d'Afrique (African Buffalo Optimization) (ABO) sur le réseau standard IEEE 33-JB pour optimiser les fonctions objectifs basées sur les pertes d'énergie annuel, l'écart de tension des jeux de barres et la fluctuation causée par les sources renouvelables [82].

L'algorithme génétique sans tri (Non-Sorting Genetic Algorithm) (NSGA) sur le réseau standard IEEE 33-JB pour optimiser la fonction multi-objectifs basée sur la minimisation des pertes de puissance et l'amélioration de la régulation et la stabilité de tension aux jeux de barres du système étudié [83].

Le teste de l'algorithme de colonie d'abeilles artificielles chaotiques (Chaotic Artificial Bee Colony) (CABC) sur le réseau standard IEEE 33-JB afin d'optimiser les fonctions objectifs basées sur la minimisation de l'écart de tension, les pertes de puissance et le courant de surcharge des lignes [84].

Récemment, en 2021, l'algorithme de recuit simulé (Simulated Annealing) (SA) a été utilisé et testé sur les réseaux standards IEEE 11-JB, 33-JB et le réseau réel 230-JB pour la maximisation des bénéfices du service public à partir de l'arbitrage énergétique [85].

L'algorithme d'optimisation multivers (Multi-Verse Optimization) (MVO) a été appliqué sur les réseaux de distribution standards IEEE 33-JB, 69-JB dans l'objectif de minimiser le cout annuel et améliorer les profils de tension des jeux de barres considérés comme des fonctions objectifs [86].

L'implantation de l'algorithme de recherche de coucou (Cuckoo Search Algorithm) (CSA) sur le réseau standard IEEE 22-JB pour optimiser la fonction multi-objectifs représentée comme la somme des bénéfices techniques, économiques et environnementaux [87].

L'application de l'algorithme d'optimisation de l'équilibre (Equilibrium Optimization) (EO) sur les réseaux standards IEEE 30-JB et 69-JB dans le but de minimiser le cout d'énergie non fournie, le cout d'investissement et fonctionnement des BESS et PVDG, les pertes de puissance active ainsi que les émissions du CO₂ produites comme des fonctions objectifs [88].

L'utilisation et le teste de l'algorithme d'optimisation de recherche de nourriture de raie Manta modifié (Modified Manta Ray Foraging Optimizer) (MMRFO) sur le réseau standard IEEE 69-JB pour minimiser la fonction objectif basée sur les pertes active de puissance [89].

L'application de l'algorithme de gaz solubilité de Henry modifié (Modified Henry Gaz Solubility) (MHGS) afin de minimiser les pertes de puissance active considérés comme fonction objectif, pour le réseau de distribution IEEE 69-JB [90].

L'implantation d'algorithme d'optimisation du conducteur (Rider Optimization Algorithm) (ROA) sur les standards IEEE 33-JB et IEEE 69-JB afin de minimiser les pertes totales de puissance ainsi que les pertes de l'énergie [91].

L'algorithme de moisissure visqueuse (Slime Mould Algorithm) (SMA) sur le réseau standard IEEE 69-JB en minimisant la fonction objectif basée sur les pertes de puissance active [92].

L'algorithme d'optimisation de libellule modifié (Modified Dragonfly Optimization Algorithm) (MDOA) a été aussi appliqué sur le réseau standard IEEE 33-JB et le réseau pratique Indien 108-JB afin de minimiser les pertes d'énergie moyenne annuel, les fluctuations causées par les sources renouvelables et améliorer les profils de tension considérés comme des fonctions objectifs [93].

L'application d'optimisation du papillon monarque (Monarch Butterfly Optimization Method) (MBOM) sur le réseau standard IEEE 33-JB dans le but de réduire les pertes de puissance moyenne annuel, l'écart de tension moyenne et les fluctuations causées par les sources renouvelables [94].

L'algorithme de méthode d'optimisation robuste (Robust Optimization Method) (ROM) a été appliqué sur le réseau standard IEEE 33-JB afin de réduire la fonction multi-objectifs basée sur les paramètres techniques et économiques des pertes de puissance, le cout des systèmes, ainsi que le cout causé par les fluctuations des tensions [95].

L'application de l'algorithme de coefficient de constriction PSO (Constriction Coefficient PSO) (CCPSO) sur le réseau standard IEEE 33-JB pour minimiser les pertes de puissance active et améliorer les profils de tension [96].

L'algorithme de (PSO) a été appliqué sur un réseau pratique en Thaïlande pour minimiser les couts journaliers encouru dans le réseau de distribution, le cout de régulation de la tension, aussi les pertes de puissance ainsi que le cout de la demande d'énergie des horaire creuses considérés comme des fonctions objectifs pour l'étude [97].

L'algorithme d'essaim des salpes (Salp Swarm Algorithm) (SSA) a été appliqué sur le réseau de distribution pratique IEEE 41-JB de la province de Ratchaburi en Thaïlande, afin de minimiser les différentes fonctions objectifs basées sur les pertes de puissance active, le rapport de mise en niveau de système, les taux de CO₂ et le rapport de la construction de la centrale, en considération le cout d'installation, fonctionnement et maintenance [98].

L'utilisation de l'algorithme PSO amélioré (Improved PSO) (IPSO) sur le réseau de distribution standard IEEE 33-JB dans le but de minimiser deux fonctions objectifs basées sur l'écart de tension et les pertes de puissance active [99].

1.4. L'intégration optimale des unités RDG en considération l'incertitude saisonnière

Relier les unités DG basés sur des sources renouvelables (RDG) aux réseaux de distribution électrique peut résoudre de nombreux problèmes, tels que l'augmentation des pertes de puissance du système ou des fluctuations de puissance. Un mauvais dimensionnement et emplacement des unités de RDG peut poser des différents défis. La fonction de planification des RDG vise à déterminer son emplacement et la taille appropriée pour atteindre à des résultats techniques et économiques favorables, y compris le minimum d'effets environnementaux. De nombreux chercheurs ont utilisés des algorithmes d'optimisation pour intégrer de manière optimale les RDG basés sur les sources PV et WT dans les réseaux de distribution en considération de l'incertitude saisonnière de la demande de charge et de la production d'énergie renouvelable, basant sur différentes fonctions objectifs, de sorte qu'on peut mentionnées parmi eux : L'application de l'algorithme génétique intégré (Embedded Genetic Algorithm) (EGA) sur le réseau de distribution standard IEEE 33-JB afin de minimiser les prix de l'électricité comme fonction objectif [100].

L'application de l'algorithme génétique adaptatif (Adaptive Genetic Algorithm) (AGA) afin de réduire une fonction multi-objectifs basée sur la somme des pertes de puissance active et l'écart de tension des jeux de barres pour le réseau standard IEEE 33-JB et le réseau pratique Indien 52-JB [101].

En 2017, l'application de l'algorithme hybride recherche taboue et PSO (Tabu Search-PSO) (TS-PSO) sur le réseau de distribution IEEE 21-JB, dans le but de minimiser une fonction objectif basée sur le cout et soumis à des contraintes techniques [102].

L'algorithme de concurrentiel impérialiste (Imperialist Competitive Algorithm) (ICA) a été utilisé sur les réseaux de distribution IEEE 34-JB et IEEE 69-JB pour minimiser les pertes de puissance active et améliorer la marge de stabilité de tension en compte tenu des variations de charge [103].

L'algorithme de Big Bang-Big Crunch (BB-BC) a été aussi appliqué sur les réseaux standards IEEE 33-JB et 25-JB afin d'optimiser une fonction multi-objectifs basée sur la minimisation des pertes de puissance active, les émissions du gaz polluant, et de maximiser l'indice de stabilité de tension soumis à des différent contraintes du système [104].

En 2018, l'utilisation de l'algorithme PSO amélioré (Improved PSO) (IPSO) afin de maximiser le bénéfice net du projet par l'intégration optimale des DG basés sur sources renouvelables pour le standard de distribution IEEE 33-JB [105].

L'application de l'algorithme correspondance heuristique des moments (Heuristic Moment Matching) (HMM) sur les réseaux de distribution IEEE 53-JB et 138-JB dans l'objectif de maximiser la valeur actuelle nette [106].

L'utilisation de l'algorithme de négociation décentralisée du marché d'énergie (Decentralized Energy Market Trading) (DEMT) dans l'objectif de maximiser les avantages des DG basés sur les sources renouvelables pour le réseau de distribution standard IEEE 123-JB [107].

L'application de l'algorithme d'optimisation basée sur l'apprentissage (Teaching Learning Based Optimization) (TLBO) sur le réseau de distribution standard IEEE 69-JB dans l'objectif de minimiser les pertes de puissance active et de maximiser l'indice de stabilité de tension des jeux de barres [108].

En 2019, l'utilisation de l'algorithme évolution différentielle adaptative (Adaptive Differential Evolution) (ADE) dans le but de minimiser la fonction multi-objectifs représentée par les deux paramètres techniques des pertes de puissance active et l'écart de tension des jeux de barres de charge pour les standards IEEE 30-JB et IEEE 57-JB [109].

L'algorithme d'optimisation de la procédure d'attachement de la foudre (Lightning Attachment Procedure Optimization) (LAPO) était appliqué sur le réseau de distribution standard IEEE 118-JB dans l'objectif de minimiser les pertes de puissance active [110].

L'utilisation de l'algorithme évolutionnaire de Pareto de force 2 (Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2) (SPEA -II) sur le réseau de distribution standard IEEE 33-JB afin de minimiser la fonction multi-objectifs basée sur les pertes de puissance active, les couts d'exploitation annuel (cout d'installation, maintenance, et de pertes de puissance), ainsi que les émissions de gaz polluants [111].

En 2020, l'application de l'algorithme PSO sur les réseaux standards IEEE 34-JB et IEEE 69-JB afin de minimiser les pertes de puissance active, ainsi qu'améliorer le nouvel indice de stabilité de tension considérés comme des fonctions objectifs pour l'étude [112].

L'utilisation et le teste de l'algorithme PSO Phasor (Phasor PSO) (PPSO) sur le réseau de distribution pratique Português 94-JB, dans le but de réduire une fonction objectif unique basée sur les pertes économiques annuel [113].

L'algorithme génétique de tri non dominée 2 (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-2) (NSGA-II) a été utilisé pour optimiser une fonction objectif, y compris le cout de fonctionnement, le cout des émissions polluants et la fiabilité de système [114].

L'algorithme d'optimisation des faucons de Harris (Harris Hawks Optimizer) (HHO) a été aussi appliqué sur les réseau standard IEEE 33-JB, 69-JB et le réseau pratique Português afin de d'optimiser diverses fonctions objectifs représentées comme : la réduction des pertes de puissance, l'amélioration des profils de tension et la stabilité du système, et préserver l'économie annuel en considérant de multiples contraintes opérationnelles [115].

Récemment, en 2021, l'algorithme Coefficient PSO (CPSO) a été appliqué sur le réseau standard IEEE 33-JB afin de minimiser une fonction objectif basée sur les pertes d'énergie [116].

L'algorithme de multi-objectifs de cycle de l'eau (Multi-Objective Water Cycle Algorithm) (MOWCA) était appliqué afin de maximiser les paramètres techniques, économique en minimisant une fonction multi-objectifs basée sur la puissance dissipée, le cout des DG, l'écart de tension dans les jeux de barres, et les émissions totales pour le réseau de distribution standard IEEE 118-JB [117].

L'algorithme d'optimisation des sauterelles (Grasshopper Optimization Algorithm) (GOA) a été utilisé dans le but de minimiser une fonction multi-objectifs basée sur les paramètres techniques et

économiques destinée pour l'amélioration des profils de tension, la fiabilité et augmenté les bénéfices économiques pour le réseau de distribution standard IEEE 94-JB [118].

L'algorithme de classement stochastique (Stochastic Ranking Algorithm) (SRA) était appliqué sur le réseau de distribution IEEE 33-JB dans le but d'optimiser cinq fonctions objectifs représentées comme : la minimisation des pertes de puissance active, le cout total de production, le cout total des émissions polluantes, l'écart de tension des jeux de barres et la maximisation du pourcentage de pénétration des RDG [119].

L'application de l'algorithme d'optimisation de l'équilibre (Equilibrium Optimizer Algorithm) (EOA) afin d'optimiser une fonction multi-objectifs envisagée pour une planification optimale, y compris la minimisation des pertes totales de puissance active, l'écart de tension total, le cout total, les émissions polluantes totales, en plus d'améliorer la stabilité de tension totale pour les réseaux de distribution standards IEEE 69-JB et 94-JB [120].

L'application de l'algorithme de recherche de printemps (Spring Search Algorithm) (SSA) pour obtenir des avantages techniques, économiques et environnementaux en minimisant diverses fonctions objectifs, y compris les émissions polluantes totales produites par les sources d'énergies, l'écart de tension, le cout total d'énergie électrique, ainsi que les pertes totales de puissance pour le réseau de distribution standard IEEE 33-JB [121].

L'algorithme d'optimisation des loups gris (Grey Wolf Optimizer) (GWO) a été appliqué sur le réseau de distribution IEEE 33-JB afin de minimiser la fonction multi-objectifs représentée par la somme des indices techniques de pertes total de puissance active, réactive, le temps de déclenchement des relais de surintensité et l'intervalle de temps de coordination entre les relais [122].

L'utilisation de l'algorithme d'optimisation arithmétique affine (Affine Arithmetic Optimization) (AAO) sur les réseaux standards IEEE 33-JB et IEEE 69-JB, dans l'objectif de minimiser les pertes de puissance active, améliorer les profils de tension, y compris le minimum cout d'investissement [123].

L'algorithme de moisissure visqueuse (Slime Mould Algorithm) (SMA) aussi était appliqué sur le réseau standard IEEE 33-JB afin d'optimiser la fonction multi-objectifs représentée comme la somme des paramètres techniques de pertes de puissance active, l'indice de stabilité de tension, le niveau de courant de court-circuit, et le cout des pertes de puissance [124].

L'utilisation et la validation de l'algorithme multi-objectifs PSO flou intégré (Fuzzy-embedded Multi-Objective PSO) (FMOPSO) sur le réseau standard IEEE 33-JB dans le but d'optimiser la fonction multi-objectifs basée sur la minimisation du cout total opérationnel, les émissions polluantes totales opérationnelle, les pertes totales de puissance [125].

L'algorithme multi-objectifs de recherche d'harmonie basé sur une grille (Grid-Based Multi-Objective Harmony Search Algorithm) (GrMHSA) était aussi appliqué sur le réseau pratique de la ville de Debre Markos, dans le but de minimiser les pertes de puissance active ainsi qu'améliorer la tension au niveau des jeux de barres de système étudié [126].

L'algorithme d'optimisation de la procédure d'attachement de foudre amélioré (Lightning Improved Lightning Attachment Procedure Optimization) (ILAPO) était appliqué sur le réseau de distribution standard IEEE 30-JB afin de minimiser les fonctions objectifs basées sur les pertes de puissance active ainsi que l'écart de tension [127].

L'application de l'algorithme d'optimisation de fourmi lion modifié (Modified Ant Lion Optimizer) (MALO) afin d'optimiser la fonction multi-objectifs basée sur la réduction du cout, amélioration de profils de la tension des jeux de barres et l'indice de stabilité de tension pour les réseaux standards IEEE 69-JB et IEEE 118-JB [128].

L'utilisation de l'algorithme Rao-3 sur les réseaux standards IEEE 30-JB, 57-JB et 118-JB dans le but de minimiser les fonctions objectifs basées sur les pertes de puissance active et l'écart de tension des jeux de barres des systèmes étudiés [129].

L'application de l'algorithme d'essaim des salpes amélioré (Improved Salp Swarm Algorithm) (ISSA) sur les réseaux de distribution standards IEEE 33-JB et 69-JB dans le l'objectif de minimiser le cout des pertes de puissance ainsi qu'améliorer la fiabilité des systèmes étudiés [130].

L'application de l'algorithme d'optimisation du tournesol amélioré (Improved Sun Flower Optimization Algorithm) (ISFOA) afin de minimiser les fonctions objectifs basées sur les paramètres économiques, représentés comme le coût de fonctionnement relié aux pertes de puissance, aussi d'optimiser le cout d'investissement pour le réseau de distribution standard IEEE 33-JB et le réseau pratique en Taiwan 84-JB. [131].

Figure 1.1 représente le résumé des techniques d'optimisation mentionnés dans l'état de l'art.

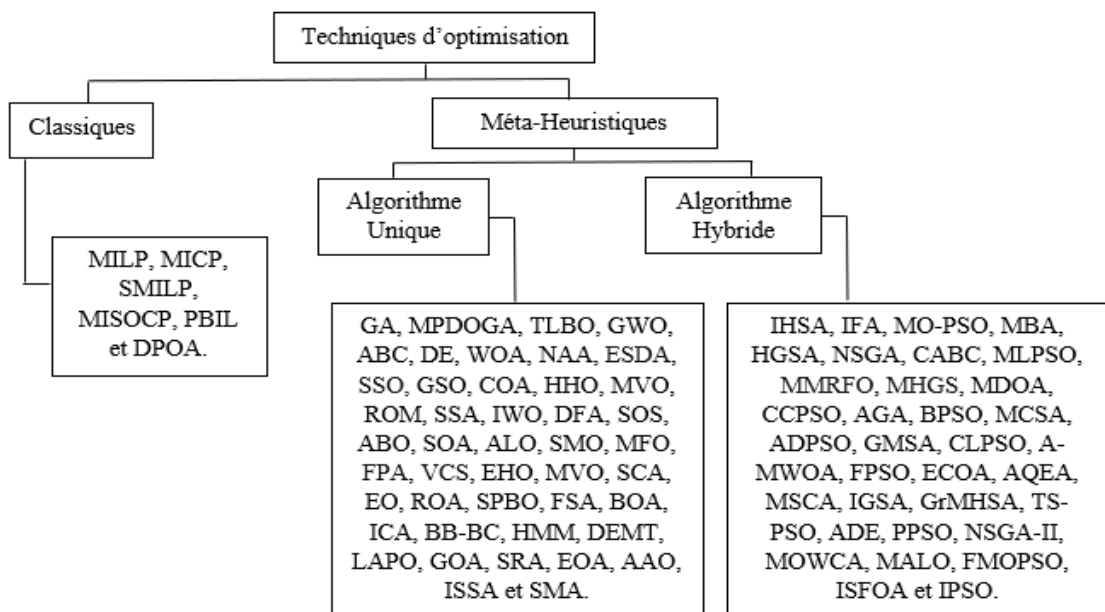


Figure 1.1. Organigramme des différentes techniques d'optimisation.

Comme mentionné dans la figure, les différentes techniques d'optimisation mentionnées dans ce chapitre sont partagées en deux catégories : des techniques classiques (MILP, MICP ...) et des techniques méta-heuristiques single (GA, GWO...) et hybrides (IHSA, MO-PSO...), afin de trouver la

solution pour le problème de l'intégration optimale de plusieurs types de source d'énergie (PVDG, WTDG et BESS).

La figure 1.2 représente un résumé sur les détails de la formulation du problème mentionnée dans cet état d'arts.

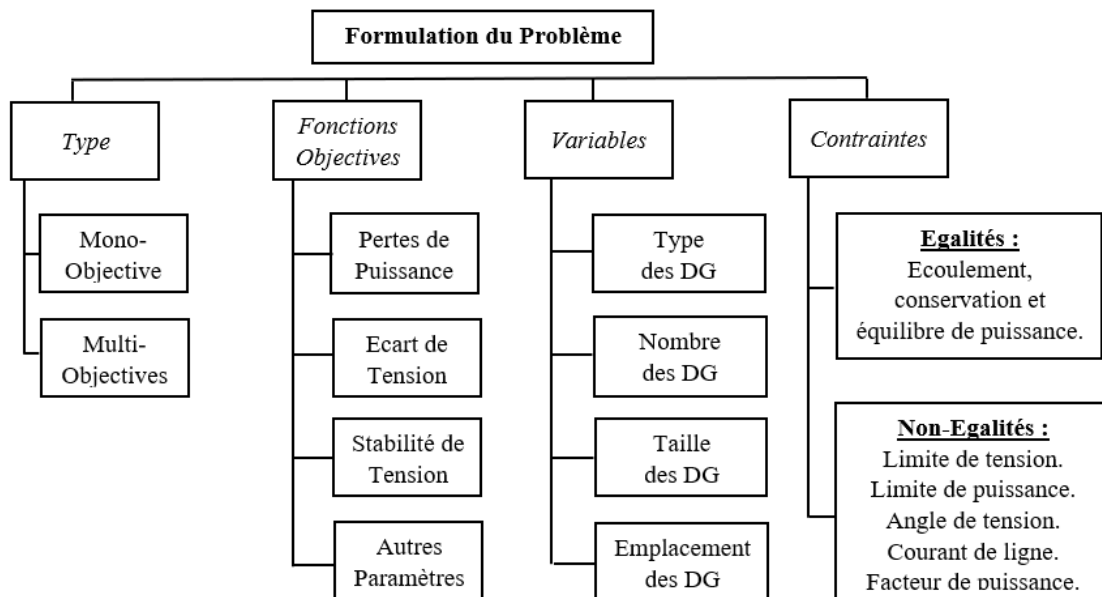


Figure 1.2. Résumé sur la formulation du problème.

Comme mentionné dans la figure, la formulation du problème est basée principalement sur le type du fonction objectif (mono, ou bien multi), les paramètres à optimiser, les variables (emplacement, taille, nombre et type de DG) et les contraintes à respecter lors l'optimisation.

1.5. Conclusion

Ce chapitre était consacré pour présenter un état de l'art sur quelques travaux récents réalisés par plusieurs chercheurs pour résoudre le problème de l'intégration optimale des PVDG, des systèmes hybrides PVDG-BESS, ainsi que les systèmes hybrides PVDG-WTDG en considération incertitude saisonnière de la variation de charge et puissance produite des RDG dans le réseau de distribution électrique. Alors, plusieurs fonctions unique et multi-objectifs basées sur l'optimisation des paramètres techniques, économiques et environnementaux ont été proposées. Ces dernières ont été résolus par de différents méthodes et techniques d'optimisation classiques et méta-heuristiques.

Cependant, basant sur cet état d'art, la contribution principale de notre travail représente une validation de plusieurs algorithmes méta-heuristiques pour trouver l'emplacement et taille optimaux des sources (PVDG, hybrides PVDG-BESS ainsi que l'hybrides PVDG-WTDG) dans différents réseaux distribution électrique standards conformément à la norme IEEE. Pour cela, nous avons proposé et développé de nouvelles fonctions multi-objectifs, en introduisant le système de protection contre les surintensités « Max-I » avec d'autres paramètres techniques, dédiés à améliorer la tension des jeux de barres et minimiser les pertes de puissance, ainsi que les paramètres économiques. Quoique ce travail nécessite plusieurs étapes de modélisation et de test qui seront abordées dans les chapitres suivants.

Chapitre 2

Modélisation des sources d'énergie et relais « Max-I »

Chapitre 2

Modélisation des sources d'énergie et relais « Max-I »

2.1. Introduction

Les réseaux de distribution électrique ont été conçus et exploités pour un flux d'énergie transitant du poste vers les utilisateurs. Ce choix a des conséquences sur la gestion de la tension et sur le plan de protection. Le raccordement de DG basés sur les sources photovoltaïques PV ainsi que les systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS) modifient cette caractéristique. Ce chapitre est consacré pour présenter les différents réglages de la tension, classification des sources d'énergie renouvelable, la modélisation des lignes de distribution électrique, les sources photovoltaïques, et ces systèmes de stockage d'énergie par batteries, ainsi que présenter une modélisation et un détail sur le système de protection contre les surintensités « Max-I ».

2.2. La composition d'un système électrique

Le système électrique est organisé d'une manière hiérarchisée qui comprend trois composantes principales : production, réseau de transport et réseau de distribution [132].

2.2.1. La production ou génération :

La génération d'électricité est un secteur industriel, laquelle destiné à mettre à disposition au consommateurs la possibilité d'un approvisionnement adapté à leurs besoins en énergie électrique. Un site de production est généralement composé d'un ou plusieurs alternateurs connectés sur le réseau de transport via un transformateur de puissance. La gamme de puissance active pour les groupes centralisés varie de quelques dizaines de MW pour les petites centrales hydrauliques à plus d'un GW pour les centrales nucléaires les plus puissantes.

Depuis une dizaine d'années, les énergies renouvelables représentent une part croissante de la production d'électricité dans le monde. Ces énergies sont souvent produites par des générateurs décentralisés à petite échelle par rapport aux centrales traditionnelles et connectées aux réseaux de distribution au lieu des réseaux de transport.

2.2.2. Le réseau de transport :

Le réseau de transport délivre de l'électricité à partir du lieu de production jusqu'au réseau de distribution, et garantie l'interconnexion avec les réseaux des pays voisins. La majorité des réseaux de transport sont en courant alternatif (AC) triphasé.

Le réseau de transport est généralement structuré en plusieurs niveaux de tension, de 63 kV à 400 kV (haute tension B ou HTB) presque dans tous les pays, même si les niveaux de tension les plus élevés peuvent différer (avec des tensions de 500 kV, 750 kV). Pour la plaque européenne. Il a toujours une topologie maillée pour améliorer la sécurité de fonctionnement avec le critère usuel $N-1$.

2.2.3. Le réseau de distribution :

Un réseau de distribution est la partie d'un réseau électrique desservant les consommateurs d'électricité. Il délivre l'énergie électrique d'un réseau de transport ou un réseau de répartition aux transformateurs desservant les consommateurs. Ils sont composés de postes source (avec les transformateurs, les équipements de compensation, et ceux de protection et contrôle-commande), et de lignes aériennes ou souterraines.

La tension des réseaux de distribution se varie normalement entre 50 kV et 400 V. Ils sont constitués de deux niveaux de tension : haute tension A (HTA), et basse tension (BT). Ces niveaux de tension présentent un compromis technico-économique qui permet à la fois, de diminuer les chutes de tension, de minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) mais également de limiter les contraintes techniques et économiques inhérentes aux hautes tensions.

Un réseau de distribution a généralement une structure radiale pour des raisons de coût et de simplicité technique, chaque départ raccordé au jeu de barres du poste source se subdivisant à plusieurs reprises (avec des artères principales et secondaires) avant d'atteindre les transformateurs de distribution.

Ces réseaux radiaux peuvent se rejoindre en des points d'interconnexion normalement ouverts : ils permettent de reconfigurer le réseau suite à un défaut afin de limiter le nombre de clients hors tension. Aussi, permet notamment la localisation et l'élimination rapide de défauts, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources.

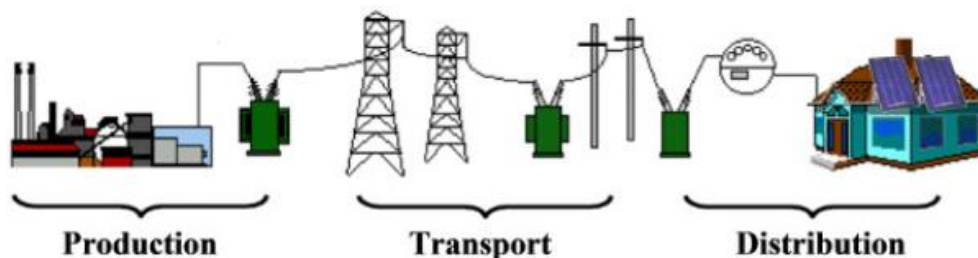


Figure 2.1. Composition d'un système électrique.

2.3. Perturbations survenues au réseaux électriques

2.3.1. Creux de tension :

Les creux de tension [133], sont des réductions de courte durée et soudaines de la tension efficace de plus de 10 % selon la norme NF C13-200, après son rétablissement environ une durée variante entre 8 millisecondes et une minute.

Ils sont généralement reliés à de forts appels de courant en raison aux défauts des installations des clients ou bien du réseau. Il s'agit d'événements aléatoires imprévisibles pour la plupart.

La fréquence annuelle de ces événements dépend largement du type de réseau et du point d'observation, et leur répartition sur une année peut être très irrégulière.

2.3.2. Surtensions temporaires :

Les surtensions temporaires [133], sont des hausses soudaines de la valeur efficace de la tension de plus de 110 % de la tension nominale, laquelle se rétablit après une courte durée. Les surtensions temporaires comprennent des durées entre 8 millisecondes et une minute. Ils peuvent être attribuables à des défauts, à des délestages de charge ou à des phénomènes de résonance et de Ferro résonance. Le plus souvent, elles résultent des surtensions qui se produisent sur les phases saines lors de court-circuit monophasés à la terre, par exemple.

2.3.3. Déséquilibre de tension :

Cet indice sert à caractériser les asymétries d'amplitude et de déphasage des tensions triphasées en régime permanent. Le taux de déséquilibre de tension est défini, suivant la méthode des composantes symétriques, comme le rapport existant entre le module de la composante inverse de la tension et celui de la composante directe. Ou ils ont deux causes principales, soient les asymétries d'impédance des lignes du réseau et les déséquilibres de charge [133].

Il n'y a pas de norme quant au seuil admissible de déséquilibre de tension sur les réseaux électriques, mais par exemple le réseau d'Hydro-Québec présente et accepte généralement jusqu'à un déséquilibre de tension de 2 % ou moins, bien qu'il puisse, dans certains cas, atteindre 3 %.

2.3.4. Flicker de tension :

Le flicker [134], ou papillotement de la lumière (terme retenue par la norme IEC/EN), correspond à des variations lumineuses dues à de faibles fluctuations de tension. Ces dernières sont provoquées par le fonctionnement de divers éléments branchés sur le réseau tels que les fours à arc, les soudeuses, les moteurs, etc.

Selon la norme NF EN IEC 61000-4-15, le niveau du Flicker est exprimé par 2 paramètres :

- le Pst (short time) ou Flicker à court terme ; Le calcul du paramètre Pst, qui participe à l'évaluation du niveau du Flicker, est basé sur un traitement statistique du signal de tension échantillonné. Il se mesure sur une durée de 10 minutes

- le Plt (long time) ou Flicker à long terme ; Il est un multiple du Pst. Il se mesure sur une durée de 2 heures.

2.3.5. Coupures brèves :

Les coupures brèves [133], correspondent à la perte momentanée de la tension d'alimentation sur toutes les phases pour des durées inférieures à 1 minute. La plupart du temps, les coupures brèves sont dues à l'action des dispositifs de protection des réseaux en vue d'éliminer les défauts. Sur les lignes à haute tension, il est de pratique courante d'effectuer un réenclenchement automatique dans le but de réalimenter le plus rapidement possible une ligne perturbée par un défaut fugitif. Ainsi, au lieu d'une interruption, les clients alimentés par la ligne perturbée ne subissent qu'une coupure brève dont la durée peut varier de 0.5 à 1.5 seconde, en l'absence de contraintes de coordination de protection.

2.3.6. Harmoniques des tensions :

Les harmoniques [135], sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont les fréquences correspondent à des multiples entiers de la fréquence fondamentale (50 ou 60 Hz). On considère dans la présente définition les harmoniques de longue durée, excluant les phénomènes transitoires isolés. Ils sont créés par des appareils dont la caractéristique tension/courant n'est pas linéaire, comme c'est le cas avec les convertisseurs électroniques de puissance des entraînements de moteurs, les redresseurs utilisés pour l'électrolyse, les fours à arc, etc.

Selon la norme NF C 15-100, le taux de distorsion par harmonique s'est produit, et des mesures anciennes peuvent se référer à la valeur efficace de la fondamentale, sans que cela tire grandement à conséquence, quand les valeurs obtenues sont inférieures à 10 %.

2.3.7. Variation de fréquence :

La fréquence nominale de la tension alternative fournie par le réseau est de 50 ou 60 Hz. Cette valeur est déterminée par la vitesse des alternateurs des centrales. Le maintien de la fréquence d'un réseau dépend de l'équilibre établi entre la charge et la puissance des centrales [135].

La fréquence doit être maintenue autour de la valeur nominale de 50 Hz, quelles que soient les variations de consommation ou de production. En effet, d'une part, une fréquence évoluant sans cesse rendrait l'électricité inutilisable pour de multiples usages, d'autre part, la plupart des composants du système électrique sont conçus pour fonctionner dans une plage de fréquence donnée, en dehors de laquelle des dysfonctionnements graves de matériels peuvent apparaître.

Selon la norme NF EN 50160, dans les conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne mesurée par période de 10 s doit se situer dans les plages suivantes :

50 Hz \pm 1 % pendant 95% d'une année.

50 Hz + 4 % / - 6 % pendant 100 % du temps.

2.4. Le réglage des tensions dans les réseaux de distribution électrique

La tension est une caractéristique fondamentale des réseaux électriques. Une tension trop haute peut endommager le matériel. À puissance égale, une tension trop basse induit un courant plus élevé, donc des pertes par effet Joule plus importantes auxquelles s'ajoutent des risques de surintensité et de destruction du matériel. Sur- et sous-tension peuvent aussi provoquer des problèmes de fonctionnement de l'équipement raccordé au réseau [136].

2.4.1. Le réglage primaire de la tension :

Le réglage primaire de tension est assuré par les groupes de production équipés d'un régulateur primaire de tension. Grâce à ce régulateur les alternateurs fixent la tension à une valeur de consigne sur leur point de raccordement. Le principe est d'agir sur l'excitation d'alternateur pour garder le niveau de tension désiré. En effet, si l'alternateur est surexcité celui-ci va produire de la puissance réactive ce qui aura pour effet d'accroître la tension à son point de connexion. Inversement, dans le cas d'une sous

excitation de l'alternateur celui-ci va absorber de la puissance réactive et donc faire diminuer la tension à ses bornes. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur.

2.4.2. Le réglage secondaire de la tension :

Comme pour la fréquence les réglages primaires sont réalisés de manière locale par chacun des groupes de production concernés. Ils agissent rapidement mais doivent être coordonnés pour éviter toute dérive ou encore pour optimiser le fonctionnement de groupes proches et éviter que certains fournissent trop de puissance réactive pendant que d'autres n'en fournissent pas ou pire en absorbent, c'est le rôle du réglage secondaire de tension (RST).

Ce réglage de tension est envisagé par région ou zone. Ces zones sont des parties de réseau dont les évolutions du plan de tension sont sensiblement différentes. Sur cette zone est défini un nœud particulièrement représentatif de l'évolution de la tension, ce nœud est appelé « point pilote ». Le principe du RST est de réguler la tension en ce point pilote du réseau en agissant sur les productions de puissance réactive des groupes participants au réglage. Les mesures de tension sont fournies au RST qui calcule de nouvelles consignes de tension pour les groupes réglant dans le but de fixer la tension au point pilote.

2.4.3. Le réglage tertiaire de la tension :

Le réglage tertiaire est nécessaire pour coordonner les actions entre deux zones régies par des réglages secondaires de tension différents. Ce réglage est effectué par les opérateurs de dispatching régional et comprend le calcul des tensions aux points pilotes.

Ces réglages hiérarchisés permettent de réguler la tension sur les réseaux HTB (transport et répartition). Pour le réseau de distribution le contrôle se fait localement à l'aide de systèmes gérant l'apport en puissance réactive nécessaire afin de limiter le transit de cette puissance sur les réseaux amont via les postes HTB\HTA qui occasionnent des pertes supplémentaires.

2.4.4. Modèle d'une ligne de distribution :

Une ligne électrique parfaite peut être considérée comme un fil d'impédance nulle. Dans la pratique plusieurs phénomènes physiques entrent en jeu : pertes d'énergie par effet Joule, réponse fréquentielle, courants de fuite. Une étude à l'aide d'un modèle théorique simplifié permet de comprendre l'effet de divers paramètres sur le comportement de la ligne, comme mentionné dans la figure 2.2.

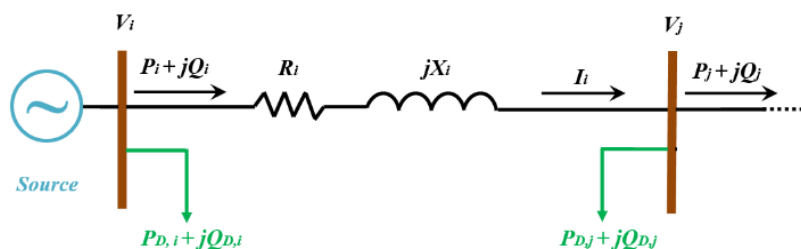


Figure 2.2. Modèle d'une ligne de distribution.

2.5. Classification des sources d'énergies électrique

Ils existent différentes technologies de production d'énergie électrique raccordées au réseau de distribution. Ils sont classifiés par leur type de carburant utilisés, comme le diesel, le gaz naturel, l'hydrogène, ou renouvelables comme le soleil ou le vent.

Ils peuvent être également différencié par leur méthode ou façon de raccordement au réseau électrique. D'une part, soit à partir d'un alternateur asynchrone ou synchrone directement connecté au réseau, d'autre part en utilisant un convertisseur d'électronique de puissance, tel que le cas des piles à combustibles ou des panneaux solaires. On distingue ainsi les types suivants [137] :

2.5.1. Les sources d'énergies non-renouvelables :

Les énergies fossiles (gaz, charbon, pétrole) : ces énergies sont utilisées par nombreuses technologies qui sont bien éprouvées, ce qui leur confère un grand intérêt économique.

Les principales technologies sont [137] :

- La thermique à flamme : Les turbines ou micro turbines à vapeur.
- Les moteurs à combustibles fossiles : Les turbines à gaz et les groupes diesel ou ce type de production est le plus souvent utilisé.
- Hydrogène : Les piles à combustible produisent directement de l'électricité à partir d'hydrogène et d'oxygène par réaction inverse de l'électrolyse de l'eau. C'est une énergie sur laquelle beaucoup d'espoirs sont fondés, bien que l'hydrogène ne se trouve pas sous forme directement exploitable dans la nature ; il faut en effet de l'énergie pour le produire. Les puissances disponibles de ce type de source varient en fonction de la technologie d'électrolyte considéré, de quelques kilowatts à quelques mégawatts.

2.5.2. Les sources d'énergies renouvelables :

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une croissance forte durant les dernières années. Dans 20-30 ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables. Naturellement décentralisées, il est indispensable de les exploiter sur le lieu de consommation, en les transformant directement soit en chaleur, ou électricité selon les besoins.

La génération décentralisée d'électricité par sources renouvelables monte une grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement.

Cependant le caractère aléatoire de ces sources nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation de ces systèmes pour les exploiter au mieux [138].

Les générateurs renouvelables dont la source primaire est inépuisable ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles ou nucléaires. Celles-ci sont exploitées par l'homme depuis la nuit des temps. Autrefois, moulins à eau, à vent, bois de feu, traction animale, bateau à voile ont largement contribué au développement de l'humanité. Elles constituaient une activité économique à part entière, notamment en milieu rural où elles étaient aussi importantes et aussi diversifiées que la production alimentaire.

L'avantage principal de ces énergies est le fait qu'elles soient propres, ou on cite parmi ces technologies [139] :

- **Hydraulique** : Les centrales hydrauliques fonctionnent à base de l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. Celle-ci est transformée en énergie électrique par un alternateur entraîné par une turbine mue par la force de l'eau qui est due soit à la hauteur de chute dans le cas de centrales alimentées par une conduite forcée, soit au débit dans le cas de centrales au fil de l'eau. L'énergie hydraulique est de loin l'énergie renouvelable la plus répandue et utilisée dans la production centralisée.
- **Eolien** : Un générateur d'éolienne transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique et puis en énergie électrique. L'éolienne joue un rôle clé dans la production d'électricité. En 2012, l'énergie éolienne a confirmé son statut de 2^{ème} source d'électricité renouvelable après l'hydroélectricité (3500 TWh) : avec une production mondiale de 534.3 TWh, elle représente 11.4 % de la production d'électricité renouvelable et 2.4 % de la production mondiale d'électricité.
- **Biomasse** : Utilisée par certaines centrales thermiques à flamme comme une source primaire des combustibles comme (bois, biogaz, paille, déchets organiques, etc.) ou de déchets industriels et domestiques.
- **Marémotrice** : Les centrales marémotrices peuvent s'apparenter aux centrales hydrauliques au fil de l'eau à ceci près que les turbines sont réversibles pour profiter du flux et du reflux des marées. Cette source d'énergie, malgré sa disponibilité considérable, reste anecdotique car elle nécessite la construction de barrages qui modifient les sites côtiers en causant un ensablement ou un envasement du site.
- **Géothermie** : Les centrales géothermiques utilisent la chaleur des nappes d'eau souterraines qui peuvent atteindre 350 °C dans les zones les plus favorables. L'eau chaude est pompée vers la surface pour passer dans des échangeurs. La vapeur produite entraîne les turbines des installations thermiques classiques.
- **Solaire thermique** : Sont des centrales thermiques utilisant des turbines à vapeur, celle-ci étant produite par chauffage de l'eau via un fluide caloporteur en utilisant le rayonnement solaire concentré sur un échangeur par des miroirs paraboliques.
- **Solaire photovoltaïque** : L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie électrique renouvelable, produite par le rayonnement solaire. La cellule photovoltaïque est le composant de base, utilisant l'effet photoélectrique. Reliant plusieurs cellules entre elles, forment un module solaire photovoltaïque ; plusieurs modules regroupés forment une centrale solaire qui produise l'électricité qui peut être utilisée sur place, ou alimenter un réseau de distribution. Grâce aux recherches et l'investissement dans ce secteur durant les dernières années, le prix des cellules

diminue constamment ainsi que son rendement progresse. Ceci engendre une augmentation brusque dans le monde.

Après ce bref bilan des ressources énergétiques exploitables, on va s'intéresser aux systèmes de production existants, en particulier relatifs aux générations décentralisées photovoltaïques (PVDG), étudier et optimiser son intégration dans le réseau de distribution électrique, seul et on l'hybrider avec des systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS).

2.6. Le générateur décentralisé photovoltaïque (PVDG)

La conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique, soit « L'effet photovoltaïque » été découvert par le physicien français Becquerel en 1839. Cette conversion est assurée par les cellules photovoltaïques (PV) qui sont composées de silicium (cellules semi-conductrices *P-N*), basées sur l'effet photoélectrique. Quand la radiation solaire tombe sur la zone de semi-conducteur *P-N*, on parvient à générer une différence de potentiel et un flux de courant. Le courant de sortie dépend de la radiation solaire, de la température, de la vitesse du vent et des caractéristiques de chaque cellule photovoltaïque, avec un rendement de 100 W/m² (en 1999) [140].

Pour obtenir des courants et des tensions désirées, les cellules photovoltaïques sont regroupées en modules. De même, un panneau photovoltaïque est formé par plusieurs modules connectés en parallèle ou en série entre eux pour arriver à la puissance désirée.

Un générateur photovoltaïque est une source de courant continu et par conséquent sa sortie doit être adaptée pour sa connexion à un réseau alternatif ou pour alimenter une charge AC.

2.6.1. Système de conversion photovoltaïque :

Le système de conversion photovoltaïque est basé sur des blocs modulaires, comme représenté dans la figure (2.3), Ainsi, la chaîne de conversion photovoltaïque se compose du générateur photovoltaïque (la cellule PV, les panneaux et leurs connections), le convertisseur statique et de l'ensemble hacheur système de commande ou le fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque, à savoir rechercher le point de puissance maximale (MPPT).

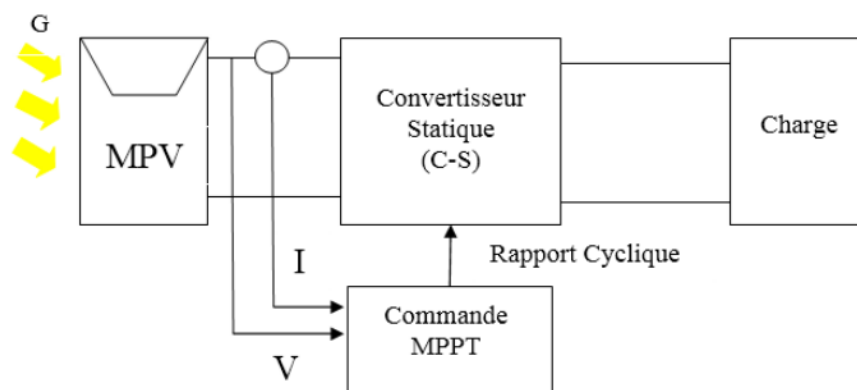


Figure 2.3. Système de conversion photovoltaïque.

2.6.2. Modèle d'un générateur PV :

La cellule photovoltaïque (PV) est l'élément de base d'un générateur PV. Elle est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie de la lumière et la transforme directement en courant électrique. Son principe de fonctionnement fait appel aux propriétés du rayonnement et celles des semi-conducteurs [141].

Une cellule photovoltaïque peut être présentée par le schéma équivalent dans la figure (2.4).

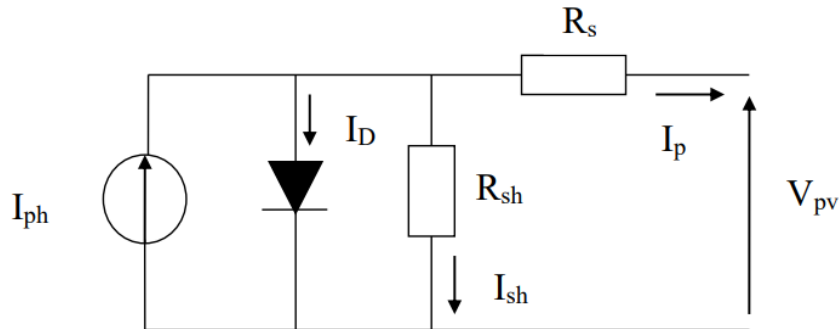


Figure 2.4. Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque.

La cellule se compose d'une résistance série (R_s) et une résistance en dérivation ou shunt (R_{sh}). Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique I-V de la photopile :

- la résistance série est la résistance interne de la cellule ; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles.
- la résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction, elle dépend de la fonction dont celle-ci a été réalisée.

D'après la loi de Kirchhoff, et à partir de la figure (2.4), le courant délivré par une cellule PV est donné par :

$$I_p = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (2.1)$$

Le courant de jonction I_D est donné par :

$$I_D = I_0 \left(e^{q \left(\frac{V + R_s I}{nKT} \right)} - 1 \right) \quad (2.2)$$

Le courant dans la résistance R_{sh} est donné par :

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + I_p \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (2.3)$$

L'équation caractéristique deviendra :

$$I_p = I_{ph} - I_0 \left(e^{q \left(\frac{V + R_s I}{nKT} \right)} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + I_p \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

Où, I_p est le courant de cellule, V_{pv} est la tension de cellule, R_s est la résistance série de la cellule, T représente la température de la cellule [°K]. q est la charge d'électron $e = 1.6 \cdot 10^{-19}C$, I_0 représente le courant de saturation en [A]. K est la constante de Boltzman ($1.3854 \cdot 10^{-23} j/K$), n est le facteur de qualité de diode.

2.6.3. Paramètres externes de la cellule photovoltaïque :

Les paramètres externes peuvent être déterminés à partir d'équation caractéristique ou les courbes courant-tension, ou les plus connus sont [142] :

- Courant de court-circuit : C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nul. Dans le cas idéal (R_s nulle, R_{sh} infinie) ce courant se confond avec le Photo-courant I_{ph} . Dans le cas contraire, en annulant la tension V dans l'équation (2.4), on obtient :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_0 \left(e^{q \left(\frac{V + R_s I_{cc}}{nKT} \right)} - 1 \right) - \frac{I_{cc} \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (2.5)$$

Pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme

$$I_0 \left(e^{q \left(\frac{V + R_s I_{cc}}{nKT} \right)} - 1 \right) \quad (2.6)$$

On obtient alors l'expression approchée du courant de court-circuit :

$$I_{cc} = \frac{I_{ph}}{\left(1 + \frac{R_s}{R_{ph}} \right)} \quad (2.7)$$

- Tension de circuit ouvert : C'est la tension V_{co} pour laquelle le courant débité par le générateur PV est nul (la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur PV). Son expression est déduite de l'équation suivante :

$$0 = I_{ph} - I_0 \left(e^{q \cdot \frac{V_{co}}{nKT}} - 1 \right) - \frac{V_{co}}{R_{sh}} \quad (2.8)$$

Dans le cas idéal, sa valeur est inférieure à :

$$V_{co} = \frac{q}{nKT} * \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right) \quad (2.9)$$

Pour une photopile en silicium la tension de circuit ouvert V_{co} est de 0.55 à 0.6 V.

- Puissance optimale et facteur de forme : La puissance utile maximale $P_M = V_M \cdot I_M$, s'obtient en optimisant le produit courant-tension, soit :

$$\frac{I_M}{V_M} = - \left(\frac{dI}{dV} \right) \cdot M \quad (2.10)$$

Quant au facteur de forme FF , dit aussi facteur de courbe ou facteur de remplissage, ou fill factor, il est défini par :

$$FF = \left(\frac{V_M I_M}{V_{co} I_{cc}} \right) \quad (2.11)$$

2.6.4. Rendement de GPV :

On parle souvent de rendement de conversion pour des cellules photovoltaïques, ce terme correspond à la capacité de la cellule à transformer l'énergie des photons qui la percutent. Les cellules PV sont donc testées par les constructeurs sous un spectre lumineux artificiel correspondant à un spectre solaire typique AM1.5 (soit à l'irradiance totale reçue sur le sol terrestre à une altitude de 0° avec un angle de 48°) sous une température fixe de 25°C . Pour simplifier, cette convention a permis de normaliser les rendements donnés dans les notices des capteurs afin de pouvoir les comparer. La puissance moyenne totale reçue lors des tests par les cellules assemblées en module PV est de 1000 W/m^2 sous 25°C [142].

Le rendement η d'un générateur PV est le rapport entre la puissance électrique générée et la puissance lumineuse reçue par le photo-générateur, comme l'illustre l'équation suivante :

$$\eta = \frac{P_{mp}}{G.S} \quad (2.12)$$

Où P_{mp} est point de puissance maximale, S est la surface du GPV.

On peut calculer ce rendement aussi pour différents éclairagements, mais le plus souvent, c'est dans les conditions standards STC, que l'on calcule avec la puissance crête P_C :

$$\eta = \frac{P_C}{1000.S} \quad (2.13)$$

De nombreux scientifiques travaillent sur l'augmentation des rendements de conversion des cellules photovoltaïques. Actuellement, les panneaux commerciaux ont pour la plupart d'entre eux, un rendement d'environ 14%. Ceci peut se traduire par la production de 140 Watts crêtes pour un module PV qui reçoit 1000 W/m^2 .

2.7. Le Système de Stockage d'Énergie par Batterie (BESS)

Le système de stockage d'énergie par batteries (BESS) sont des éléments à base chimiques où son produit interne stocké l'énergie peut être convertie en énergie électrique pendant la décharge tout en le mécanisme inverse pour le processus de charge. Les BESS sont constituées de cellules avec connexions électriques en série et en parallèle de manière à obtenir les tensions désirées. Les BESS ont gagnés en popularité dans le domaine de l'énergie électrique ces dernières années à cause de leur capacité de stocker et de libérer de l'énergie selon les exigences des systèmes d'alimentation, aussi en raison de l'écrêtement des pics, le contrôle de tension, réduction de flux de puissance inverse, réduction des pertes de puissance, l'alimentation sans interruption ainsi pour sa capacité à améliorer la stabilité et la

flexibilité du système de distribution électrique et effectuer un arbitrage énergétique ainsi qu'atténuer l'effet de l'intermittence causée par les sources énergies renouvelables telles que le solaire [143, 144].

Malgré les avantages des BESS, sa planification optimale, par exemple, l'emplacement optimal et le dimensionnement est essentiel car ce n'est pas une option économique d'installer les BESS à chaque jeu de barres en particulier dans un grand réseau de distribution. Par ailleurs, l'installation du BESS surdimensionné peut encore surcharger les services publics avec des investissements plus élevés coût.

2.7.1. Différent type de batteries utilisés dans système de distribution :

De nombreuses technologies différentes sont disponibles pour l'intégration d'un BESS dans les réseaux de distribution. Ces technologies vont des technologies matures et testés par l'industrie (Sodium-Soufre) à ceux qui sont encore dans un état expérimental (Flux de zinc-brome) [145]. En outre, il y a des usages du stockage d'énergie ; les tailles des installations vont de kilowatts à gigawatts, et les temps de décharge vont de secondes en heures.

Il existe actuellement de nombreuses technologies de stockages d'énergie qui sont à divers stades de développement. Le voici une liste de technologies de stockage de batterie les plus développés avec des niveaux de maturité allant du commercial à la recherche et au développement. Ces technologies comprennent plomb-acide, zinc-brome, zinc-chlorure, zinc-air, fer-air, lithium-ion, nickel-cadmium, sodium-soufre, lithium-fer batteries au sulfure, nickel/hydrure métallique et à flux. Chaque de ces technologies offre des avantages uniques qui les rendent plus pratique que d'autres technologies selon la situation [145].

2.7.2. Modèles mathématiques des BESS :

Les modèles mathématiques des BESS visent à prédire le fonctionnement d'une batterie étant donné un ensemble spécifique de paramètres. Il y a de nombreux facteurs qui affectent le fonctionnement d'une batterie, y compris taux de décharge, taux de charge, la durée de vie de la batterie, type de batterie et température. Il existe de nombreuses méthodes de modélisation de fonctionnement de la batterie ; chaque modèle a ses propres avantages et inconvénients. En raison du fonctionnement hautement non linéaire des batteries, une précision les modèles ont tendance à être des modèles mathématiques trop complexes. Pour simulations au niveau du réseau, modèles de batteries exprimés en équivalent des modèles de circuits sont nécessaires. Ces modèles de circuits équivalents doivent être dynamiques pour représenter avec précision le fonctionnement d'une BESS. Il existe deux méthodes principales pour créer ces modèles dynamiques. Utiliser des données obtenues expérimentalement pour créer tables de correspondance référencées par la simulation, ou en utilisant données obtenues expérimentalement pour créer des équations non linéaires qui représentent comment les paramètres de la batterie changent pendant le fonctionnement.

- Modèles électrochimiques :

Les modèles électrochimiques de BESS sont conçus pour prendre compte des facteurs de qualités chimiques, thermodynamiques et physiques des batteries et sont généralement plus

précis et complexe [146]. La relation de Peukert affichée est utilisée pour déterminer l'état de charge (*SOC*) d'une batterie avec un taux de décharge constant.

$$I^n * T_i = K \quad (2.14)$$

Où, I est le courant de décharge en ampères, n est une constante de BESS déterminée par la technologie de la batterie, T_i est le temps à décharger à courant constant, et K est une constante fixe [147]. En utilisant la relation de Peukert, la capacité de la batterie en ampère-heure à un pourcentage de décharge donné I_i peut être liée à une valeur connue de décharge I_n , comme indiqué par :

$$C_i = C_n \left(\frac{I_n}{I_i} \right)^{n-1} \quad (2.15)$$

Où, C_i est la capacité de la batterie en ampère-heure, C_n est connue comme une valeur capacité de la batterie. Pour un pourcentage de décharge constant, le *SOC* peut être calculé à l'aide de (2.15). Notez que C_{Di} est la capacité en ampères-heures au pourcentage I_i et au temps t .

$$SOC = 1 - \frac{C_{Di}}{C_i} \quad (2.16)$$

$$C_{Di} = I_i \cdot t \quad (2.17)$$

Pour un pourcentage de décharge non constant, ce qui est le cas avec une mise en œuvre du BESS dans le monde réel, l'équation *SOC* changera de sorte que la relation soit évaluée dans petits intervalles de temps, comme il est montré dans (2.16). SOC_K est l'état net de charge au $k^{ième}$ intervalle de temps.

$$\Delta SOC_K = - \frac{I_i \Delta t}{3600 \cdot C_n} \left(\frac{I_i}{I_n} \right)^{n-1} \quad (2.18)$$

$$SOC_K = SOC_{K-1} + \Delta SOC_K \quad (2.19)$$

- Circuit équivalent :

Des modèles de circuits équivalents sont généralement utilisés pour la simulation des systèmes de stockage d'énergie de batterie BESS dans le système d'alimentation et distribution. Les modèles de circuits équivalents sont plus facilement modélisés et utilisés dans des logiciels de simulation informatique. Il existe deux principaux types de modèles de batterie ; statique et dynamique. Dans un modèle à batterie statique, les caractéristiques sont prédéterminées et constantes tout au long fonctionnement. Dans un modèle dynamique, la tension, le courant, la charge et la température varient toutes en fonction l'une de l'autre, qui affecte dynamiquement la sortie de la batterie.

Modèle idéal : Le modèle de circuit équivalent le plus basique pour les batteries est le modèle de circuit idéal illustré à la figure 2.5. Ce modèle est caractérisé par une source de tension uniquement, et ne représente pas les caractéristiques de la batterie interne [147].



Figure 2.5. Modèle idéal d'une BESS.

Modèle linéaire : Le modèle linéaire, en figure 2.6, se développe sur le circuit du modèle idéal en ajoutant une résistance en série avec la source de tension. Cette résistance, R , représente la résistance interne de la batterie. La source de tension, E , est la tension à vide de la batterie. Ce modèle peut être amélioré en rendant les valeurs de R et E dépendant du SOC de la batterie au lieu de fixe valeurs [148].

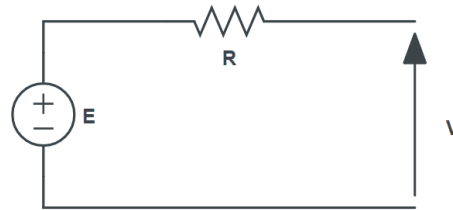


Figure 2.6. Modèle linéaire d'une BESS.

Modèle de Thevenin : Le modèle de Thevenin, figure 2.7, comprend le modèle idéal avec tension de charge, E , la résistance interne de la batterie, R_2 , ainsi que l'addition d'une capacité, C , et d'une résistance de surtension, R_1 . Comme le modèle linéaire, la précision du modèle de Thevenin peut être amélioré en faisant correspondre ces derniers paramètres avec la valeur de la résistance interne de la batterie, R , et circuit ouvert tension, E , variable et déterminée par le courant de la batterie SOC [149].

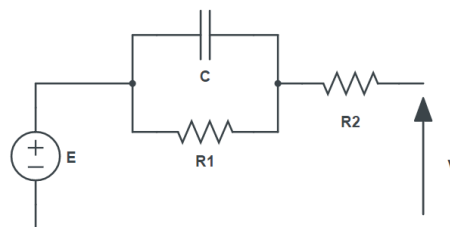


Figure 2.7. Modèle de Thevenin d'une BESS.

2.8. Relais de protection contre les surintensités « Max-I »

La contribution de la génération décentralisée profite au réseau de distribution électrique sous plusieurs aspects. La présence des DG a conduit à une énorme évolution de la configuration de puissance du système des anciennes topologies radiales aux maillages modernes réseaux. Par

conséquent, cette présence des DG peut générer des variations d'amplitude et des paramètres du système de distribution comme la tension laquelle influe directement sur les valeurs des courants de court-circuit et fait un impact sur la reconfiguration des réseaux électriques de distribution en coté de protection de surintensité. Les dispositifs de protection sont les éléments les plus importants qui abordent ces changements. Un relais de protection contre les surintensités ou bien à maximum de courant (Over-Current Relay) (OCR) est le dispositif de protection le plus courant en raison de sa rentabilité et une mise en œuvre aisée par rapport aux fusibles et réenclencher.

2.8.1. Protection contre les surintensités « Max-I » :

La protection contre les surintensités « Max-I » est l'action du dispositif de protection de courant. Lorsque le courant dépasse un maximum prédéterminé et une valeur prédéfinie, le dispositif de protection est activé et la temporisation est utilisée pour assurer la sélectivité de l'action, le déclenchement du disjoncteur ou l'émission d'un signal d'alarme.

Parmi les différents types de dispositifs de protection, le relais de protection contre les surintensités « Max-I » est le plus simple et utilisé un pour la protection du système électrique.

Ces relais sont ajustés sur la base de simulations de court-circuit en régime permanent pour obtenir la meilleure coordination et sélectivité parmi les dispositifs protections [150].

2.8.2. Le courant de court-circuit :

Un court-circuit est un phénomène électrique qui se produit notamment lorsqu'un conducteur sous tension se trouve mis en contact accidentellement avec un conducteur de tension différente ou avec une pièce conductrice reliée à la terre (bâti de machine, support de ligne...), ou avec la terre elle-même. Il se traduit par une augmentation brusque de l'intensité du courant qui peut aller jusqu'à provoquer un incendie [151].

2.8.2.1 Type de courant de court-circuit :

- Court-circuit triphasé symétrique : Intéressant toutes les phases avec ou sans mise à la terre (la mise à la terre ne modifie pas la valeur des courants, puisqu'en raison de la symétrie du système, le conducteur neutre, ou la terre, n'est parcouru par aucun courant. Ces courts-circuits représentent environ 5% de tous les cas.
- Court-circuit dissymétrique entre une phase et la masse : Cela se traduit par la mise en contact par le sol ou par une pièce conductrice avec la terre). Ces courants de court-circuit représentent 65% des cas.
- Court-circuit dissymétrique entre deux phases et la terre : Ces courts-circuits représentent environ 20% des cas.

2.8.2.2 Le calcul du courant de court-circuit :

Un réseau simplifié se réduit à une source de tension alternative constante, un interrupteur et une impédance Z_{cc} représentant toutes les impédances situées en amont de l'interrupteur, et une impédance de charge Z_s .

Dans la réalité, l'impédance de la source est composée de tout ce qui est en amont du court-circuit avec des réseaux de tensions différentes (HT, BT) et des canalisations en série qui ont des sections et des longueurs différentes.

Sur le schéma de la figure (2.8) l'interrupteur étant fermé, hors défaut l'intensité I_s du courant de service circule dans le réseau. Un défaut d'impédance négligeable apparaissant entre les points A et B donne naissance à une intensité de court-circuit très élevée I_{cc} , limitée uniquement par l'impédance Z_{cc} . L'intensité I_{cc} s'établit suivant un régime transitoire en fonction des réactances X et des résistances R composant l'impédance Z_{cc} [152] :

$$I_{cc} = \frac{V}{Z_{cc}} \quad (2.20)$$

$$Z_{cc} = \sqrt{X^2 + R^2} \quad (2.21)$$

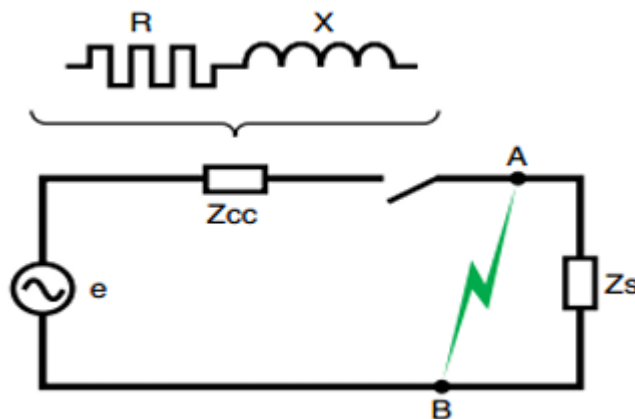


Figure 2.8. Schéma simplifié d'un réseau.

En distribution de puissance, la réactance $X = L.\omega$ est généralement bien plus élevée que la résistance R , et le rapport R/X se situe entre 0.1 et 0.3. Il est pratiquement égal pour ces faibles valeurs au $\cos \varphi$ (en court-circuit) soit :

$$\cos \varphi = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}} \quad (2.22)$$

Cependant, le régime transitoire d'établissement du courant de court-circuit diffère suivant l'éloignement du point de défaut par rapport aux productions. Cet éloignement n'implique pas nécessairement une distance géographique, mais sous-entend que les impédances des alternateurs sont inférieures aux impédances de liaison entre ces derniers et le point de défaut.

2.8.3. Types de relais de surintensités :

Les relais de surintensité peuvent être classés en trois groupes selon leurs caractéristiques de fonctionnement : à courant défini ou instantané, à temps défini, et à temps inverse.

2.8.3.1 Protection à temps inverse :

Une protection à temps inverse (IDMT : Inverse Definite Minimum Time) a un seuil dépendant du temps dont la temporisation diminue quand le courant mesuré augmente. L'idée est qu'en cas de fort courant, il est important que la protection se déclenche rapidement pour éviter des dommages à l'équipement. Par contre quand le courant est relativement faible par rapport à ce que peut supporter l'équipement, la temporisation doit être longue afin d'éviter un déclenchement intempestif [153].

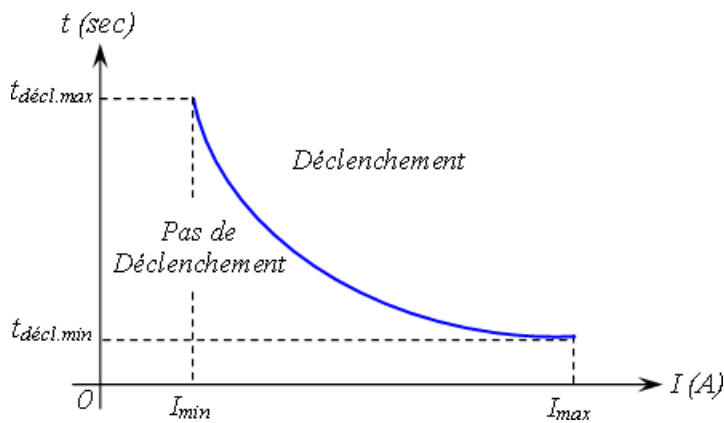


Figure 2.9. Protection à maximum de courant à temps inverse.

2.8.3.2. Protection à temps indépendant :

Une protection à temps indépendant est une protection pour laquelle le seuil ne dépend pas du temps. Elle est instantanée, si le courant mesuré (I_m) dépasse le courant maximal (I_{max}) alors la protection déclenche. S'il y a une temporisation, un certain intervalle de temps sera respecté avant le déclenchement.

Cela donne le temps à d'autres protections, plus proches du défaut, de réagir et ainsi évite d'ouvrir une partie du réseau saine. La protection à maximum de courant à temps indépendant est partagée en deux types : temporisé et instantané [154].

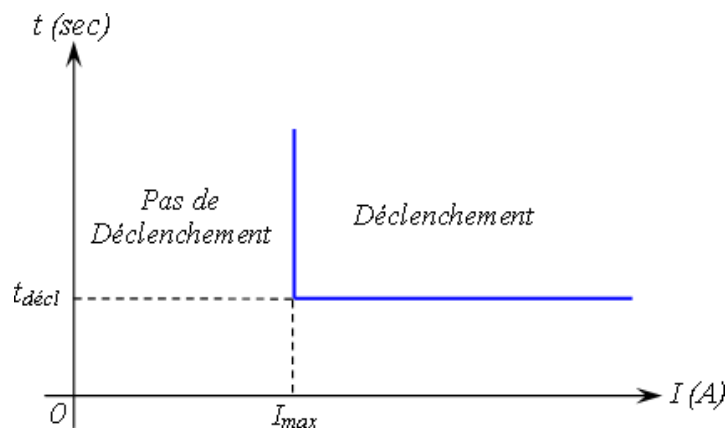


Figure 2.10. Protection à maximum de courant à temps indépendant.

2.8.3.3. Protection combinée :

Une combinaison de la protection à temps indépendant et à temps inverse est parfois utilisée. La temporisation décroît à mesure que le courant augmente puis passe brutalement à zéro pour un certain I_{max} . Cela permet de combiner les avantages des deux systèmes.

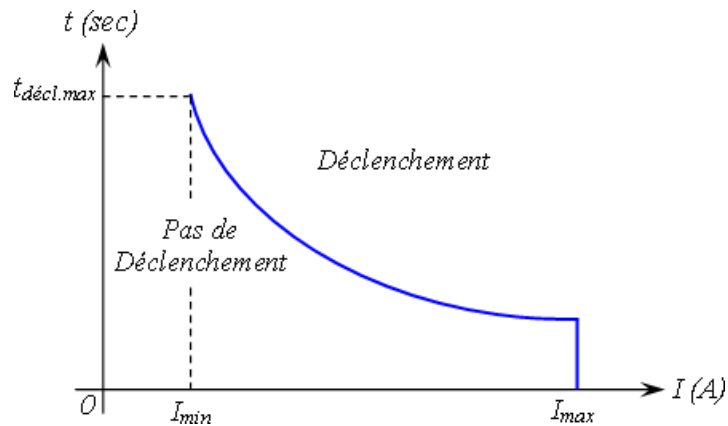


Figure 2.11. Combinaison d'une protection à temps indépendant et à temps inverse.

Dans notre travail on s'intéresse par le type d'une protection à temps inverse IDMT.

2.8.4. Caractéristiques d'une protection a temps inverse :

La formulation mathématique des courbes caractéristiques d'un relais de protection contre les surintensités à courbe inverse est représentée par [155] :

$$t = S \times \left(\frac{\beta}{M^\alpha - 1} + L \right) \quad (2.23)$$

Où,
$$M = \frac{I_m}{I_p} \quad \text{et} \quad I_m = \frac{I_{CC}}{K_{TC}} \quad (2.24)$$

Avec :

t : Temps de déclenchement (opération),

β, α : Constantes,

I_{CC} : Courant de court-circuit,

I_m : Courant mesuré par le relais,

I_p : Seuil de réglage (dépend surcharge et court-circuit),

L : Constante (valeur de zéro pour les courbes IEC),

$S = TD$ ou TDS : dépend de la norme utilisée,

K_{TC} : Rapport de transformation du transformateur de courant TC

2.8.4.1. La norme IEC 60255-3 :

Les courbes caractéristiques d'un relais maximum de courant IDMT peuvent être sélectionnées parmi un choix de quatre courbes IEC (figure 2.12), les courbes sont conformes aux formules suivantes [156].

Normale Inverse (Normal Inverse) (NI):

$$t = TDS \times \left(\frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \right) \tag{2.25}$$

Trés Inverse (Very Inverse) (VI):

$$t = TDS \times \left(\frac{13,5}{M^1 - 1} \right) \tag{2.26}$$

Extrêmement Inverse (Extremely Inverse) (EI):

$$t = TDS \times \left(\frac{80}{M^2 - 1} \right) \tag{2.27}$$

Inverse en Temps Long (Long Time Inverse) (LTI):

$$t = TDS \times \left(\frac{120}{M^1 - 1} \right) \tag{2.28}$$

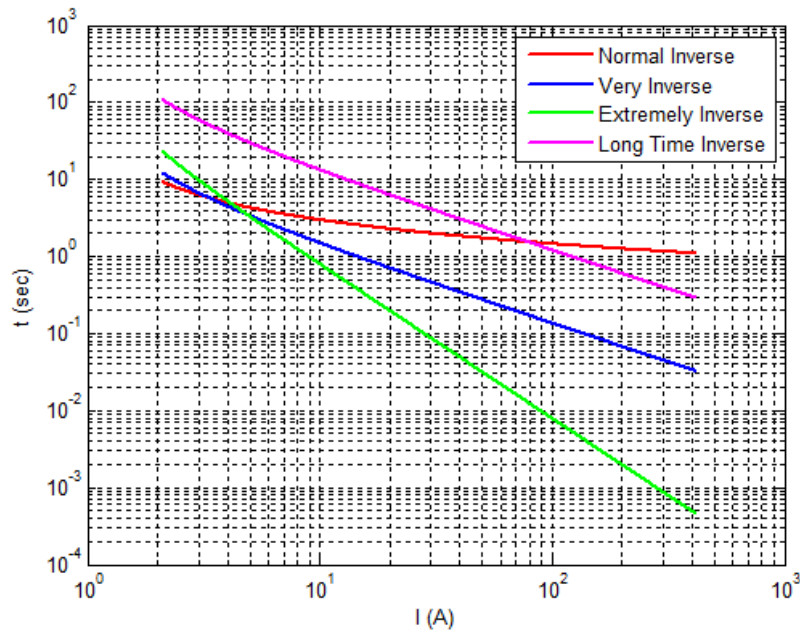


Figure 2.12. Courbes caractéristiques selon la norme IEC.

2.8.4.2. La norme IEEE C37.112 :

Les courbes caractéristiques d'un relais à de maximum de courant IDMT peuvent être sélectionnées parmi un choix de cinq courbes IEEE (représentées sur la figure 2.13), ou les courbes sont conformes aux formules suivantes [157] :

Modérément Inverse (Moderately Inverse) (MI):

$$t = \frac{TD}{7} \times \left(\frac{0,0515}{M^{0,02} - 1} + 0,114 \right) \tag{2.29}$$

Trés Inverse (Very Inverse) (VI):

$$t = \frac{TD}{7} \times \left(\frac{19,61}{M^2 - 1} + 0,491 \right) \tag{2.30}$$

Extrêmement Inverse (Extremely Inverse) (EI):

$$t = \frac{TD}{7} \times \left(\frac{28,20}{M^2 - 1} + 0,1217 \right) \tag{2.31}$$

US CO8 Inverse:

$$t = \frac{TD}{7} \times \left(\frac{5,95}{M^2 - 1} + 0,180 \right) \tag{2.32}$$

US CO2 Court instant (Short Term Inverse):

$$t = \frac{TD}{7} \times \left(\frac{0,02394}{M^{0,02} - 1} + 0,01694 \right) \tag{2.33}$$

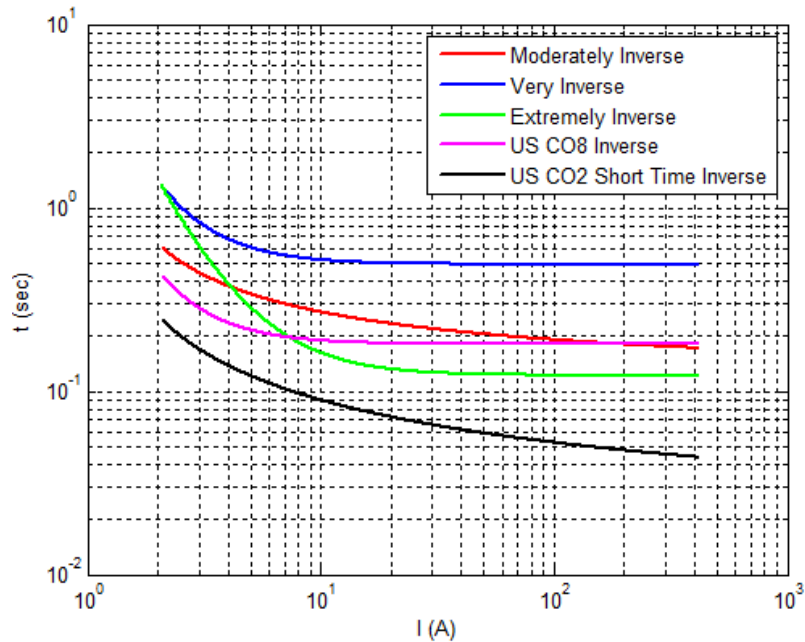


Figure 2.13. Courbes caractéristiques selon la norme IEEE.

2.8.5. Zone de Protection :

En plus des performances que doivent avoir les relais, il faut savoir les placer correctement pour les rendre plus efficaces. Pour atteindre cet objectif, on découpe le réseau industriel en zones délimitées par les positions des organes de coupure. La figure suivante montre une disposition caractéristique des zones de protection, correspondant respectivement à des sections de ligne, des jeux de barres, des transformateurs des machines. Ces zones se recouvrent pour ne laisser aucun point de l'installation sans protection [156].

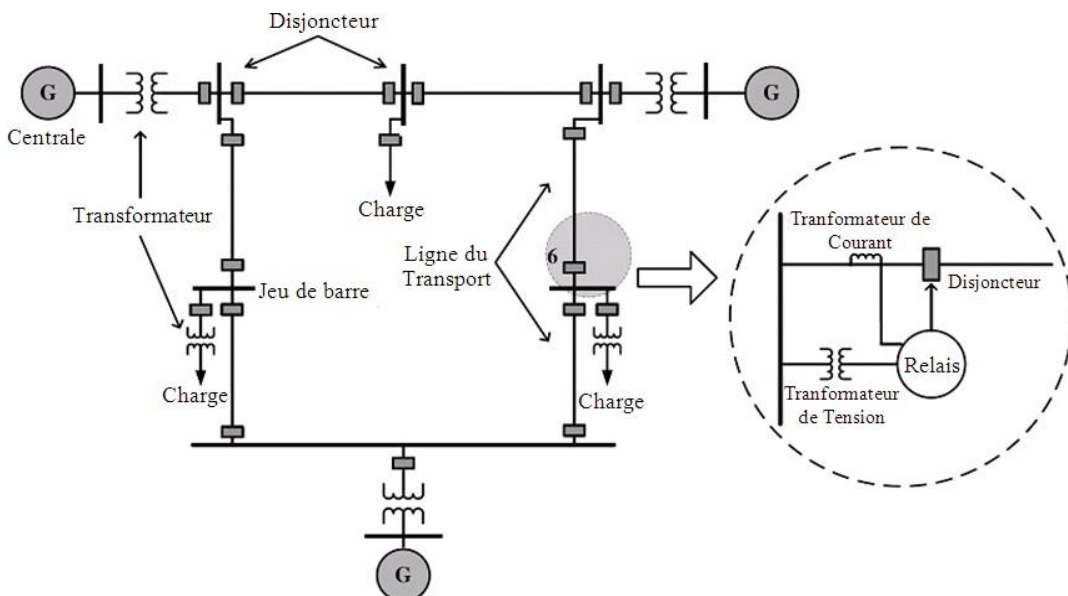


Figure 2.14. Zones de protection d'un réseau électrique.

2.8.6. La sélectivité, où coordination entre les relais :

La sélectivité, où bien la coordination est un processus de détermination des dispositifs de protection primaires chargés de dégager et éliminer le défaut de courant de court-circuit le plus rapidement possible pour chaque emplacement de défaut, en tenant compte qu'en cas de défaillance de l'un des dispositifs, chacun devrait être soutenu par un autre dispositif de protection qui s'appelle la protection secours [157].

2.8.6.1. Principe de coordination :

Le principe de protection est fourni pour les réseaux de distribution pour une déconnexion rapide de la section défectueuse de la partie saine restante du système d'alimentation. L'objectif principal des systèmes de protection est de limiter la propagation des défauts. Normalement, les lignes de distribution et les alimentations sont protégés par plus de relais de surintensité [158].

Les relais de surintensité sont utilisés comme primaire (*Primary*) ainsi que relais de secours (*Backup*) pour les réseaux distributions. Cependant, leur faible vitesse de fonctionnement n'est pas une caractéristique souhaitable pour leur application en tant que système de protection primaire. Des stratégies sont nécessaires pour coordonner les opérations des relais primaire et secondaire. La protection primaire agit comme la première ligne de défense contre les conséquences dommageables des fautes, alors que la protection de secours n'agit que lorsque la protection principale échoue. Lorsque la protection principale échoue, les stratégies de classement dans le temps permettent aux relais de secours de fonctionner après des délais variables estimés généralement entre [0.2 à 0.5 secondes] selon la norme IEC 60255-151, appelé l'intervalle de temps de coordination CTI. Le calcul de CTI est caractérisé par la différence entre le temps de déclenchement du relais de primaire ($T_{Relais-Primaire}$) et secondaire ($T_{Relais-Secours}$), ou mentionné comme suit :

$$CTI = T_{Relais-Primaire} - T_{Relais-Secours} \quad (2.34)$$

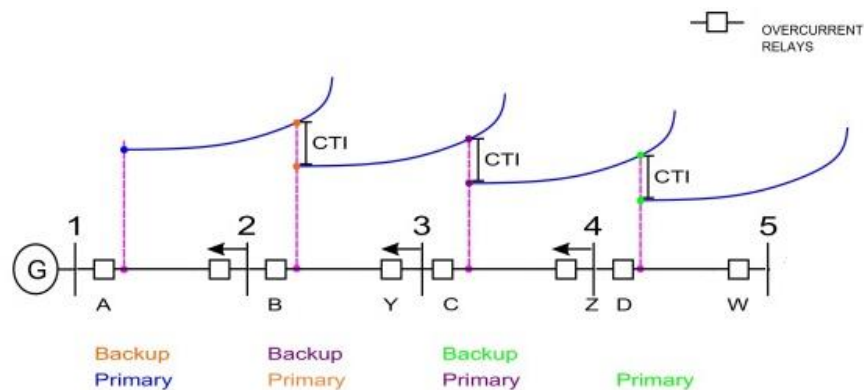


Figure 2.15. Principe de coordination entre les relais.

2.8.7. Relais de protection type non-standard (NS-OCR) :

Auparavant, la détection et l'élimination des défauts de surintensité par les relais de protection étaient basées uniquement sur la valeur du courant de défaut. Cependant, récemment, les OCR sont devenus largement accessibles en mesurant à la fois les deux paramètres des valeurs de tension et courant de ligne, via des transformateurs de tension et courant, pour diagnostiquer les parties infecter des systèmes d'alimentation, également pour garantir une performance fiable du système de protection, en particulier lors des unités de génération en cours d'intégration. De nombreux chercheurs ont développé divers types d'OCR basés soit sur la double fonction de détection à la fois du courant de défaut et de la tension, soit en incluant certaines constantes dans la formulation mathématique du temps de fonctionnement de ces relais appelés relais de surintensité non standard (NS-OCR) [158].

2.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons commencé par une description générale des différentes parties du système électrique et ces réglages, aussi les caractéristiques et les modèles mathématiques d'un générateur PV par une présentation du modèle des éléments constituant la chaîne de conversion photovoltaïque. Ensuite, un détail sur les systèmes de stockage d'énergie par batteries, présentant les types généralement utilisés et les modèles mathématiques de ces éléments et même son fonctionnement.

Finalisant, par un détail sur le système de protection contre les surintensités et le type choisi du relais de protection à temps inverse, son principe de fonctionnement, les types utilisés selon les normes IEC et IEEE et le principe de la coordination.

On s'intéresse par l'intégration optimale des sources d'énergie renouvelable dans le réseau de distribution électrique et étudier son impact sur ses différents paramètres techniques incluant le système de protection contre les surintensités « Max-I ». Cela, en proposition de nouvelles fonctions multi-objectifs, aussi résolus par des méthodes d'optimisation, qui seront détaillés dans les chapitres qui suit.

Chapitre 3

Écoulement de puissance et formulation du problème

Chapitre 3

Écoulement de puissance et formulation du problème

3.1. Introduction

Ce chapitre est dédié à présenter les fonctions multi-objectifs développées et utilisées dans notre travail qui sont basées principalement sur la somme des paramètres techniques et même économiques, lesquels résolus en intégrant de façon optimale des sources d'énergie renouvelables et des systèmes hybrides dans le réseau de distribution électrique. Cela en satisfaisant des variables et des contraintes d'égalités et non-égalités des sources d'énergie et des lignes de distribution. Le travail mentionné était résolu à base d'utilisation des équations de l'écoulement de puissance, par la méthode de Newton-Raphson. Dans ce contexte, un détail sur ces méthodes de résolution de l'écoulement de puissance et son calcul sera présenté.

3.2. Problème d'écoulement de puissance

Il y a quatre grandeurs fondamentales associées à chaque jeu de barres i du réseau, à savoir : module de tension V_i , phase de tension δ_i , puissance active injectée P_i et puissance réactive injectée Q_i . Pour chaque jeu de barres, deux variables doivent être spécifiées au préalable et les deux autres sont à calculer. Les modules et les phases des tensions inconnues sont appelés variables d'état. L'état du système n'est déterminé qu'après avoir calculer ces valeurs. Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les jeux de barres du système sont classés en trois catégories [168] :

Jeu de barres de référence : Ce jeu de barres connu aussi par le jeu de barres balancier ou bilan, est choisi parmi ceux où un générateur est connecté. Le rôle de ce jeu de barres est de fournir la puissance supplémentaire nécessaire pour compenser les pertes de transmission, car celles-ci ne sont pas connues d'avance. En plus, ce jeu de barres sert de référence pour les phases des tensions. Par convention, ce jeu de barres est identifié par le jeu de barres no. 1, dont le module et la phase de tension sont toujours spécifiés ($V_1 = 1$ p.u. et $\delta_1 = 0$). Donc, les puissances P_1 et Q_1 sont inconnues, du fait que PG_1 et QG_1 ne sont pas spécifiées d'avance. Par conséquent, les équations d'équilibre de puissance pour le jeu de barres de référence ne sont pas explicitement incluses dans la formulation du problème de l'écoulement de puissance.

Jeu de barres à tension contrôlée : Chaque jeu de barres du système dont le module de tension est maintenue constant, est considéré comme un jeu de barres à tension contrôlée ou jeu de barres générateur. Ce type de jeux de barres peut inclure des jeux de barres auxquels des générateurs, des batteries de condensateurs, des compensateurs statiques ou des transformateurs avec prises réglables sont raccordés. Au niveau de ce jeu de barres, P_i et V_i sont des grandeurs spécifiées. Donc, Q_i n'est pas connue à l'avance étant donné que QG_i est inconnue. Par conséquent, seule l'équation d'équilibre de puissance active est incluse dans la formulation du problème.

Jeu de barres de charge : Chaque jeu de barres du système dont l'injection des puissances actives et réactives sont données, est considéré comme un jeu de barres de charge. Donc, il est évident que les deux équations d'équilibre de puissance pour chaque jeu de barres de charge sont explicitement considérées dans la formulation du problème. La procédure de l'écoulement de puissance donne les valeurs de V_i et δ_i . On note que pour un réseau de N jeux de barres avec NG jeux de barres à tension contrôlée (ou générateur), le problème de l'écoulement de puissance implique la solution d'un système de $2N - NG - 2$ équations. Le nombre des variables d'état (V_i et δ_i) est aussi $2N - NG - 2$. Dans ces conditions, le système d'équation est bien posé. Toutefois, cela ne garantit pas qu'une solution existe en raison de la non-linéarité des équations. Il peut alors y avoir une solution unique, des solutions multiples ou aucune solution.

3.3. Formulation des équations d'écoulement de puissance

Les études du problème de l'écoulement de puissance connu aussi par l'écoulement de charge, constituent la colonne vertébrale de toute analyse et conception d'un système électro-énergétique. Ces études sont nécessaires pour la planification et les développements futurs des réseaux et aussi pour assurer un fonctionnement fiable des systèmes existants.

Dans cette partie, toutes les grandeurs sont exprimées en valeurs relatives (système per unit ou p.u.), à partir d'une puissance apparente triphasée de base et de la tension nominale composée de chaque jeu de barres, avec une tension de base par niveau de tension.

Pour calculer l'écoulement de puissance il faut d'abord formuler la matrice d'admittance Y_{bus} à l'aide des données d'entrée à partir des lignes et des transformateurs. En utilisant Y_{bus} , la relation entre le courant et la tension dans un réseau à n nœuds peut être exprimé par la relation matricielle suivante [169] :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{12} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.2)$$

$$Y_{ii} = \sum_{j=1}^n y_{ij} \quad \text{et} \quad Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \quad (3.3)$$

La matrice admittance nodale est formée sur la base des composants du réseau électrique (lignes de transmission, transformateurs, batteries de condensateurs et réactances). Chaque composant du réseau peut être connecté entre deux jeux de barres i et j , ou entre un jeu de barres i et le jeu de barres de référence (jeu de barres 0). Les éléments de la matrice admittance peuvent être obtenus en fonction des admittances des composants du réseau.

La puissance électrique à un jeu de barres d'un réseau électrique de n jeux de barres est égale à la différence entre la puissance générée et la puissance demandée au niveau du même jeu de barres.

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (3.4)$$

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

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* I_i = \sum_{j=1}^n V_i^* V_j Y_{ij} \quad (i, j = 1, 2, \dots, n) \quad (3.5)$$

Où P_i et Q_i sont, respectivement, l'injection des puissances active et réactive au jeu de barres i et représenter comme suit :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (i, j = 1, 2, \dots, n) \quad (3.6)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (i, j = 1, 2, \dots, n) \quad (3.7)$$

Où $V_i = |V_i| \angle \delta_i$ est la tension au jeu de barres i , $V_j = |V_j| \angle \delta_j$ est la tension au jeu de barres j , $Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij}$ est l'admittance shunte entre le jeu de barres i et jeu de barres j .

3.4. Fonctions multi-objectifs et contraintes

Dans notre travail on a développé et utilisé trois fonctions multi-objectifs (Multi-Objective Function) (MOF) représentées comme suit :

3.4.1. Fonction multi-objectifs pour l'intégration des PVDG :

Dans la première partie, on a proposé des divers algorithmes PSO hybrides basés sur des cartes chaotiques (Logistique, Itérative et Cercle) et des coefficients d'accélération adaptatifs (NDAC, SBAC et TVA). Cela pour l'intégration optimale des sources PVDG dans les réseaux de distribution standards IEEE, afin de minimiser la fonction multi-objectifs basée sur la somme des trois paramètres techniques de : pertes totales de puissance active (Total Active Power Loss) (TAPL), total de l'écart de tension (Total Voltage Deviation) (TVD) et le total de temps de déclenchement des relais de surintensité (TT_{Relais}) en respectant les contraintes d'égalités et de non-égalités. La MOF est présentée comme suit :

$$MOF = \text{Minimiser} \sum_{i=1}^{N_{JB}} \sum_{j=2}^{N_{JB}} \sum_{i=1}^{N_R} [TAPL_{i,j} + TVD_j + TT_{Relais,i}] \quad (3.8)$$

Le premier paramètre est le $TAPL$, lequel représenté comme suit [159, 160] :

$$TAPL_{i,j} = \sum_{i=1}^{N_{JB}} \sum_{j=2}^{N_{JB}} APL_{i,j} \quad (3.9)$$

$$APL_{i,j} = \alpha_{ij} (P_i P_j + Q_i Q_j) + \beta_{ij} (Q_i P_j + P_i Q_j) \quad (3.10)$$

$$\alpha_{ij} = \frac{R_{ij}}{V_i V_j} \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (3.11)$$

$$\beta_{ij} = \frac{R_{ij}}{V_i V_j} \sin(\delta_i + \delta_j) \quad (3.12)$$

Le deuxième paramètre est le TVD , lequel représenté comme suit [161] :

$$TVD_j = \sum_{j=2}^{N_{JB}} |1 - V_j| \quad (3.13)$$

Le dernier paramètre est le TT_{Relais} , et représenté comme suit [162, 163]:

$$TT_{Relais\ i} = \sum_{i=1}^{N_R} T_{Relais\ i} \quad (3.14)$$

$$T_{Relais\ i} = \left(\frac{1}{e^{(1-V_{cc})}} \right)^K TDS_i \left(\frac{A}{M_i^B - 1} \right) \quad (3.15)$$

$$M_i = \frac{I_{CC}}{I_P} \quad (3.16)$$

Ou, A , B et K des constantes pour le relais fixés à 0.14, 0.02 et 1.5, respectivement.

Les contraintes sont les limites que le système ne peut dépasser. On peut trouver deux types de contraintes, qui sont les contraintes égalités et inégalités.

- Contraintes d'égalités :

Les contraintes d'égalités illustrent des équations non-linéaires de l'écoulement de puissance dans toutes les branches, où la somme des puissances active et réactive injectées dans chaque jeu de barres soit égale à zéro [20]. Cet équilibre énergétique est décrit par les équations d'équilibre de puissance comme suit :

$$P_G + P_{PVDG} = P_D + P_{Loss} \quad (3.17)$$

$$Q_G = Q_D + Q_{Loss} \quad (3.18)$$

- Contraintes de non-égalités de la ligne de distribution :

Les contraintes des non-égalités illustrent les limites de fonctionnement des équipements électriques d'un réseau électrique. Habituellement, elles peuvent inclure des limites sur les tensions et les puissances apparentes [27]. Ils sont représentés comme suit :

Les limites exigées sur les tensions au niveau de chaque jeu de barres peuvent garder la qualité de service et la sécurité du système, ou la tension dans chaque nœud doit être comprise entre moins et plus 5 % de la tension nominale [35].

$$V_{\min} \leq |V_i| \leq V_{\max} \quad (3.19)$$

Limite de la chute de tension :

$$|1 - V_j| \leq \Delta V_{\max} \quad (3.20)$$

Les limites sur le transit de puissance apparente S_{ij} au niveau des lignes pour ne pas dépasser les valeurs thermiques maximales des lignes de distribution sont :

$$|S_{ij}| \leq S_{\max} \quad (3.21)$$

- Contraintes de non-égalités des sources PVDG :

Les contraintes de capacité des sources PVDG : limiter la taille des PVDG afin de ne pas excéder un certain pourcentage de la puissance fournie par le poste source et défini comme [20] :

$$P_{PVDG}^{\min} \leq P_{PVDG} \leq P_{PVDG}^{\max} \quad (3.22)$$

La somme des puissance des sources PVDG doit être moins que la puissance de la demande de charge :

$$\sum_{i=1}^{N_{PVDG}} PVDG(i) \leq \sum_{i=1}^{N_{JB}} P_D(i) \quad (3.23)$$

La position des sources PVDG est basée sur l'équation :

$$2 \leq PVDG_{Position} \leq N_{JB} \quad (3.24)$$

Emplacement des PVDG : ou un seul PVDG est installé à un emplacement dans le RDE :

$$n_{PVDG,i} / Emplacement \leq 1 \quad (3.25)$$

3.4.2. Fonction multi-objectifs pour l'intégration des PVDG-BESS :

La deuxième partie, vise à intégrer de manière optimale les sources hybrides PVDG-BESS dans les standards de distribution IEEE, en minimisant simultanément les paramètres techniques et économiques de : pertes totales de puissance active (TAPL), le total de l'écart de tension (TVD), le total du temps de déclenchement (TT_{Relais}) des relais non-standard de surintensité (NS-OCR) et le coût des systèmes hybrides BESS et PVDG (Investment Cost) (IC_{PVDG} et IC_{BESS}). Ces paramètres représentent la fonction multi-objectifs (MOF), où sont résolus en utilisant de divers algorithmes des loups gris chaotiques (Chaotic Grey Wolf Optimizer) (CGWO). La MOF est présentée comme suit :

$$MOF = Minimiser \sum_{i=1}^{N_{JB}} \sum_{j=2}^{N_{JB}} \sum_{i=1}^{N_R} [TAPL_{i,j} + TVD_j + TT_{Relais,i} + IC_{PVDG} + IC_{BESS}] \quad (3.26)$$

Les formulations mathématiques du premier, deuxième et troisième paramètres (TAPL, TVD et TT_{Relais}) sont mentionnés précédemment dans les équations (3.9 à 3.16).

Le quatrième paramètre économique est le coût des sources PVDG (IC_{PVDG}), où il représente le coût total d'installation, fonctionnement, et maintenance [164, 165] en relation avec la puissance des PVDG produite :

$$IC_{PVDG} = \sum_{i=1}^{N_{PVDG}} C_{PVDG,i} \cdot P_{PVDG,i} \quad (3.27)$$

$$C_{PVDG} = C_{Capital} + C_{F\&M} \quad (\$/kW) \quad (3.28)$$

Le cout d'installation ($C_{Capital}$) égal à 4000 \$/kW, où le cout de fonctionnement et maintenance ($C_{F\&M}$) est estimé à 20 \$/kW.

Le dernier paramètre économique est le cout des sources BESS (IC_{BESS}), ou il représente le cout total d'installation, opération, et maintenance [166, 167] en relation avec la puissance des BESS produite :

$$IC_{BESS} = \sum_{i=1}^{N_{BESS}} C_{BESS,i} \cdot P_{BESS,i} \quad (3.29)$$

$$C_{BESS} = C_{Capital} + C_{F\&M} \quad (\$/kW) \quad (3.30)$$

Le cout d'installation (C_{BESS}) égal à 690 \$/kW, où le cout de fonctionnement et maintenance ($C_{F\&M}$) est estimé à 5 \$/kW.

- Contraintes d'égalités :

Ils sont représentés par les équations d'équilibre de puissance comme suit :

$$P_G + P_{PVDG} + P_{BESS} = P_D + P_{Loss} \quad (3.31)$$

$$Q_G = Q_D + Q_{Loss} \quad (3.32)$$

- Contraintes de non-égalités de la ligne de distribution :

Les contraintes de non-égalités de la ligne de distribution sont mentionné dans les équations du (3.19 à 3.21).

- Contraintes de non-égalités des sources PVDG et BESS :

$$P_{PVDG}^{\min} \leq P_{PVDG} \leq P_{PVDG}^{\max} \quad (3.33)$$

$$P_{BESS}^{\min} \leq P_{BESS} \leq P_{BESS}^{\max} \quad (3.34)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{PVDG}} P_{PVDG}(i) \leq \sum_{i=1}^{N_{JB}} P_D(i) \quad (3.35)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{BESS}} P_{BESS}(i) \leq \sum_{i=1}^{N_{JB}} P_D(i) \quad (3.36)$$

$$2 \leq PVDG_{Position} \leq N_{JB} \quad (3.37)$$

$$2 \leq BESS_{Position} \leq N_{JB} \quad (3.38)$$

$$N_{PVDG} \leq N_{PVDG.max} \quad (3.39)$$

$$N_{BESS} \leq N_{BESS.max} \quad (3.40)$$

$$n_{PVDG,i} / Emplacement \leq 1 \quad (3.41)$$

$$n_{BESS,i} / Emplacement \leq 1 \quad (3.42)$$

3.4.3. Fonction multi-objectifs pour l'intégration des PVDG-WTDG :

La fonction multi-objectifs (MOF) proposée dans la troisième partie, est consacrée à la recherche de l'intégration optimale de multiple sources RDG (PVDG et WTDG) dans des systèmes distribution IEEE. Afin de minimiser simultanément les indices : l'indice de pertes totales de puissance active (Active Power Loss Index) (APLI), l'indice de pertes total de puissance réactive (Reactive Power Loss Index) (RPLI), l'indice de l'écart de tension (Voltage Deviation Index) (VDI), l'indice de total du temps de déclenchement (Total Time Index of relays) (TTI_{Relais}) du relais de protection de surintensité, et améliorer l'indice de l'intervalle de temps de coordination (sélectivité) (Coordination Time Interval Index) (CTII) entre les relais de surintensité, où l'équation suivante représente sa formulation :

$$MOF = \text{Minimiser} \sum_{i=1}^{N_{JB}} \sum_{j=2}^{N_{JB}} \sum_{i=1}^{N_{PR}} \sum_{j=1}^{N_{BR}} [APLI_{i,j} + RPLI_{i,j} + VDI_j + TTI_{\text{Relais},i} + CTII_{i,j}] \quad (3.43)$$

Le premier paramètre est l'indice de pertes totales de puissance active (APLI), comme suit :

$$APLI = \frac{APL_{\text{Après RDG}}}{APL_{\text{Avant RDG}}} \times 100 \% \quad (3.44)$$

$$APL_{i,j} = R_{ij} \frac{(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)}{V_i^2} \quad (3.45)$$

Le deuxième paramètre est l'indice de pertes totales de puissance réactive (RPLI), comme suit :

$$RPLI = \frac{RPL_{\text{Après RDG}}}{RPL_{\text{Avant RDG}}} \times 100 \% \quad (3.46)$$

$$RPL_{i,j} = X_{ij} \frac{(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)}{V_i^2} \quad (3.47)$$

Le troisième paramètre est l'indice de l'écart de tension (VDI), comme suit :

$$VDI = \frac{VD_{\text{Après RDG}}}{VD_{\text{Avant RDG}}} \times 100 \% \quad (3.48)$$

$$VD = |1 - V_j| \quad (3.49)$$

Le quatrième paramètre est l'indice de total du temps de déclenchement (TTI_{Relais}) des relais de protection de surintensité, comme suit :

$$TTI_{\text{Relais}} = \frac{T_{\text{Relais Après RDG}}}{T_{\text{Relais Avant RDG}}} \times 100 \% \quad (3.50)$$

$$T_{\text{Relais}} = TDS \times \left(\frac{A}{M^B - 1} \right) \quad (3.51)$$

$$M = \frac{I_{CC}}{I_P} \quad (3.52)$$

Le cinquième paramètre est l'indice de l'intervalle de temps de coordination (CTII) entre les relais de surintensité et représenté comme suit :

$$CTII = \frac{CTI_{Après\ RDG}}{CTI_{Avant\ RDG}} \times 100 \% \quad (3.53)$$

$$CTI = T_{Relais\ Secour} - T_{Relais\ Primaire} \quad (3.54)$$

- Contraintes d'égalités :

Ils sont représentés par les équations d'équilibre de puissance comme suit :

$$P_G + P_{RDG} = P_D + P_{Loss} \quad (3.55)$$

$$Q_G + Q_{RDG} = Q_D + Q_{Loss} \quad (3.56)$$

- Contraintes de non-égalités de la ligne de distribution :

Les contraintes de non-égalités de la ligne de distribution sont mentionné dans les équations du (3.19 à 3.21).

- Contraintes de non-égalités des sources hybrides PVDG et WTDG :

$$P_{RDG}^{\min} \leq P_{RDG} \leq P_{RDG}^{\max} \quad (3.57)$$

$$Q_{RDG}^{\min} \leq Q_{RDG} \leq Q_{RDG}^{\max} \quad (3.58)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{RDG}} P_{RDG}(i) \leq \sum_{i=1}^{N_{JB}} P_D(i) \quad (3.59)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{RDG}} Q_{RDG}(i) \leq \sum_{i=1}^{N_{bus}} Q_D(i) \quad (3.60)$$

$$2 \leq RDG_{Position} \leq N_{JB} \quad (3.61)$$

$$N_{RDG} \leq N_{RDG.max} \quad (3.62)$$

$$n_{RDG,i} / Emplacement \leq 1 \quad (3.63)$$

$$FF_{RDG}^{\min} \leq FF_{RDG} \leq FF_{RDG}^{\max} \quad (3.64)$$

$$FF_{RDG} = \frac{P_{RDG}}{\sqrt{P_{RDG}^2 + Q_{RDG}^2}} \quad (3.65)$$

3.5. Réseaux standards de la norme IEEE étudiés

3.5.1 IEEE 28-JB :

Ce système est composé de 28 jeux de barres et 27 branches. La demande des charges totales est de 761.04 kW et 776.42 kVar sous une tension de 11 kV. Chaque jeu de barres est protégé par un relais de surintensité primaire et couvert par un relais secondaire entre eux un intervalle de temps de coordination (CTI) fixé plus de 0.2 seconde. Il est calculé pour le système complet 27 relais de surintensité et 26 CTI. Où la figure 3.1 représente son diagramme.

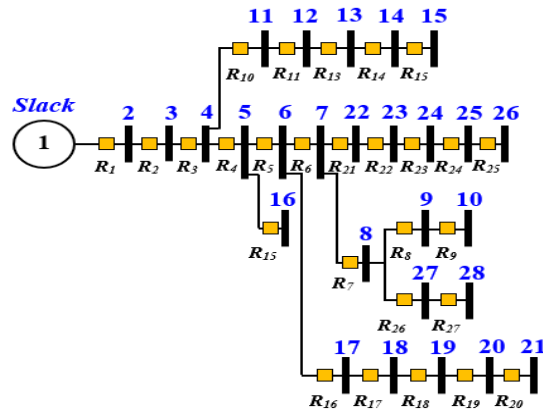


Figure 3.1. Schéma unifilaire du réseau IEEE 28-JB.

3.5.2 IEEE 33-JB :

Le deuxième système de test est composé de 33 jeux de barres et 32 branches. La demande des charges totales est de 3715.00 kW et 2300.00 kVar, sous une tension de 12.66 kV [8, 9]. Chaque jeu de barres est protégé par un relais de surintensité primaire et couvert par un relais secondaire entre eux un intervalle de temps de coordination (CTI) fixé plus de 0.2 seconde. Il est calculé pour le système complet 32 relais et 31 CTI. Où la figure 3.2 représente son diagramme.

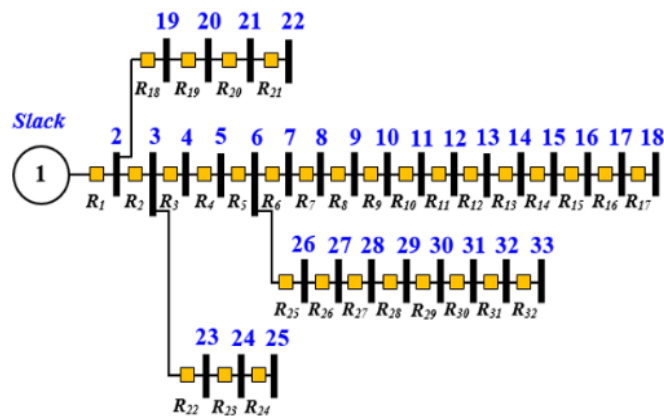


Figure 3.2. Schéma unifilaire du réseau IEEE 33-JB.

3.5.2 IEEE 69-JB :

Le dernier système de test est composé de 69 jeux de barres et 68 branches. La demande des charges totales est de 3790.00 kW et 2690.00 kVar, sous une tension de 12.66 kV [17, 18]. Chaque jeu de barres de ce système de test est protégé par un relais de surintensité primaire et couvert par un relais secondaire entre eux un intervalle de temps de coordination (CTI) fixé plus de 0.2 seconde. Il est calculé pour le système complet 68 relais de surintensité et 67 CTI. Où la figure 3.3 représente son diagramme.

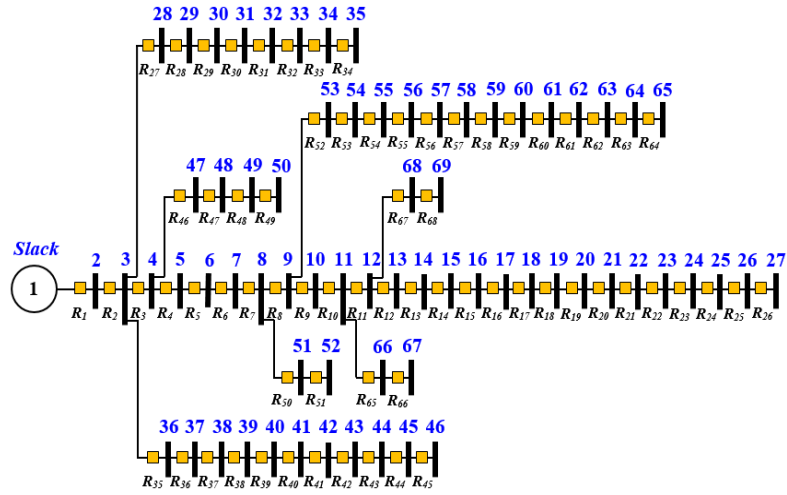


Figure 3.3. Schéma unifilaire du réseau IEEE 69-JB.

3.6. Méthode Newton – Raphson

Cette méthode implique des résolutions répétées d'un système d'équations linéaires, qui sont une approximation linéaire du système original d'équations non linéaire. Cette approximation linéaire est obtenue par un développement en série de Taylor des expressions (3.6) et (3.7). Cette méthode est la plus utilisée pour résoudre les équations non linéaires. Dans les réseaux électriques, elle a été aussi la méthode préférée pour la plupart des logiciels commerciaux [170].

On est ainsi conduit à formuler le système linéaire :

$$\Delta P_i = \sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \Delta V_j \right) \quad i = 2, \dots, n \quad (3.66)$$

$$\Delta Q_i = \sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \Delta V_j \right) \quad i = 2, \dots, n \quad (3.67)$$

ΔP , et ΔQ sont la différence entre les valeurs planifiées et les valeurs calculées de la puissance active et réactive respectivement.

La forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (3.68)$$

Où H , N , J et L sont, respectivement, des sous-matrices qui forment la matrice Jacobéenne du système.

Pour chaque sous matrice on distingue deux types d'élément qui sont l'élément diagonaux et non diagonaux la matrice Jacobéenne, ou sont calculés par :

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.69)$$

$$H_{ij} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.70)$$

$$N_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i||Y_{ii}|\cos(\theta_{ij}) + \sum_{j \neq i}^n |V_j||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.71)$$

$$N_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = -|V_i||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.72)$$

$$J_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^n |V_i||V_j||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.73)$$

$$J_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i||V_j||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.74)$$

$$L_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i||Y_{ii}|\cos(\theta_{ij}) + \sum_{j \neq i}^n |V_j||Y_{ij}|\sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.75)$$

$$L_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = |V_i||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.76)$$

La procédure de calcul de l'écoulement de puissance en utilisant la méthode de Newton

– Raphson est résumée dans les étapes suivantes :

1. Initialiser le compteur d'itération, $k = 0$
2. Affecter des valeurs initiales aux modules et phases des tensions, $V_i^{(0)}$, $\delta_i^{(0)}$
Les valeurs initial sont : $V_i^{(0)} = 1$ p.u., et $\delta_i^{(0)} = 0$.
3. Calculer le vecteur des écarts de puissances $\Delta P_i^{(k)}$ et $\Delta Q_i^{(k)}$ comme suit :

$$\begin{cases} \Delta P_i = P_{iP} - P_{iC} \\ \Delta Q_i = Q_{iP} - Q_{iC} \end{cases} \quad (3.77)$$

P_{iP} et P_{iC} sont la puissance active planifiée et calculée respectivement au nœud (i).

Q_{iP} et Q_{iC} sont la puissance réactive planifiée et calculée t au nœud (i).

4. Vérifier la convergence. Si le vecteur des écarts de puissance est inférieur à une certaine précision $|\Delta P_i^{(k)}| \leq \varepsilon$ et $|\Delta Q_i^{(k)}| \leq \varepsilon$, stop. Sinon, continuer.
5. Calculer les éléments de la matrice Jacobéenne (H , N , J et L) à partir des équations (3.69) à (3.76).
6. Résoudre le système dans l'équation (3.68) par rapport à $[\Delta \delta, \Delta V]^T$, par l'inversion directe de la matrice Jacobéenne ou par la technique de factorisation triangulaire et l'élimination gaussienne.
7. Calculer les nouvelles estimations des variables d'états :

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (3.78)$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}| \quad (3.79)$$

8. Incrémenter k de 1 et retourner à l'étape 3.

Il faut noter que si la puissance réactive générée au niveau d'un jeu de barres à tension contrôlée dépasse sa limite minimale ou maximale, celui-ci change de type et sera considéré comme un jeu de

barres de charge. La puissance réactive générée est assignée à la limite dépassée et le module de la tension devient alors une inconnue qui doit être calculée.

3.7. Conclusion

Ce chapitre était consacré pour présenter les méthodes et les équations d'écoulement de puissance pour résoudre les problèmes formulés. Le problème de l'intégration optimale des sources renouvelables et hybrides est basé sur la résolution et l'optimisation des fonctions multi-objectifs développées et basées sur des différents paramètres techniques et économiques, tel que les pertes totales de puissance active, le total de l'écart de tension, le temps de déclenchement des relais de surintensité, le coût des systèmes de puissance intégrés et ainsi de suite.

Dans notre cas, le calcul de l'écoulement de puissance est fait en utilisant la fameuse méthode de Newton-Raphson, en satisfaisant des différentes contraintes d'égalités et de non-égalités. La méthode de Newton-Raphson est la méthode la plus itérative utilisée pour sa fiabilité et ses caractéristiques de convergence rapide et puissante par rapport à d'autres processus alternatifs, aussi elle peut résoudre des cas qui conduisent à des divergences avec d'autres processus populaires. Atteindre les meilleurs résultats d'optimisation est basé sur l'application de différents algorithmes méta-heuristiques, qui vont être présentés dans le chapitre qui suit.

Chapitre 4

Algorithmes méta-heuristiques appliqués

Chapitre 4

Algorithmes méta-heuristiques appliqués

4.1. Introduction

Les communautés de l'informatique et de la recherche opérationnelle se sont efforcées de résoudre des problèmes complexes du monde réel. Tout en résolvant un problème à grande échelle, ou il est nécessaire de trouver une solution réalisable et l'améliorer pour converger vers la solution globale optimale. Cependant, trouver des solutions exactes est difficile car les ressources sont limitées et la plupart des problèmes d'optimisation sont complexes. La méta-heuristique peut résoudre cette difficulté en proposant des solutions approximatives. Un algorithme méta-heuristique est une procédure de recherche conçue pour trouver une bonne solution à un problème d'optimisation complexe et difficile à résoudre à l'optimalité [171]. Il est impératif de trouver une solution quasi optimale basée sur des informations imparfaites ou incomplètes dans ce monde réel aux ressources limitées (par exemple, la puissance et le temps de calcul). L'émergence de méta-heuristiques pour résoudre de tels problèmes d'optimisation est l'une des réalisations les plus notables des dernières décennies. Il y a des défis qui appellent l'attention pour développer de meilleures solutions par rapport aux approches traditionnelles.

Différents algorithmes méta-heuristiques sont décrits par des auteurs qui sont assez étendus à diverses applications pour résoudre des problèmes d'optimisation non linéaires et non convexes. Ainsi, les méta-heuristiques peuvent souvent trouver de bonnes solutions avec moins d'effort de calcul que les méthodes itératives et les simples heuristiques gloutonnes [172]. Il existe différentes variétés de problèmes qui ne sont pas pratiques à résoudre en utilisant un algorithme d'optimisation à l'optimalité globale. La méta-heuristique peut jouer un rôle clé dans différents domaines. En substance, de nombreux problèmes d'optimisation sont des fonctions multi-objectifs avec des contraintes non linéaires. Par exemple, la plupart des problèmes d'optimisation d'ingénierie sont hautement non linéaires et exigent des solutions à des problèmes multi-objectifs. Les algorithmes méta-heuristiques sont classés en fonction de leur mode de fonctionnement dans l'espace de recherche [173], tels que la recherche inspirée de la nature par rapport à la recherche non naturelle, la recherche basée sur la population par rapport à un point unique, les fonctions objectives dynamiques contre statiques, une contre plusieurs structures de voisinage utilisation de la mémoire par rapport aux méthodes sans mémoire. Dans ce travail on a choisi le type des algorithmes méta-heuristiques inspirés de la nature pour résoudre le problème d'optimisation formulé des fonctions multi-objectifs.

Ce chapitre est consacré pour présenter les algorithmes méta-heuristiques inspirés du nature dans le but de trouver la solution pour le problème d'optimisation de l'intégration des sources renouvelables dans les réseaux de distribution standards IEEE, en minimisant des fonctions multi-objectifs proposées et basées sur des paramètres techniques ou bien technico-économiques.

4.2. Techniques où cartes chaotiques (Chaotic Maps)

Les cartes chaotiques sont des fonctions importantes utilisées pour résoudre des problèmes dans les méthodes d'optimisation, elles sont généralement utilisées comme générateurs de nombres aléatoires.

Ceux utilisés dans le travail mentionné sont décrits par leur visualisation sur la figure 4.1 et leurs formes mathématiques comme suit [174] :

- *Chaotique Logistique (Logistic) :*

$$x_{k+1} = \alpha x_k (1 - x_k) \quad (4.1)$$

- *Chaotique Itérative (Iterative) :*

$$x_{k+1} = \sin\left(\frac{\alpha\pi}{x_k}\right) \quad (4.2)$$

- *Chaotique Cercle (Circle) :*

$$x_{k+1} = \text{mod}\left(x_k + \beta - \left(\frac{\alpha}{2\pi}\right) \sin\left(\frac{2\pi}{x_k}\right), 1\right) \quad (4.3)$$

- *Chaotique Gauss :*

$$x_{k+1} = \begin{cases} 1 & x_k = 0 \\ \frac{1}{\text{mod}(x_k, 1)} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (4.4)$$

- *Chaotique Chanteur (Singer) :*

$$x_{k+1} = 1.07 \left(7.86x_k - 23.31x_k^2 + 28.75x_k^3 - 13.302875x_k^4 \right) \quad (4.5)$$

- *Chaotique Tente (Tent) :*

$$x_{k+1} = \begin{cases} \frac{x_k}{0.7} & , \quad x_k < 0.7 \\ \frac{10}{3}(1 - x_k) & , \quad x_k \geq 0.7 \end{cases} \quad (4.6)$$

- *Chaotique Sinus (Sine) :*

$$x_{k+1} = \frac{a}{4} \sin(\pi x_k), \quad a = 4 \quad (4.7)$$

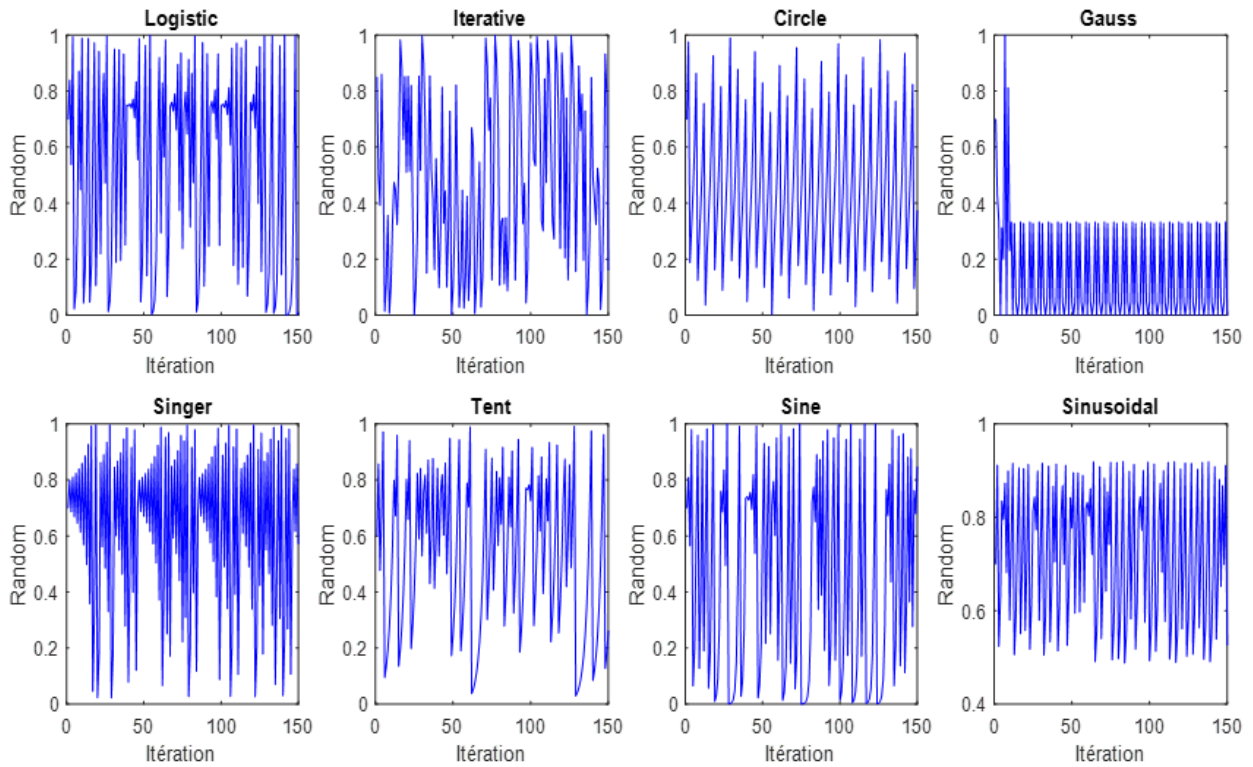


Figure 4.1. Visualisation des cartes chaotiques.

4.3. L'Optimisation par Essaim de Particules (Particle Swarm Optimization) (PSO)

L'optimisation par l'algorithme de PSO a été introduite pour la première fois par James Kennedy et Russell Eberhart en 1995 [175]. Cet algorithme est principalement inspiré du comportement social des nuées d'oiseaux ou des bancs de poissons (voir figure 4.2). Dans l'algorithme de PSO, au lieu d'utiliser des opérateurs génétiques, les individus sont évolués par la compétition et la coopération entre les individus eux-mêmes à travers les générations. Chaque particule ajuste son vol en fonction de sa propre expérience seule ou avec ses compagnons.

Chaque individu est nommé, une particule qui, en fait, représente une solution potentielle à un problème [175, 176].

Trois composants influenceront le mouvement d'une particule de position à l'autre [177] :

- La composante physique ou la composante d'inertie influence le mouvement vers la direction actuelle de la particule.
- La composante cognitive attire la particule vers la meilleure position par laquelle elle est passée jusqu'à l'itération actuelle.
- La composante sociale oriente la particule vers la meilleure position trouvée par l'essaim lors la recherche.

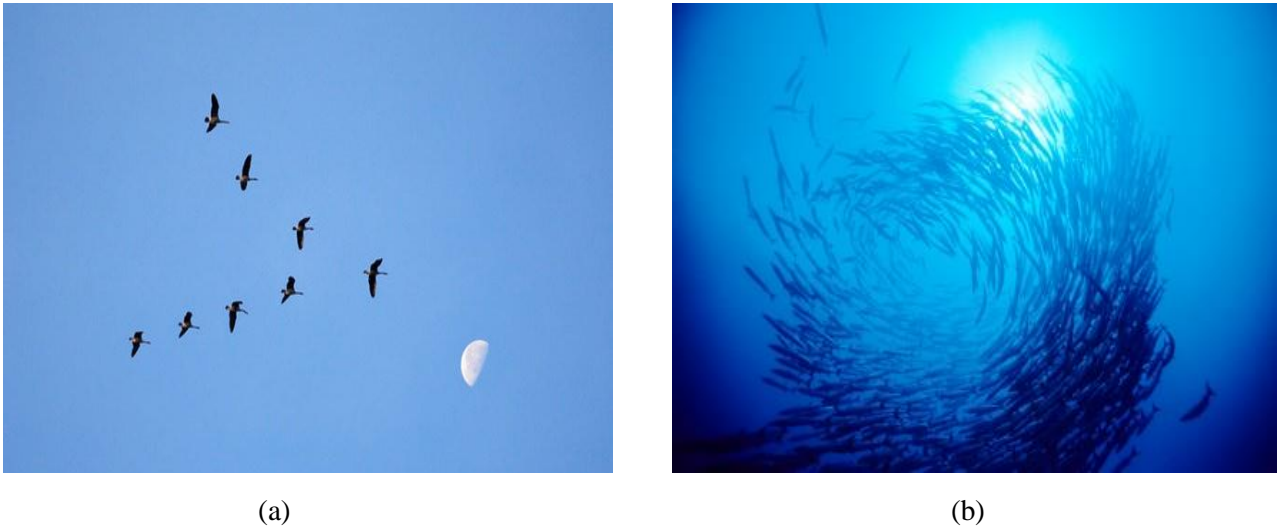


Figure 4.2. Inspiration de l'algorithme PSO.

a). Vol d'oiseaux en groupe, b). Bancs de poissons.

Dans l'algorithme PSO, chaque particule i est modélisée par un vecteur de position X_i et un vecteur de changement de position V_i appelé (vélocité) dans un espace de d dimension.

La meilleure position de chaque particule est enregistrée et présentée comme P_{best} , tandis que la meilleure particule parmi toutes les particules de la population est représentée par G_{best} [176]. À chaque itération k , chaque particule est déplacée selon les équations suivantes :

$$V_i^{k+1} = \omega \cdot V_i^k + c_1 r_1 [P_{best}^k - X_i^k] + c_2 r_2 [G_{best}^k - X_i^k] \quad (4.8)$$

$$X_i^{k+1} = X_i^k + V_i^{k+1} \quad (4.9)$$

Où, c_1 et c_2 sont des coefficients d'accélération, r_1 et r_2 sont deux valeurs aléatoires (*Random*) dans $[0, 1]$. Le paramètre ω est appelé le poids d'inertie, il permet d'équilibrer l'exploration et l'exploitation d'une manière générale. Ce coefficient permet de contrôler l'influence de vitesse V_i actuelle sur celle de la prochaine itération [177]. Le coefficient ω est suit une variation linéaire selon l'équation (4.10).

$$\omega = \omega_{\max} - (\omega_{\max} - \omega_{\min}) \left(\frac{k}{k_{\max}} \right) \quad (4.10)$$

Où, ω_{\max} et ω_{\min} sont les valeurs de poids d'inertie maximum et minimum, respectivement. k_{\max} est le nombre maximum d'itérations et k représente l'itération actuelle.

Algorithme Pseudocode de PSO

Initialiser population

Pour $t=1$: Génération maximale**Pour** $i=1$: Nombre de population**Si** $f(x_{i,d}(t)) < f(p_i(t))$ **Puis** $p_i(t) = x_{i,d}(t)$ $f(p_g(t)) = \min(f(p_i(t)))$ **Fin****Pour** $d=1$: dimension $v_{i,d}(t+1) = w v_{i,d}(t) + c_1 r_1 (p_i - x_{i,d}(t)) + c_2 r_2 (p_g - x_{i,d}(t))$ $x_{i,d}(t+1) = x_{i,d}(t) + v_{i,d}(t+1)$ **Si** $v_{i,d}(t+1) > v_{max}$ **Ensuite** $v_{i,d}(t+1) = v_{max}$ **Si** $v_{i,d}(t+1) < v_{min}$ **Ensuite** $v_{i,d}(t+1) = v_{min}$ **Fin****Si** $x_{i,d}(t+1) > x_{max}$ **Ensuite** $x_{i,d}(t+1) = x_{max}$ **Si** $x_{i,d}(t+1) < x_{min}$ **Ensuite** $x_{i,d}(t+1) = x_{min}$ **Fin****Fin****Fin****Fin**

Les chercheurs ont proposé de nombreux algorithmes PSO, en éditant les paramètres de (ω , c_1 , c_2 et r) pour atteindre ses fonctions et performances optimales [27,30, 78]. C'est pourquoi nous avons proposés dans le premier travail (l'intégration optimale des unités PVDG dans les réseaux de distribution électrique) des algorithmes PSO améliorés basés sur des cartes chaotiques (Chaotic Maps) modifiés et des coefficients d'accélération (acceleration coefficients) adaptatifs.

4.3.1. Algorithme PSO avec coefficients d'accélération adaptatifs :

Les algorithmes PSO proposés et appliqués pour résoudre ce problème basé sur les coefficients d'accélération adaptatifs c_1 , c_2 sont représentés par les équations suivantes, également par leurs variations dans la figure 4.3 :

- *Coefficients d'Accélération Basés sur les Sigmoides (SBAC-PSO)* [178] :

$$c_1 = \left(\frac{1}{1 + e^{\left(\frac{-\lambda k}{k_{max}}\right)}} \right) + 2(c_{1f} - c_{1i}) \left(\frac{k}{k_{max}} - 1 \right)^2, \quad c_2 = \left(\frac{1}{1 + e^{\left(\frac{-\lambda k}{k_{max}}\right)}} \right) + (c_{1f} - c_{1i}) \left(\frac{k}{k_{max}} \right)^2 \quad (4.11)$$

$$\lambda = 0.0001, \quad c_{1f} = 2.5, \quad c_{1i} = 0.5$$

- *Coefficients d'Accélération Dynamique Non-linéaire (NDAC-PSO)* [179] :

$$c_1 = -(c_{1f} - c_{1i}) \left(\frac{k}{k_{max}} \right)^2 + c_{1f}, \quad c_2 = c_{1i} \left(1 - \frac{k}{k_{max}} \right)^2 + c_{1f} \left(\frac{k}{k_{max}} \right) \quad (4.12)$$

$$c_{1f} = 2.5, c_{1i} = 0.5$$

- Accélération Variable dans le Temps (TVA-PSO) [180] :

$$c_1 = c_{1i} + \left(\frac{c_{1f} - c_{1i}}{k_{\max}} \right) k, c_2 = c_{2i} + \left(\frac{c_{2f} - c_{2i}}{k_{\max}} \right) k \quad (4.13)$$

$$c_{1f} = 0.5, c_{1i} = 2.5 \text{ et } c_{2f} = 2.5, c_{2i} = 0.5$$

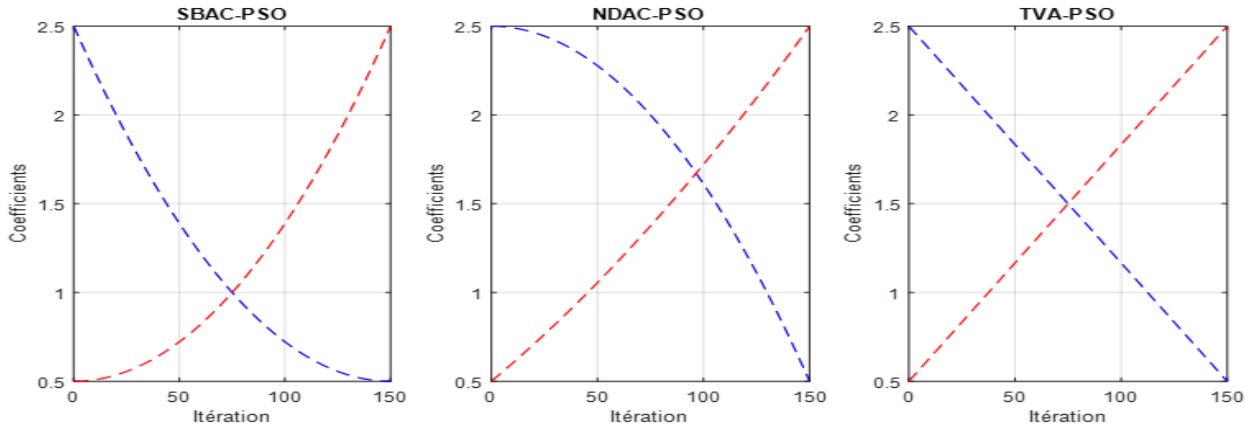


Figure 4.3. La variation des coefficients d'accélération pour différents algorithmes PSO.

Basant sur l'hybridation de deux algorithmes PSO qui dépendent de cartes chaotiques et de coefficients d'accélération adaptatifs comme mentionné précédemment, on a proposé d'abord pour l'algorithme Chaotique Logistique (CL) : (CL-SBAC-PSO), (CL-NDAC-PSO) et (CL-TVA-PSO), puis pour l'algorithme Chaotique Itérative (CI) : (CI-SBAC-PSO), (CI-NDAC-PSO) et (CI-TVA-PSO). Enfin, pour l'algorithme Chaotique Cercle (CC) : (CC-SBAC-PSO), (CC-NDAC-PSO) et (CC-TVA-PSO). Ces algorithmes PSO proposés ont montrés des caractéristiques de convergence rapide et même des résultats meilleurs par rapport à l'algorithme PSO de base.

4.4. L'algorithme des Loups Gris (Grey Wolf Optimizer) (GWO)

La méthode d'optimisation des loups gris ou Grey Wolf Optimizer (GWO), est une nouvelle méthode d'optimisation heuristique développée en 2014 par Sayed Ali Mirjalili [181].

Cet algorithme imite le mécanisme de chasse des loups gris dans la nature. Ce genre de loups préfère vivre surtout en groupes. Là où le groupe se compose de 5 à 12 loups ou dans sa stratégie chaque individu a un rôle spécifié. De plus, l'une des réalités intéressantes de la vie sociale de ces loups est une structure d'hierarchique sociale très stricte dans le groupe.

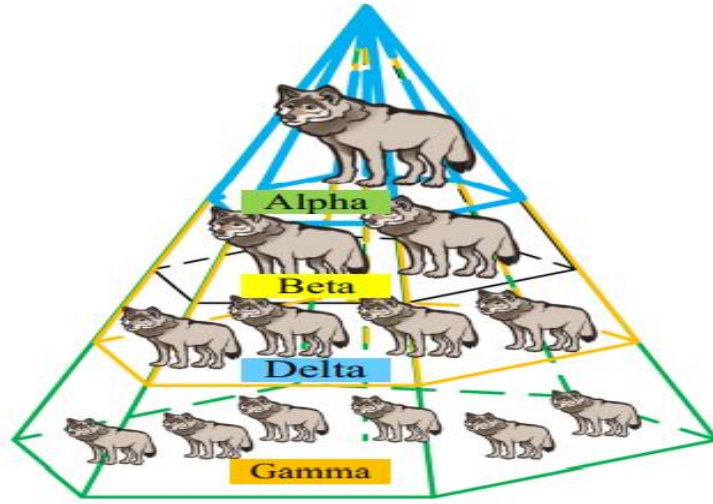


Figure 4.4. Hiérarchie sociale des loups gris.

En s'inspirant des comportements de la hiérarchie du leadership et du mécanisme de chasse au loup gris dans la nature sauvage, où il commence le processus d'optimisation en initiant une usine de solutions candidates au hasard. Les trois meilleures solutions candidates à chaque itération sont supposées être des loups alpha, bêta et gamma, qui prennent la tête des régions prometteuses de l'espace de recherche. Les autres loups gris sont considérés comme des deltas et doivent encercler alpha, bêta et gamma pour trouver de meilleures solutions [181, 182].

Encerclement de proies : les loups gris encerclent leurs proies pendant la chasse. Le modèle mathématique s'exprime comme suit :

$$\vec{D} = \left| \vec{C} \cdot \vec{X}_p(t) - \vec{X}(t) \right| \tag{4.14}$$

$$\vec{X}(t+1) = \vec{X}_p(t) - \vec{A} \cdot \vec{D} \tag{4.15}$$

Où, A et C désignent les vecteurs de coefficients, t désigne l'itération en cours, X_p est le vecteur de position de la meilleure solution obtenu jusqu'à présent, X est le vecteur de position.

Les vecteurs A et C peuvent être calculés à l'aide de ces équations.

$$\vec{A} = 2 \cdot \vec{a} \cdot \vec{r} - \vec{a} \tag{4.16}$$

$$\vec{C} = 2 \cdot \vec{r} \tag{4.17}$$

Où a est diminué linéairement de 2 à 0 au cours des itérations (en phases d'exploration et d'exploitation). r est un vecteur initié aléatoirement avec une distribution uniforme entre 0 et 1.

Chasse : Dans GWO, alpha (α), bêta (β) et gamma (δ) ont une meilleure connaissance de l'emplacement potentiel de la proie, les trois meilleures solutions obtenues en premier lieu sont sauvegardées et obligent les autres agents de recherche (y compris les deltas) pour mettre à jour leurs positions en fonction de la position du meilleur agent de recherche.

$$\vec{D}_\alpha = \left| \vec{C}_1 \cdot \vec{X}_\alpha - \vec{X} \right| \tag{4.18}$$

$$\vec{D}_\beta = \left| \vec{C}_2 \cdot \vec{X}_\beta - \vec{X} \right| \tag{4.19}$$

$$\vec{D}_\delta = \left| \vec{C}_3 \cdot \vec{X}_\delta - \vec{X} \right| \quad (4.20)$$

$$\vec{X}_1 = \vec{X}_\alpha - \vec{A}_1 \cdot (\vec{D}_\alpha) \quad (4.21)$$

$$\vec{X}_2 = \vec{X}_\beta - \vec{A}_2 \cdot (\vec{D}_\beta) \quad (4.22)$$

$$\vec{X}_3 = \vec{X}_\delta - \vec{A}_3 \cdot (\vec{D}_\delta) \quad (4.23)$$

$$\vec{X}(t+1) = \frac{\vec{X}_1 + \vec{X}_2 + \vec{X}_3}{3} \quad (4.24)$$

Algorithme Pseudocode de GWO

Définir le nombre maximal d'itérations L :

Initialiser la population $X_i (i=1, 2, \dots, n)$

Initialiser a , A et C ;

Calculer le fitness des loups

X_α =Le meilleur agent de recherche

X_β =Le deuxième meilleur agent de recherche

X_γ =Le troisième meilleur agent de recherche

Tandis que ($t \leq L$)

Pour chaque agent de recherche

 Mettre à jour la position d'agent de recherche actuel par **Eq (4.15-4.16)**

Fin Pour

 Mettre à jour a , A et C

 Calculer le fitness de tous les agents de recherche

$t=t+1$

Fin Tandis Que

Retourner X_α

Tant que l'algorithme GWO ne pouvait pas toujours aussi bien identifier les résultats optimaux globaux, l'algorithme CGWO a été développé en se basant sur l'introduction de cartes chaotiques dans l'algorithme GWO lui-même. Alors, on obtient : GWO et chaotique Gauss (CGWO_Gauss), GWO et chaotique Tente (CGWO_Tent) et ainsi de suite pour le reste des algorithmes : (CGWO_Singer), (CGWO_Sine), (CWGO_Logistic). Lorsqu'en générant des nombres aléatoires des paramètres *Random* (r), les algorithmes CGWO proposés ont montrés une efficacité supérieure en coté de résultats par rapport à l'algorithme GWO de base, mais des caractéristiques de convergence tard.

4.5. L'Algorithme de Moisissure Visqueuse (Slime Mould Algorithm) (SMA)

L'algorithme SMA est une technique méta-heuristique récente proposée dans [183], basée sur le comportement naturel de la moisissure visqueuse qui recherche et explore la nourriture, l'entoure et délivre des enzymes pour l'assimiler.



Figure 4.5. Les moisissures visqueuses.

Les caractéristiques de la moisissure visqueuse peuvent être décrites sur la base de trois étapes principales, incorporant la nourriture d'approche, l'emballage de la nourriture et l'oscillation, où les sous-sections suivantes représentent leurs formes mathématiques.

4.5.1. Approche de la nourriture :

Le modèle de comportement d'approche de la moisissure visqueuse est représenté dans une équation mathématique afin d'imiter le mode de contraction, la règle suivante est proposée :

$$\overrightarrow{X}(t+1) = \begin{cases} \overrightarrow{X}_b(t) + \overrightarrow{vb} \cdot (\overrightarrow{W} \cdot \overrightarrow{X}_A(t) - \overrightarrow{X}_B(t)), & r < p \\ \overrightarrow{vc} \cdot \overrightarrow{X}(t), & r \geq p \end{cases} \quad (4.25)$$

Où, \overrightarrow{vb} représente un ensemble de paramètres entre $[-a, a]$, \overrightarrow{vc} est réduit linéairement de 1 à 0. t est l'itération actuelle, X_b indique l'emplacement individuel comprenant la plus forte concentration d'odeur trouvée, X est l'emplacement de la moisissure visqueuse, X_A et X_B sont deux individus aléatoires qui ont déterminé parmi l'essai, W est le poids de la moisissure visqueuse. Le p peut être formulé comme suit :

$$p = \tanh |S(i) - DF| \quad (4.26)$$

Où, $i=1,2, \dots, n$. $S(i)$ est le fitness des X , DF est le meilleur fitness pour les itérations.

Le \overrightarrow{vb} est formulé comme suit :

$$\overrightarrow{vb} = [-a, a] \quad (4.27)$$

$$a = \arctan h\left(-\left(\frac{t}{\max_t}\right) + 1\right) \quad (4.28)$$

Le W est formulé et répertorié comme suit :

$$\overline{W(\text{SmellIndex}(l))} = \begin{cases} 1 + r \cdot \log\left(\frac{bF - S(i)}{bF - wF} + 1\right), & \text{condition} \\ 1 - r \cdot \log\left(\frac{bF - S(i)}{bF - wF} + 1\right), & \text{others} \end{cases} \quad (4.29)$$

$$\text{SmellIndex} = \text{sort}(S) \quad (4.30)$$

Où, une condition désigne que $S(i)$ classe la première partie de la population, r est une valeur aléatoire entre $[0, 1]$, bF représente le fitness optimal déterminé dans le processus itératif actuellement, wF représente la pire valeur de fitness dans l'itération actuelle, SmellIndex est la séquence de valeurs de fitness triées.

4.5.2. Emballer les aliments :

La formulation mathématique de la mise à jour de l'emplacement de la moisissure visqueuse :

$$\overline{X^*} = \begin{cases} \text{rand} \cdot (UB - LB) + LB, & \text{rand} \leq z \\ \overline{X_b(t)} + vb \cdot (W \cdot \overline{X_A(t)} - \overline{X_B(t)}), & r \leq p \\ vc \cdot \overline{X(t)}, & r \geq p \end{cases} \quad (4.31)$$

Où, LB et UB sont les limites inférieure et supérieure de la plage de recherche, rand et r représentent des valeurs aléatoirement entre $[0, 1]$.

4.5.3. Oscillant :

vb oscille aléatoirement dans la plage $[-a, a]$ et s'adresse progressivement à 0 au fur et à mesure que les itérations augmentent. La valeur de vc oscille dans $[-1, 1]$ et tend enfin vers 0.

Algorithme Pseudocode de SMA

Initialiser les paramètres *pop-size*, *Max_itération*

Initialiser les positions des Moisissures Visqueuse $X_i (i=1, 2, \dots, n)$

Tandis que ($t \leq \text{Max_itération}$)

Calculer le fitness des Moisissures Visqueuse

Mettre à jour *bestFitness*, X_b

Calculer le W par **Eq. (4.29)**

Pour chaque partie de recherche

 Mettre à jour p , vb , vc

 Mettre à jour les positions par **Eq. (4.31)**

Fin Pour

$t=t+1$

Fin Tandis Que

Retourner *bestFitness*, X_b

L'algorithme méta-heuristique SMA était appliqué largement pour résoudre des problèmes d'optimisation complexes [92, 124], aussi par ce qu'il a un petit nombre de paramètres, où sera facile à appliquer. Son application dans notre travail était un succès, car il garantit des performances plus élevées en optimisant les fonctions multi-objectifs. Aussi nécessite une capacité et temps de calcul inférieurs par rapport aux algorithmes méta-heuristiques appliqués dans le même contexte.

4.6. L'algorithme des Prédateurs Marins (Marine Predators Algorithm) (MPA)

L'algorithme des prédateurs marins (MPA) est un nouvel algorithme efficace qui est conceptualisé à partir de l'interaction du comportement de recherche de nourriture entre les prédateurs aquatiques et les proies. L'algorithme repose sur la recherche des optima globaux d'optimisation en imitant les stratégies de recherche de nourriture des prédateurs marins [184].

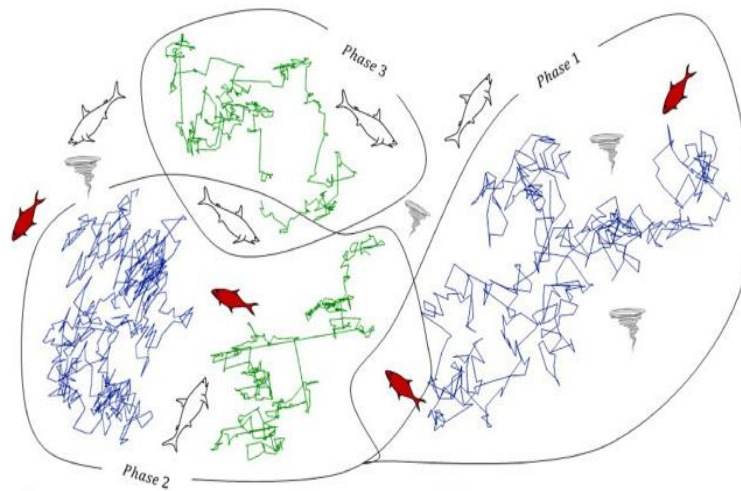


Figure 4.6. L'inspiration de l'algorithme des prédateurs marins MPA.

L'algorithme MPA initialise un ensemble de solutions de manière aléatoire qui est distribué dans l'espace de recherche comme ci-dessous formulé.

$$G_0 = G_{\min} + rand \times (G_{\max} - G_{\min}) \quad (4.32)$$

Où G_{\max} et G_{\min} représentent les limites supérieure et inférieure de la variable de contrôle, $rand$ est un nombre aléatoire compris entre 0 et 1 et représente le vecteur uniforme. Le MPA utilise la fonction fitness pour évaluer l'adéquation de chaque solution de l'ensemble. Basant sur la forme physique, une matrice d'élites (solutions candidates avec les meilleures valeurs de forme physique) est générée. Les membres du groupe *Elite* illustrent les principaux prédateurs de la population, où la matrice *Elite* serait représentée par un soufflet :

$$Elite = \begin{pmatrix} G^l_{1.1} & \cdots & G^l_{1.d} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ G^l_{n.1} & \cdots & G^l_{n.d} \end{pmatrix} \quad (4.33)$$

Où G^l est le vecteur du prédateur supérieur, n représente le nombre d'itérations, d désigne le nombre de variables de contrôle. Les prédateurs recherchent des proies en utilisant la matrice de proies qui contient des informations sur la position de la proie.

La dimension de la matrice *Prey* est la même que celle de la matrice *Elite* et exprimée comme suit

$$\text{Prey} = \begin{pmatrix} G_{1,1} & \cdots & G_{1,d} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ G_{n,1} & \cdots & G_{n,d} \end{pmatrix} \quad (4.34)$$

Où $G_{i,j}$ est la $j^{\text{ème}}$ dimension de la $i^{\text{ème}}$ proie. Le MPA segmente le processus d'optimisation en trois scénarios basés sur le rapport de vitesse prédateur/proie. Dans le premier scénario, le rapport de vitesse est élevé. Dans le deuxième scénario, le rapport de vitesse est presque égal à l'unité. Dans le troisième scénario, le rapport de vitesse est faible. Chaque scénario est mis en œuvre pour un tiers du nombre total d'époques.

Le premier scénario est modélisé comme suit :

$$\begin{aligned} \text{Tandis Que} \quad & \text{Cur}_{Epoch} < \frac{1}{3} \text{Max}_{Epoch} \\ \overrightarrow{stepsize}_i &= \overrightarrow{D}_b \otimes \left(\overrightarrow{Elite}_i - \overrightarrow{D}_b \otimes \overrightarrow{Prey}_i \right), \quad \text{pour } i = 1, \dots, n \\ \overrightarrow{Prey}_i &= \overrightarrow{Prey}_i + Q * \overrightarrow{D} \otimes \overrightarrow{stepsize}_i \end{aligned} \quad (4.35)$$

Où D_b représente le vecteur du mouvement brownien, Q égal à 0.5, D donne un vecteur où ses valeurs sont comprises dans la plage de [0, 1]. Cur_Epoch est l'itération actuelle, tandis que Max_Epoch est le nombre total d'époques. Dans ce scénario, la taille du pas est élevée et permet une exploration élevée. Dans le deuxième scénario de ration de vitesse unitaire, la proie se déplace en utilisant la stratégie de vol de *Levy* tandis que le prédateur utilise le mouvement brownien.

La première moitié de l'ensemble de la population représente la proie tandis que la seconde moitié représente les prédateurs.

Les deux groupes sont les suivants : Première moitié des solutions :

$$\begin{aligned} \text{Tandis Que} \quad & \frac{1}{3} \text{Max}_{Epoch} < \text{Cur}_{Epoch} < \frac{2}{3} \text{Max}_{Epoch} \\ \overrightarrow{stepsize}_i &= \overrightarrow{D}_L \otimes \left(\overrightarrow{Elite}_i - \overrightarrow{D}_L \otimes \overrightarrow{Prey}_i \right), \quad \text{pour } i = 1, \dots, \frac{n}{2} \\ \overrightarrow{Prey}_i &= \overrightarrow{Prey}_i + Q * \overrightarrow{D} \otimes \overrightarrow{stepsize}_i \end{aligned} \quad (4.36)$$

Où D_L est le mouvement de la proie basé sur les vols *Levy*. Les petits pas associés à ce groupe les rendent adaptés aux activités d'exploitation. Deuxième moitié des solutions :

$$\begin{aligned} \overrightarrow{stepsize}_i &= \overrightarrow{D}_b \otimes \left(\overrightarrow{Elite}_i - \overrightarrow{D}_b \otimes \overrightarrow{Prey}_i \right), \quad \text{pour } i = \frac{n}{2}, \dots, n \\ \overrightarrow{Prey}_i &= \overrightarrow{Prey}_i + Q * \overrightarrow{CF} \otimes \overrightarrow{stepsize}_i \end{aligned} \quad (4.37)$$

$$CF = \left(1 - \frac{Cur_{Epoch}}{Max_{Epoch}} \right)^{\left(\frac{2 * Cur_{Epoch}}{Max_{Epoch}} \right)}$$

CF représente le paramètre utilisé pour contrôler les tailles de pas de la seconde moitié de la population, sur la base du mouvement brownien.

Dans le troisième scénario où elle est associée à une forte exploitation, les prédateurs changent de stratégie de déplacement. Le prédateur utilise la méthode de vol *Levy* comme :

$$\begin{aligned} \text{Tandis Que} \quad Cur_{Epoch} &< \frac{2}{3} Max_{Epoch} \\ \overline{stepsize}_i &= \overline{D}_L \otimes \left(\overline{D}_L \otimes \overline{Elite}_i - \overline{Prey}_i \right), \quad \text{pour } i = 1, \dots, n \\ \overline{Prey}_i &= \overline{Elite}_i + Q * CF \otimes \overline{stepsize}_i \end{aligned} \quad (4.38)$$

Pour surmonter le défi du piégeage optimal local, une condition basée sur le résultat des dispositifs de concentration de poissons (*DCP*) est utilisée. Cela aide le MPA à effectuer des sauts plus longs dans l'espace de recherche et à échapper aux optima locaux. Cet effet *FADs* est le suivant.

$$\overline{Prey}_i = \begin{cases} \overline{Prey}_i + CF \left[G_{\min} + \overline{D} \otimes \left(\overline{G}_{\min} - \overline{G}_{\max} \right) \right] \otimes \overline{T}, & \text{si } r \leq FADs \\ \overline{Prey}_i + \left[FADs(1-r) + r \right] \left(\overline{Prey}_{r_1} - \overline{Prey}_{r_2} \right), & \text{si } r > FADs \end{cases} \quad (4.39)$$

Où, $FADs = 0.2$, r_1 et r_2 sont les indices de la matrice de proie.

Algorithme Pseudocode de MPA

Initialiser l'agent de recherche de population (*Prey*) $i=1, 2, \dots, n$

Tandis que les critères de résiliation ne sont pas remplis

Calculer le fitness et construire la matrice *Elite*

Si $Iter < Max_Iter/3$

Mettre à jour *Prey* basé en **Eq (4.35)**

Sinon Si $Max_Iter/3 < Iter < 2 * Max_Iter/3$

Pour la première moitié des populations ($i=1, 2, \dots, n/2$)

Mettre à jour *Prey* basé en **Eq (4.36)**

Pour l'autre moitié des populations ($i=n/2, \dots, n$)

Mettre à jour *Prey* basé en **Eq (4.37)**

Sinon Si $Iter > 2 * Max_Iter/3$

Mettre à jour *Prey* basé en **Eq (4.38)**

Fin Si

Réaliser l'économie de mémoire et la mise à jour *Elite*

Application de l'effet *FADs* et mise à jour en fonction **Eq (4.39)**

Fin Tandis Que

L'algorithme MPA est une technique récente, où largement utilisé par plusieurs chercheurs pour la résolution de différent problème dans l'ingénierie. Quand il est appliqué dans notre problème, prenons en considération la variation saisonnière des paramètres de sources et charges, et lorsque comparons avec d'autres algorithmes méta-heuristiques. Le MPA était le meilleur en coté des résultats optimisés, mais avec un temps d'exécution (CPU Time) très long et même caractéristique de convergence retard.

4.7. L'algorithme des Sauterelles (Grasshoppers Optimization Algorithm) (GOA)

Les sauterelles sont des insectes que l'on peut voir seuls dans la nature, mais elles pullulent en groupes énormes. Les nymphes et les adultes présentent cette activité d'essaimage. Ils marchent lentement et à petits pas comme les larves, mais ils se déplacent rapidement et brusquement à l'âge adulte [185, 186].

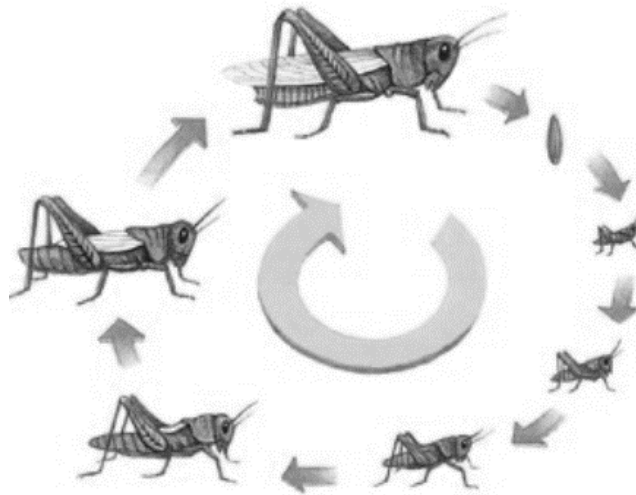


Figure 4.7. Cycle de vie des sauterelles.

Voici le modèle statistique qui a été utilisé pour prédire le comportement d'essaimage des sauterelles.

$$X_i = G_i + A_i + S_i \quad (4.40)$$

Où X_i définit la position de la sauterelle, S_i est l'interaction sociale, G_i est la force de gravité et A_i montré l'advection du vent. Les composants G , A et S sont calculés par :

$$G_i = -g \cdot \hat{e}_g \quad (4.41)$$

$$A_i = u \cdot \hat{e}_w \quad (4.42)$$

$$S_i = \sum_{j=1}^N s(d_{ij}) \hat{d}_{ij} \quad (4.43)$$

Où, g est la constante gravitationnelle et montre par exemple un vecteur unité vers le centre de la terre. u est une dérive constante et e_w est un vecteur unité dans la direction du vent. d_{ij} est la distance entre les sauterelles, calculée comme $d_{ij} = |x_j - x_i|$, et S est une fonction pour définir la valeur des forces sociales. N est le nombre de sauterelles.

Le prochain emplacement d'un agent de recherche est déterminé par sa position précédente, son objectif et la position de toutes les sauterelles existantes. Il s'écrit ainsi :

$$X_i^d = c \left(\sum_{j=1}^N c \frac{ub_d - lb_d}{2} \cdot s(|x_d^j - x_i^d|) \cdot \frac{x_j - x_d}{d_{ij}} \right) + T_d \quad (4.44)$$

Où, ub_d est la limite supérieure de la $d_i^{\text{ème}}$ dimension et lb_d est la limite inférieure de la $d_i^{\text{ème}}$ dimension. Les deux variables c dans l'équation joue un rôle différent. s représente la force sociale sur la sauterelle et, T_d montre la position cible.

$$c = C_{\max} - k \frac{C_{\max} - C_{\min}}{k_{\max}} \quad (4.45)$$

Le facteur c continue de se mettre à jour selon l'équation (4.45), en fonction de la valeur de l'itération k qui passe de 1 à l'itération maximale k_{\max} . En fait, c équilibre l'exploration et l'exploitation. C_{\max} est la valeur la plus élevée, C_{\min} est la valeur la plus petite.

Algorithme Pseudocode de GOA

Initialiser aléatoirement la position de l'essaim de sauterelles

Initialiser C_{\min} , C_{\max} et le nombre maximale d'itérations ($Max_itération$)

Evaluer la position des sauterelles

T = Le meilleur sauterelle

Tandis que ($t \leq Max_itération$)

Mettre à jour c en utilisant *Eq (4.45)*

Pour chaque agent de recherche

 Normaliser la distance entre les sauterelles

 Mettre à jour la position d'agent de recherche actuel par *Eq (4.44)*

 Ramener l'agent de recherche actuel s'il sort des limites

Fin Pour

 Mettre à jour T s'il y a une meilleure solution.

 Incrémenter t par 1

Fin Tandis Que

La raison pour choisir l'algorithme GOA est par ce qu'il est l'un des algorithmes d'optimisation méta-heuristiques modernes dominants. Il a été appliqué avec succès à résolu de divers problèmes d'optimisation dans plusieurs domaines, notamment la conception technique, les réseaux sans fil, l'apprentissage automatique, le traitement d'images, le contrôle des systèmes d'alimentation, etc [118].

Dans notre cas, l'application de l'algorithme GOA a montré de la bonne performance en délivrant du meilleur résultat de minimisation du fonction multi-objectifs par rapport aux autres algorithmes méta-heuristiques, mais avec une caractéristique de convergence tard.

4.8. L'algorithme d'Optimisation des Baleines (Whale Optimization Algorithm) (WOA)

L'algorithme WOA a été développé par Mirjalili en 2016 [187] en tant que nouvelle technique heuristique inspirée de la nature pour résoudre des problèmes liés à l'ingénierie et à différents problèmes d'optimisation mathématique. Les comportements communs des baleines à bosse sont à la base de l'algorithme WOA. Cette technique d'optimisation est inspirée de l'approche de chasse au filet à bulles des baleines à bosse, car elles suivent un itinéraire de forme circulaire pour chasser les petits poissons près de la surface. Ce processus d'alimentation est un comportement distinctif des baleines à bosse, ce qui rend cette optimisation unique parmi les autres méthodes d'optimisation inspirées de la nature.

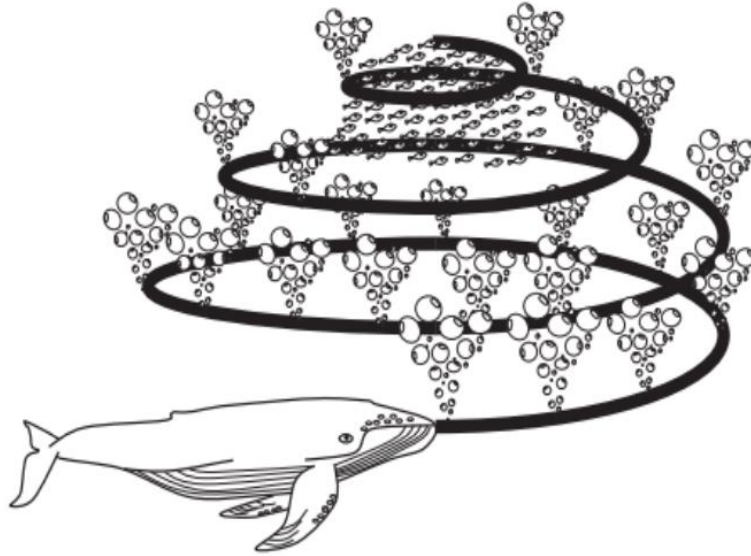


Figure 4.8. Comportement de chasse à bulles de la baleine à bosse.

Pour concevoir le modèle mathématique de WOA, trois étapes sont impliquées dans le processus de chasse au filet à bulles. Toutes les étapes sont décrites comme suit [187, 188].

4.8.1. Encercler une proie :

Les baleines à bosse peuvent reconnaître l'emplacement des proies et les encercler. Étant donné que la position du design optimal dans l'espace de recherche n'est pas connue a priori, l'algorithme WOA suppose que la meilleure solution candidate actuelle est la proie cible ou est proche de l'optimum. Une fois le meilleur agent de recherche défini, les autres agents de recherche essaieront donc de mettre à jour leurs positions vers le meilleur agent de recherche. Ce comportement est représenté par les équations suivantes :

$$\vec{D} = |\vec{C} \cdot \vec{X}^*(t) - \vec{X}(t)| \quad (4.46)$$

$$\vec{X}(t+1) = \vec{X}^*(t) - \vec{A} \cdot \vec{D} \quad (4.47)$$

Où, D est la distance de la $i^{\text{ème}}$ baleine à la proie, t indique l'itération actuelle, A et C sont les vecteurs de coefficient. X^* est le vecteur de position de la meilleure solution obtenue jusqu'à présent, X est le vecteur de position, $||$ est la valeur absolue. Il convient de mentionner ici que X^* doit être mis à

jour à chaque itération s'il existe une meilleure solution. De plus, les vecteurs A et C sont calculés comme dans les équations suivantes :

$$\vec{A} = 2.\vec{a}.\vec{r} - \vec{a} \quad (4.48)$$

$$\vec{C} = 2.\vec{r} \quad (4.49)$$

Où, a est linéairement diminué de 2 à 0 au cours des itérations (dans les phases d'exploration et d'exploitation) et r est un vecteur aléatoire généré avec une distribution uniforme dans l'intervalle de [0, 1]. Selon l'équation (4.47) les agents de recherche (baleines) mettent à jour leur position en fonction de la position de la meilleure solution connue (proie). L'ajustement des valeurs des vecteurs A et C contrôle les zones où une baleine peut être localisée dans le voisinage de la proie.

4.8.2. Méthode d'attaque Bubble-Net :

Pour modéliser cette stratégie, deux techniques sont présentées comme suit.

- Mécanisme d'encerclement de rétrécissement

Une diminution de l'estimation de a de 2 à 0 à travers des itérations entraîne cette conduite.

De même, en diminuant la valeur de a , qui est une valeur choisie au hasard dans $[-a, a]$, la portée de changement de A est en outre diminuée. L'emplacement d'origine des agents de recherche est choisi parmi l'emplacement principal de chaque agent et la position du meilleur agent en choisissant des qualités irrégulières pour A dans l'intervalle $[-1, 1]$.

- Mise à jour en spirale de la position

Dans ce processus, la séparation entre la baleine positionnée en (X, Y) et la proie positionnée en (X^*, Y^*) est déterminée. À partir de ce moment, pour imiter le mouvement en forme de spirale des baleines à bosse, une condition d'hélice est composée entre l'emplacement de la baleine et l'emplacement de la proie comme :

$$\vec{X}(t+1) = \vec{D}' . e^{bt} . \cos(2\pi l) + \vec{X}^*(t) \quad (4.50)$$

Où, X détermine l'emplacement ou la distance des baleines i à la proie, b est une constante pour représenter l'état de l'hélice logarithmique, et l est un nombre arbitraire dans la plage $[-1, 1]$.

Compte tenu de la nage simultanée des baleines à bosse autour de la proie dans une boucle de contraction et suivant un chemin en hélice, la probabilité égale de choisir soit la technique environnante de rétrécissement, soit la stratégie de l'hélice peut être résumée comme suit :

$$\vec{X}(t+1) = \begin{cases} \vec{X}^*(t) - \vec{A}.\vec{D} & \text{if } p < 0.5 \\ \vec{D}' . e^{bt} . \cos(2\pi l) + \vec{X}^*(t) & \text{if } p \geq 0.5 \end{cases} \quad (4.51)$$

Où, p est un nombre arbitraire compris entre 0 et 1.

- Rechercher une proie

Une technique équivalente dépendante de l'hétérogénéité du vecteur A peut être utilisée lors de la recherche de la proie (exploration). Une enquête arbitraire sur les baleines à bosse montre qu'elles sont

en vue les unes des autres et se distinguent. De la même manière, un agent de recherche se déplaçant loin d'une baleine de référence doit être compétent dans le comportement, où $|A| > 1$. De plus, la situation d'un agent de recherche dans la phase d'exploration est mise à jour en vue d'un agent de recherche arbitraire plutôt que du meilleur agent de poursuite originaire jusqu'à ce point. Le modèle mathématique peut être exprimé comme :

$$\vec{D} = \left| \vec{C} \cdot \vec{X}_{rand} - \vec{X} \right| \tag{4.52}$$

$$\vec{X}(t+1) = \vec{X}_{rand} - \vec{A} \cdot \vec{D} \tag{4.53}$$

Où, X_{rand} est un vecteur de position arbitraire (une baleine aléatoire) qui est choisi parmi la population existante.

- L'étape de l'algorithme WOA

Les principales procédures de l'approche WOA sont les suivantes :

Le WOA commence par un ensemble établi de résultats créés au hasard. Les emplacements des agents de poursuite, compte tenu d'une détermination arbitraire de l'agent de recherche ou du meilleur résultat donné, sont ensuite mis à jour. Pour l'exploration et l'exploitation, le paramètre a est réduit de deux à zéro. Lorsque $|A| > 1$, un agent de chasse arbitraire est choisi, et lorsque $|A| < 1$, le meilleur résultat est choisi pour mettre à jour les positions des agents de poursuite sont représentés sur la figure 4.9. Cette stratégie d'amélioration peut modifier le mouvement entre mouvements en spirale et circulaire selon la mesure de p .

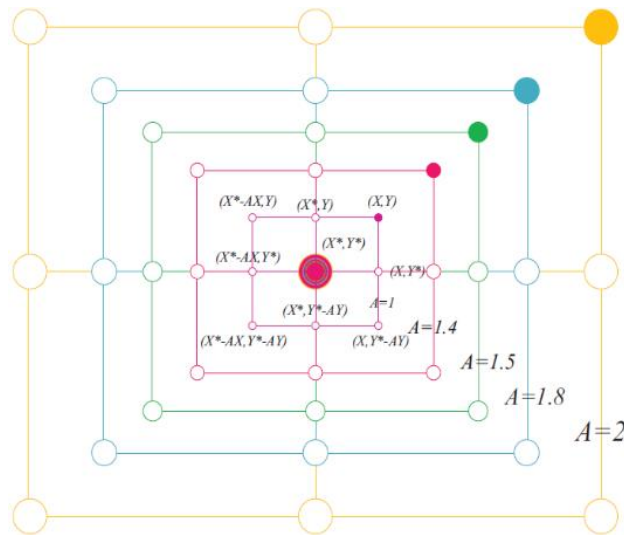


Figure 4.9. Mécanisme d'exploration mis en œuvre dans WOA.

Enfin, l'approche WOA se termine par la satisfaction d'un critère de terminaison [188].

Algorithme Pseudocode de WOA

Générer la population initial X_i ($i = 1, 2, \dots, n_p$)
 Evaluer le fitness pour chaque solutions candidats en X_i
 X^* est le meilleur solutions candidats
Tandis que ($t < \text{nombre maximale d'itérations}$)
 Pour $i = 1$ à n_p (pour chaque agent de recherche)
 Mettre à jour a, A, C, l et p
 Si ($p < 0.5$)
 Si ($|A| < 1$)
 Mettre à jour la position de l'agent de recherche par **Eq. (4.46)**
 Sinon Si ($|A| \geq 1$)
 Sélectionner l'agent de recherche aléatoire (X_{rand})
 Mettre à jour la position de l'agent de recherche par **Eq. (4.51)**
 Fin Si
 Sinon Si ($p \geq 0.5$)
 Mettre à jour la position de l'agent de recherche par **Eq. (4.50)**
 Fin Si
 Fin Pour
 Vérifiez si un agent de recherche va au-delà de l'espace de recherche
 Calculer le fitness pour chaque agent de recherche
 Mettre à jour X^* s'il y'a une meilleure solution
 $t = t + 1$
Fin Tandis que
 Retourne X^*

L'algorithme WOA est principalement utilisé dans le domaine de l'ingénierie pour résoudre des différents problèmes d'optimisation [28, 70]. Selon son historique d'utilisation, nous avons choisi de l'appliquer dans notre problème. Les résultats pourvu lors la résolution de notre problème ont montré que l'application de l'algorithme WOA a conduit vers des mauvais résultats de minimisation des fonctions multi-objectifs, contrairement aux fonctions mono-objectives. L'algorithme WOA montre des caractéristiques de convergence et temps d'exécution rapide.

4.9. Conclusion

Ce chapitre était consacré pour présenter les algorithmes méta-heuristiques inspirés de la nature lesquels utilisés pour l'intégration optimale des systèmes d'énergie renouvelables ainsi que les systèmes hybrides en sélectionnant leur tailles et emplacements optimaux dans les réseaux de distribution électriques de la norme IEEE. Cela, en minimisant des fonctions multi-objectifs basées sur des différent paramètres techniques et économiques.

Les algorithmes mentionnés et sélectionnés ont été capables de trouver des solutions exactes et difficile. Ils ont montré un comportement très satisfaisant et ont délivré des résultats favorables en résolvant le problème de l'intégration optimale basant sur des fonction multi-objectifs, lors satisfaisant des contraintes non linéaires. Les résultats obtenus lors cette optimisation vont être illustré dans les chapitres qui suit.

Chapitre 5

Intégration optimale de multiple unités PVDG

Chapitre 5

Intégration optimale de multiple unités PVDG

5.1. Introduction

La satisfaction des clients d'électricité et les contraintes environnementales imposées ont rendu la tendance vers les énergies renouvelables plus indispensables en raison de leurs avantages en termes de réduction des pertes de puissance et d'amélioration des profils de tension et de la fiabilité du système.

Ce chapitre traite l'emplacement et la taille optimaux des générateurs décentralisés (DG) basés sur des sources photovoltaïques (PV) dans le Réseaux de Distribution Electrique (RDE).

La première partie vise à étudier l'intégration optimale de ces générateurs à l'aide des divers algorithmes d'optimisation (PSO) hybrides proposés basés sur des cartes chaotiques et des coefficients accélération adaptative. Ces algorithmes sont mis en œuvre pour intégrer de manière optimale les DG basés sur les PV (PVDG) dans RDE en minimisant la fonction multi-objectifs (MOF), qui présente la somme des trois paramètres techniques de total des pertes de puissance active (TAPL), total d'écart de tension (TVD) et le total temps de déclenchement (TT_{Relais}) des relais de surintensité (OCR). L'efficacité des algorithmes PSO proposés a été validée sur les trois réseaux de distribution standards IEEE 28-JB, 33-JB et 69-JB.

La deuxième partie consiste à trouver l'emplacement et taille optimale des unités PVDG dans différents réseaux de distribution électriques IEEE. Cela en utilisant l'algorithme de moisissure visqueuse (SMA), afin de minimiser une fonction multi-objectifs basée sur la somme de : total de l'écart de tension (TVD), total des pertes active de puissance (TAPL) et total de temps de déclenchement (TT_{Relais}) des relais de protection contre les surintensités Max-I, ainsi qu'étudier l'impact de cette intégration optimale sur divers types récents de relais de protection non-standard (NS-OCR).

5.2. Intégration optimale de multiples unités PVDG

La figure 5.1 représente le model d'une ligne de distribution avec présence des sources PVDG.

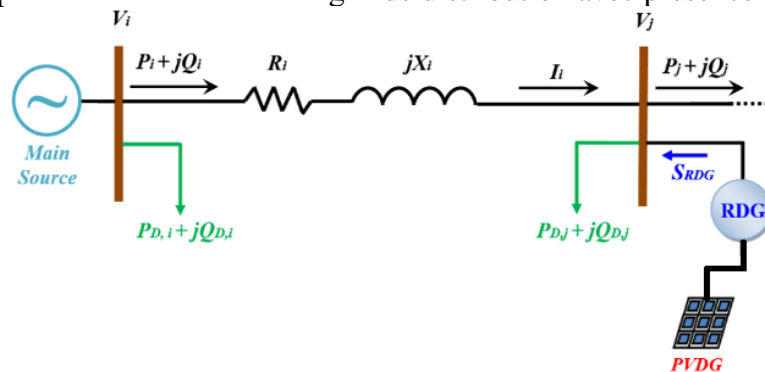


Figure 5.1. Modélisation d'une ligne de distribution avec présence des sources PVDG.

5.2.1 Fonction multi-objectifs :

La formulation mathématique de la fonction multi-objectifs (MOF) est présentée comme suit :

$$MOF = \text{Minimiser} \sum_{i=1}^{N_{JB}} \sum_{j=2}^{N_{JB}} \sum_{i=1}^{N_R} [TAPL_{i,j} + TVD_j + TT_{Relais,i}] \quad (5.1)$$

5.2.2. Résultats d'optimisation et comparaison :

Un résumé descriptif des principales caractéristiques des réseaux étudiés est mentionné dans le tableau 5.1.

Tableau 5.1. Caractéristiques des réseaux IEEE avant l'intégration des PVDG.

Caractéristique	Jeux de Barres	N° Branches	N° Relais	$\sum P_D$ (kW)	$\sum Q_D$ (kVar)	$\sum P_{Loss}$ (kW)	$\sum Q_{Loss}$ (kVar)	$\sum VD$ (p.u.)	$\sum T_{Relais}$ (sec)
IEEE 28-JB	28	27	27	761.04	776.42	68.82	46.04	1.927	10.453
IEEE 33-JB	33	32	32	3715.00	2300.0	210.98	135.14	1.810	20.570
IEEE 69-JB	69	68	68	3790.00	2690.0	224.95	102.16	1.871	38.771

Les tableaux 5.2, 5.3 et 5.4 présentent les résultats obtenus lors de l'application des différents algorithmes PSO hybrides sur les trois systèmes de test IEEE 28-JB, 33-JB et 69-JB, respectivement.

Tableau 5.2. Comparaison des résultats optimaux pour le IEEE 28-JB.

Algorithmes Appliqués	N° PVDG	PVDG Taille (kW) (Jeux de Barres)			$\sum P_{Loss}$ (kW)	$\sum VD$ (p.u.)	$\sum T_{Relais}$ (sec)	MOF
CL-SBAC-PSO	Une PVDG	451.1 (22)			39.568	1.393	9.775	11.207
	Deux PVDG	138.4 (9)	254.4 (24)		40.084	1.424	9.737	11.192
	Trois PVDG	10.0 (16)	375.7 (22)	10.0 (23)	40.563	1.429	9.733	11.180
CL-NDAC-PSO	Une PVDG	533.3 (17)			40.471	1.378	9.799	11.202
	Deux PVDG	310.8 (8)	175.3 (16)		38.214	1.398	9.768	11.188
	Trois PVDG	10.0 (13)	175.4 (19)	244.5 (24)	38.723	1.402	9.758	11.173
CL-TVA-PSO	Une PVDG	665.4 (5)			39.814	1.372	9.806	11.202
	Deux PVDG	291.7 (7)	292.0 (11)		36.313	1.374	9.787	11.184
	Trois PVDG	86.0 (12)	10.0 (20)	344.6 (25)	39.739	1.403	9.754	11.171
CI-SBAC-PSO	Une PVDG	533.3 (17)			40.471	1.378	9.799	11.202
	Deux PVDG	215.0 (6)	250.4 (7)		37.882	1.405	9.759	11.188
	Trois PVDG	264.3 (8)	21.0 (16)	107.3 (24)	39.601	1.433	9.729	11.177
CI-NDAC-PSO	Une PVDG	447.4 (23)			40.673	1.391	9.778	11.209
	Deux PVDG	416.9 (7)	13.8 (15)		38.832	1.417	9.747	11.187
	Trois PVDG	323.1 (7)	193.9 (12)	10.0 (23)	36.292	1.384	9.776	11.181
CI-TVA-PSO	Une PVDG	533.3 (17)			40.471	1.378	9.799	11.202
	Deux PVDG	312.0 (7)	246.7 (15)		36.783	1.374	9.790	11.185
	Trois PVDG	412.4 (7)	10.0 (14)	010.0 (19)	38.733	1.416	9.749	11.188
CC-SBAC-PSO	Une PVDG	400.0 (26)			43.011	1.418	9.746	11.196
	Deux PVDG	92.7 (9)	301.1 (26)		41.039	1.422	9.740	11.192
	Trois PVDG	10.0 (18)	273.3 (20)	163.9 (23)	39.837	1.397	9.769	11.179
CC-NDAC-PSO	Une PVDG	420.0 (22)			40.114	1.412	9.752	11.203
	Deux PVDG	316.0 (7)	240.1 (11)		37.208	1.379	9.782	11.186
	Trois PVDG	58.2 (13)	137.2 (21)	253.6 (24)	38.341	1.391	9.766	11.170
CC-TVA-PSO	Une PVDG	424.4 (8)			39.969	1.416	9.751	11.192
	Deux PVDG	311.2 (6)	149.5 (22)		38.133	1.409	9.753	11.182
	Trois PVDG	164.5 (12)	145.1 (18)	198.2 (25)	36.461	1.380	9.775	11.166

Tableau 5.3. Comparaison des résultats optimaux pour le IEEE 33-JB.

Algorithmes Appliqués	N° PVDG	PVDG Taille (kW) (Jeux de Barres)			ΣP_{Loss} (kW)	ΣVD (p.u.)	ΣT_{Relais} (sec)	MOF
CL-SBAC-PSO	Une PVDG	1200.0 (10)			125.320	1.185	19.458	20.883
	Deux PVDG	673.0 (13)	674.7 (13)		99.307	1.122	19.482	20.704
	Trois PVDG	462.8 (14)	896.9 (24)	895.6 (30)	82.180	1.072	19.530	20.680
CL-NDAC-PSO	Une PVDG	1400.0 (9)			122.278	1.164	19.480	20.883
	Deux PVDG	660.6 (13)	627.7 (31)		100.629	1.135	19.468	20.703
	Trois PVDG	685.3 (13)	630.2 (24)	646.8 (28)	86.460	1.074	19.532	20.684
CL-TVA-PSO	Une PVDG	1500.0 (9)			121.521	1.142	19.518	20.901
	Deux PVDG	500.0 (14)	788.8 (30)		101.819	1.162	19.438	20.718
	Trois PVDG	1065 (5)	479.9 (16)	510.3 (31)	90.770	1.071	19.523	20.684
CI-SBAC-PSO	Une PVDG	1100.0 (10)			127.359	1.215	19.416	20.876
	Deux PVDG	924.7 (11)	597.7 (30)		97.116	1.090	19.529	20.717
	Trois PVDG	600.6 (30)	1046 (23)	802.0 (30)	82.731	1.038	19.569	20.689
CI-NDAC-PSO	Une PVDG	1300.7 (9)			123.701	1.189	19.443	20.866
	Deux PVDG	900.5 (10)	900.0 (28)		94.217	1.055	19.579	20.729
	Trois PVDG	523.4 (13)	516.3 (28)	1022 (13)	90.251	1.073	19.528	20.692
CI-TVA-PSO	Une PVDG	1000.0 (12)			129.961	1.229	19.395	20.887
	Deux PVDG	487.6 (14)	820.9 (30)		101.332	1.159	19.441	20.717
	Trois PVDG	541.0 (15)	904.3 (24)	659.8 (30)	85.630	1.091	19.507	20.684
CC-SBAC-PSO	Une PVDG	1086.9 (10)			127.688	1.219	19.411	20.871
	Deux PVDG	708.8 (14)	537.7 (31)		102.519	1.139	19.474	20.706
	Trois PVDG	454.3 (15)	913.4 (25)	803.7 (29)	86.29	1.096	19.502	20.681
CC-NDAC-PSO	Une PVDG	1511.2 (8)			120.204	1.180	19.449	20.891
	Deux PVDG	1004 (12)	517.6 (30)		98.709	1.078	19.554	20.722
	Trois PVDG	746.3 (12)	811.5 (25)	489.9 (31)	86.921	1.088	19.510	20.681
CC-TVA-PSO	Une PVDG	1668.5 (8)			118.518	1.143	19.499	20.835
	Deux PVDG	459.7 (16)	871.4 (30)		101.069	1.150	19.452	20.698
	Trois PVDG	466.6 (16)	659.9 (25)	678.5 (31)	89.999	1.129	19.466	20.673

Tableau 5.4. Comparaison des résultats optimaux pour le IEEE 69-JB.

Algorithmes Appliqués	N° PVDG	PVDG Taille (kW) (Jeux de Barres)			ΣP_{Loss} (kW)	ΣVD (p.u.)	ΣT_{Relais} (sec)	MOF
CL-SBAC-PSO	Une PVDG	1000.0 (64)			114.596	1.423	37.547	39.084
	Deux PVDG	1120 (49)	1120 (61)		102.779	1.381	37.586	39.075
	Trois PVDG	541.0 (13)	239.5 (51)	908.2 (62)	98.271	1.206	37.757	39.050
CL-NDAC-PSO	Une PVDG	1700.0 (57)			121.987	1.310	37.669	39.090
	Deux PVDG	600.0 (60)	600.0 (61)		102.812	1.367	37.603	39.072
	Trois PVDG	274.5 (25)	510.6 (55)	827.8 (63)	100.140	1.214	37.748	39.051
CL-TVA-PSO	Une PVDG	1670.0 (58)			106.235	1.276	37.718	39.099
	Deux PVDG	844.7 (12)	843.1 (64)		103.716	1.204	37.759	39.067
	Trois PVDG	161.7 (27)	60.30 (51)	1119 (60)	104.151	1.283	37.672	39.048
CI-SBAC-PSO	Une PVDG	1870.0 (57)			119.665	1.272	37.719	39.112
	Deux PVDG	1300 (28)	1300 (61)		95.123	1.331	37.649	39.075
	Trois PVDG	20.2 (23)	124.5 (26)	1197 (61)	93.051	1.266	37.698	39.056
CI-NDAC-PSO	Une PVDG	1687.0 (57)			122.220	1.313	37.665	39.090
	Deux PVDG	881.2 (49)	1129 (61)		102.025	1.378	37.589	39.068
	Trois PVDG	294.0 (18)	550.3 (52)	878.1 (63)	99.961	1.214	37.747	39.050
CI-TVA-PSO	Une PVDG	1900.0 (57)			119.392	1.267	37.729	39.114
	Deux PVDG	1200 (36)	1200 (61)		99.766	1.360	37.612	39.072
	Trois PVDG	167.0 (13)	1076 (38)	1010 (62)	104.660	1.348	37.609	39.051
CC-SBAC-PSO	Une PVDG	1600.0 (58)			107.643	1.292	37.695	39.094
	Deux PVDG	1000 (5)	1000 (63)		111.765	1.422	37.546	39.068
	Trois PVDG	397.7 (24)	146.3 (50)	972 (62)	98.292	1.196	37.764	39.048
CC-NDAC-PSO	Une PVDG	1567.0 (59)			102.247	1.287	37.703	39.092
	Deux PVDG	1200 (48)	1200 (61)		99.360	1.358	37.614	39.070
	Trois PVDG	317.5 (18)	284.6 (50)	1030 (61)	95.471	1.228	37.728	39.047
CC-TVA-PSO	Une PVDG	1200.0 (61)			99.772	1.361	37.611	39.072
	Deux PVDG	974.9 (49)	1010 (63)		110.137	1.416	37.549	39.064
	Trois PVDG	649.5 (32)	1012 (61)	616.5 (62)	87.351	1.267	37.691	39.045

Basant sur la comparaison, on peut voir dans les tableaux précédents, que tous les algorithmes PSO hybrides proposés ont donné du très bon résultat de minimisation du MOF, car ils sont proches les uns des autres. Bien que les meilleurs résultats des minimums MOF étaient obtenus par l'algorithme CC-TVA-PSO pour les trois systèmes RDE (en gras dans le tableau). En même temps, on remarque aussi que le cas des trois sources PVDG était le meilleur par rapport aux autres, lequel délivre les valeurs minimales des trois paramètres techniques simultanément représentés par MOF jusqu'à 11.166, 20.673 et 39.045 pour les réseaux IEEE 28-JB, 33-JB et 69-JB respectivement.

On peut noter aussi, que le reste des algorithmes PSO hybrides montrent également une bonne efficacité à délivrer de bons résultats mais pour chaque paramètre séparément. À titre d'exemple, pour le premier système (tableau 5.2), nous avons obtenu par l'algorithme CL-SBAC-PSO la valeur minimale

de TAPL de 39.568 kW pour le cas d'une seule PVDG, pour l'algorithme CI-NDAC-PSO, nous avons obtenus la valeur minimale de TVD de 1.055 p.u. pour le cas d'intégration de deux unités PVDG.

Pendant ce temps, pour le troisième système, le IEEE 69-JB (tableau 5.4), on peut noter en termes de TVD, que nous avons obtenus par l'algorithme CC-SBAC-PSO la meilleure et minimale valeur de 1.196 p.u. pour le cas des trois unités PVDG, où en termes de TT_{Relais} , l'utilisation de l'algorithme CL-SBAC-PSO a fourni la valeur minimale de 37.547 secondes pour le cas d'une seule PVDG.

Les figures 5.2, 5.3 et 5.4 illustrent les boîtes à moustache (Box-plot) des résultats du MOF après l'application des divers algorithmes PSO hybrides pour plusieurs exécutions (pour notre cas, on a choisi 20 exécutions) pour chacun des systèmes IEEE.

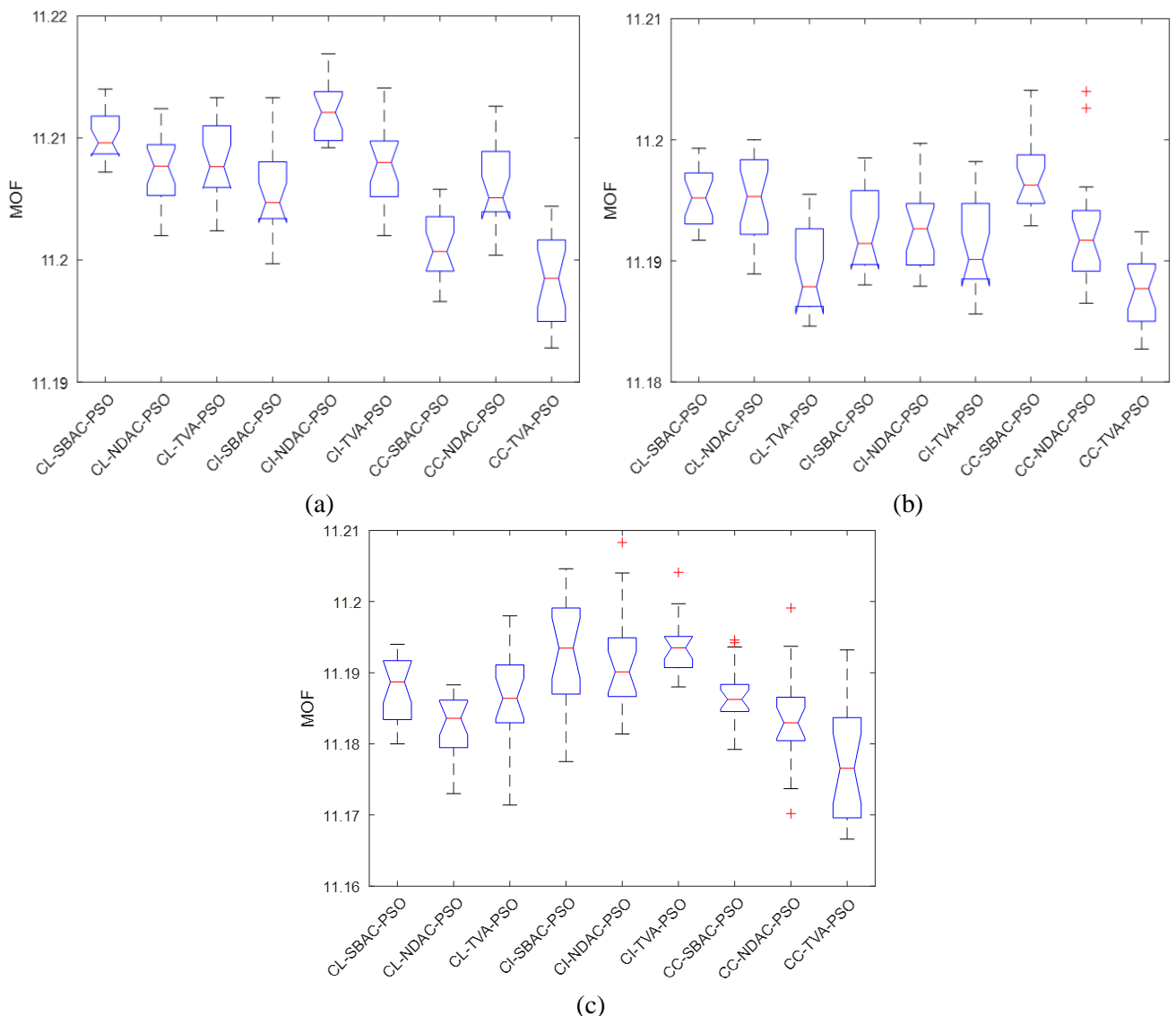


Figure 5.2. Box-plot des résultats de divers algorithmes PSO pour le IEEE 28-JB :
 a). Une PVDG, b). Deux PVDG, c). Trois PVDG.

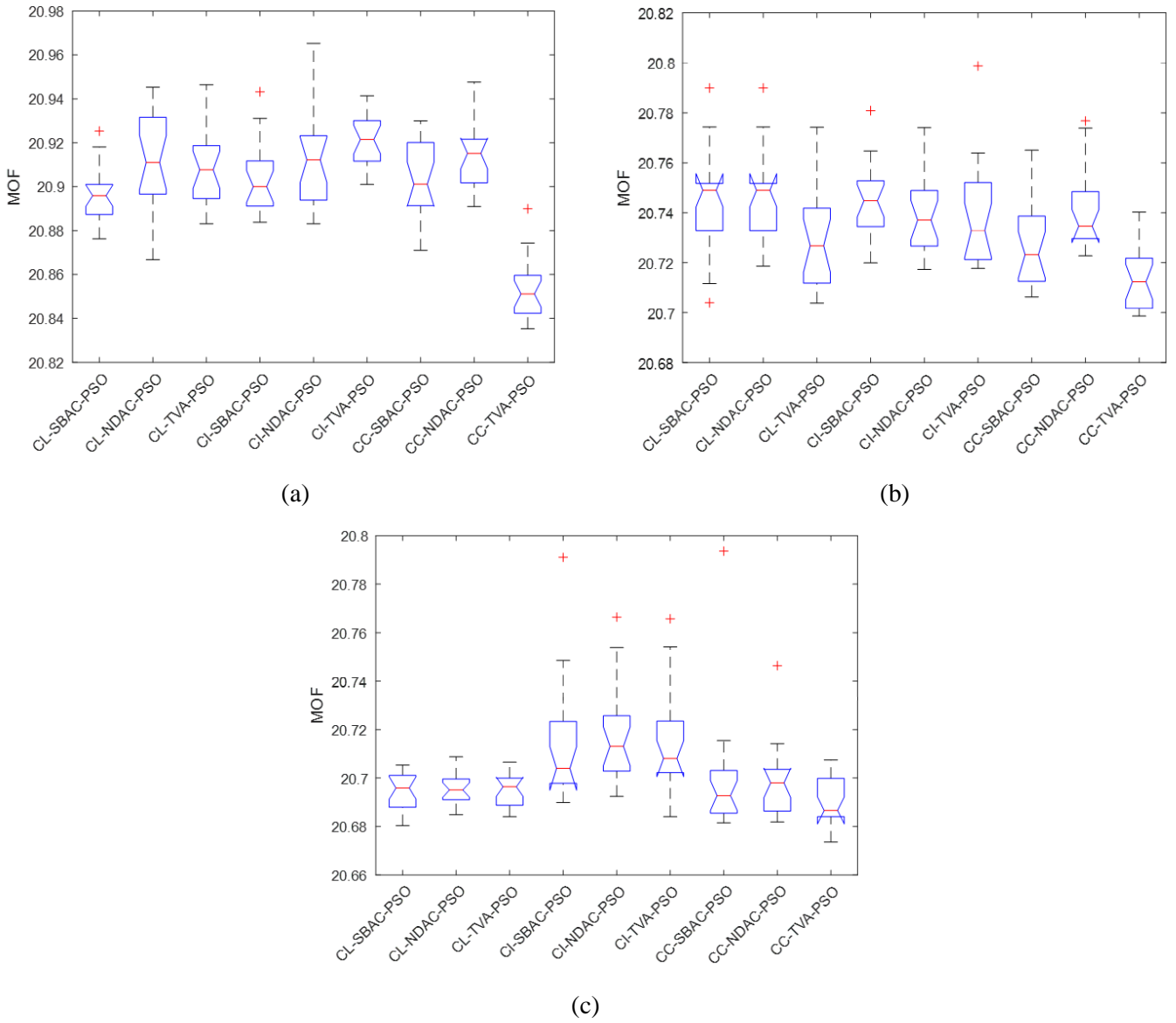
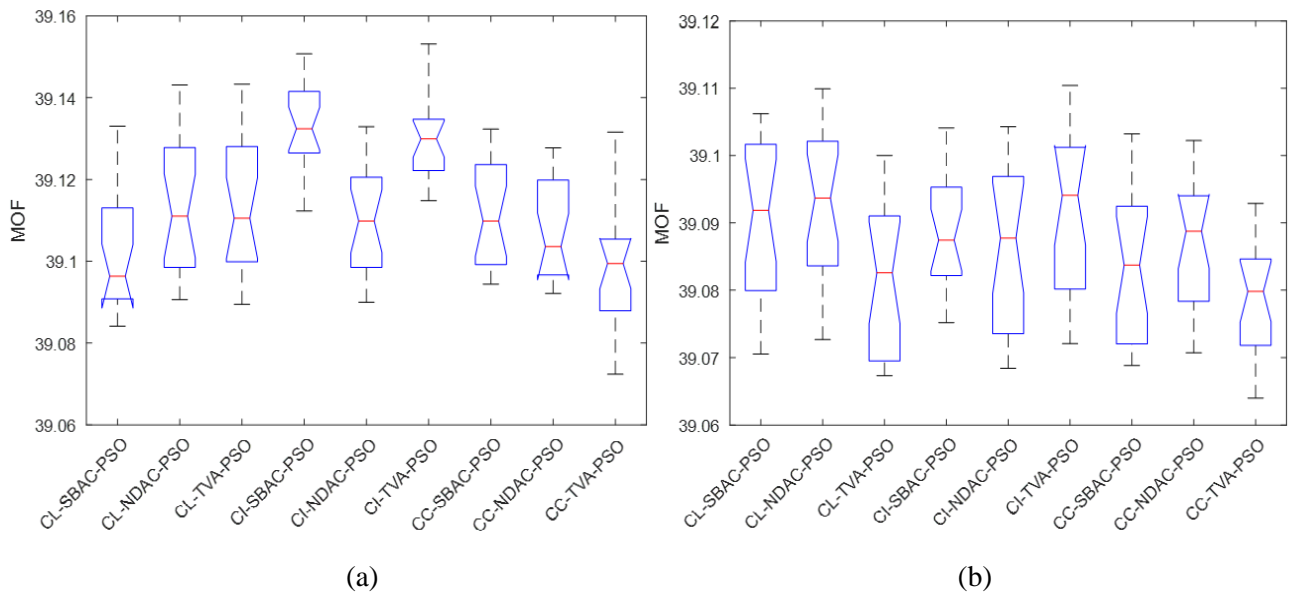


Figure 5.3. Box-plot des résultats de divers algorithmes PSO pour le IEEE 33-JB :

a). Une PVDG, b). Deux PVDG, c). Trois PVDG.



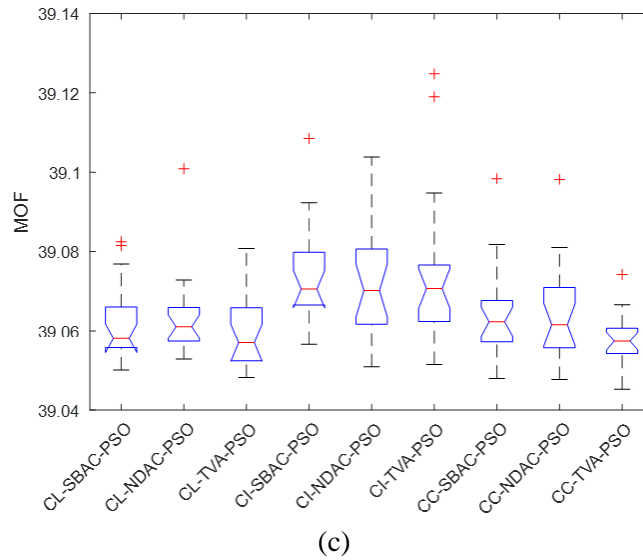
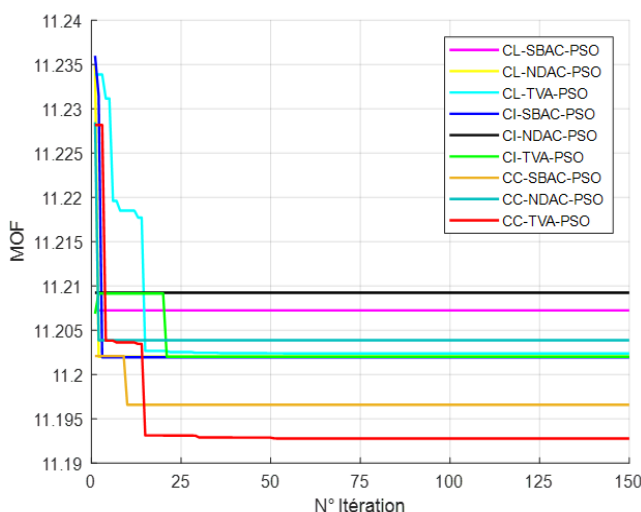


Figure 5.4. Box-plot des résultats de divers algorithmes PSO pour le IEEE 69-JB :
 a). Une PVDG, b). Deux PVDG, c). Trois PVDG.

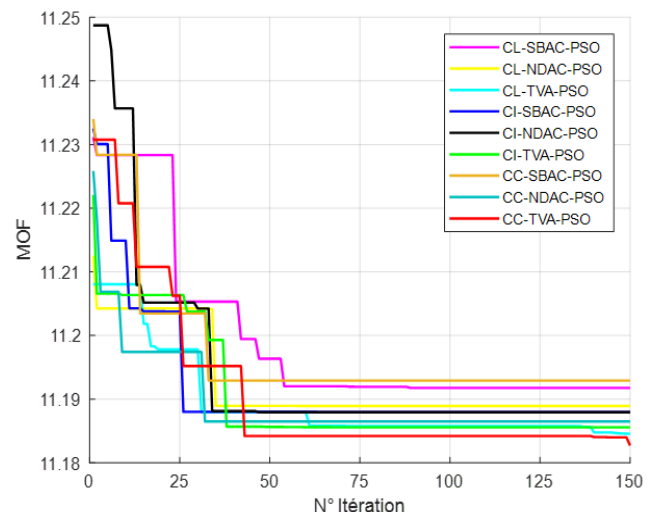
Il est intéressant d'utiliser les box-plot lorsqu'on désire comparer plusieurs algorithmes comme notre cas. Le box-plot nous donnera plusieurs visualisations et données pour évaluer et sélectionner le meilleur algorithme tel que la médiane des valeurs obtenus, la fiabilité de l'algorithme de trouver à chaque fois des résultats proche au meilleur et pas diverge. Un box-plot des résultats de MOF est présenté dans les figures précédentes, dans le but d'améliorer la comparaison, en plus pour mieux évaluer les algorithmes PSO hybrides proposés.

On peut remarquer après l'application de tous les algorithmes PSO hybrides proposés que les résultats obtenus de la minimisation du MOF étaient trop proches les uns des autres dans les trois systèmes IEEE. Il est également clair que l'algorithme CC-TVA-PSO présente une efficacité et était le meilleur des algorithmes. Après son application, nous avons obtenus les valeurs minimales et meilleures du MOF comme mentionné dans les tableaux précédents, avec la médiane la plus basse, dans tous les systèmes IEEE étudiés, aussi pour les trois cas de l'intégration optimale des unités PVDG.

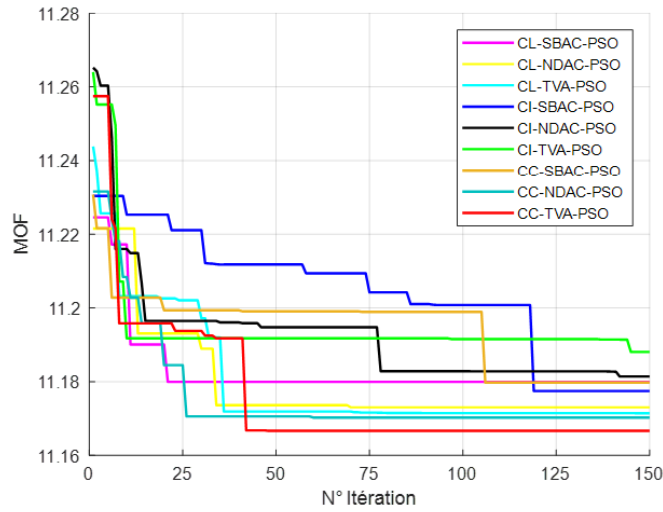
Les figures 5.5, 5.6 et 5.7 montrent les courbes de convergence de la minimisation du MOF lors de l'application des différents algorithmes PSO hybrides proposés sur les trois systèmes IEEE.



(a)



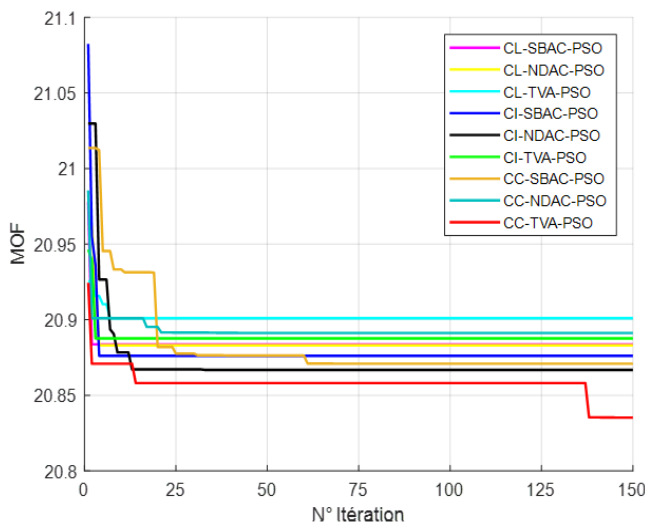
(b)



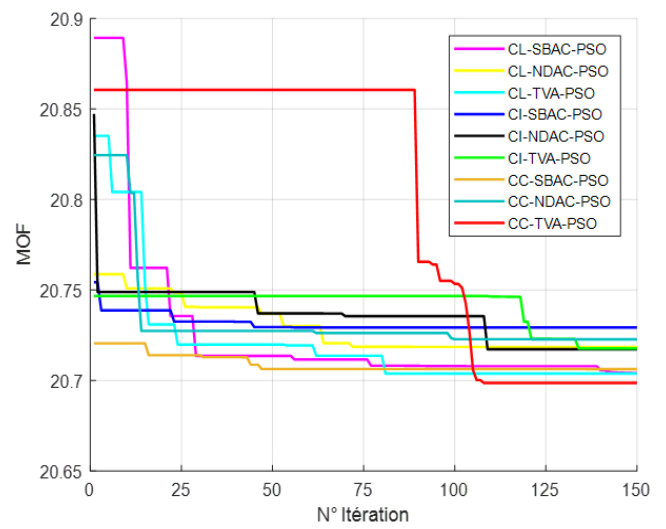
(c)

Figure 5.5. Courbes de convergence des divers algorithmes PSO pour le IEEE 28-JB :

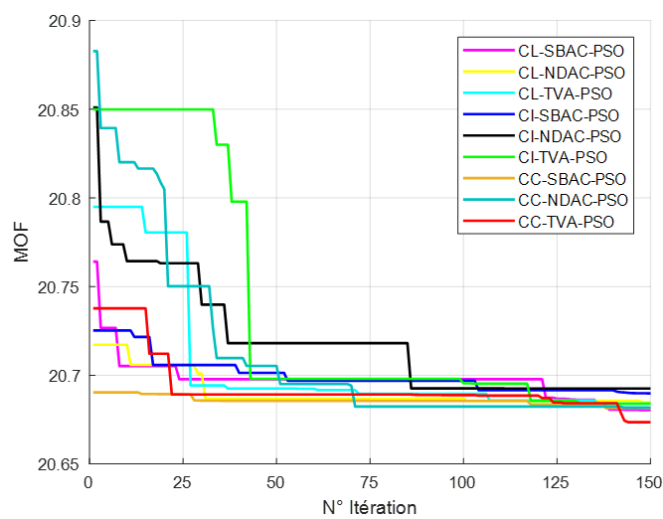
a). Une PVDG, b). Deux PVDG, c). Trois PVDG.



(a)



(b)



(c)

Figure 5.6. Courbes de convergence des divers algorithmes PSO pour le IEEE 33-JB :

a). Une PVDG, b). Deux PVDG, c). Trois PVDG.

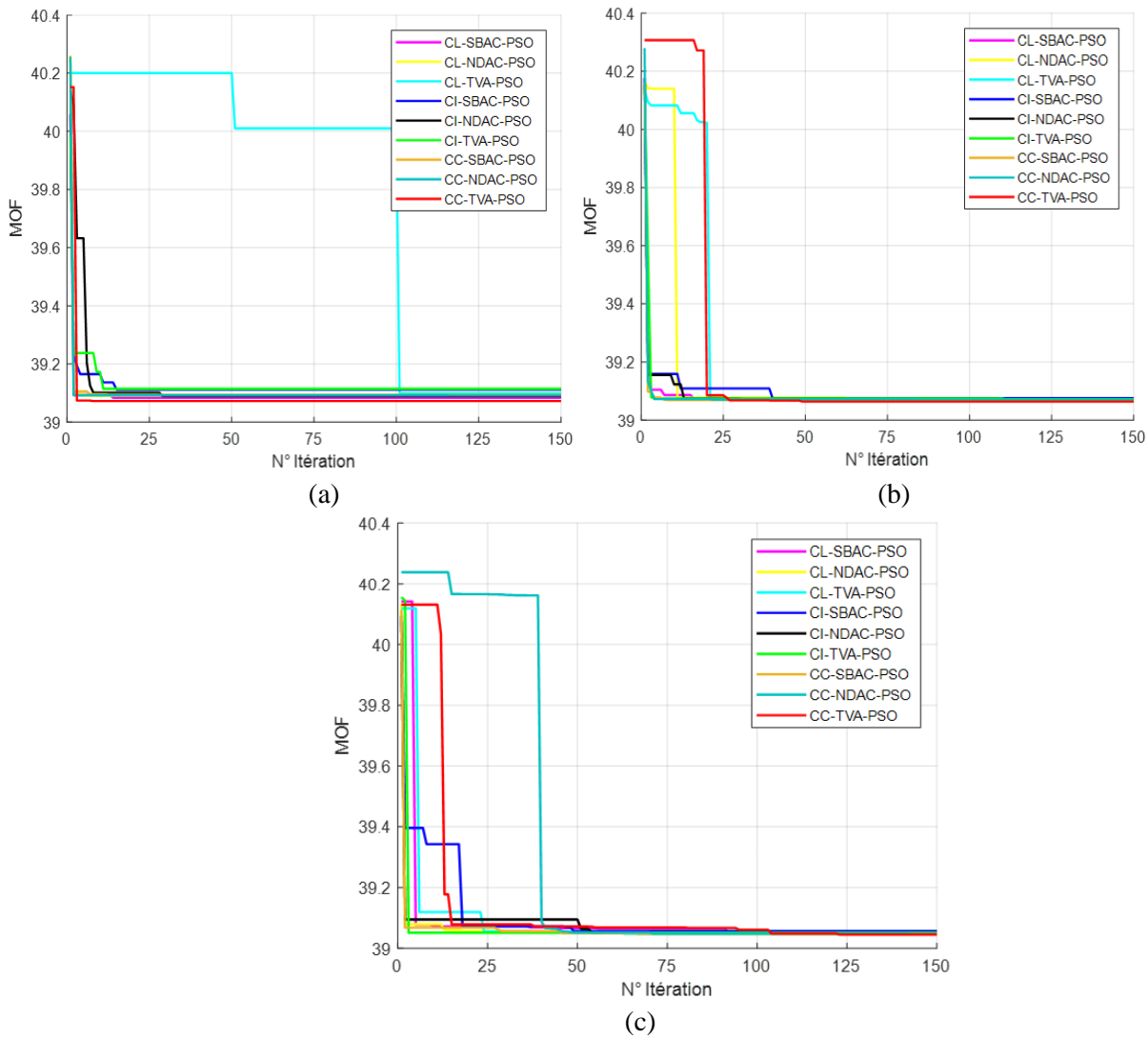


Figure 5.7. Courbes de convergence des divers algorithmes PSO pour le IEEE 69-JB :
a). Une PVDG, b). Deux PVDG, c). Trois PVDG.

Selon les figures 5.5, 5.6 et 5.7, l'application de divers algorithmes PSO hybrides proposés sur les trois systèmes IEEE étudiés, et pour les trois cas de l'intégration optimale des sources PVDG avec une valeur maximale de nombre d'itérations $k_{max}=150$, avec un nombre de populations=10, montrent pour le premier système IEEE 28-JB, que l'algorithme CC-SBAC-PSO a convergé au début environ 25 itérations, pour le cas d'une source et deux sources PVDG. Pour le deuxième système IEEE 33-JB, l'algorithme CI-SBAC-PSO a convergé au début environ 35 itérations pour le même nombre de sources PVDG. En même temps, on peut remarquer aussi que l'algorithme CC-TVA-PSO était capable de fournir le meilleur et minimal résultat du MOF parmi tous les algorithmes PSO hybrides appliqués, mais il a convergé tardivement avec plus de 140 itérations, sauf pour le premier système IEEE 28-JB et pour les trois cas de l'intégration optimale des unités PVDG, il a convergé rapidement et environ 45 itérations.

5.2.3. Impact sur les paramètres techniques :

La figure 5.8, représente l'écart de tension pour les cas étudiés de la présence optimale des unités PVDG dans les trois systèmes IEEE étudiés.

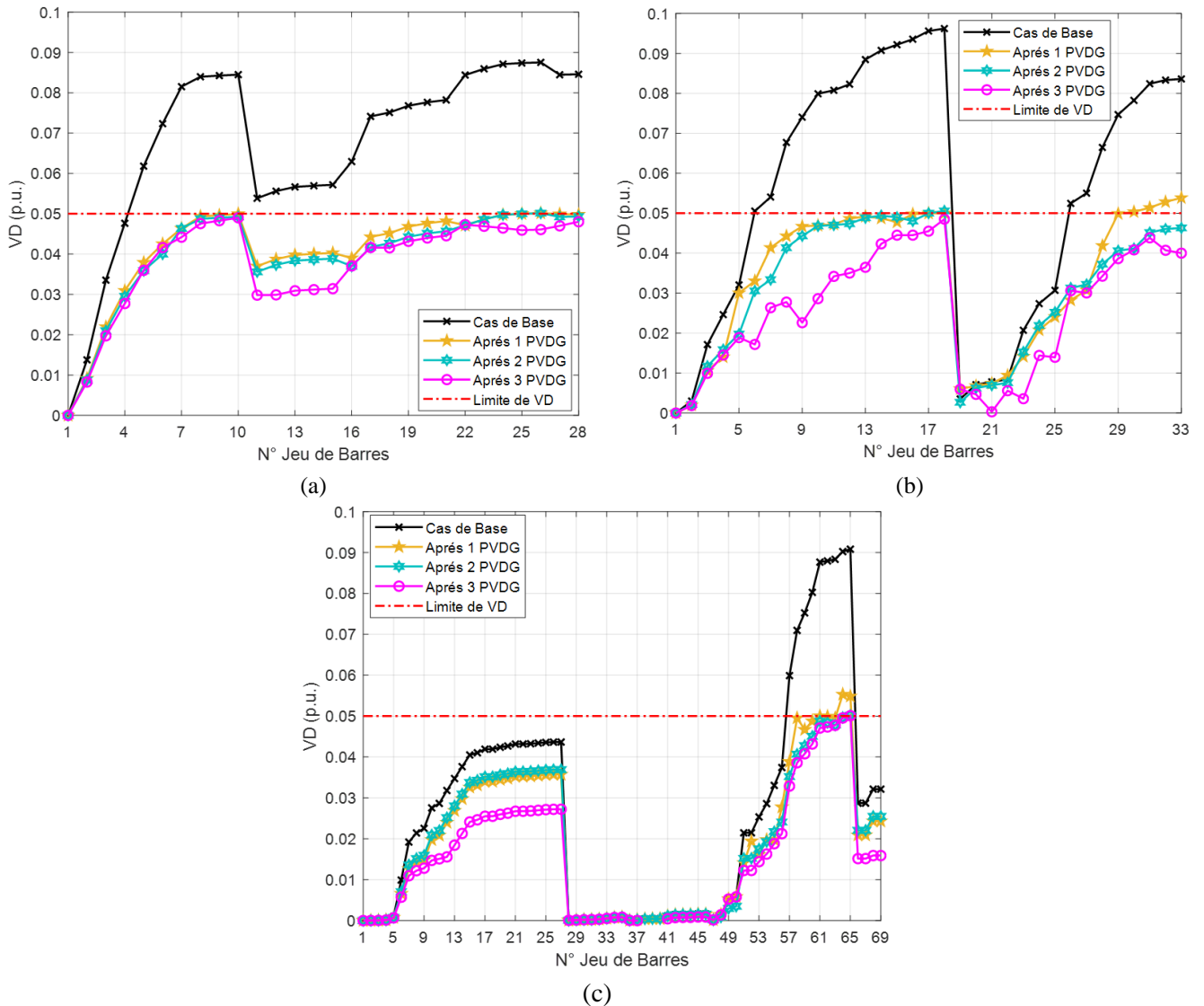


Figure 5.8. L'écart de tension pour les trois cas d'intégration des PVDG :

a). IEEE 28-JB, b). IEEE 33-JB, c). IEEE 69-JB.

D'après la figure 5.8, on peut noter que l'écart de la tension au niveau du cas de base (avant l'intégration des sources PVDG) est en dehors de la plage limitée autorisée de 0.05 p.u. (maximum valeur de chute de tension acceptée) dans presque tous les jeux de barres pour le standard IEEE 28-JB sauf du 1 à 4, et le réseau standard IEEE 33-JB sauf du 1 à 4 et du 19 à 25, et les jeux de barres du 56 à 65 pour le IEEE 69-JB. De plus, il est observé après l'intégration optimale de tous les cas sources PVDG dans les trois systèmes IEEE, que l'écart de tension a diminué sous la plage limitée autorisée dans tous les jeux de barres des trois systèmes. Le meilleur impact de minimisation vient du cas de trois sources PVDG. Tant que le l'écart de tension représente la différence entre la valeur nominale de tension (1 p.u.) et la valeur de tension réelle dans les jeux de barres, le minimiser a par conséquent conduit à l'amélioration des profils de tension dans tous les jeux de barres des systèmes IEEE étudiés.

La figure 5.9, indique les profils de tension des jeux de barres pour les cas avant et après l'intégration optimale des sources PVDG dans tous les systèmes IEEE étudiés.

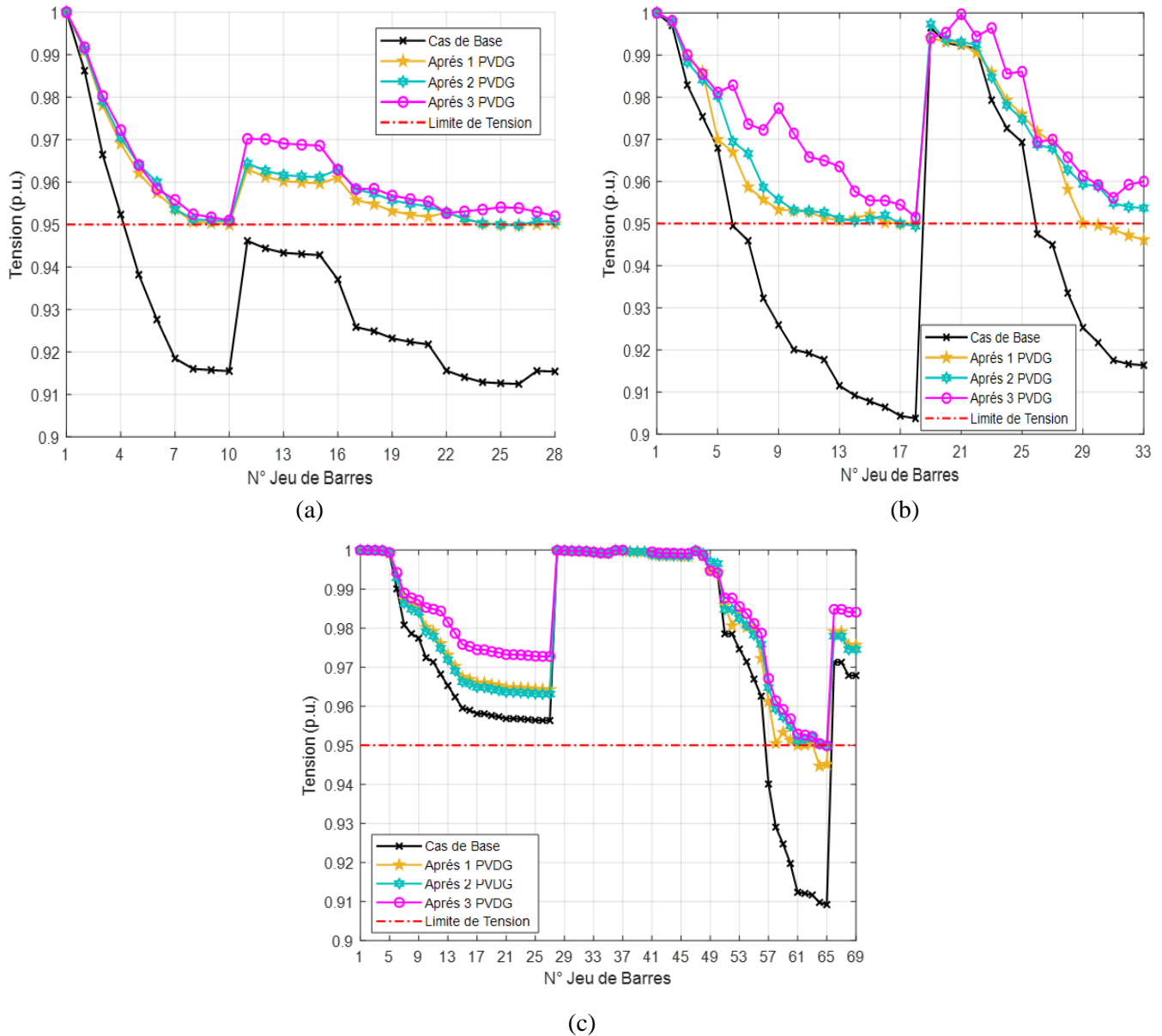


Figure 5.9. Tension des jeux de barres pour les trois cas d'intégration des PVDG :

a). IEEE 28-JB, b). IEEE 33-JB, c). IEEE 69-JB.

Les résultats obtenus montrent que l'intégration optimale de trois cas de sources PVDG a fait augmenter et améliorer les profils de tension avec un effet positif presque dans tous les jeux de barres des trois systèmes IEEE étudiés. Le meilleur impact et résultat était lors l'intégration optimale de trois sources PVDG, avec les tailles du 164.5 kW, 145.1 kW et 198.2 kW dans les jeux de barres optimaux de 12, 18 et 25 du IEEE 28-JB, et des tailles de 466.6 kW, 659.9 kW et 678.5 kW dans les jeux de barres optimaux de 16, 25 et 31 du IEEE 33-JB, et des tailles 649.5 kW, 1012 kW et 616.5 kW dans les jeux de barres optimaux de 32, 61 et 62 du IEEE 69-JB. Nous sommes arrivés à obtenir ces meilleurs résultats basant sur la minimisation de l'écart de tension comme mentionné précédemment dans la figure 5.8.

La figure 5.10, représente la comparaison des pertes de puissance active pour les cas, avant et après la présence optimale des sources PVDG dans les trois systèmes IEEE étudiés.

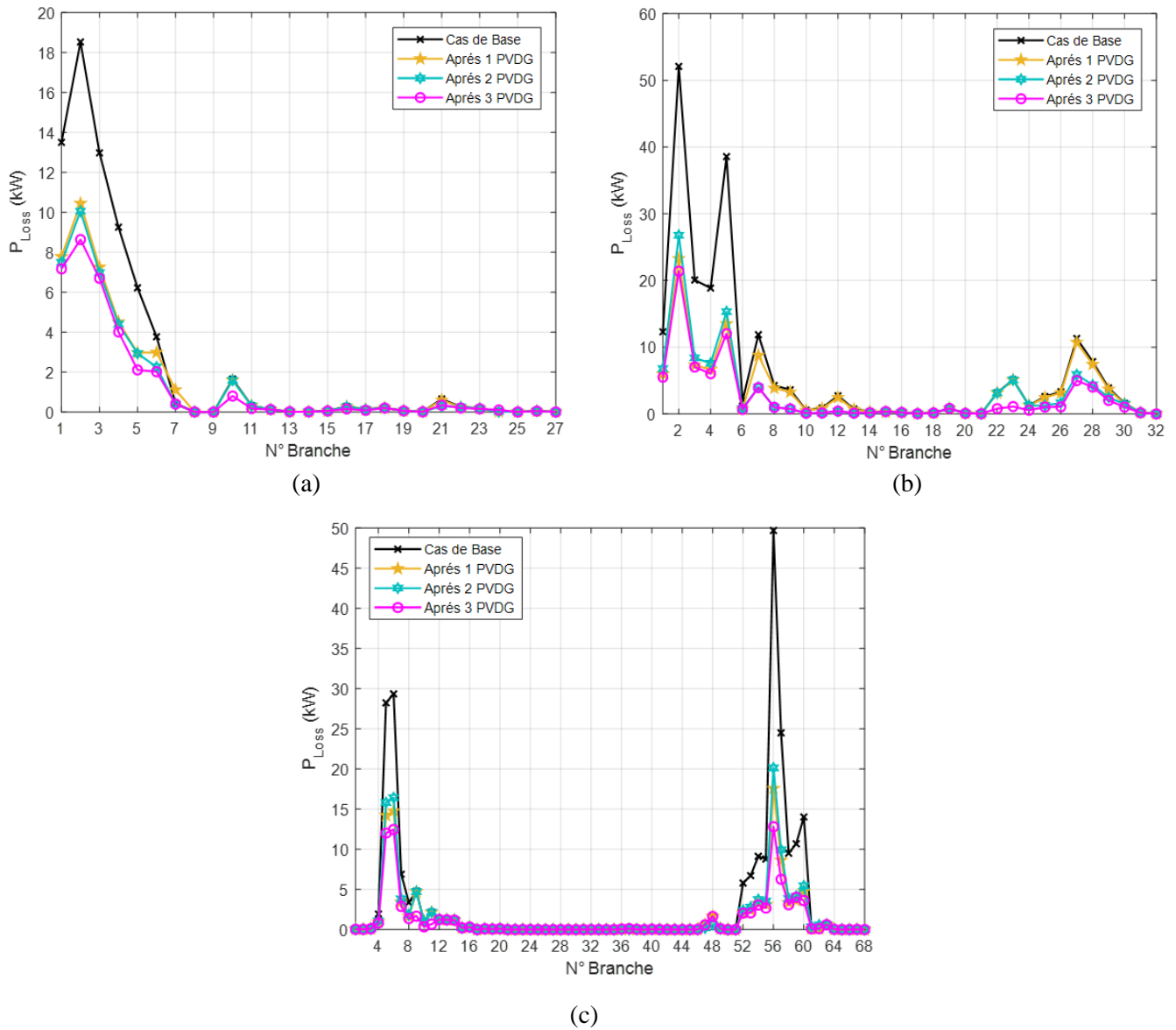


Figure 5.10. Pertes de puissance active pour les trois cas d'intégration des PVDG :
 a). IEEE 28-JB, b). IEEE 33-JB, c). IEEE 69-JB.

L'analyse du figure 5.10, montre qu'en raison de la meilleure identification de l'emplacement et de la taille des trois cas de l'intégration optimale des sources PVDG dans les systèmes IEEE étudiés, lors de l'utilisation de l'algorithme hybride CC-TVA-PSO, a contribué directement à la réduction des pertes de puissance active. Cette minimisation était presque dans chaque branche des systèmes IEEE étudiés avec un meilleur effet et impact du cas des trois sources PVDG. Nous sommes arrivés à une minimisation de la valeur totale des pertes de puissance active de 68.819 kW jusqu'à 36.461 kW pour le IEEE 28-JB, et de 210.98 kW jusqu'à 89.999 kW pour le IEEE 33-JB, et de 224.95 kW jusqu'à 8 7.351 kW pour le IEEE 69-JB. Donc il est conseillé à l'utilisateur et gestionnaire de réseau de choisir intégrer trois sources PVDG, pour atteindre aux meilleurs résultats de minimisation des pertes de puissance active.

La figure 5.11, représente la différence entre le courant de court-circuit dans les cas avant et après l'intégration optimale des sources PVDG dans les trois systèmes IEEE étudiés.

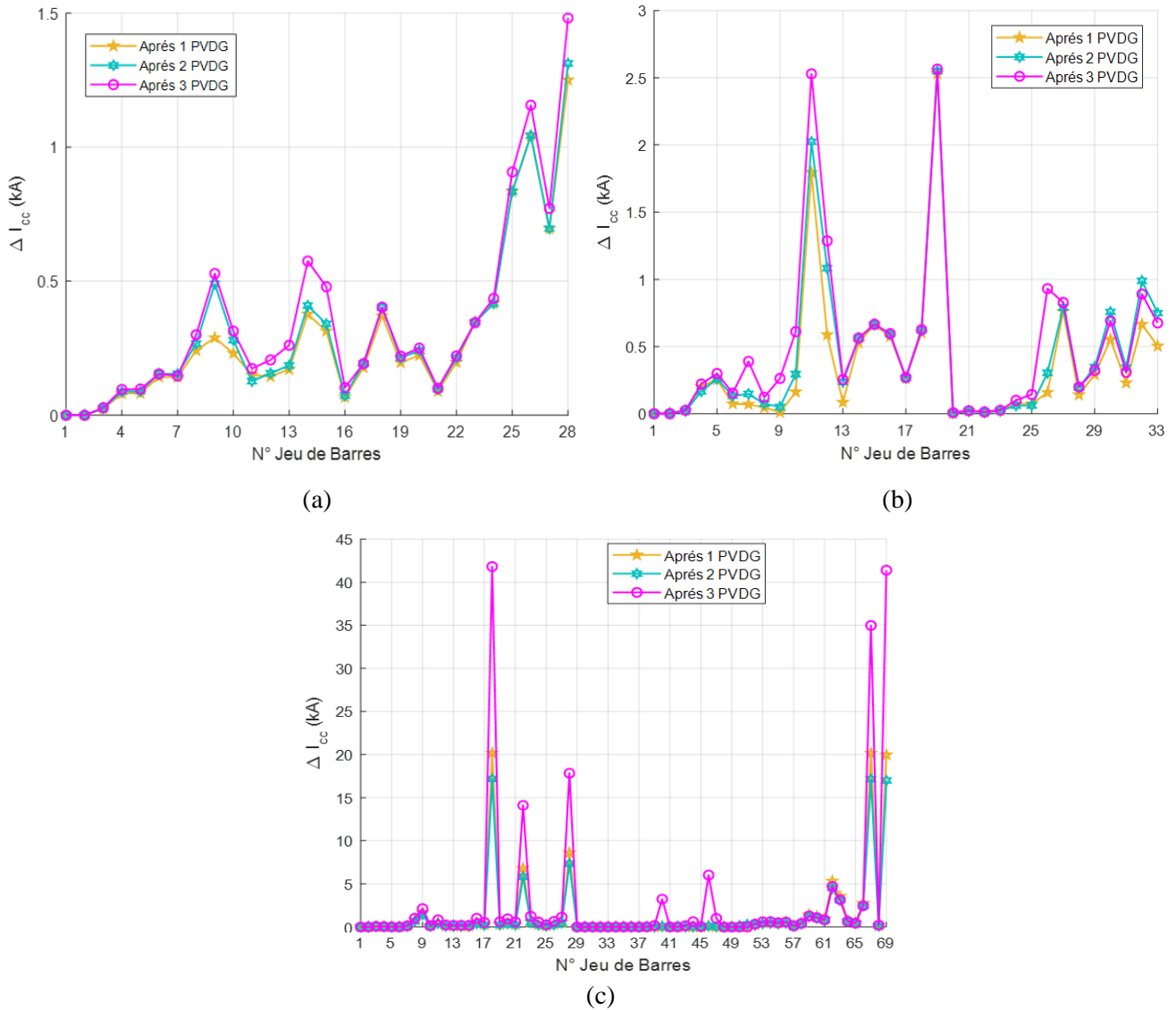


Figure 5.11. Courant de court-circuit pour les trois cas d'intégration des PVDG :

a). IEEE 28-JB, b). IEEE 33-JB, c). IEEE 69-JB.

On observe que l'intégration optimale des trois cas de sources PVDG provoque un effet direct sur le courant de court-circuit, en l'augmentant dans tous les jeux de barres pour les trois systèmes IEEE étudiés. Un impact supérieur et élever est observé lors l'intégration optimale des trois sources PVDG. Le courant de court-circuit était augmenté en raison de la relation proportionnelle entre lui et la tension des jeux barres, qui est augmentée après cette l'intégration optimale comme il est mentionné précédemment dans la figure 5.9.

La figure 5.12, représente le temps de déclenchement des relais de surintensité dans les trois systèmes étudiés pour les cas avant et après l'intégration optimale des sources PVDG.

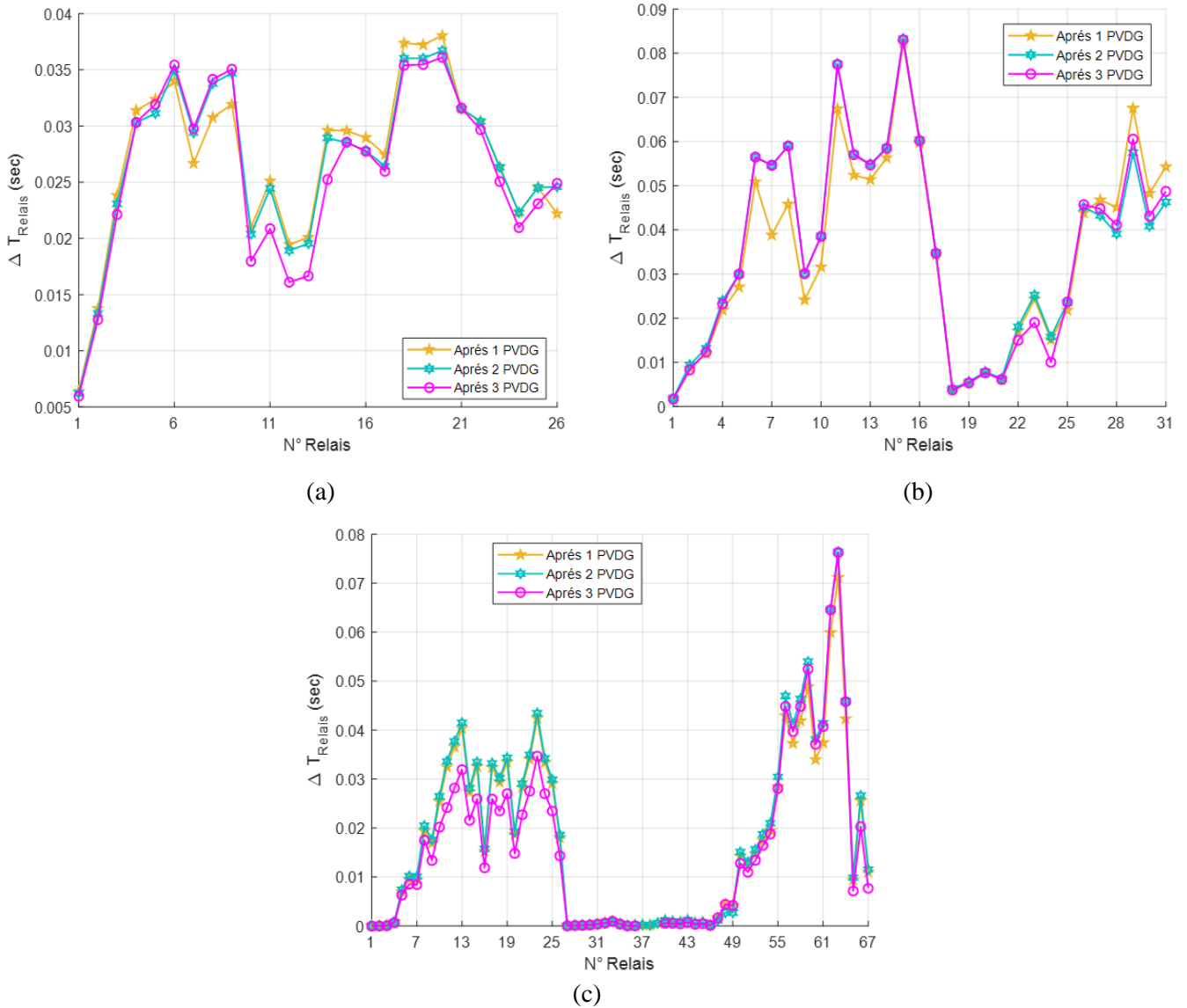


Figure 5.12. Temps de déclenchement des relais pour les cas d'intégration des PVDG :

a). IEEE 28-JB, b). IEEE 33-JB, c). IEEE 69-JB.

La tâche et la fonction principale des relais de surintensité est de détecter, d'identifier le courant de défaut qui se produit dans les lignes, et de procéder à la séparation et à la protection rapide des équipements du système ciblé. Donc, minimiser le temps de déclenchement des relais serait très bénéfique techniquement et économiquement, comme : l'augmentation de la durée de vie des équipements du système ainsi que le maintien de la continuité de service. Nous avons observé une remarquable diminution du temps de déclenchement des relais après des installations de tous les cas des sources PVDG dans les réseaux IEEE étudiés par rapport au cas de base, dans la majorité des relais primaires pour les trois systèmes de test, en particulier dans les relais qui sont proches aux jeux de barres optimisés pour l'intégration des sources PVDG. Parce que le temps de déclenchement des relais de surintensité est directement lié au courant de court-circuit et l'amplitude de la tension comme indiqué précédemment. Ainsi, lorsque les valeurs de ces derniers augmentent après l'intégration des sources PVDG dans les systèmes IEEE, le temps de déclenchement des relais de surintensité diminue.

La figure 5.13 représente l'intervalle de temps de sélectivité (CTI) entre les relais de surintensité pour les cas de l'intégration optimale des sources PVDG dans systèmes IEEE étudiés.

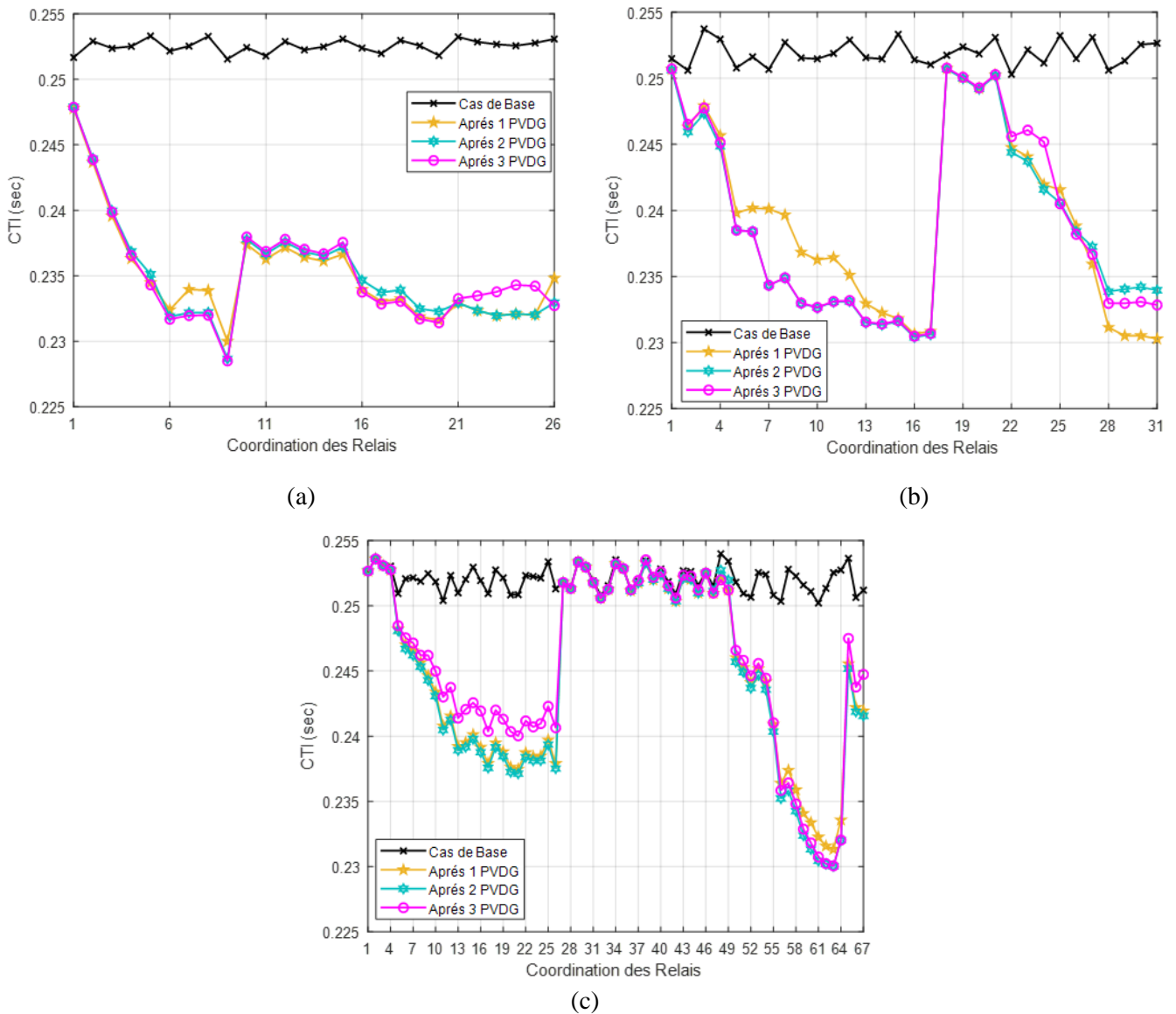


Figure 5.13. Sélectivité des relais pour les trois cas d'intégration des PVDG :

a). IEEE 28-JB, b). IEEE 33-JB, c). IEEE 69-JB.

Les résultats de la figure 5.13 révèlent que l'intervalle de temps de sélectivité a diminué après l'intégration optimale de tous les cas des sources PVDG dans les trois systèmes IEEE étudiés, entre tous les relais de surintensité primaires et secours. Cela, en respectant la marge admissible de sa valeur minimale du 0.2 seconde. Cette diminution était due à la minimisation du temps de déclenchement des relais primaires. De plus, il est clair que le plus grand impact qui a conduit à la diminution de CTI a été obtenu lors la présence optimale des trois sources PVDG dans les trois systèmes IEEE étudiés, sauf pour le système IEEE 69-JB lequel était le cas des deux sources PVDG. Tant que le CTI est considéré comme la différence entre le temps de déclenchement des relais primaires et secours, le minimiser et le maintenir au-dessus de la limite minimale autorisée améliore le système de protection en évitant la mauvaise sélectivités (mis-coordination) entre les relais de surintensité mentionnés.

La figure 5.14, montre la comparaison graphique des pertes active et réactive avec inclusion de la valeur de tension minimale après l'intégration des sources PVDG dans les trois systèmes IEEE.

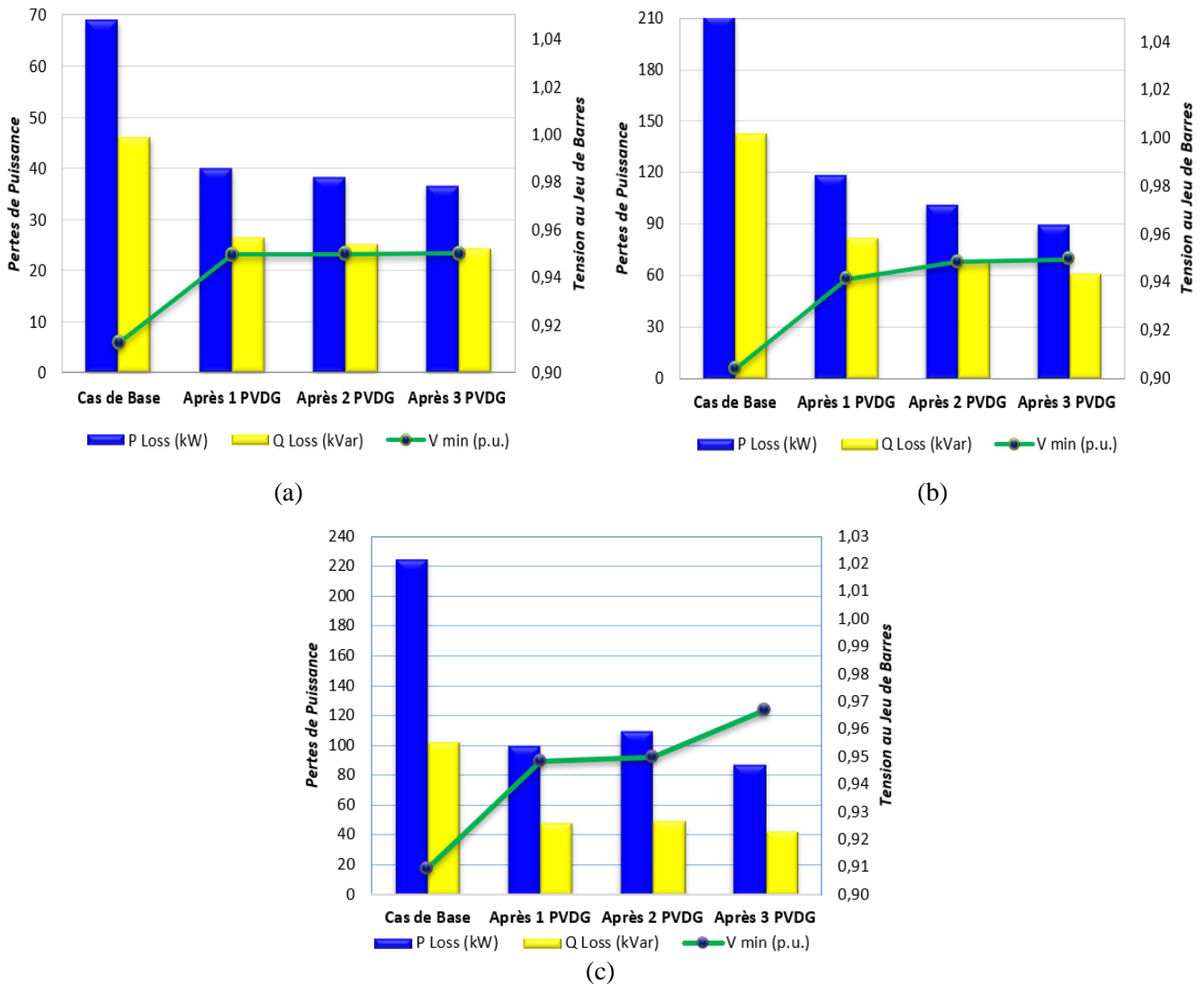


Figure 5.14. Comparaison des pertes et minimum de tension pour les cas des PVDG :

a). IEEE 28-JB, b). IEEE 33-JB, c). IEEE 69-JB.

L'analyse de la figure 5.14, révèle que la valeur de la tension minimale dans les trois systèmes IEEE a continué d'augmenter proportionnellement tandis que les pertes de puissance active et réactive ont été minimisées après tous les cas étudiés d'intégration optimale des sources PVDG dans les RDE.

On peut également remarquer que les meilleurs résultats d'augmentation de la tension minimale, de réduction de pertes de puissance active et réactive ont été obtenus en intégrant de manière optimale le cas de trois sources PVDG dans les trois systèmes IEEE étudiés. L'injection de trois tailles optimaux de puissances active à trois emplacements différents des systèmes IEEE était la raison pour atteindre à ces meilleurs résultats de minimisation des pertes de puissance active réactive jusqu'à 36.461 kW et 24.150 kVar, respectivement pour le réseau IEEE 28-JB, et jusqu'à 89.999 kW et 60.231 kVar pour le réseau IEEE 33-JB, et jusqu'à 87.350 kW et 40.098 kVar pour le réseau IEEE 69-JB, respectivement, y compris des meilleures valeurs de tension minimale égale à 0.95 p.u. pour les deux premiers système IEEE et de 0.97 p.u. pour IEEE 69-JB.

5.2.4. Impact d'intégration optimale des PVDG avec pénétration :

La figure 5.15, représente les profils de tension des jeux de barres avec variation de pénétration pour le cas d'intégration de multiple unités PVDG dans les trois systèmes IEEE.

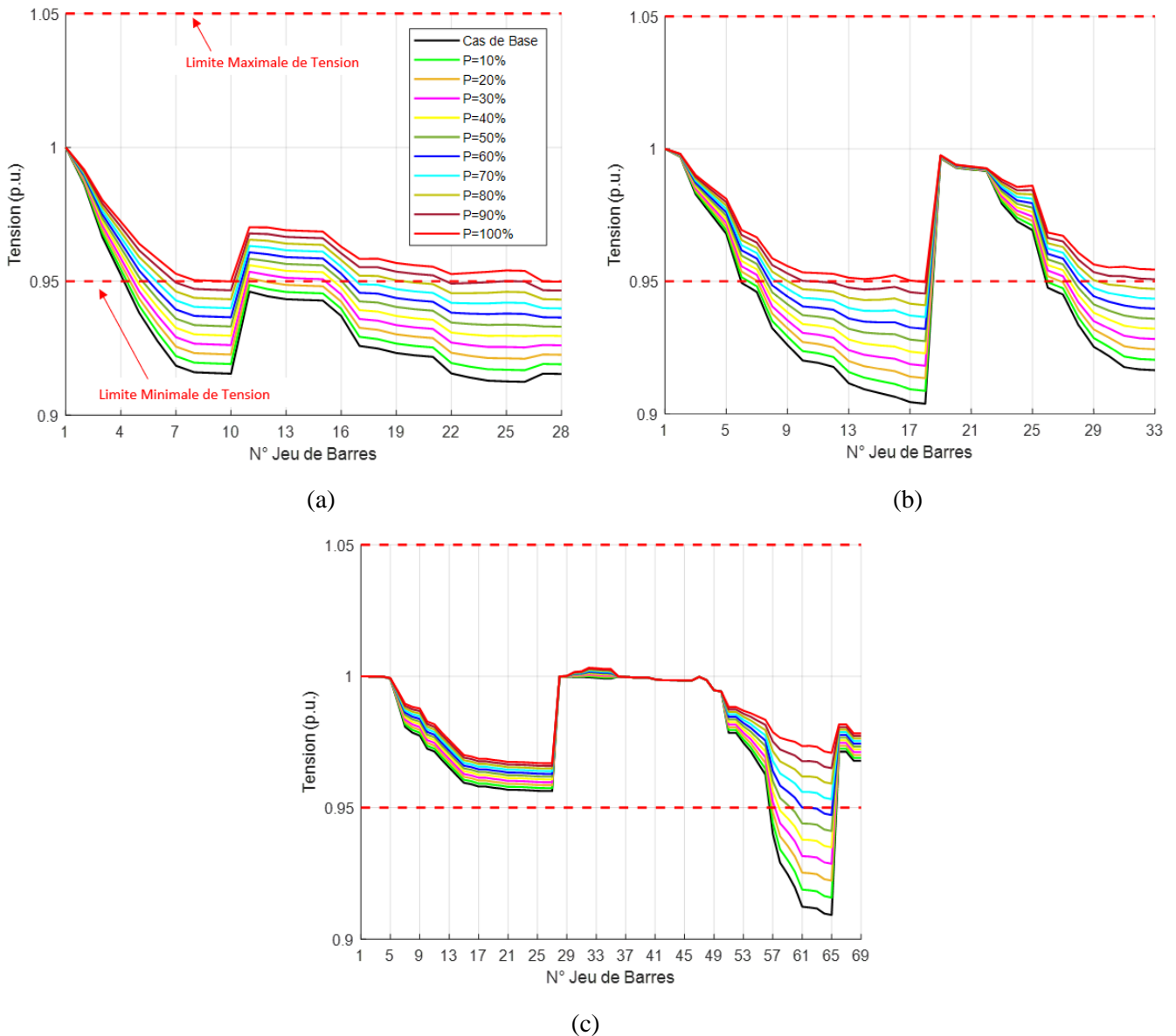


Figure 5.15. Tension avec variation de pénétration pour l'intégration des PVDG :

a). IEEE 28-JB, b). IEEE 33-JB, c). IEEE 69-JB.

On peut noter pour les trois systèmes IEEE étudiés, que la majorité des profils de tension des jeux de barres sont inférieurs à la valeur optimale de 0.95 p.u. dans le cas de base. Autre remarque, qu'après l'intégration optimale des sources PVDG, les profils de tension commence à s'améliorer. Tant que plus la pénétration des sources photovoltaïque grandie, les profils de tension ont continué à s'améliorer dans tous les jeux de barres des trois systèmes IEEE étudiés. Cette amélioration a continué jusqu'atteindre à la valeur optimale (au-dessus de la valeur minimale de 0.95 p.u.) pour 100 % de pénétration des sources PVDG dans les premiers réseaux IEEE 28-JB et IEEE 33-JB, et à partir de 70 % de pénétration des sources PVDG pour le réseau IEEE 69-JB.

Figure 5.16 illustre les pertes de puissance active avec variation de pénétration pour le cas d'intégration de multiple unités PVDG dans les trois systèmes IEEE étudiés.

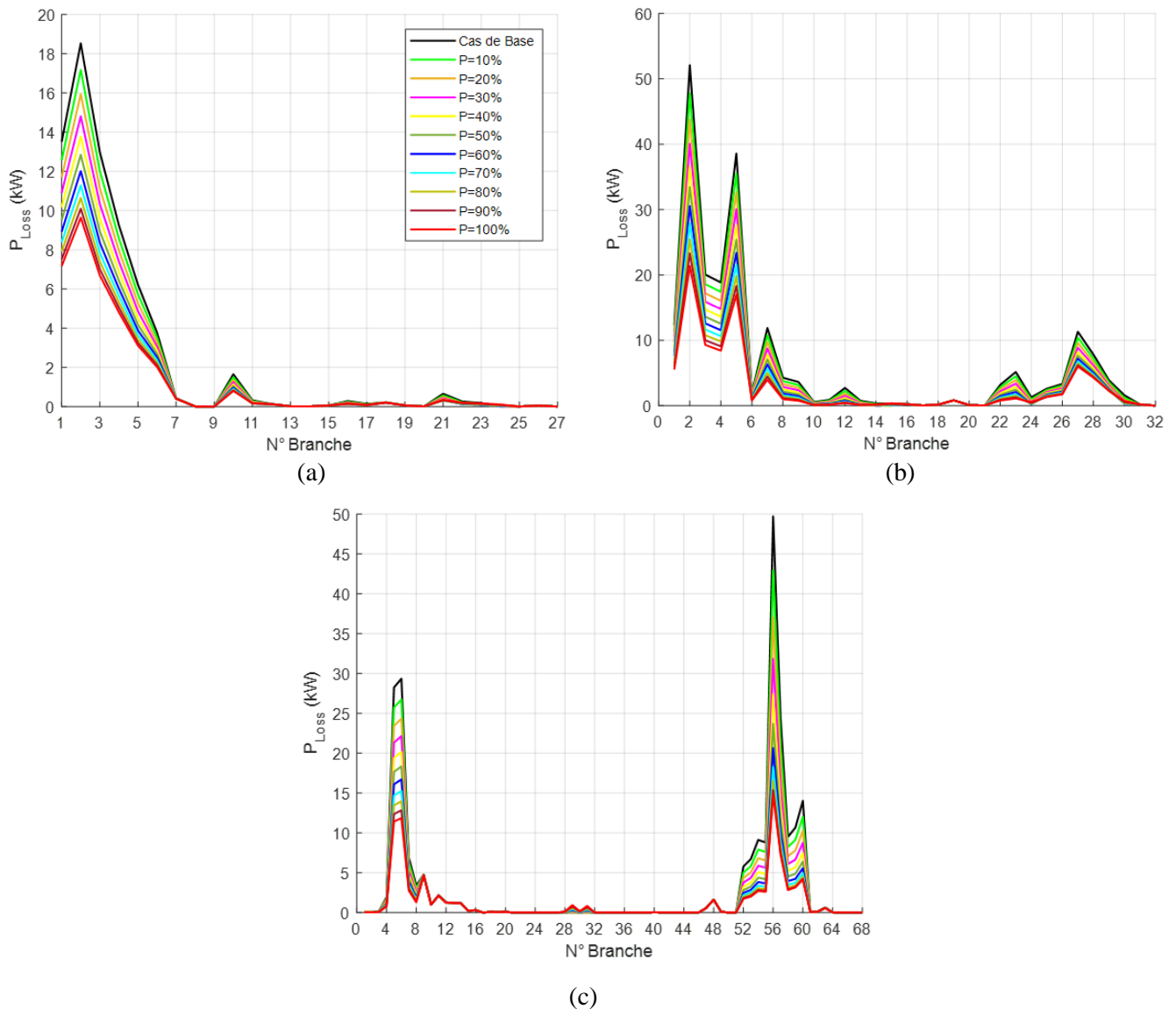


Figure 5.16. Pertes active avec variation de pénétration pour l'intégration des PVDG :

a). IEEE 28-JB, b). IEEE 33-JB, c). IEEE 69-JB.

On peut remarquer pour les trois systèmes IEEE étudiés que les pertes de puissance active sont élevées et maximales dans le cas de base. L'intégration optimale de multiple sources PVDG a nettement réduit considérablement les pertes de puissance active dans chaque branche des trois systèmes IEEE étudiés par rapport au cas de base. Il est également clair que plus la pénétration des sources PVDG grandie en injectant de puissance active dans les jeux de barre optimaux, les pertes de puissance active ont également continué à minimiser et à atteindre de très petites valeurs souhaitables. Cette minimisation était achevée avec un très bon impact et effet lors la pénétration atteindre 100 %, dans tous les systèmes IEEE étudiés.

5.3. Impact des PVDG sur les différents types de relais NS-OCR

De nos jours, les tendances de la recherche indiquent toutes que le type de protection conventionnelle est menacé par l'installation de PVDG dans le RDE [189]. En outre, dans la littérature récente, de nombreux chercheurs ont étudié et analysé l'effet de l'installation des unités PVDG dans le réseau de distribution sur le système de protection comme: Impact sur les courants de court-circuit et détection de défaut dans les RDE en présence de sources DG [190], analyse des caractéristiques inverses temporelles des relais de protection standards [191], investigation des impacts RES sur les relais de protection standards fonctionnant dans différentes conditions [192], impact sur la stabilité transitoire contrainte par le relais à maximum de courant conventionnel [193], impact sur le fonctionnement de la protection différentielle à temps de déclenchement variable [194], impact sur la coordination des relais différentiels compte tenu de diverses topologies [195], impact sur la protection des micro-réseaux autonomes [196].

5.3.1. Evaluation de la fonction multi-objectifs :

La fonction multi-objectifs (MOF) proposée dans cette partie, a été consacré pour résoudre le problème d'intégration optimale de plusieurs unités PVDG dans différents réseaux de distribution électriques IEEE, tout en minimisant simultanément les trois paramètres techniques de TVD, TAPL et TT_{Relais} , aussi en étudiant l'impact de cette intégration optimale sur divers types récents de relais de protection non-standard (NS-OCR). La MOF est formulée comme suit :

$$MOF = \text{Minimiser} \sum_{i=1}^{N_{JB}} \sum_{j=2}^{N_{JB}} \sum_{i=1}^{N_R} [TAPL_{i,j} + TVD_j + TT_{Relais,i}] \quad (5.2)$$

Il est choisi pour ce travail, cinq types de relais protection non-standard.

Tableau 5.5. Différents types de relais de protection NS-OCR.

NS-OCR Types	Equations	Constants	Réf.
NS-OCR 1	$T = \left(\frac{1}{e^{(1-V_F)}} \right)^k \times \left(\frac{A}{(I_F / I_P)^B - 1} \right) \times TDS$	$A = 0.14$ $B = 0.02$ $k = 1.5$	[197]
NS-OCR 2	$T = \left(\frac{V_F}{e^{(k.V_F)}} \right) \times \left(\frac{A}{(I_F / I_P)^B - 1} \right) \times TDS$	$A = 0.14$ $B = 0.02$ $k = 1.5$	[198]
NS-OCR 3	$T = \left(\frac{1}{e^{(1-V_F)}} \right)^k \times \left(\frac{A}{(I_F / I_P)^B - 1} + C \right) \times TDS$	$A = 0.14$ $B = 0.02$ $k = 1.5$ $C = 0.114$	[199]
NS-OCR 4	$T = \left(\frac{A}{(I_F / I_P)^B - 1} + \chi \right) \times TDS + \xi$	$A = 0.14$ $B = 0.02$ $\chi = -0.1$ $\xi = -0.1$	[200]
NS-OCR 5	$T = \left(\frac{A}{(k.I_F / I_P)^B - 1} \right) \times TDS$	$A = 0.14$ $B = 0.02$ $k = 1.5$	[201]

5.3.2. Résultats optimaux et comparaison :

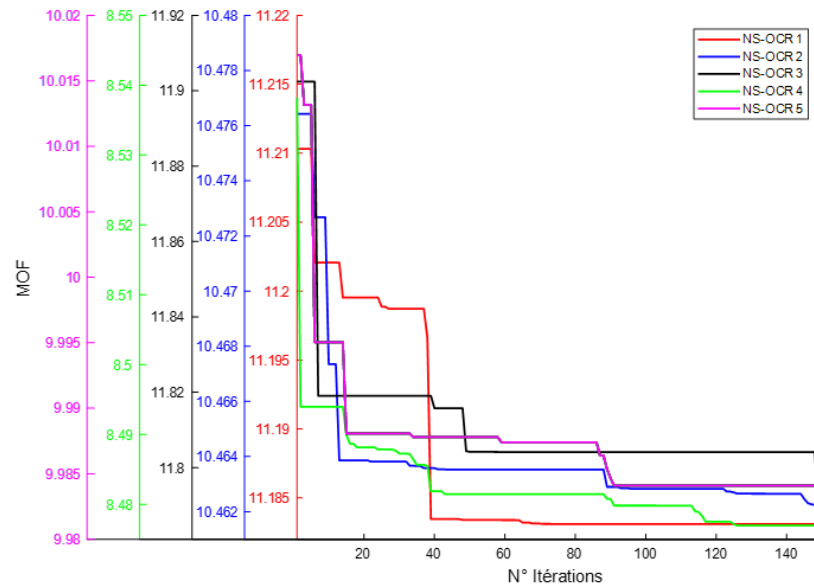
Le tableau 5.6, représente les résultats après l'intégration optimale des PVDG en présence des différents de NS-OCR, en utilisant l'algorithme de moisissure visqueuse (SMA).

Tableau 5.6. Comparaison des résultats d'impact sur NS-OCR.

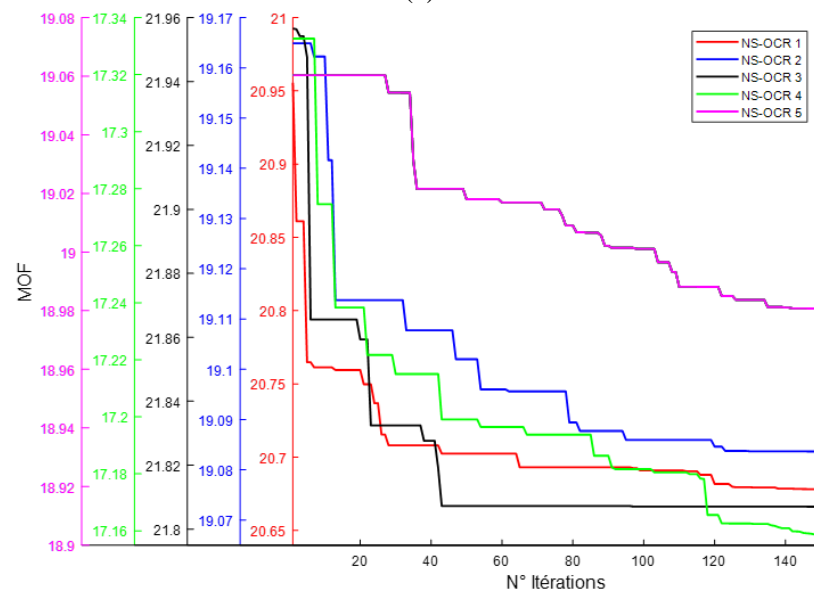
NS-OCR Types		PVDG JB	P PVDG (MW)	ΣP_{Loss} (kW)	ΣVD (p.u.)	ΣT_{Relais} (sec)	MOF
a). IEEE 28-JB							
Après multiple PVDG	NS-OCR 1	8	0.3127	36.321	1.380	9.780	11.183
		13	0.1093				
		20	0.0751				
	NS-OCR 2	14	0.2876	37.317	1.349	9.070	10.443
		18	0.2894				
		22	0.0560				
	NS-OCR 3	15	0.1681	38.267	1.387	10.391	11.792
		23	0.0100				
	NS-OCR 4	24	0.3049	35.018	1.311	7.130	8.476
		24	0.2703				
NS-OCR 5	13	0.3005	34.984	1.316	8.632	9.984	
	19	0.2492					
	24	0.2703					
b). IEEE 33-JB							
Après multiple PVDG	NS-OCR 1	4	1.1276	95.079	1.114	19.475	20.678
		16	0.4421				
		30	0.5492				
	NS-OCR 2	5	2.3385	101.769	0.936	18.045	19.083
		6	0.8370				
	NS-OCR 3	16	0.3838	110.562	0.952	20.775	21.807
		2	0.3003				
	NS-OCR 4	5	2.9992	111.566	0.895	16.151	17.158
		12	0.3853				
	NS-OCR 5	5	2.0558	84.495	0.918	16.634	18.980
13		0.5501					
27		1.3650					
NS-OCR 5	5	1.7999	70.508	1.033	33.124	34.993	
	13	0.7546					
	30	0.9904					
	30	0.9904					
	30	0.9904					
c). IEEE 69-JB							
Après multiple PVDG	NS-OCR 1	3	0.4330	98.437	1.247	37.704	39.039
		18	0.3000				
		61	1.0056				
	NS-OCR 2	11	0.4850	75.383	1.071	34.576	35.722
		22	0.3016				
		61	1.3411				
	NS-OCR 3	3	0.3011	126.477	1.128	41.226	42.141
		62	0.9699				
	NS-OCR 4	69	0.3540	73.718	1.029	29.051	30.158
		3	0.3013				
NS-OCR 5	17	0.6514	70.508	1.033	33.124	34.993	
	61	1.9710					
	12	0.6436					
NS-OCR 5	22	0.3211	70.508	1.033	33.124	34.993	
	61	1.8358					
	61	1.8358					

Les résultats d'optimisation mentionnés dans le tableau 5.6, révèlent que l'intégration optimale de multiple unités PVDG dans tous les systèmes IEEE étudiés basant sur l'utilisation de l'algorithme SMA a eu un impact considérable sur tous les niveaux de l'étude. En comparant les cas étudiés lorsque le NS-OCR était présent, il est clair que les résultats optimaux et meilleurs ont été obtenus pour le cas du NS-OCR 4. Nous avons obtenu pour ce type des valeurs minimales de la fonction multi-objectifs jusqu'à 8.476 pour le IEEE 28-JB, jusqu'à 17.158 pour le IEEE 33-JB, et jusqu'à 30.158 pour le IEEE 69-JB. Aussi, les valeurs minimales de chacun des paramètres de TT_{Relais} et le TVD, jusqu'à 7.130 secondes et 1.311 p.u., 16,151 secondes et 0,895 p.u. et également jusqu'à 29.051 secondes et 1,029 p.u. pour le premier, deuxième et troisième systèmes IEEE respectivement. A l'exception du terme TAPL, nous sommes arrivés à obtenir les meilleurs résultats de minimisation pour les trois systèmes IEEE jusqu'à 34.984 kW, 84.495 kW, et 70.508 kW, respectivement par le cas de la présence de type NS-OCR 5.

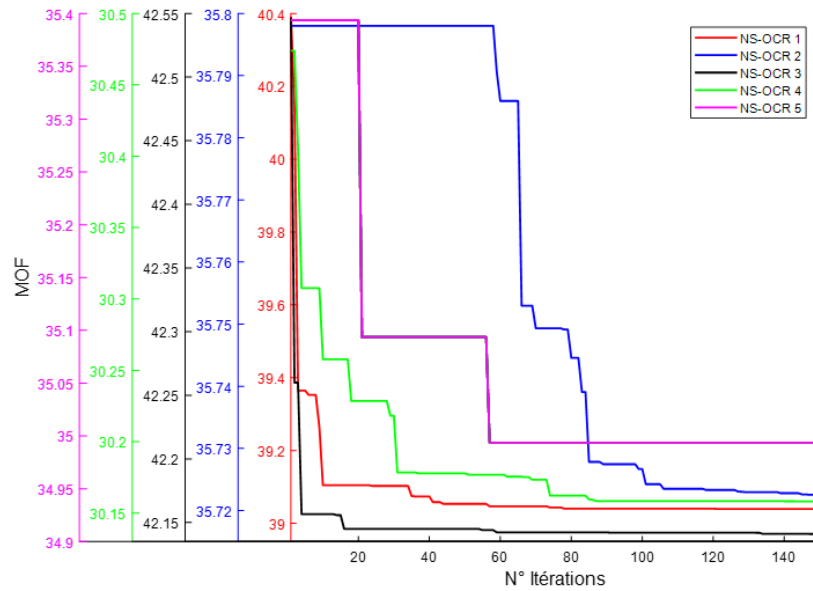
La figure 5.17, représente les courbes de convergence de la minimisation du MOF par l'intégration optimale des unités PVDG incluant tous les types de NS-OCR.



(a)



(b)



(c)

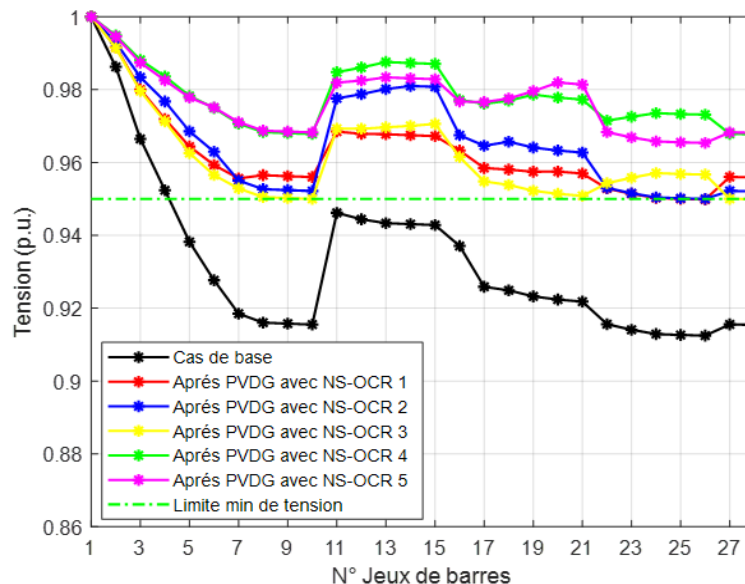
Figure 5.17. Courbes de convergence avec la présence des divers relais NS-OCR :

a). IEEE 28-JB, b). IEEE 33-JB, c). IEEE 69-JB.

En effectuant l'analyse des courbes de convergence illustrées à la figure 5.17, il est clair que l'application de l'algorithme de moisissure visqueuse (SMA) était capable de fournir des résultats très favorables en intégrant de manière optimale les unités PVDG dans les trois réseaux IEEE étudiés. Cela en minimisant la fonction multi-objectifs à chaque fois que le type de relais NS-OCR a été modifié. En comparant les valeurs minimales de la MOF, il est évident que la présence du cas de NS-OCR 4 est celui qui a fourni les meilleurs résultats de minimum MOF jusqu'à 8.476 pour le IEEE 28-JB, jusqu'à 17.158 pour le IEEE 33-JB, et jusqu'à 30.158 pour le IEEE 69-JB. On remarque aussi, une caractéristique de convergence tardive qui semble s'être en grande partie stabilisée après 80 itérations pour les systèmes de IEEE 28-JB et IEEE 69-JB, entre-temps après 140 itérations pour le système IEEE 33-JB.

5.3.3. Impact sur les systèmes de tension et pertes de puissance des RDE :

La figure 5.18, montre la variation de tension des jeux de barres après l'intégration optimale des unités PVDG dans les trois systèmes IEEE avec la présence des types NS-OCR.



(a)

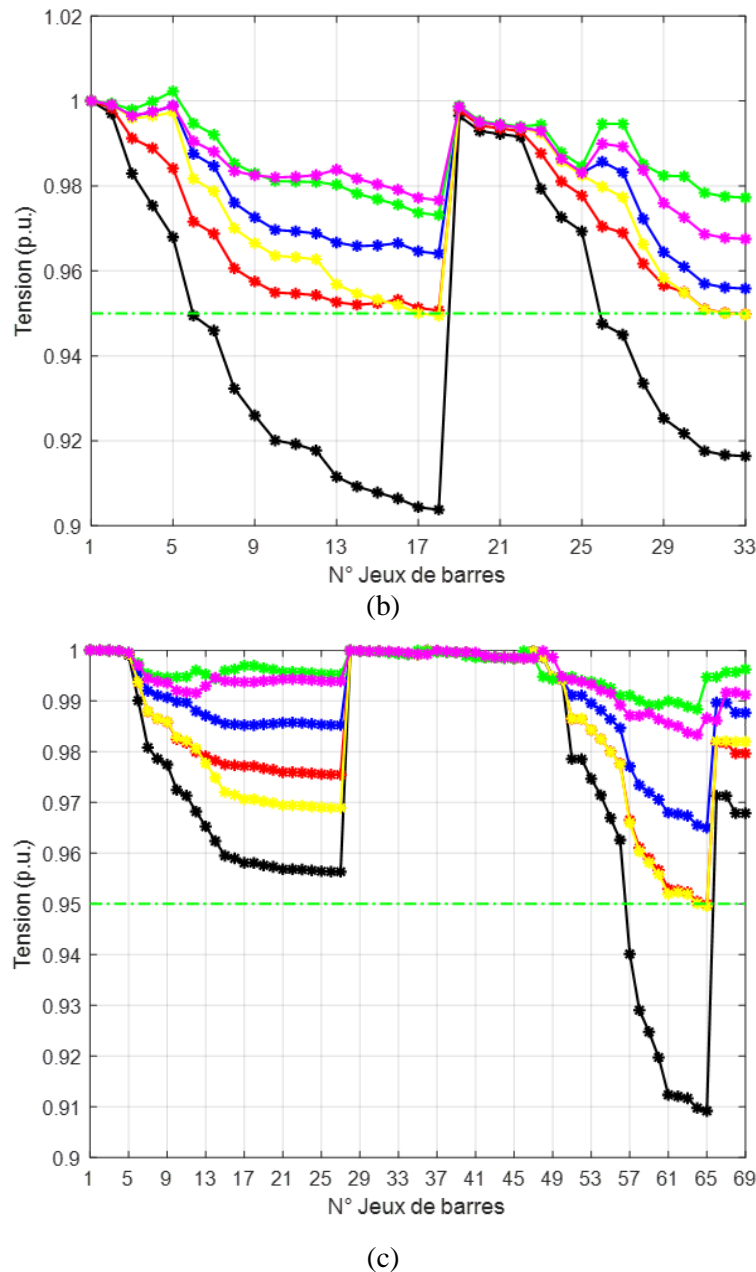


Figure 5.18. Tension des jeux de barres pour les différents relais NS-OCR :
 a). IEEE 28-JB, b). IEEE 33-JB, c). IEEE 69-JB.

D'après les résultats présentés dans la figure 5.18, il est évident que l'intégration optimale de plusieurs unités PVDG dans les trois systèmes IEEE 28-JB, 33-JB et 69-JB a eu un impact considérable sur l'amélioration des profils de tension dans chacun des jeux de barres des systèmes IEEE étudiés. Aussi en faisant varier et en changeant les types de relais de protection NS-OCR. Autre remarque, que la présence du type NS-OCR 5 était le cas meilleur où les profils de tension des jeux de barres étaient améliorés, ce qui est clairement basé sur la valeur total d'écart de tension minimisée comme mentionné précédemment. La valeur du TVD a été réduite d'une valeur totale de 1.927 p.u. jusqu'à 1.311 p.u. pour le IEEE 28-JB, à partir de 1.812 p.u. jusqu'à 0.895 p.u. pour le IEEE 33-JB, et à partir de 1.870 p.u. jusqu'à 1.029 p.u. pour le IEEE 69-JB. Pour la raison que, la formulation de l'écart de tension est représentée comme la différence entre la valeur nominale de tension (1 p.u.) et la valeur réelle de la tension dans le cas de base, comme indiqué précédemment.

La figure 5.19, montre la variation de pertes de puissance active dans les branches après l'intégration optimale des PVDG dans les trois systèmes IEEE avec la présence des types NS-OCR.

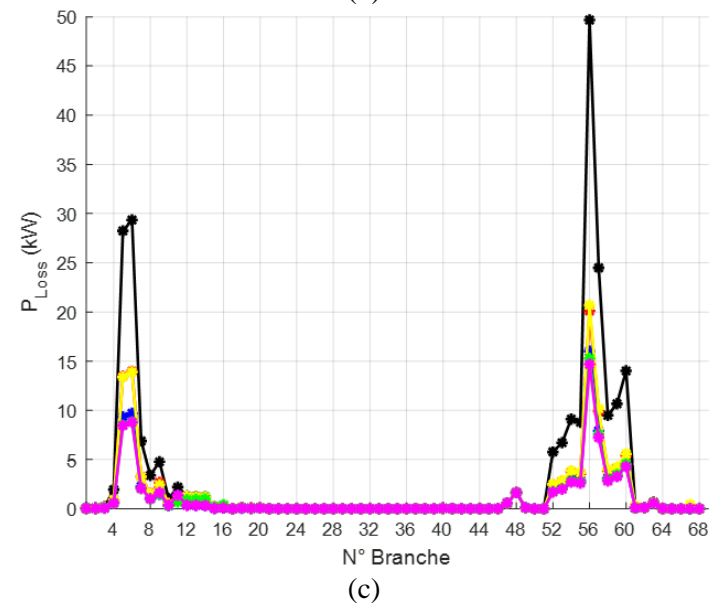
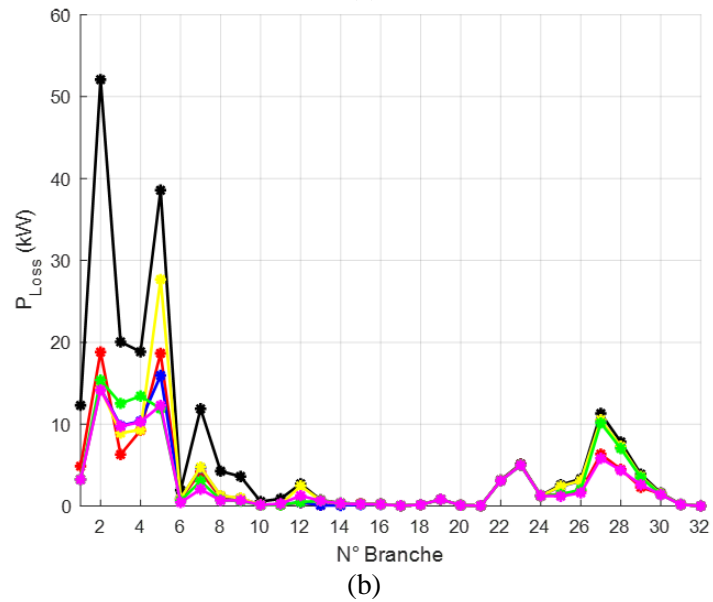
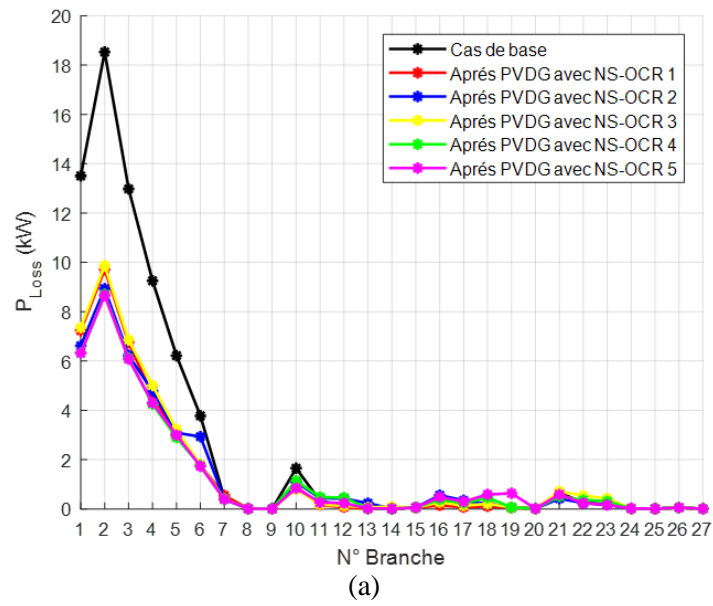


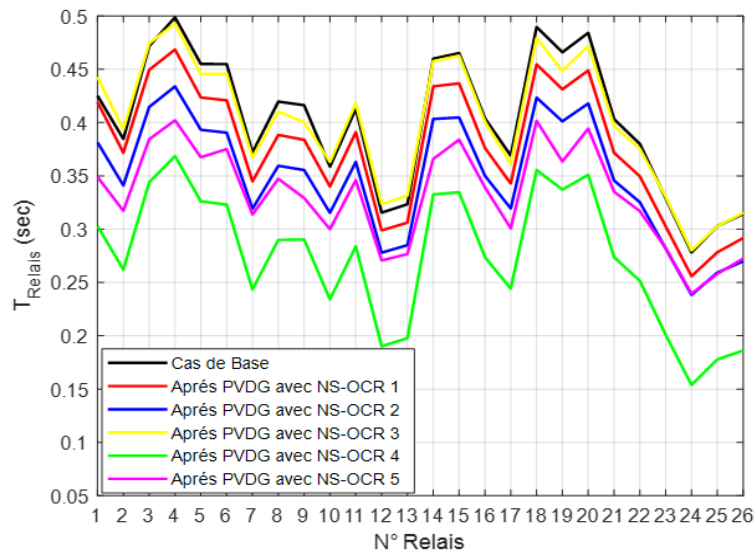
Figure 5.19. Pertes de puissance active pour les différents relais NS-OCR :

a). IEEE 28-JB, b). IEEE 33-JB, c). IEEE 69-JB.

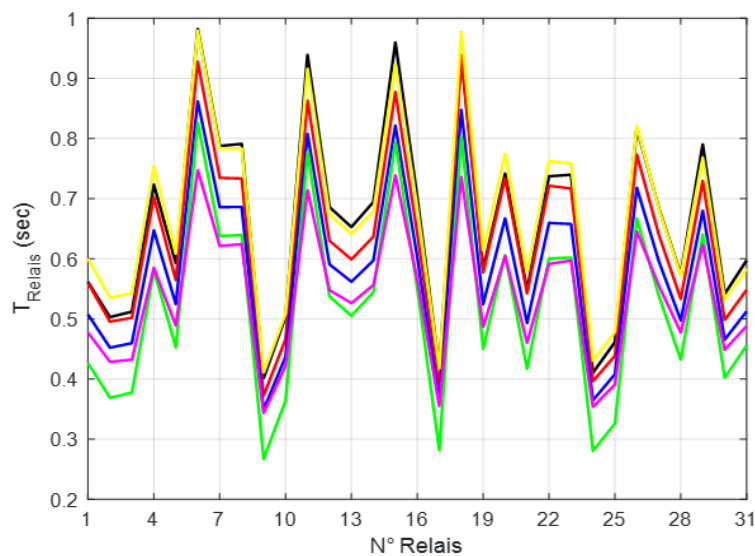
Le deuxième paramètre technique minimisé qui fait partie de la MOF est les pertes totales de puissance active. L'intégration optimale de multiple unités PVDG en injectant de multiple puissances actives dans des emplacements optimaux des trois systèmes IEEE basant sur l'application de l'algorithme SMA a eu un effet significatif sur les pertes de puissance active. Ce dernier a été clairement minimisé dans chaque branche des trois systèmes IEEE, même pour tous les cas de présence des relais NS-OCR. Remarquant un plus grand impact de cette minimisation pour le cas de la présence de type NS-OCR 5, où nous avons réduit le TAPL d'une valeur dans le cas de base de 68.821kW à 34.980 kW pour le IEEE 28-JB, de 210.987 kW à 84.495 kW pour le IEEE 33-JB, et de la valeur totale de 224.948 kW jusqu'à 70.508 kW pour le IEEE 69-JB.

5.3.4. Impact sur le système de protection des RDE :

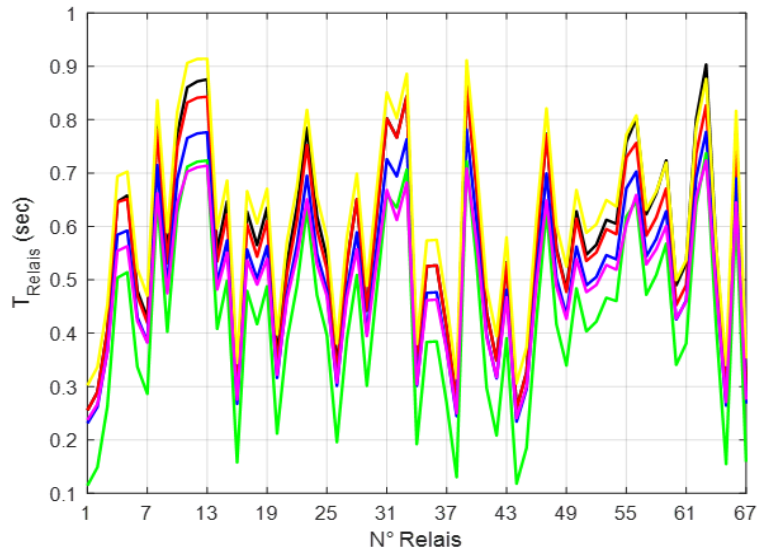
La figure 5.20 montre le temps de déclenchement de tous les types de relais NS-OCR après l'intégration optimale des unités PVDG dans tous les systèmes IEEE étudiés.



(a)



(b)



(c)

Figure 5.20. Temps de déclenchement des différents relais NS-OCR :

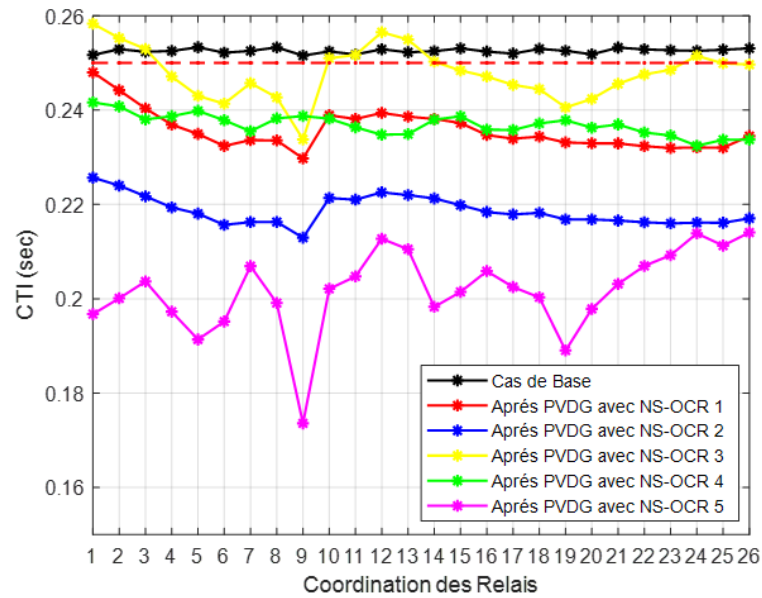
a). IEEE 28-JB, b). IEEE 33-JB, c). IEEE 69-JB.

Les relais de protection contre les suintensités sont des dispositifs largement utilisés dans les systèmes de distribution électrique pour couvrir et assurer leur protection contre les courants de défaut, où leur tâche principale est de sensor, détecter le courant de défaut et donner l'ordre au disjoncteur de éliminer le défaut en ouvrant et en déconnectant le circuit lorsque les conditions anormales se sont produites. Ils sont représentés par la formulation de leur temps de déclenchement qui est essentiellement lié au niveau de courant de défaut, au réglage de la minuterie et à d'autres constantes en fonction du type de relais de surintensité.

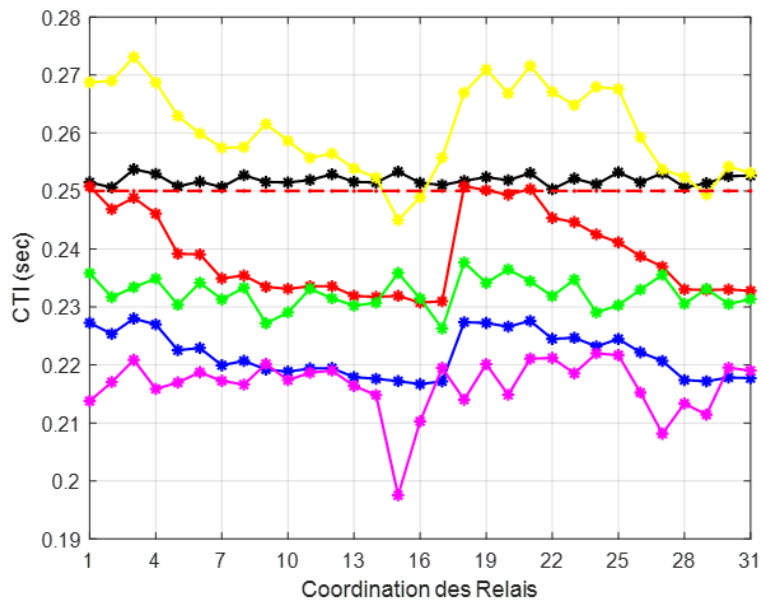
Minimiser le temps de déclenchement des relais de protection est très bénéfique et favorable à de nombreux égards tels que la protection des parties du système ciblé, l'extension de la durée de vie de l'équipement et le maintien de la continuité de service. Les résultats présentés dans la figure 5.20 révèlent l'impact de l'intégration optimale des unités PVDG dans les réseaux IEEE étudié sur les types de relais NS-OCR choisis. Il est clair qu'il y avait un impact et effet clair et significatif sur tous les types des relais NS-OCR étudiés pour les trois systèmes IEEE, où le temps de déclenchement de ces derniers a été considérablement minimisé tant qu'il est lié au courant de défaut, lequel est proportionnel aux valeurs de tensions. Plus la tension s'améliore, le courant de défaut augmente et par conséquent, le temps de déclenchement est minimisé.

Le plus grand et le meilleur impact de cette minimisation était clair lors de l'utilisation du relais NS-OCR 4, où nous avons obtenus les valeurs minimales dans tous les relais de protection pour les trois systèmes IEEE. Egalement, le TT_{Relais} était minimisé d'une valeur de 10.453 secondes à 7.130 secondes pour le réseau IEEE-28-JB, de 20.574 secondes jusqu'à 16.634 secondes pour le réseau IEEE 33-JB et enfin d'une valeur totale de 38.702 secondes jusqu'à 33.104 secondes pour le réseau IEEE 69-JB.

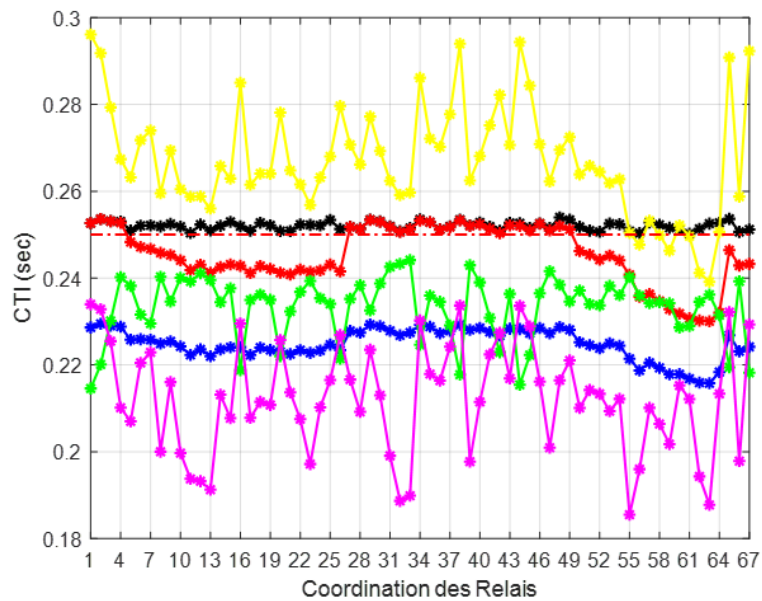
La figure 5.21 représente l'intervalle de temps de sélectivité (CTI) pour les types des relais NS-OCR après l'intégration optimale des unités PVDG dans les trois systèmes IEEE.



(a)



(b)



(c)

Figure 5.21. La sélectivité des différents types de relais NS-OCR :

a). IEEE 28-JB, b). IEEE 33-JB, c). IEEE 69-JB.

L'intervalle de temps de sélectivité est le délai entre les relais de surintensité primaires et de secours, où il est défini au-dessus de 0.2 seconde entre tous les relais NS-OCR pour les trois systèmes IEEE. Il est clair qu'après l'intégration optimale de multiple unités PVDG dans toutes les réseaux de distribution, que le CTI a été significativement minimisé entre toutes les relais NS-OCR étudiés avec des impacts différents pour chacun.

Les meilleurs résultats et les plus proches qui n'ont pas été réduits loin des valeurs référencées dans le cas de base et restent au-dessus de la limite de 0.2 seconde pour les trois systèmes IEEE sont les résultats après l'utilisation des relais type NS-OCR 1, NS-OCR 3, et NS-OCR 4. Où le mauvais résultat vient du type de NS-OCR 5 qui a été minimisé sous la limite autorisée de 0.2 seconde et a entraîné le risque d'avoir une mauvaise sélectivité lorsque le courant de défaut se produit. En conclusion, le NS-OCR 4 est le meilleur choix, car sa présence dans les trois systèmes IEEE a fourni les valeurs minimales de la MOF, les meilleurs résultats de tension et les valeurs optimaux du temps de déclenchement, y compris le maintien de CTI au-dessus de la limite admissible de 0.2 seconde.

5.4. Conclusion

Ce chapitre était consacré pour étudier l'intégration optimale de multiple unités PVDG dans les réseaux de distribution conformément à la norme IEEE, en minimisant une fonction multi-objectif basée sur les paramètres de TAPL, TVD et TT_{Relais} en satisfaisant les contraintes opérationnelles du système.

Cette étude était devisée en deux parties essentiel, où la première représente une comparaison entre des algorithmes PSO proposés pour intégrer les sources PVDG dans les réseaux IEEE 28-JB, 33-JB et 69-JB. Les résultats ont prouvé la robustesse et l'efficacité de l'algorithme de CC-TVA-PSO. Son application nous a fourni les meilleures minimisations de la MOF avec des caractéristiques de convergence rapide. Cette optimisation a amélioré les profils de tension du système, augmenté la fiabilité du système de protection contre les surintensités et réduit des pertes de puissance active jusqu'à 36.461 kW, 89.999 kW et 87.351 kW pour les trois système IEEE respectivement.

La deuxième partie représente une intégration optimale des unités PVDG dans différents systèmes IEEE à l'aide de l'algorithme SMA. Aussi, l'étude de l'impact de cette intégration optimale sur divers types de relais de protection NS-OCR. Les résultats de la simulation ont montré que l'application de SMA nous a offert des résultats favorables de minimisation des pertes de puissance active, amélioration du système de protection et profils de tension par la minimisation des TVD jusqu'à 1.316 p.u., 0.918 p.u. et 1.033 p.u. pour les trois systèmes IEEE respectivement. De plus, il est clair que de type NS-OCR 4 était le meilleur choix, ou son utilisation a conduit à atteindre les meilleurs résultats comme déjà discuté.

Dans le but d'améliorer l'étude, on s'intéresse par l'intégration optimale des sources hybrides, où les résultats et les détails du travail vont être présenter dans le chapitre suivant.

Chapitre 6

Intégration optimale des systèmes hybrides

Chapitre 6

Intégration optimale des systèmes hybrides

6.1. Introduction

L'intégration des systèmes hybrides renouvelables dans le réseau de distribution électrique (RDE) a augmenté rapidement à cause de leurs importances dans la fourniture d'énergie propre, ainsi que nombreux avantages techniques et économiques.

Ce chapitre englobera en deux parties. La première comprendra une étude sur le rattachement de Systèmes de Stockage d'Énergie par Batteries (BESS) avec les systèmes photovoltaïques (PV). Cela par la proposition est le développement de nouvelle fonction multi-objectifs basée sur la somme des trois paramètres techniques des pertes totales de puissance active (TAPL), le total d'écart de tension (TVD), le temps de déclenchement total des relais de protection contre les surintensités (TT_{Relais}) et le coût d'investissement et fonctionnement des BESS et PVDG. L'optimisation de la MOF était achevée par l'application d'une technique méta-heuristique nouvellement développée basée sur divers algorithmes d'optimisation chaotiques du loup gris (Chaotic Grey Wolf Optimizer) (CGWO).

Dans la deuxième partie, divers algorithmes méta-heuristiques d'optimisation ont été mis en œuvre pour valider leur efficacité à intégrer d'une façon optimale des Générateurs Décentralisés Renouvelables (RDG) basés sur multiple unités de générateurs (PV) et éoliennes (WT) dans les réseaux de distribution IEEE. Cela en tenant compte des incertitudes de production de puissance ainsi que la variation de la demande de charge au cours de toutes les saisons de l'année. L'optimisation était atteinte par l'application de l'algorithme des prédateurs marins (MPA) en comparant avec les algorithmes de : L'algorithme des baleines (WOA), l'algorithme d'essaims des particules (PSO), l'algorithme d'optimisations des sauterelles (GOA), l'algorithme des loups gris (GWO), et l'algorithme des moisissure visqueuses (SMA). Ces derniers ont été appliquer pour minimiser une fonction multi-objectifs (MOF) basée sur les indices techniques de : l'indice de pertes totales de puissance active (APLI), l'indice de perte totales de puissance réactive (RPLI), l'indice d'écart de tension (VDI), l'indice de total du temps de déclenchement (TTI_{Relais}) du relais de protection, et améliorer l'indice de l'intervalle de temps de coordination (CTII) entre ces relais.

6.2. Intégration des systèmes PVDG et BESS

6.2.1 Evaluation de la fonction multi-objective :

Ce travail, vise à localiser et dimensionner de manière optimale les sources hybrides PVDG et BESS dans les standards IEEE 33-JB et 69-JB. Cela en minimisant la MOF représentée par les paramètres techno-économiques des TAPL, TVD, TT_{Relais} et le cout des systèmes hybride (BESS et PVDG) IC_{PVDG} et IC_{BESS} par l'application de divers algorithmes de (CGWO). La MOF est présentée comme suit :

$$MOF = \text{Minimiser} \sum_{i=1}^{N_{JB}} \sum_{j=2}^{N_{JB}} \sum_{i=1}^{N_R} [TAPL_{i,j} + TVD_j + TT_{Relais,i} + IC_{PVDG} + IC_{BESS}] \quad (6.1)$$

6.2.2. Résultats de simulation et comparaison :

Les tableaux 6.1, 6.2 et 6.3 contiennent la comparaison des résultats obtenue après intégration optimale des cas étudiés dans les deux réseaux IEEE.

Tableau 6.1. Comparaison des résultats des algorithmes CGWO avec PVDG.

Algorithmes Appliqués	Méthodes	PVDG		$\sum P_{Loss}$ (kW)	$\sum VD$ (p.u.)	$\sum T_{Relais}$ (sec)	IC_{PVDG} (M\$)	MOF	
		JB	P _{PVDG} (kW)						
IEEE 33-JB	GWO-Basique	6	914.4	79.283	0.983	19.710	9.174	109.150	
		14	648.2						
		31	719.4						
	CGWO	Chaotic-Singer	6	1095.3	78.589	0.973	19.738	9.752	109.052
			14	636.1					
			31	694.4					
CGWO	Chaotic-Tent	10	1055.7	76.568	0.985	19.705	10.696	107.954	
		25	872.9						
		32	732.1						
CGWO	Chaotic-Sine	14	905.5	76.742	0.987	19.742	9.756	107.226	
		25	600.1						
		31	921.3						
CGWO	Chaotic-Gauss	14	915.9	75.753	0.977	19.762	10.400	106.893	
		24	692.6						
		30	978.5						
CGWO	Chaotic-Logistic	14	824.9	75.589	0.988	19.701	9.806	106.083	
		25	740.5						
		31	873.8						
IEEE 69-JB	GWO Basique	61	765.8	87.750	1.278	37.727	6.023	132.778	
		62	432.6						
		64	300.0						
	CGWO	Chaotic-Singer	61	875.4	85.735	1.258	37.759	6.377	131.129
			62	300.0					
			64	410.9					
CGWO	Chaotic-Tent	20	312.2	82.258	1.149	37.838	6.539	127.785	
		61	894.1						
		64	420.3						
CGWO	Chaotic-Sine	25	321.5	82.229	1.135	37.857	6.672	127.894	
		61	917.7						
		62	420.6						
CGWO	Chaotic-Gauss	25	335.2	80.150	1.114	37.895	6.997	126.157	
		62	1098.7						
		64	306.5						
CGWO	Chaotic-Logistic	21	301.1	79.439	1.132	37.868	6.853	125.294	
		61	992.0						
		64	411.8						

Tableau 6.2. Comparaison des résultats des algorithmes CGWO avec BESS.

	Algorithmes Appliqués	Méthodes	BESS		ΣP_{Loss} (kW)	ΣVD (p.u.)	ΣT_{Relais} (sec)	IC_{BESS} (M\$)	MOF
			JB	P ^{BESS} (kW)					
IEEE 33-JB	GWO-Basique	---	8	482.9	88.396	1.069	19.559	1.140	110.164
			14	457.9					
			31	700.0					
	CGWO	Chaotic-Singer	8	464.9	88.327	1.067	19.564	1.136	110.094
			15	469.8					
			31	700.1					
CGWO	Chaotic-Tent	8	510.4	88.705	1.071	19.557	1.129	110.463	
		15	442.0						
		31	672.8						
CGWO	Chaotic-Sine	8	429.6	88.073	1.063	19.569	1.143	109.849	
		15	483.8						
		31	731.7						
CGWO	Chaotic-Gauss	8	408.1	86.663	1.049	19.596	1.188	108.494	
		14	540.3						
		31	760.9						
CGWO	Chaotic-Logistic	11	910.2	86.149	1.001	19.697	1.422	108.268	
		17	064.4						
		30	1070.6						
IEEE 69-JB	GWO-Basique	---	5	11.7	92.151	1.278	37.691	0.950	132.071
			22	105.3					
			61	1250.0					
	CGWO	Chaotic-Singer	3	-16.6	91.950	1.255	37.709	0.962	131.876
			23	164.4					
			61	1202.6					
CGWO	Chaotic-Tent	21	19.9	90.914	1.297	37.689	0.968	130.869	
		61	1312.2						
		65	61.3						
CGWO	Chaotic-Sine	24	62.6	91.479	1.274	37.701	0.975	131.429	
		62	1281.4						
		69	58.9						
CGWO	Chaotic-Gauss	20	-1.8	89.559	1.256	37.717	0.985	129.518	
		21	119.3						
		61	1296.2						
CGWO	Chaotic-Logistic	13	59.6	87.452	1.211	37.759	1.035	127.458	
		23	176.7						
		61	1252.9						

Tableau 6.3. Comparaison des résultats des algorithmes CGWO avec PVDG-BESS.

Algorithmes Appliqués	Méthodes	PVDG		BESS		ΣP_{Loss} (kW)	ΣVD (p.u.)	ΣT_{Relais} (sec)	IC_{BESS} (M\$)	IC_{PVDG} (M\$)	MOF	
		JB	PpVDG (kW)	JB	P _{BESS} (kW)							
IEEE 33-JB	GWO-Basique	6	953.5	3	-165.4	69.834	0.949	19.771	0.819	8.882	100.256	
		15	614.7	28	-114.6							
		25	641.3	30	898.6							
	CGWO	Chaotic-Singer	8	398.6	5	6.4	70.344	0.982	19.708	0.556	7.024	98.614
			25	550.8	14	617.9						
			31	797.8	24	175.8						
CGWO	Chaotic-Tent	4	822.6	5	-551.0	69.798	0.965	19.801	1.629	8.545	100.738	
		15	574.5	8	660.0							
		31	728.5	24	1132.4							
CGWO	Chaotic-Sine	6	865.9	7	-93.5	69.149	0.959	19.751	0.856	6.521	97.236	
		10	328.2	16	416.7							
		25	428.0	31	721.7							
CGWO	Chaotic-Gauss	6	780.1	7	37.7	70.599	0.954	19.761	1.129	6.296	98.739	
		22	300.0	14	770.9							
		30	486.0	24	815.6							
CGWO	Chaotic-Logistic	11	318.9	6	838.6	69.489	0.959	19.704	1.096	4.411	95.720	
		15	431.1	30	146.9							
		25	347.1	31	592.1							
IEEE 69-JB	GWO-Basique	49	300.0	16	693.6	72.729	1.025	38.140	1.184	8.999	122.078	
		62	1638.6	17	-618.0							
		69	300.0	26	392.2							
	CGWO	Chaotic-Singer	6	335.5	3	-196.3	71.227	1.034	38.129	0.814	10.58	121.784
			18	485.9	5	6.5						
			61	1810.7	36	-967.7						
CGWO	Chaotic-Tent	18	351.0	10	424.6	70.134	1.039	38.078	0.396	9.383	119.030	
		34	331.6	34	-51.5							
		61	1651.4	41	93.5							
CGWO	Chaotic-Sine	3	329.6	3	-13.0	74.709	1.096	37.979	1.059	5.334	120.179	
		54	516.8	4	11.2							
		68	480.6	61	1500.0							
CGWO	Chaotic-Gauss	5	327.0	4	217.9	70.063	1.041	38.079	0.553	8.659	118.396	
		18	366.2	10	335.7							
		61	1460.9	59	241.3							
CGWO	Chaotic-Logistic	48	395.0	16	572.7	70.554	1.029	38.135	0.747	7.461	117.926	
		53	323.1	39	-15.1							
		61	1137.8	63	486.9							

D'après les tableaux 6.1, 6.2 et 6.2, et également basant sur de la comparaison, il est clair parmi tous les algorithmes CGWO appliqués, que nous avons obtenus les meilleurs résultats de minimisation du MOF l'algorithme de CGWO_Logistic. Pour le premier réseau IEEE 33-JB, nous avons minimiser la MOF jusqu'au 106.083 pour le cas du PVDG, jusqu'au 108.268 pour le cas du BESS et jusqu'à 95.720 pour le cas de l'hybride PVDG et BESS. Pendant ce temps, pour le réseau IEEE 69-JB, nous avons minimiser la MOF jusqu'à 125.294 pour le cas du PVDG, jusqu'à 127.458 pour le cas du BESS, et jusqu'à 117.926 pour le cas de l'hybride PVDG et BESS. L'application des autres algorithmes a révélé également une bonne efficacité en atteindre des meilleurs résultats, mais en terme de chaque paramètre séparément, où, par exemple pour le IEEE 33-JB, l'application l'algorithme de CGWO_Singer a délivré la valeur minimale de TVD jusqu'à 0.973 p.u. pour le cas du PVDG, tandis que pour l'algorithme de CGWO_Gauss nous avons obtenus la valeur minimale de IC_{BESS} de 1.188 M\$ pour le cas de BESS,

également la valeur de minimale de TAPL jusqu'à 69.149 kW pour le cas de l'hybride PVDG et BESS par l'algorithme de CGWO_Sine. Pour le deuxième réseau IEEE 69-JB, par exemple, l'application de l'algorithme de CGWO_Gauss nous a fourni la valeur minimale de TVD jusqu'à 1.114 p.u. pour le cas de PVDG, aussi nous avons obtenus la valeur minimale de TT_{Relais} jusqu'à 37.689 secondes pour le cas de BESS par l'algorithme de CGWO_Tent, et la valeur minimale de IC_{PVDG} de 5.334 M\$ pour le cas du PVDG et BESS par l'algorithme de CGWO_Sine.

Les figures 6.1 et 6.2 représentent les résultats des boîtes à moustaches (Box-plot) des différents algorithmes CGWO appliqués après plusieurs exécutions dans chacun d'eux, pour l'intégration optimale des cas étudiés dans les deux réseaux IEEE, respectivement.

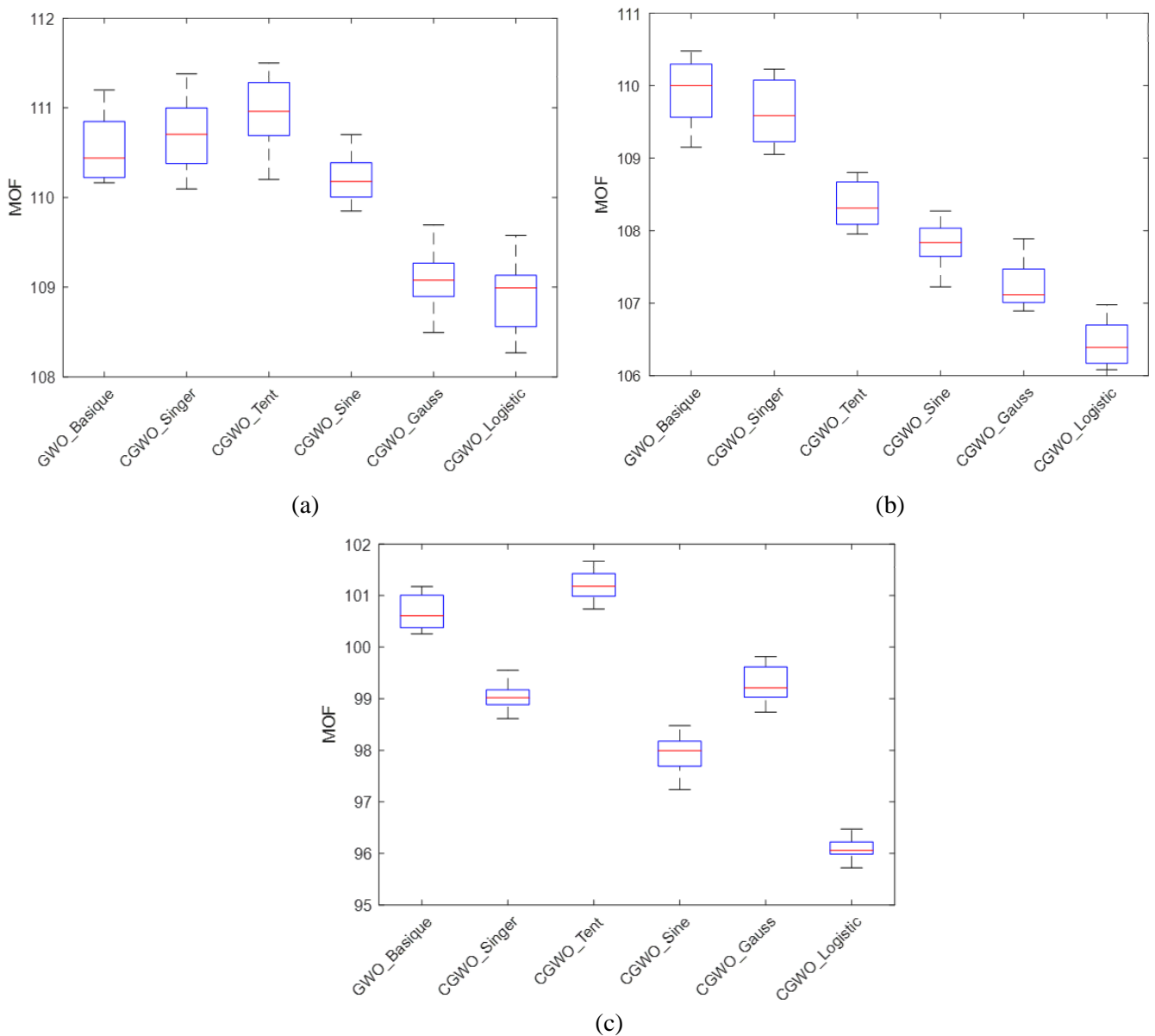


Figure 6.1. Box-plot des résultats des algorithmes CGWO pour le IEEE 33-JB :
 a). Après BESS, b). Après PVDG, c). Après PVDG et BESS.

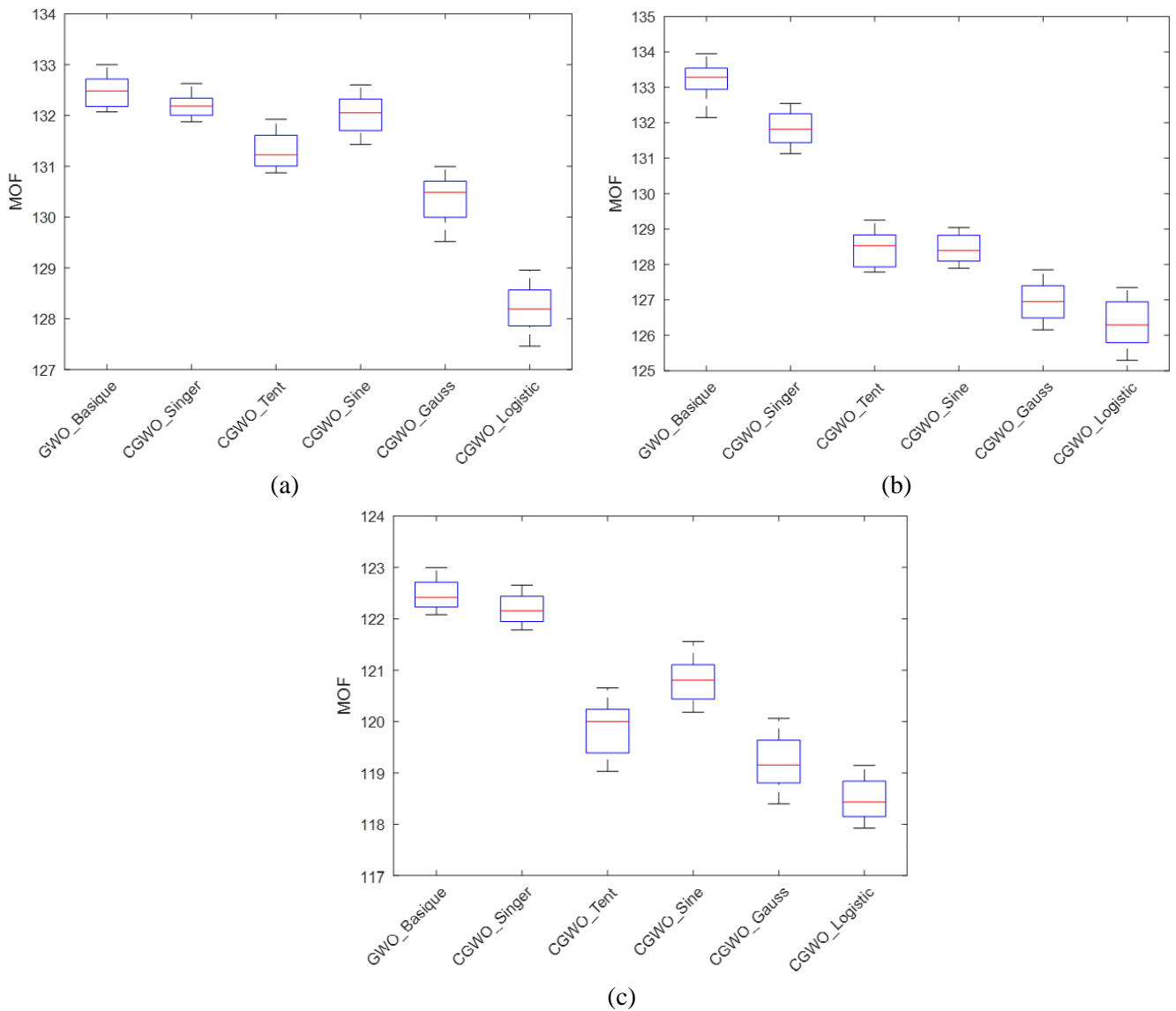


Figure 6.2. Box-plot des résultats des algorithmes CGWO pour le IEEE 69-JB :

a). Après BESS, b). Après PVDG, c). Après PVDG et BESS.

Dans le but d'améliorer la comparaison et pour mieux évaluer les algorithmes CGWO utilisés, le Box-plot des résultats de minimisation de la MOF est présenté comme le montrent les figures précédentes. Les résultats ont été obtenus en tenant compte plusieurs exécutions (20 exécutions pour notre cas) pour chaque algorithme CGWO appliqué. On peut noter pour tous les algorithmes CGWO que les résultats sont trop proches de leur meilleure et minimum valeur du MOF pour tous les cas d'intégration optimale des PVDG, BESS et hybride PVDG et BESS dans les systèmes IEEE33-JB et IEEE 69-JB. En outre, il est clair que l'algorithme CGWO_Logistic a fait preuve d'efficacité et de fiabilité, où par son application nous avons obtenu la médiane la plus basse, la meilleure et minimum valeur de la MOF pour les deux systèmes IEEE pour tous les cas d'intégration optimale étudiés.

Les figures 6.3 et 6.4 montrent les courbes de convergence des algorithmes CGWO appliqués pour les cas d'installation optimale étudiés dans les deux systèmes IEEE.

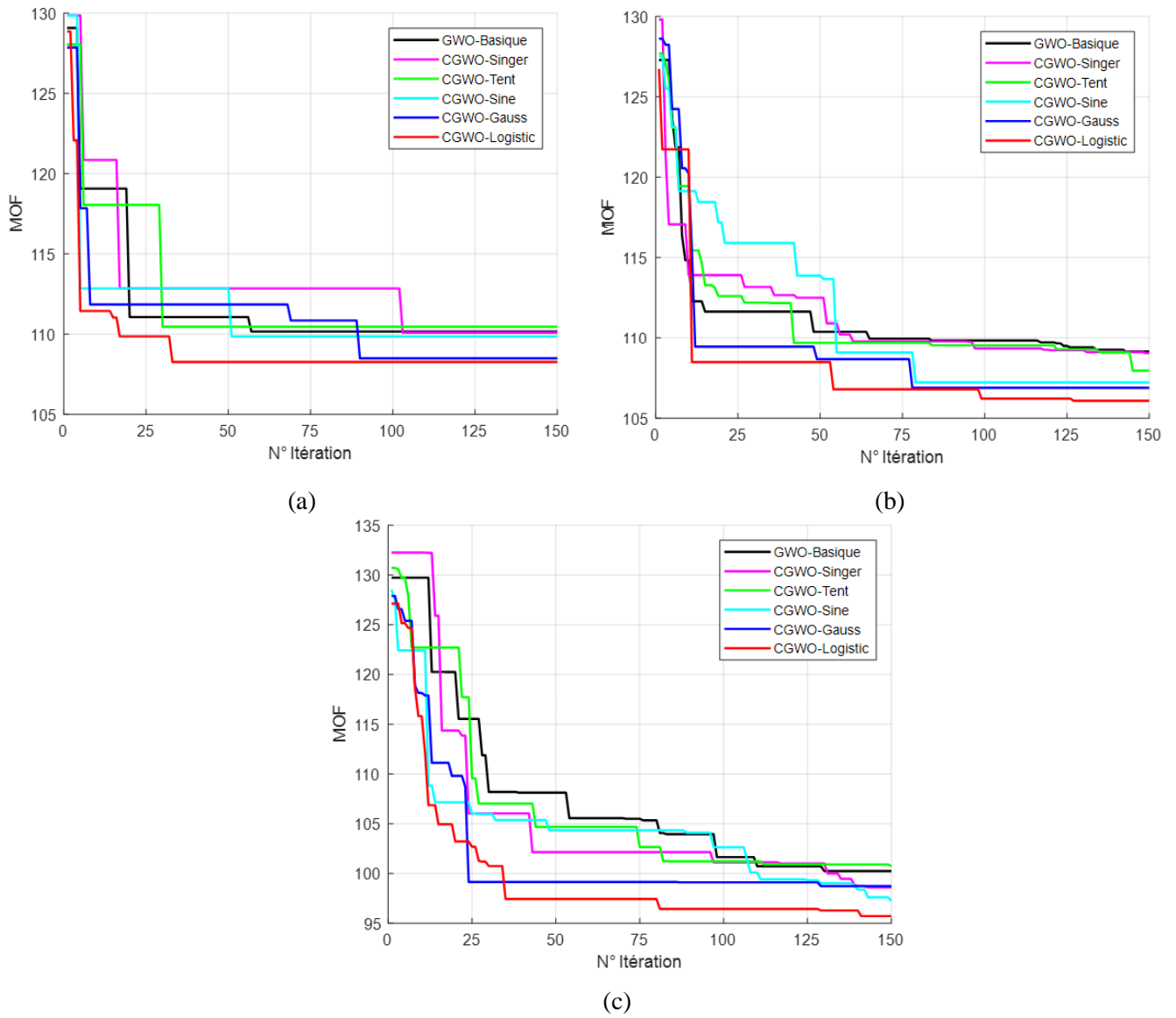
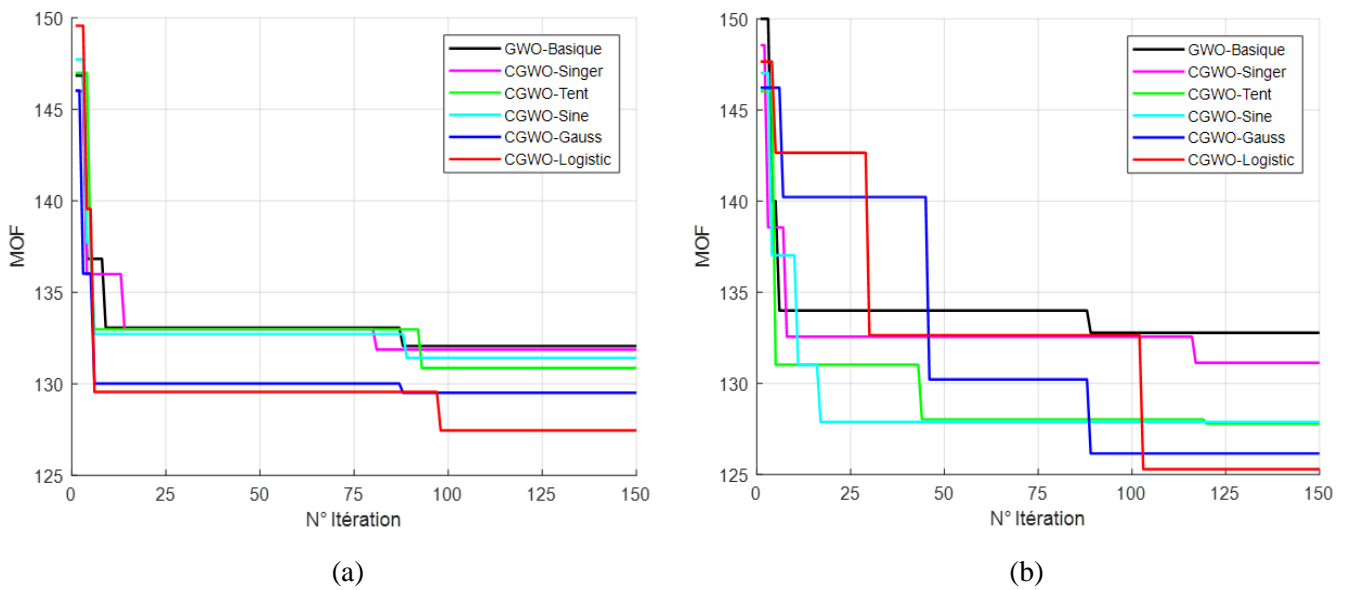
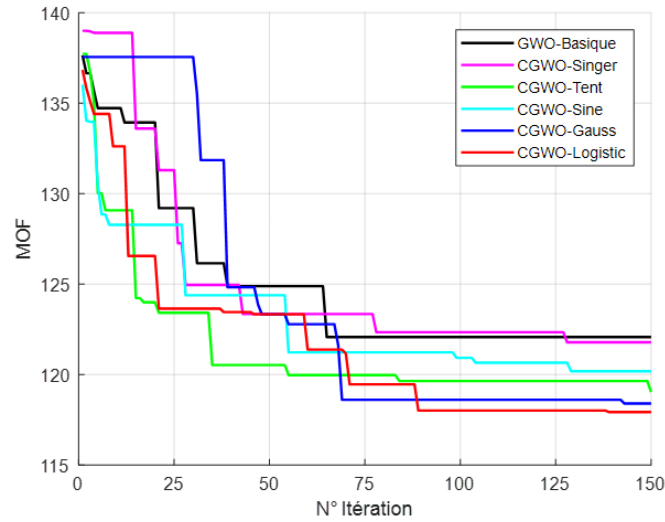


Figure 6.3. Courbes de convergence des algorithmes CGWO pour le IEEE 33-JB :

a). Après BESS, b). Après PVDG, c). Après PVDG et BESS.





(c)

Figure 6.4. Courbes de convergence des algorithmes CGWO pour le IEEE 69-JB :

a). Après BESS, b). Après PVDG, c). Après PVDG et BESS.

En effectuant l'analyse des courbes de convergence dans les figures précédentes, également pour un nombre maximal d'itérations égal à 150, on peut noter que l'algorithme de CGWO_Logistic était le meilleur choix. Son application nous a fourni les meilleures valeurs de minimisation de MOF pour les cas de présence des BESS, PVDG et hybride PVDG et BESS dans les systèmes IEEE. Pour le cas de l'intégration PVDG, nous sommes arrivés à minimiser la MOF jusqu'à 106.083 pour le IEEE 33-JB et jusqu'à 125.294 pour le IEEE 69-JB. Pour le cas du BESS, nous sommes arrivés à minimiser la MOF jusqu'à 108.268 pour le premier système, tandis que pour le deuxième système jusqu'à 127.458. Pour le système hybride PVDG et BESS, nous sommes arrivés à minimiser la MOF jusqu'à 95.720 et 117.926 pour les deux systèmes IEEE respectivement. Cela avec des caractéristiques de convergence tardives dans tous les cas étudiés pour les deux systèmes IEEE qui étaient en général, plus de 100 itérations. À l'exception du cas de l'intégration de BESS dans le premier système IEEE 33-JB, où l'algorithme CGWO_Logistic a convergé autour de 30 itérations pour atteindre la meilleure solution.

6.2.3. Impact sur les paramètres techniques des RDE :

La figure 6.5 représente l'écart de tension après tous les cas étudiés de l'intégration optimale des dans les deux systèmes IEEE.

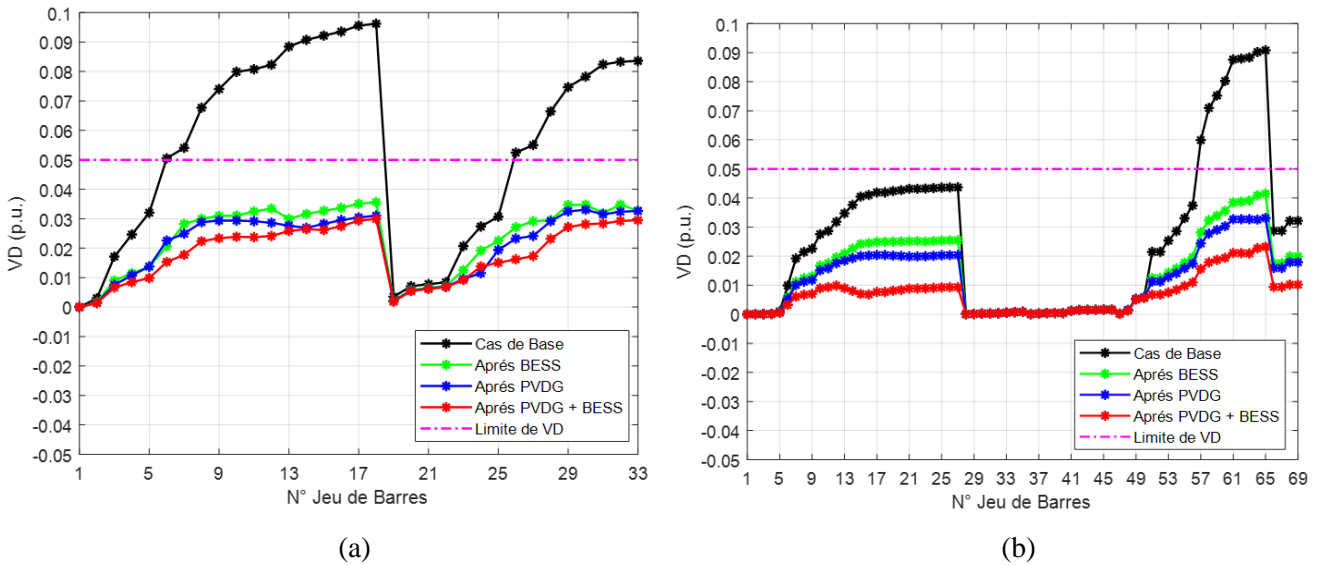


Figure 6.5. L'écart de tension pour les cas étudiés d'intégration optimale :

a). IEEE 33-JB, b). IEEE 69-JB.

Lors de l'analyse de la figure 6.5, on peut remarquer que l'écart de tension dans le cas de base était supérieur à la valeur limitée de 0.05 p.u. dans la plupart des jeux de barres des deux systèmes IEEE. De plus, on peut observer qu'après l'intégration optimale de tous les cas dans les deux systèmes IEEE, nous sommes arrivés à minimiser l'écart de tension sous la plage autorisée dans tous les jeux de barres avec des résultats supérieurs et meilleurs fournis par le cas de l'intégration de systèmes hybrides PVDG et BESS. Aussi, en vérifiant la valeur de total d'écart de tension (TVD), on voit qu'on est arrivé pour le système IEEE 33-JB, à minimiser le TVD de 1,812 p.u. à 0.988 p.u. pour le cas de PVDG, jusqu'à 1.001 p.u. pour le cas de BESS et jusqu'à 0.959 p.u. pour le cas de l'hybride PVDG et BESS. Pour le système IEEE 69-JB, nous sommes arrivés à minimiser le TVD de 1.870 p.u. à 1.132 p.u. pour le cas de PVDG, jusqu'à 1.211 p.u. pour le cas de BESS et jusqu'à 1.029 p.u. pour le cas de l'hybride PVDG et BESS.

La figure 6.6 représente les profils de tension des jeux de barres pour tous les cas étudiés de l'intégration optimale dans les deux systèmes IEEE.

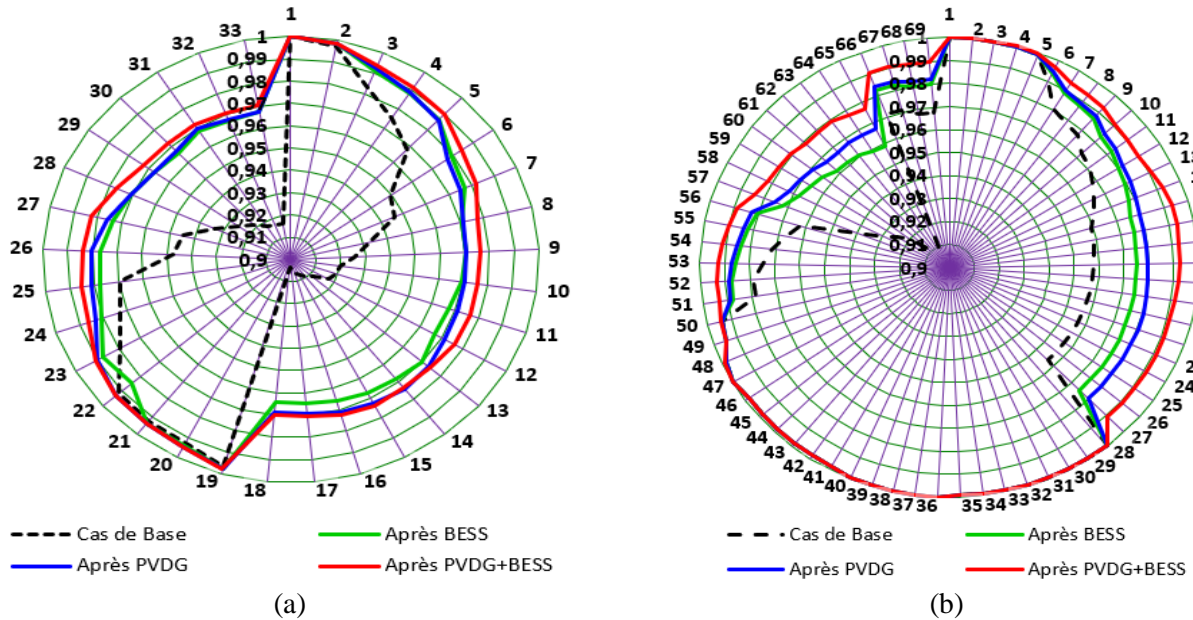


Figure 6.6. Tension des jeux de barres pour les cas étudiés d'intégration optimale :
 a). IEEE 33-JB, b). IEEE 69-JB.

Selon la figure 6.6, on peut noter que les profils de tension étaient améliorés dans tous les jeux de barres des deux systèmes IEEE après l'intégration optimale de tous les cas étudiés. Autre remarque que nous sommes arrivés aux meilleurs résultats de cette amélioration par l'intégration optimale de système hybride PVDG et BESS. En outre, cette amélioration des profils de tension était particulièrement claire dans les jeux de barres situés à proximité des emplacements optimaux dans les systèmes IEEE.

D'après la discussion et les équations précédentes, la minimisation de l'écart de tension, a par conséquent conduit à l'amélioration des profils de tension, du fait que l'écart de tension est représenté comme la différence entre la tension nominale de 1 p.u., et la valeur de tension au cas de base.

La figure 6.7 montre la comparaison des pertes de puissance active entre le cas de base et les trois cas étudiés de l'intégration optimale dans les deux systèmes IEEE.

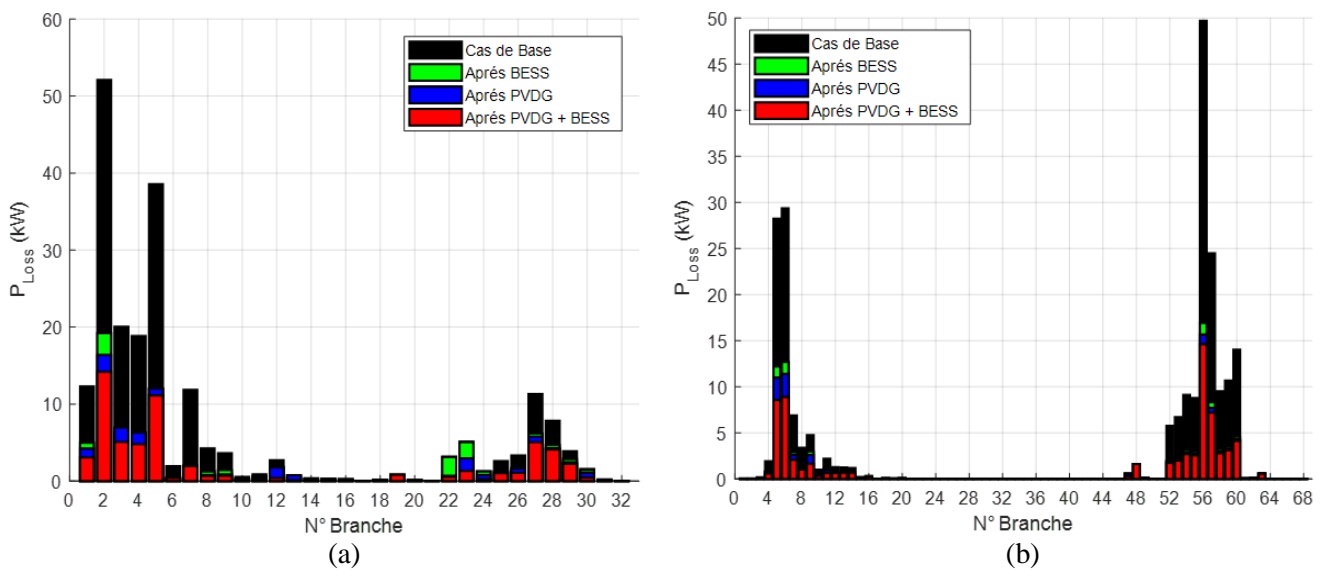
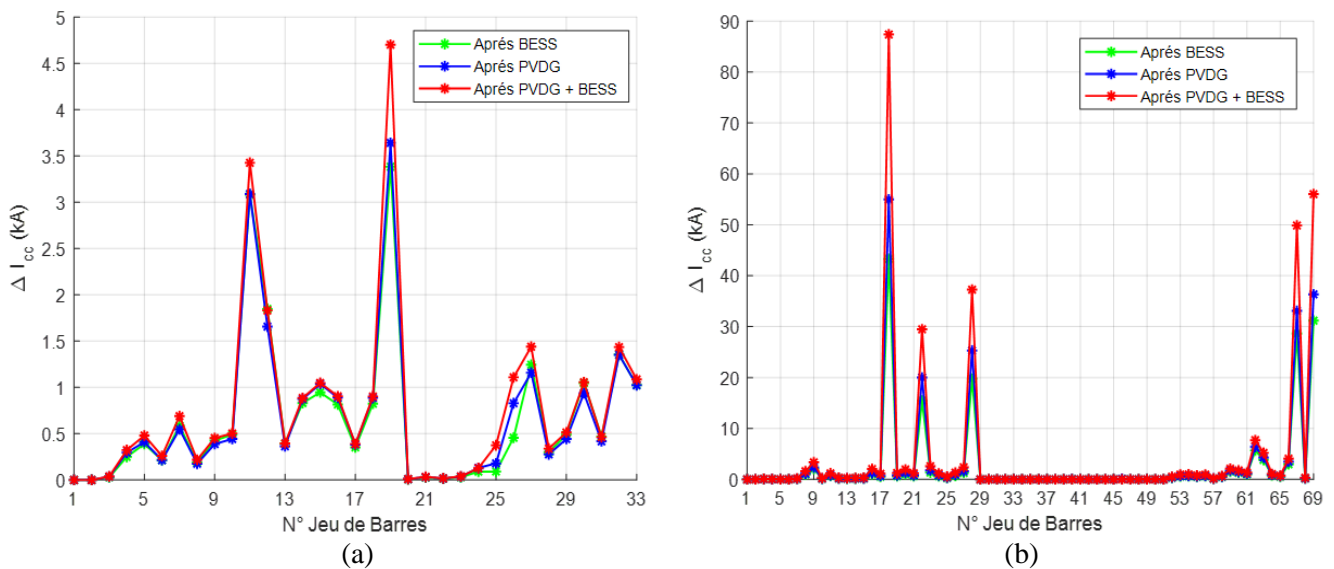


Figure 6.7. Pertes de puissance active pour les cas étudiés d'intégration optimale :
 a). IEEE 33-JB, b). IEEE 69-JB.

À partir de la figure 6.7 et les résultats précédents, il est noté que l'intégration optimale de PVDG, BESS et hybride PVDG-BESS en utilisant l'algorithme de CGWO_Logistic dans les deux systèmes IEEE, a contribué de manière excellente et directe à la minimisation des pertes de puissance active dans presque toutes leurs branches. Aussi, cet impact de minimisation était clair en particulier dans les branches situées à proximité des jeux de barres optimaux, avec des résultats supérieurs et bien meilleurs pour le cas avec l'intégration d'hybride PVDG-BESS.

En outre, cette comparaison pourrait être améliorée en se basant sur la valeur des pertes totales de puissance active (TAPL) pour le cas de l'hybride PVDG et BESS. Cependant, nous sommes arrivés à réduire le TAPL pour le premier système IEEE 33-JB, de la valeur dans le cas de base de 210.987 kW jusqu'à 69.489 kW, et pour le deuxième système IEEE 69-JB, de la valeur dans le cas de base de 224.947 kW jusqu'à 70.554 kW.

La figure 6.8 représente la différence entre le courant de court-circuit dans les cas avant et après l'intégration optimale de tous les cas dans les deux systèmes IEEE.



On peut remarquer dans la figure 6.8 que l'intégration optimale des sources PVDG, BESS et systèmes hybride PVDG-BESS a provoqué un impact direct sur le courant de court-circuit en l'augmentant presque dans tous les jeux de barres pour les deux systèmes IEEE étudiés. Cela avec un effet clairement élever et supérieur à partir du cas de l'intégration optimale des systèmes hybride PVDG-BESS. Il est évident aussi que le courant de défaut de court-circuit était augmenté basant sur la relation proportionnelle entre lui et la tension des jeux barres, qui a augmenté après l'intégration optimale de tous les cas étudiés dans les systèmes IEEE comme il est mentionné précédemment dans la figure 6.6.

La figure 6.9 montre le temps de déclenchement des relais de protection primaires entre le cas de base et après les cas étudiés de l'intégration optimale dans les deux systèmes IEEE.

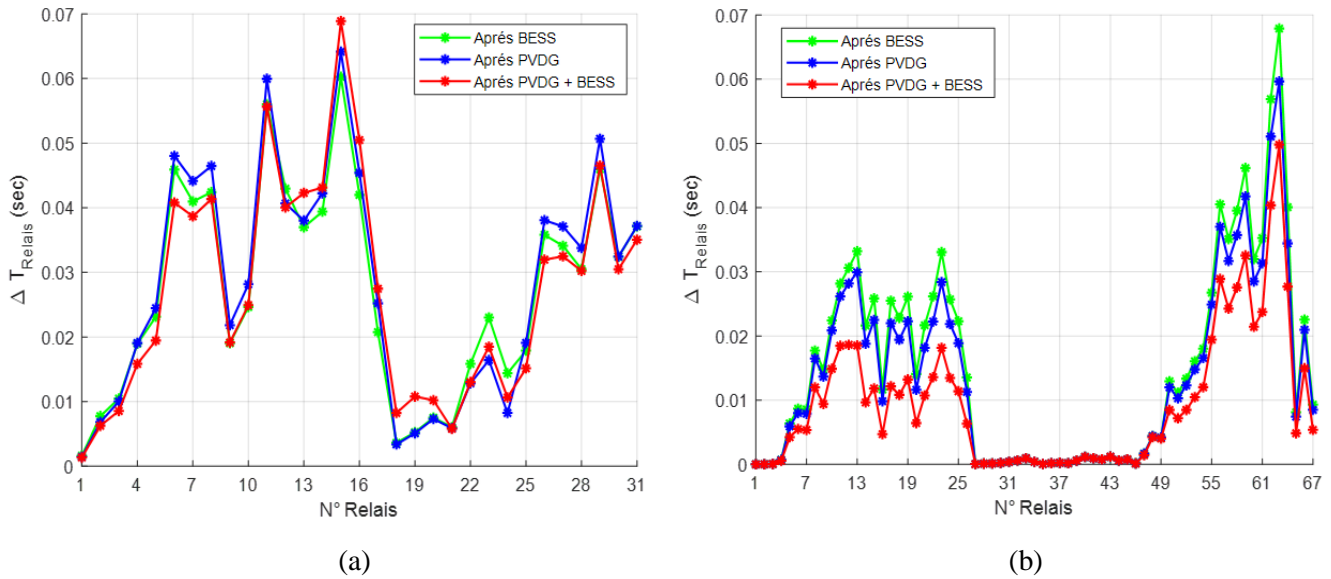


Figure 6.9. Temps de déclenchement des relais pour les cas étudiés :

a). IEEE 33-JB, b). IEEE 69-JB.

En comparant avec le cas de base, il est clair que le temps de déclenchement dans la plupart des relais primaires a été considérablement réduit après l'intégration optimale du BESS, PVDG et de l'hybride PVDG et BESS dans les deux systèmes IEEE. Par ailleurs, nous avons atteint la minimisation de total de temps de déclenchement (TT_{Relais}) au niveau du premier système IEEE 33-JB de 20.574 secondes à 19.701 secondes pour le cas de PVDG, jusqu'à 19.697 secondes pour le cas de BESS et jusqu'à 19.704 secondes pour le cas de l'hybride PVDG-BESS. Pour le deuxième système IEEE 69-JB, nous sommes arrivés à minimiser le TT_{Relais} de la valeur de 38.770 secondes jusqu'à 37.868 secondes pour le cas de PVDG, jusqu'à 37.759 secondes pour le cas de BESS et jusqu'à 38.135 secondes pour le cas de l'hybride PVDG-BESS. Par conséquent, selon les équations précédentes, cette minimisation était due à la fonction inverse entre le courant de court-circuit, l'amplitude de la tension et le temps de déclenchement, où plus ces derniers ont augmenté, le relais a fonctionné rapidement pour éliminer les défauts.

La figure 6.10 représente l'intervalle de temps de coordination (sélectivité) entre les relais pour tous les cas d'intégration optimale dans les deux réseaux IEEE.

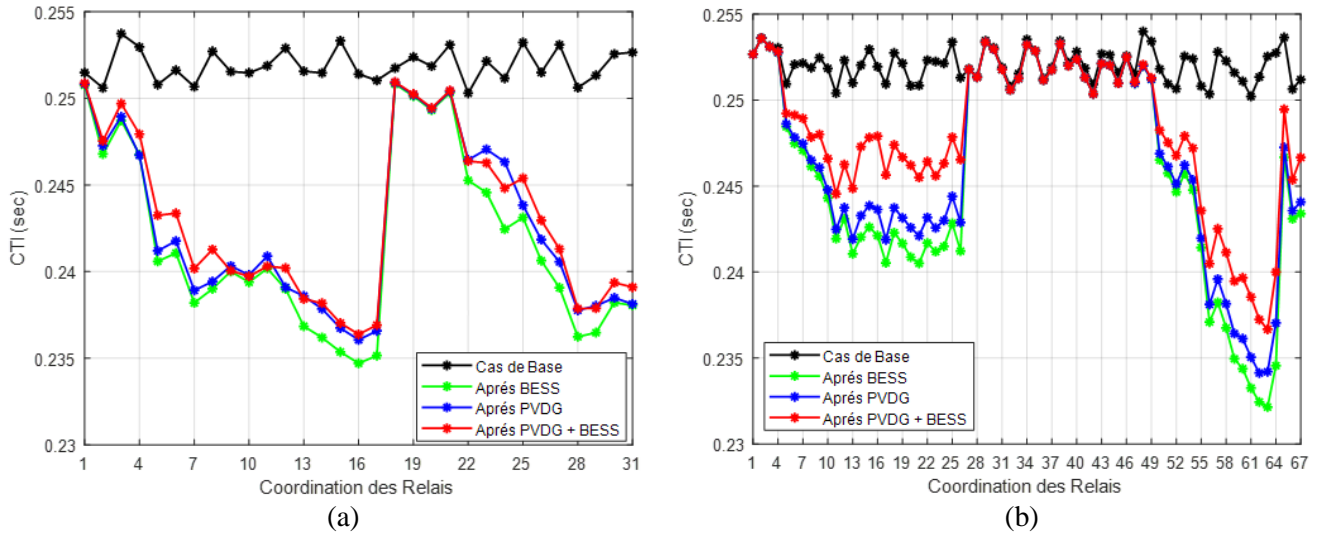


Figure 6.10. La sélectivité des relais pour les cas étudiés d'intégration optimale :

a). IEEE 33-JB, b). IEEE 69-JB.

Les résultats de la figure 6.10 révèlent que l'intervalle de temps de coordination (CTI) entre les relais de protection primaires et secours des deux systèmes IEEE a diminué après l'intégration optimale des sources PVDG, BESS et systèmes hybride PVDG-BESS. Cela en respectant sa marge admissible de la valeur minimale de 0.2 seconde. Nous avons atteint cette diminution due à la minimisation du temps de déclenchement des relais protection primaires comme mentionné dans la figure précédente.

De plus, il est clair que nous avons obtenus le plus grand impact de cette diminution par la présence optimale des unités BESS dans les deux systèmes IEEE. Tant que le CTI est considéré comme la différence entre le temps de déclenchement des relais primaires et secours, où le minimiser et maintenir au-dessus de la limite minimale autorisée améliore le système de protection en évitant la mauvaise sélectivité entre les relais mentionnés.

La figure 6.11 illustre la comparaison graphique des pertes de puissance active et réactive, y compris la valeur de tension minimale après l'intégration optimale dans les deux systèmes IEEE.

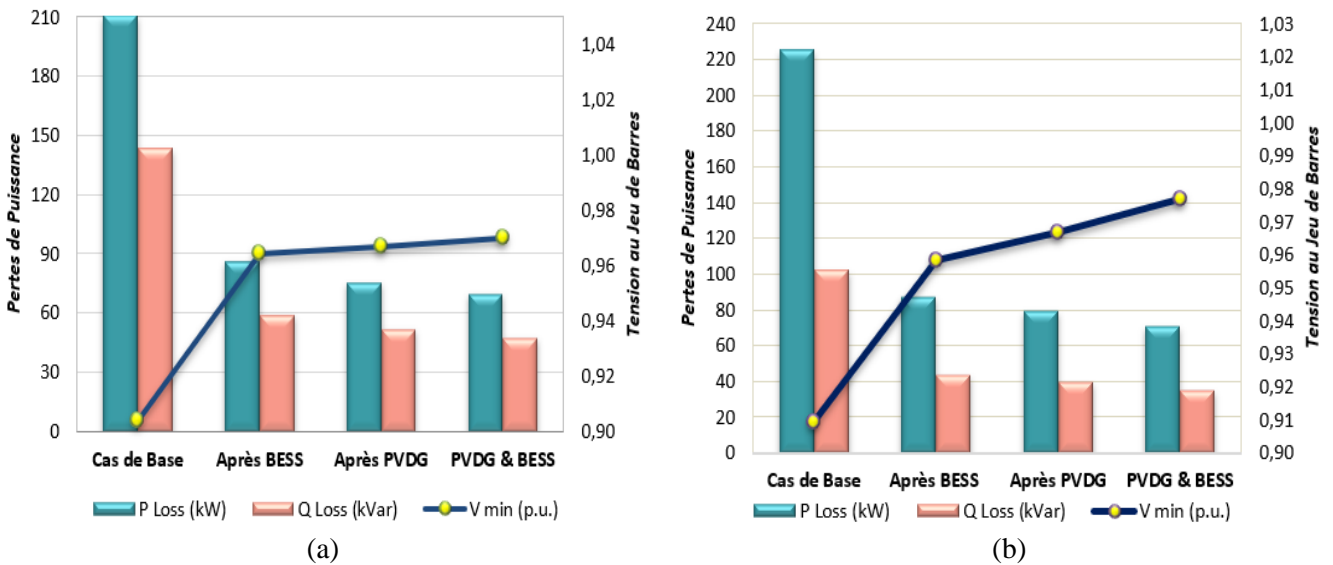


Figure 6.11. Comparaison des pertes et la tension minimale des cas étudiés :

a). IEEE 33-JB, b). IEEE 69-JB.

Lors de l'analyse de la figure 6.11, on peut noter que la valeur minimale de la tension des jeux de barres des deux systèmes IEEE a continué d'augmenter et améliorer proportionnellement tandis que la réduction TAPL et TRPL lors l'intégration optimale de tous les cas étudiés. Aussi, il est clair que nous avons obtenu le meilleur résultat pour les deux termes d'augmentation de la tension minimale et la diminution des pertes totales de puissance par le cas de l'intégration optimale des systèmes hybrides PVDG-BESS pour les deux systèmes IEEE. L'injection de puissance active par les systèmes hybrides PVDG-BESS dans plusieurs emplacements optimaux des deux systèmes IEEE était la cause de ces meilleurs résultats. Où, nous sommes arrivés à réduire les TAPL et TRPL jusqu'à 69.489 kW et 52.110 kVar respectivement, dont une valeur de tension minimale égale à 0.966 p.u. pour le premier réseau IEEE 33-JB. Aussi, à les TAPL et TRPL jusqu'à 70.556 kW et 38.003 kVar respectivement, dont une valeur de la tension minimale égale à 0.971 p.u. pour le deuxième réseau IEEE 69-JB.

6.2.4. Impact de la variation charge sur les profils de tension :

Les figures 6.12 et 6.13 représentent les profils de tension sous différentes charges avant et après l'intégration optimale de tous les cas dans les deux systèmes IEEE.

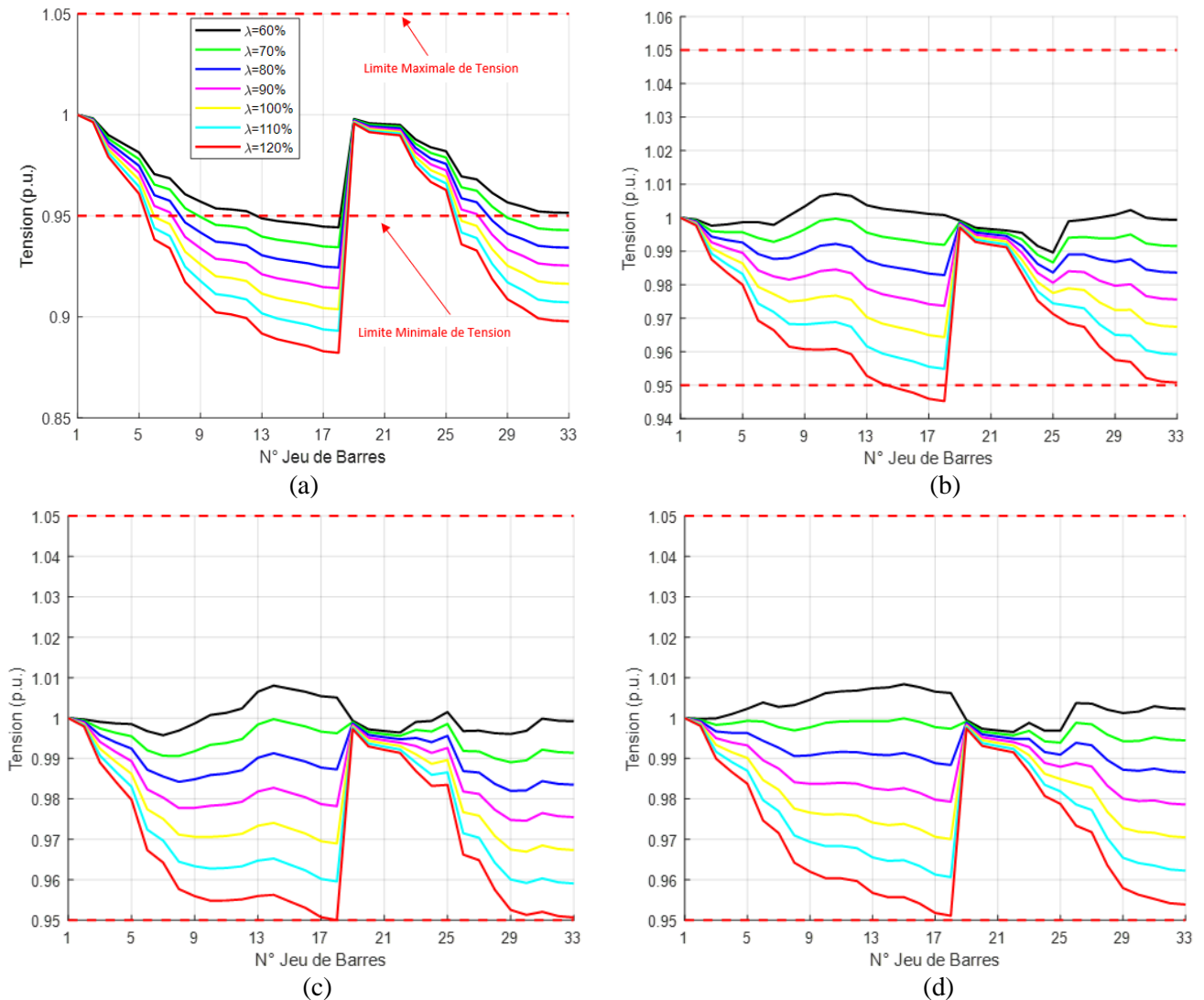


Figure 6.12. Tension des jeux de barres avec variation de charge pour IEEE 33-JB :

a). Cas de Base, b). Après BESS, c). Après PVDG, d). Après BESS et PVDG.

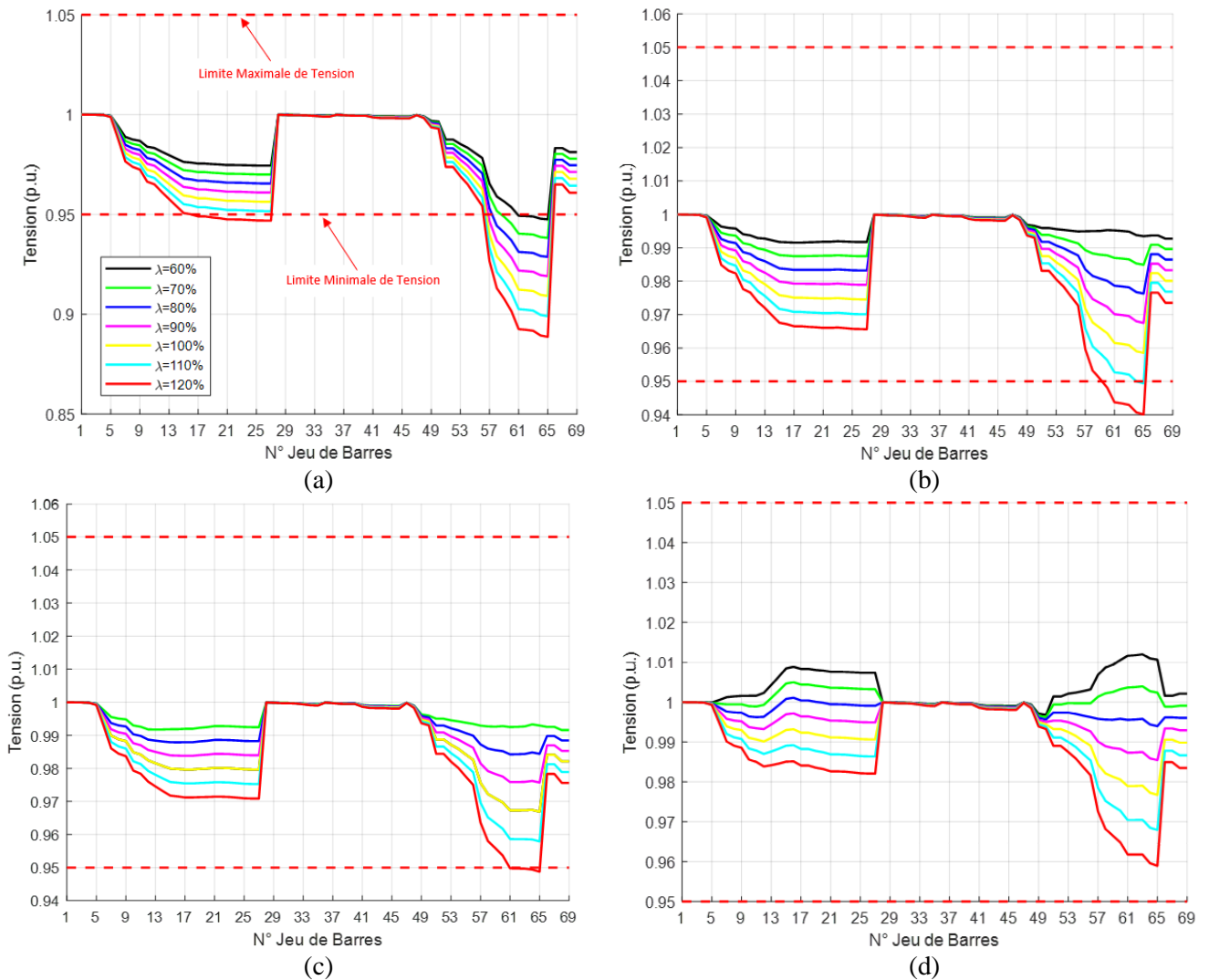


Figure 6.13. Tension des jeux de barres avec variation de charge pour IEEE 69-JB :
 a). Cas de Base, b). Après BESS, c). Après PVDG, d). Après BESS et PVDG.

Afin de valider les performances et l'efficacité de l'algorithme CGWO_Logistic, les profils de tension sous différentes variations de charges ont été implémentés pour les deux systèmes IEEE pour l'intégration optimale de tous les cas étudiés. Les charges du système d'alimentation varient linéairement de 60 % (charge légère) à 120 % (charge creuse) avec un échelon de charge de 10 %. On peut noter pour le cas de base, que plus la charge est légère, les profils de tension ont continué à s'améliorer dans tous les jeux de barres des deux systèmes IEEE. Cela sans atteindre la valeur optimale (au-dessus de la valeur minimale de 0.95 p.u.) comme dans les jeux de barres de 14 à 18 pour le IEEE 33-JB, et les jeux de barres 64 et 65 pour le IEEE 69-JB. L'intégration optimale des sources PVDG, BESS et hybride PVDG-BESS a nettement amélioré les profils de tension dans chaque jeu de barres pour les deux réseaux par rapport au cas de base. Il est également clair que plus la charge est légère, les profils de tension ont continué à s'améliorer et augmenter jusqu'à atteindre de résultat très souhaitable. Aussi, il est remarquable que même pour les charges légères et creuses (60% et 120%), les profils de tension ont respecté et restés dans la plage optimale entre les valeurs minimales et maximales de 0.95 p.u. et 1.05 p.u. respectivement, pour les deux systèmes IEEE étudiés.

6.3. Intégration des systèmes PVDG-WTDG en considération l'incertitude saisonnière

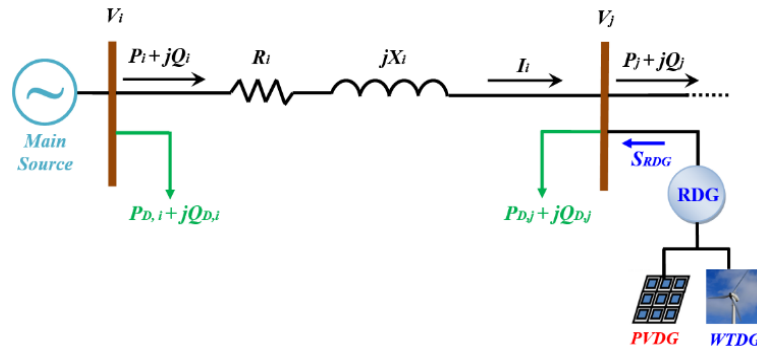


Figure 6.14. Modélisation d'une ligne de distribution avec la présence des sources PVDG-WTDG.

6.3.1. Modélisation de l'incertitude pour les sources RDG :

6.3.1.1. Incertitude de la demande de charge :

Le modèle d'incertitude de la demande de charge s'exprime comme suit : [100, 101] :

$$P_k(t) = \lambda(t) \times P_{ok} \tag{6.2}$$

$$Q_k(t) = \lambda(t) \times Q_{ok} \tag{6.3}$$

Où, λ est le paramètre de demande de puissance de charge, P_k , Q_k sont les puissances active et réactive injectées au jeu de barres k . P_{ok} , Q_{ok} sont les puissances de charge active et réactive à la tension nominale sur le jeu de barres k .

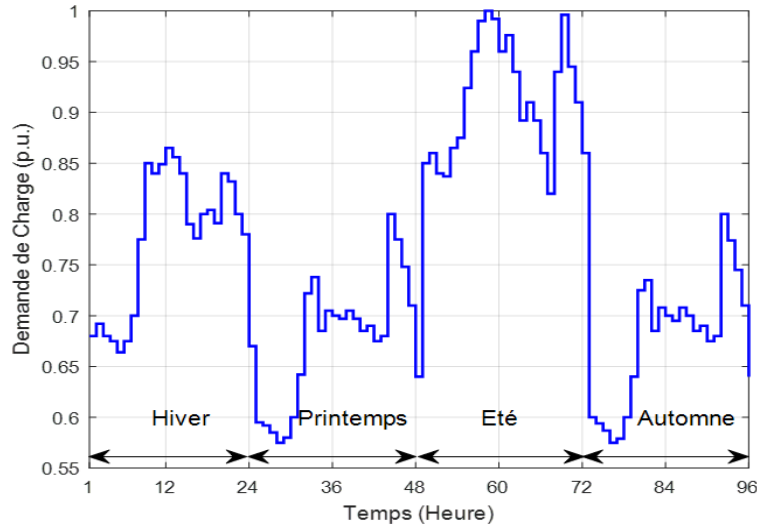


Figure 6.15. Variation saisonnière de la demande de charge.

6.3.1.2. Puissance de sortie du générateur solaire PVDG :

La puissance de sortie des générateurs PV dépend de l'irradiante incidente et de la température de la cellule en utilisant la formule suivante [108, 115] :

$$P_{PV_0}(s) = N \times FF \times V_y \times I_y \tag{6.4}$$

$$FF = \frac{V_{MPP} \times I_{MPP}}{V_{oc} \times I_{sc}} \tag{6.5}$$

Où, N est le nombre de modules, FF est le facteur de remplissage. I_{MPP} et V_{MPP} sont le courant et la tension au point de puissance maximale, respectivement. I_{sc} et V_{oc} sont le courant de court-circuit et la tension en circuit ouvert, respectivement.

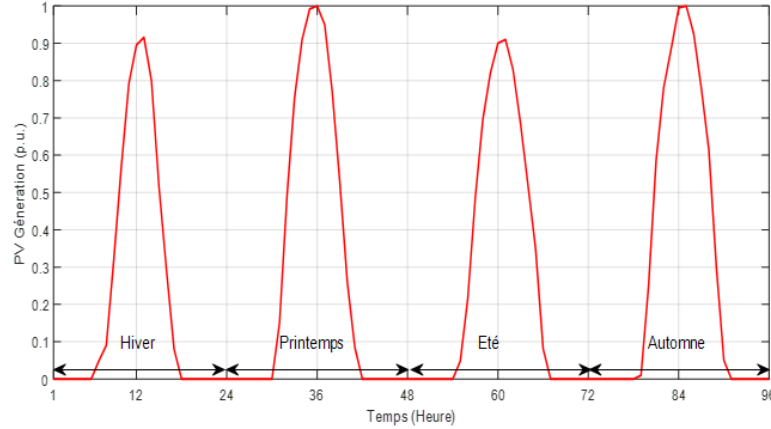


Figure 6.16. Variation saisonnière de la puissance des PVDG.

6.3.1.3. Puissance de sortie du turbine éolienne WTDG :

La puissance de sortie des turbines éoliennes dépend de la vitesse du vent du site et des paramètres de la courbe de performance de puissance, qui est calculée par [109, 122] :

$$P_{WT}(v) = \begin{cases} 0 & 0 \leq v \leq v_{ci} \\ P_{rated} \times \frac{(v - v_{ci})}{(v_r - v_{ci})} & v_{ci} \leq v \leq v_r \\ P_{rated} & v_r \leq v \leq v_{co} \\ 0 & v_{co} \leq v \end{cases} \tag{6.6}$$

Où, P_{WT} est la puissance de sortie des WTDG. v_{ci} , v_{co} et v_r sont la vitesse d'enclenchement, la vitesse de coupure et la vitesse nominale, respectivement. v est la vitesse moyenne du vent sur chaque période (heure).

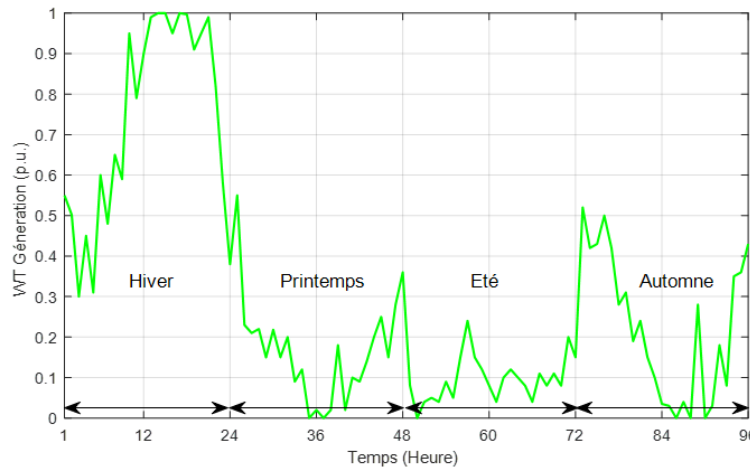


Figure 6.17. Variation saisonnière de la puissance des WTDG.

6.3.2. La fonction multi-objectifs appliquée :

Comme déjà discuté, la fonction multi-objectifs (MOF) proposée dans ce travail, était consacrée à la recherche de l'emplacement et dimensionnement optimaux de multiple RDG représentés par : PVDG, WTDG et hybride PVDG-WTDG dans les deux systèmes IEEE 33-JB et IEEE 69-JB. Cela pour minimiser les indices : APLI, RPLI, VDI, TTI_{Relais} , et CTII. La MOF est présentée comme suit :

$$MOF = Minimiser \sum_{i=1}^{N_{JB}} \sum_{j=2}^{N_{JB}} \sum_{i=1}^{N_{PR}} \sum_{j=1}^{N_{BR}} [APLI_{i,j} + RPLI_{i,j} + VDI_j + TTI_{Relais,i} + CTII_{i,j}] \quad (6.7)$$

6.3.3. Résultats de simulation et comparaison :

Tableau 6.5 représente les caractéristiques techniques saisonnière des standards IEEE avant l'intégration optimale de tous les cas de RDG.

Tableau 6.4. Caractéristiques techniques des standards IEEE avant RDG.

Caractéristiques	Jeux Barres	N° Branches	N° Relais	$\sum P_{Loss}$ (MWh)	$\sum Q_{Loss}$ (MVarh)	$\sum VD$ (p.u)	$\sum T_{Relais}$ (sec)	$\sum CTI$ (sec)
IEEE 33-JB	33	32	32	11.15	7.56	126.88	1964.90	747.06
IEEE 69-JB	69	68	68	11.85	5.39	131.20	3714.57	1617.59

Tableau 6.5 et 6.6 illustrent les résultats obtenus après l'optimisation.

Tableau 6.5. Comparaison des résultats pour intégration des RDG dans IEEE 33-JB.

Algorithme Appliqué	RDG Type	RDG JB	P_{RDG} (MW)	Q_{RDG} (MVar)	APLI (%)	RPLI (%)	VDI (%)	OTI (%)	CTII (%)	MOF (%)
WOA	PVDG	6	0.4615	---	82.96	82.93	88.28	99.80	99.87	367.77
		8	0.8112	---						
		10	0.3665	---						
	WTDG	3	0.8455	0.6105	59.54	60.46	71.54	99.60	99.73	272.11
		8	0.7776	0.0114						
		30	1.0322	0.6851						
	Hybrid PVDG WTDG	3	1.8699	---	58.53	60.14	70.27	99.60	99.71	270.79
		7	0.6438	---						
		33	0.4333	---						
3		0.3015	1.9533							
	5	0.5285	0.3998							
	17	0.4089	0.3104							
PSO	PVDG	3	1.5189	---	77.99	78.84	84.88	99.73	99.81	366.49
		18	0.4436	---						
		29	1.4832	---						
	WTDG	12	0.7657	0.5660	57.40	58.32	65.90	99.50	99.67	271.49
		24	1.2020	0.3914						
		28	1.0566	0.2215						
	Hybrid PVDG WTDG	3	3.000	---	57.02	57.46	65.46	99.50	99.60	270.13
		5	0.3903	---						
		33	0.3083	---						
3		1.9558	0.4035							
	6	0.3200	0.7660							
	8	0.9938	0.4787							
GOA	PVDG	10	0.4620	---	79.09	79.89	86.11	99.77	99.84	351.01
		23	0.8624	---						
		28	1.4546	---						
	WTDG	4	1.4367	0.6999	60.93	62.12	70.77	99.59	99.72	265.83
		9	0.7183	0.2421						
		29	0.6858	0.3376						
	Hybrid PVDG WTDG	3	2.9812	---	60.52	60.89	70.08	99.55	99.70	264.90
		5	0.3088	---						
		14	0.3891	---						
3		0.9392	0.5343							
	7	2.9756	1.0201							
	30	0.3679	0.7291							

GWO	PVDG	18	0.4309	---	80.61	81.35	87.41	99.80	99.86	350.33	
		23	1.9632								
		33	0.5502								
	WTDG	4	0.9784	0.6589	59.07	59.80	69.15	99.57	99.71	260.56	
		9	0.9501	0.2146							
		32	0.5903	0.4452							
	Hybrid PVDG WTDG	3	1.2284	---	58.65	57.04	67.46	99.50	99.66	258.28	
			6								0.6876
			33								0.9999
3		1.2531	0.3002								
		9	0.7991	0.4751							
		33	0.5561	0.8234							
SMA	PVDG	3	1.2022	---	79.70	80.60	86.02	99.77	99.85	344.70	
		6	1.4427								
		14	0.4581								
	WTDG	13	0.4887	0.3078	57.21	59.07	68.35	99.64	99.69	247.59	
		26	0.9530	0.7125							
		30	0.5350	0.4008							
	Hybrid PVDG WTDG	6	0.3003	---	57.07	59.08	68.09	99.61	99.70	245.90	
			12								0.4031
			16								0.3004
3		0.4740	0.3048								
		12	0.3279	0.3829							
		33	0.6900	0.3461							
MPA	PVDG	4	1.4414	---	79.68	80.33	86.49	99.78	99.85	337.31	
		13	0.6225								
		33	0.4670								
	WTDG	3	0.6543	0.2225	58.07	58.55	67.90	99.56	99.70	243.68	
		12	0.7012	0.4038							
		30	0.8253	0.6190							
	Hybrid PVDG WTDG	3	0.3485	---	56.56	57.16	67.79	99.55	99.69	232.78	
			20								0.3623
			25								0.3845
6		0.5753	0.4315								
		13	0.5344	0.3234							
		31	0.5357	0.4018							

Tableau 6.6. Comparaison des résultats pour intégration des RDG dans IEEE 69-JB.

Algorithme Appliqué	RDG Type	RDG JB	PRDG (MW)	QRDG (MVar)	APLI (%)	RPLI (%)	VDI (%)	OTI (%)	CTII (%)	MOF (%)	
WOA	PVDG	47	1.5735	---	79.38	79.78	89.76	99.92	99.92	364.64	
		50	0.4624								
		60	1.5958								
	WTDG	2	2.1234	1.1937	64.17	62.46	77.11	99.88	99.88	288.52	
		54	0.1160	0.4185							
		62	0.5660	0.7497							
	Hybrid PVDG WTDG	3	2.0400	---	61.07	60.71	77.67	99.88	99.87	269.77	
			36								0.8206
			48								0.9504
3		1.4720	0.3658								
		11	1.3135	0.6303							
		59	0.4329	0.3926							
PSO	PVDG	9	1.1276	---	79.08	79.35	89.52	99.91	99.92	350.65	
		49	0.0449								
		61	1.0303								
	WTDG	11	0.6467	0.4832	59.25	61.01	73.90	99.83	99.82	286.78	
		28	1.4905	0.3556							
		61	1.6405	0.2410							
	Hybrid PVDG WTDG	3	2.1408	---	61.00	60.11	76.67	99.86	99.86	266.81	
			6								0.3799
			37								0.1417
4		0.5237	1.8424								
		6	1.5039	0.4341							
		61	0.8347	0.1401							

GOA	PVDG	36	2.2687	---	80.05	80.16	89.04	99.89	99.89	344.54
		53	0.9711							
		61	0.9735							
	WTDG	56	0.8260	0.2824	59.09	60.12	76.50	99.87	99.86	278.28
		58	1.0735	0.3417						
		60	0.0417	0.9774						
	Hybrid PVDG WTDG	5	0.3006	---	60.00	59.11	76.07	99.85	99.86	260.21
		14	2.7197							
		28	0.7197							
3		1.7631	1.3226							
22		0.3849	0.3005							
62		1.3848	0.8470							
GWO	PVDG	3	0.9891	---	78.47	78.57	90.00	99.92	99.90	342.77
		50	0.6100							
		61	1.4889							
	WTDG	26	0.2617	0.1128	59.70	60.79	75.77	99.85	99.85	265.60
		48	1.0849	0.4488						
		58	1.6685	0.9914						
	Hybrid PVDG WTDG	2	0.3719	---	59.70	58.81	75.87	99.85	99.85	259.20
		10	1.0867							
		63	1.0561							
37		0.9128	0.5201							
48		0.3186	0.3186							
53		1.5707	1.5707							
SMA	PVDG	22	0.5418	---	78.56	79.82	86.94	99.90	99.89	334.09
		29	0.6657							
		61	1.1751							
	WTDG	32	2.5061	0.0664	57.48	59.72	73.94	99.84	99.84	263.44
		62	1.6484	0.6358						
		69	0.1804	0.6477						
	Hybrid PVDG WTDG	3	1.3009	---	57.97	58.61	74.70	99.85	99.84	250.85
		10	1.1935							
		48	0.3000							
2		0.7751	1.7548							
3		2.1341	0.6285							
61		0.4020	1.1974							
MPA	PVDG	61	0.9147	---	77.84	78.92	87.77	99.91	99.90	332.94
		63	0.3947							
		69	0.6028							
	WTDG	4	1.1023	0.0165	57.00	58.45	74.43	99.85	99.84	261.00
		14	0.0346	0.0209						
		61	1.4693	1.0326						
	Hybrid PVDG WTDG	29	0.3155	---	56.09	57.74	71.46	99.84	99.83	238.12
		50	0.4765							
		54	0.5223							
4		0.5953	0.4352							
61		1.0530	0.7460							
69		0.5320	0.3921							

Les tableaux 6.5 et 6.6 résument les résultats après l'optimisation, lors l'utilisation des différents algorithmes méta-heuristiques. Tout en comparant les cas avant et après l'intégration optimale des systèmes PVDG, WTDG et hybride PVDG-WTDG dans les standards IEEE 33-JB et 69-JB, respectivement. Les algorithmes choisis ont été implémentés dans le logiciel MATLAB (version 2017.b). Le PC se compose d'un processeur Intel Core i5 / 3.4 GHz incluant une RAM de 8 Go.

Les résultats d'optimisation présentés dans les tableaux précédents ont révélé la supériorité et l'efficacité de l'algorithme MPA, ou par son application nous avons atteint les meilleurs résultats de minimum MOF pour tous les cas étudiés d'intégration optimale de RDG. Une autre remarque est que, le cas de multiple unités hybrides PVDG-WTDG était le meilleur choix lequel nous a fourni le minimum de tous les résultats simultanément pour les deux systèmes IEEE.

L'utilisation des unités hybrides PVDG et WTDG nous a permis de minimiser la MOF jusqu'au taux de 232.78 % pour le premier système IEEE 33-JB, où moins de 10.90 % que le cas des unités WTDG et de 104.51% que le cas des unités PVDG. Pour le deuxième système IEEE 69-JB, nous avons minimisé la MOF jusqu'au taux de 238.12 %, et moins de 22.88 % que le cas des unités WTDG et de 94.82 % que le cas des unités PVDG. Le reste des algorithmes ont également montré une bonne efficacité, ou nous avons atteint les meilleurs résultats, mais chaque indice séparément. Par exemple, pour le IEEE 33-JB, l'application de l'algorithme SMA nous a APLI jusqu'à 79.38 % pour le cas des unités PVDG, l'algorithme PSO a minimisé VDI jusqu'à 66.90 % pour le cas des unités WTDG. Pour le IEEE 69-JB, l'utilisation de l'algorithme SMA nous a minimisé APLI jusqu'à 76.12 % pour le cas des unités PVDG et l'algorithme PSO a minimisé VDI jusqu'à 73.90 % pour le cas des unités WTDG.

Les figures 6.18 et 6.19 représentent la boîte à moustache (Box-plot) des algorithmes appliqués comprenant plusieurs exécutions dans chacun, pour l'intégration optimale des cas étudiés dans les deux systèmes IEEE.

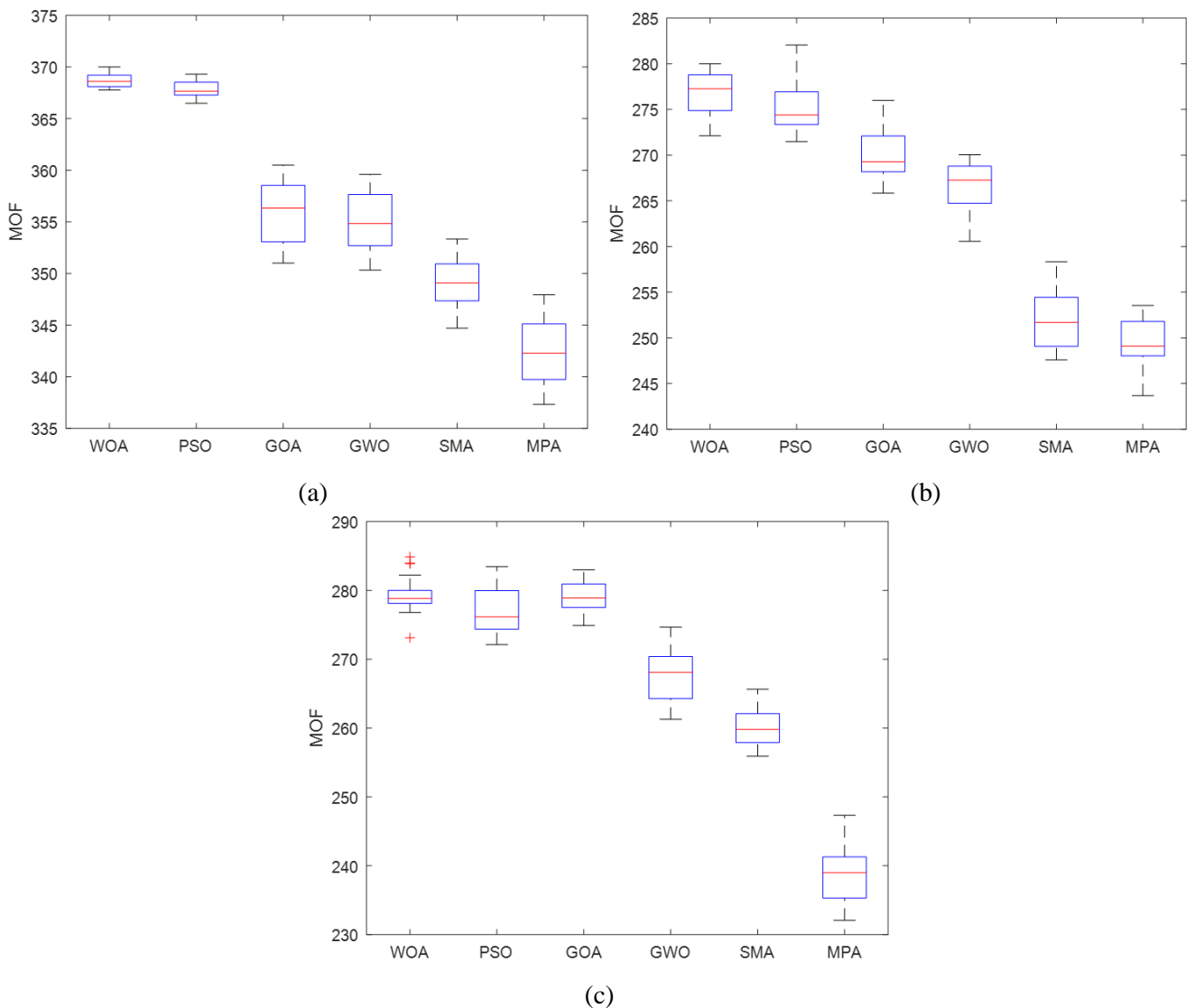


Figure 6.18. Box-plot des résultats de divers algorithmes pour IEEE 33-JB :
 a). Après PVDG, b). Après WTDG, c) Après hybride PVDG-WTDG.

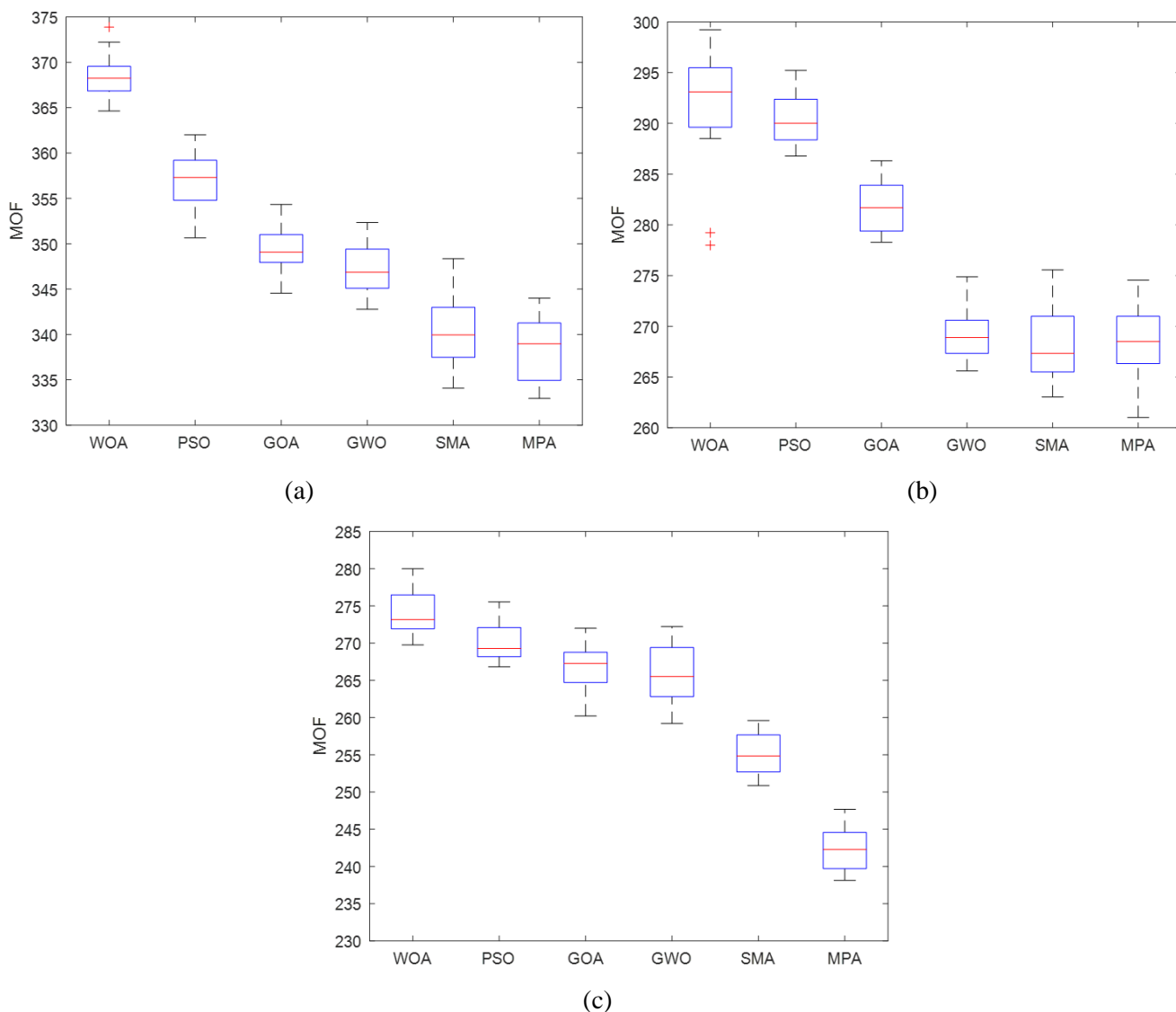


Figure 6.19. Box-plot des résultats de divers algorithmes pour IEEE 69-JB :
 a). Après PVDG, b). Après WTDG, c) Après hybride PVDG-WTDG.

Afin d’améliorer la comparaison entre tous les algorithmes d’optimisation appliqués, le Box-plot de la fonction multi-objectif a été implémentée et illustrée dans les figures 6.18 et 6.19. Il est clair qu’après plusieurs exécutions indépendants (20 exécutions pour notre cas), tous les algorithmes ont révélé de bonne performance et fiabilité en fournissant des résultats très favorables, en termes de meilleure minimisation de la MOF. On remarque un comportement supérieur de l’algorithme de MPA parmi tous les algorithmes appliqués. Les résultats ont confirmé également la capacité du MPA à trouver les meilleurs résultats de minimisation de MOF, même avec une médiane minimale pour tous les cas étudiés. En outre, il est également clair que les meilleurs résultats de la minimisation du MOF ont été atteint à partir du cas de multiple unités hybride PVDG-WTDG pour les deux systèmes IEEE.

Les figures 6.20 et 6.21 représentent les courbes de convergence pour la minimisation du MOF lors l’application des algorithmes d’optimisation pour l’intégration optimale de tous les cas étudiés dans les deux systèmes IEEE.

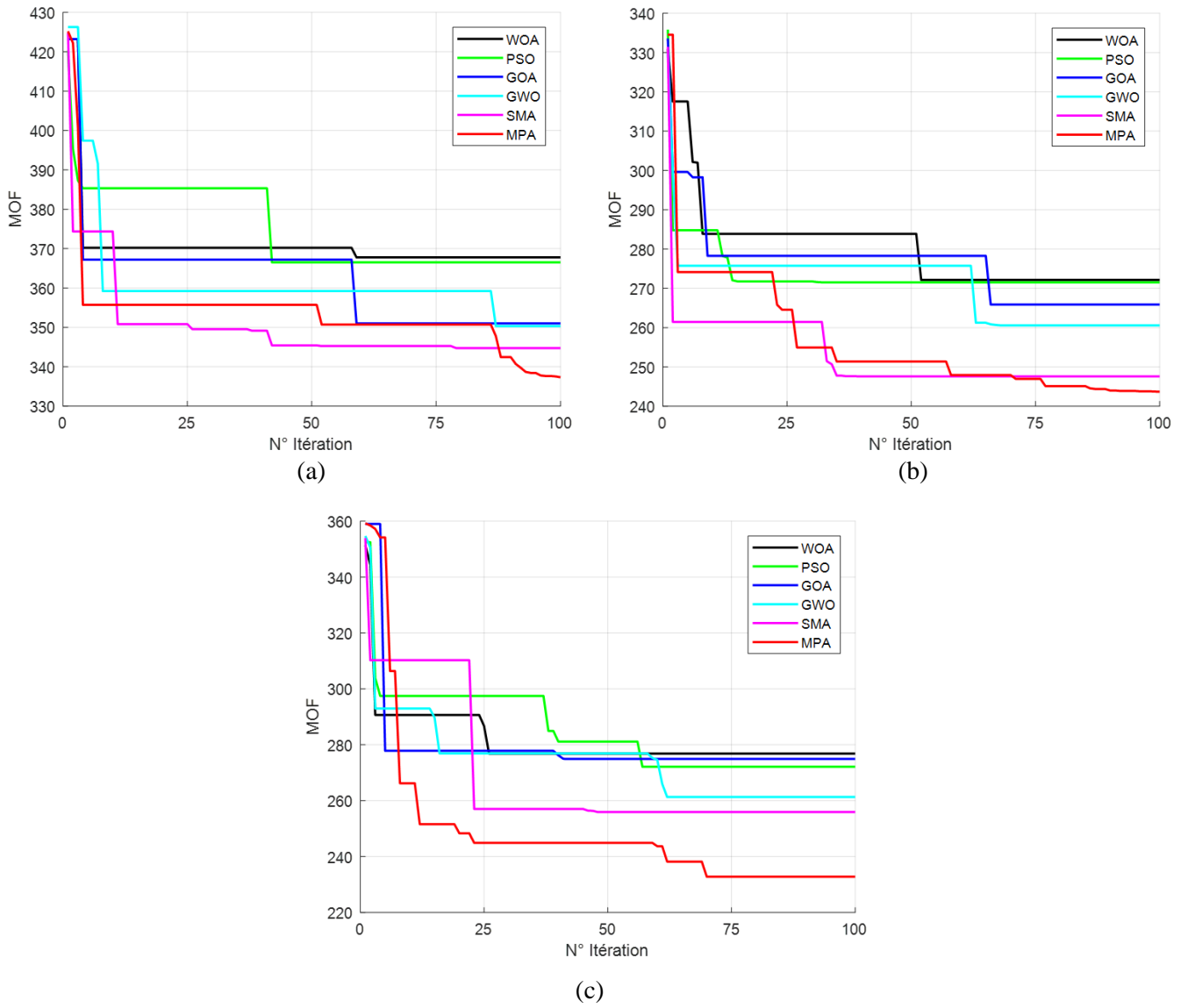
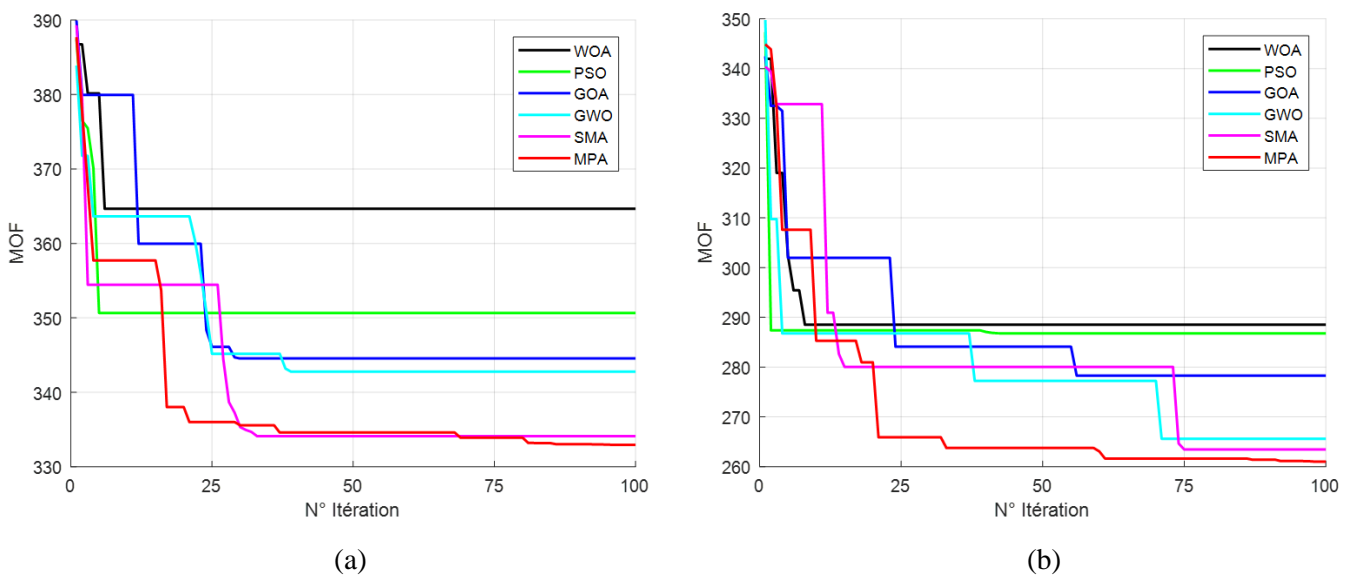
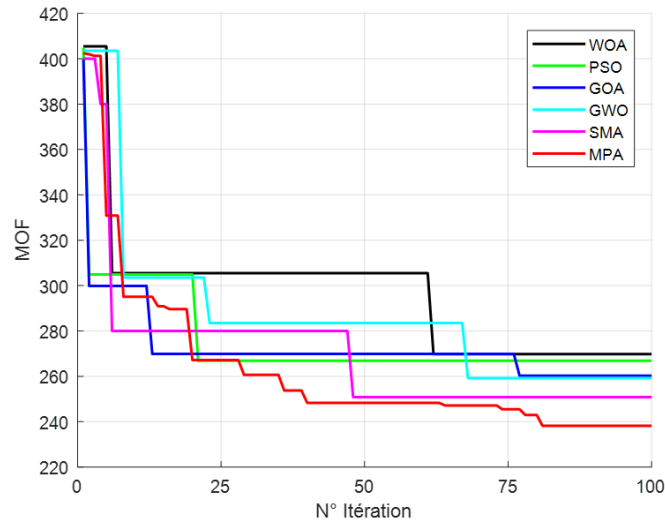


Figure 6.20. Courbes de convergence des divers algorithmes pour IEEE 33-JB :

a). Après PVDG, b). Après WTDG, c) Après hybride PVDG-WTDG.





(c)

Figure 6.21. Courbes de convergence des divers algorithmes pour IEEE 69-JB :

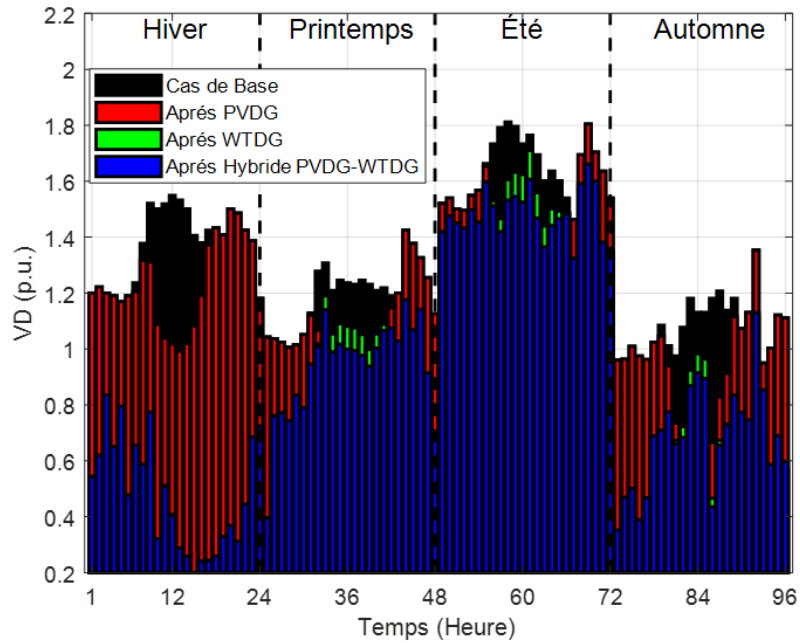
a). Après PVDG, b). Après WTDG, c) Après hybride PVDG-WTDG.

L'analyse des caractéristiques de convergence dans les figures 6.20 et 6.21, après avoir appliqué les algorithmes d'optimisation pour la présence optimale de tous les cas étudiés dans les deux systèmes IEEE. Même pour un nombre d'itérations maximale égal à 100, incluant un nombre de population égale à 10, a révélé la supériorité du l'algorithme MPA, ou nous a permet d'arriver aux meilleurs résultats et solutions pour le problème formulé. En comparant à tous les algorithmes appliqués, l'utilisation de l'algorithme MPA nous a fourni le minimum de la MOF pour tous les cas. Aussi il est clair qu'on est arrivé au meilleur résultat lors nous avons intégré les multiples unités hybrides PVDG-WTDG, tout en minimisant la MOF jusqu'au taux de 232.78 % pour le IEEE 33-JB, tandis que jusqu'au 238.12 % pour le IEEE 69-JB.

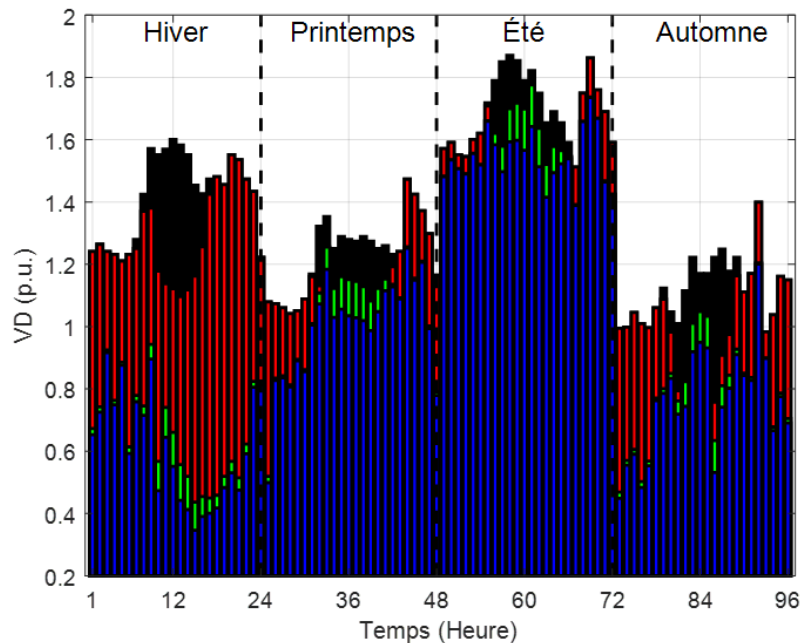
L'algorithme MPA avait une caractéristique de convergence lente pour atteindre les meilleures solutions. Il se stabilise également tardivement où la plupart du temps après 70 itérations pour tous les cas étudiés d'intégration optimale des RDG dans les deux standards IEEE.

6.3.4. Impact de des RDG sur les paramètres techniques :

La figure 6.22 montre la variation saisonnière du total d'écart de tension des systèmes IEEE, représenté en 96 heures pour tous les cas étudiés de présence optimale des RDG.



(a)



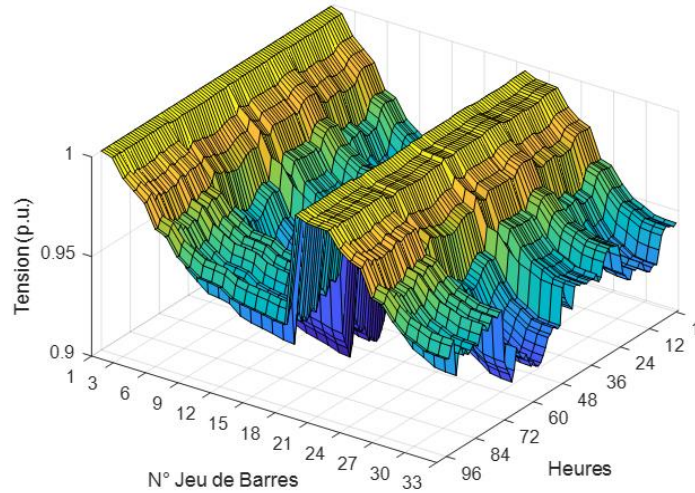
(b)

Figure 6.22. L'écart de tension pour les trois cas étudiés des RDG :
a). IEEE 33-JB, b). IEEE 69-JB.

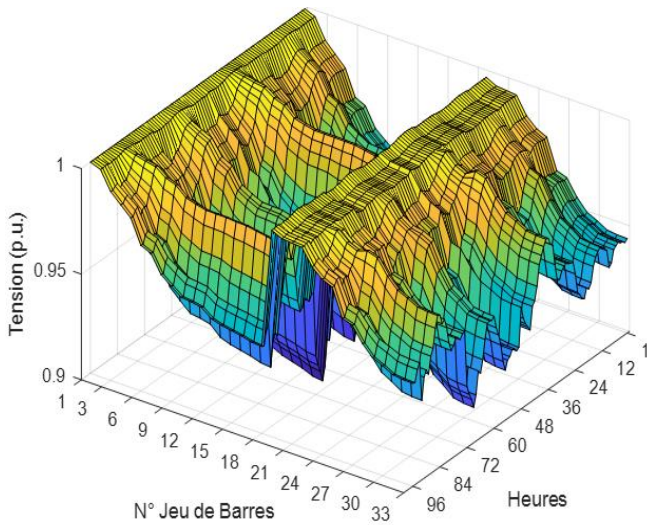
Les résultats montrés dans la figure 6.22, peuvent confirmer que la présence optimale de tous les cas des RDG étudiés par l'algorithme MPA, nous ont permet parfaitement a affecté et minimisé le total d'écart de tensions saisonniers dans les deux systèmes IEEE. L'intégration optimale du cas de multiple unités hybride PVDG-WTDG était le meilleur choix, ou nous avons obtenus aux meilleurs résultats de minimisation de VD saisonnier. À partir d'une valeur totale de 126.87 p.u. jusqu'à 97.43 p.u. avec un taux de minimisation de 67.79 % pour le IEEE 33-JB, et à partir d'une valeur totale de 131.20 p.u. jusqu'à 93.71 p.u. avec un taux de minimisation de 71.46 % pour le IEEE 69-JB.

Il est également remarqué que le meilleur effet de cette minimisation a été enregistré dans la saison d'hiver. Tandis que le pire impact et effet de multiple unités hybride PVDG-WTDG a été enregistré dans la saison d'été. Cela pour la raison que les unités WTDG ont été capable de fournir leur génération minimale de puissances active et réactive au cours de cette saison. Où même les multiples unités PVDG ont fournis ses productions maximales, mais ils n'ont pas pu suivre l'impact et les résultats qui pourraient être fournis par la présence des unités WTDG en hiver.

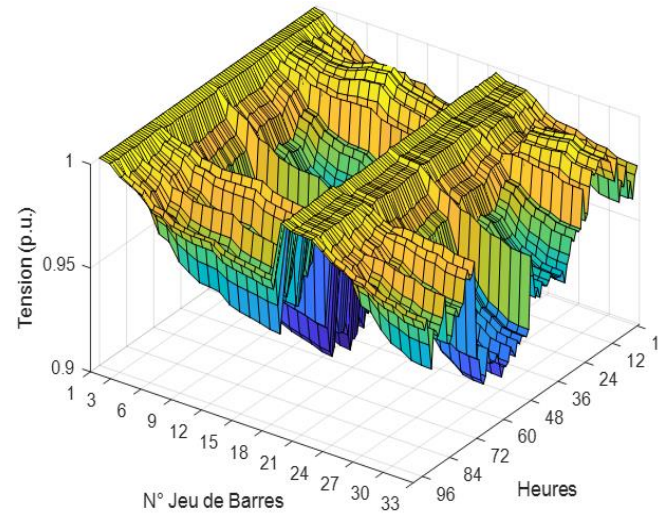
Les figures 6.23 et 6.24 représentent la variation saisonnière des profils de tension des deux systèmes IEEE, représenté en 96 heures pour tous les cas étudiés de présence optimale des RDG.



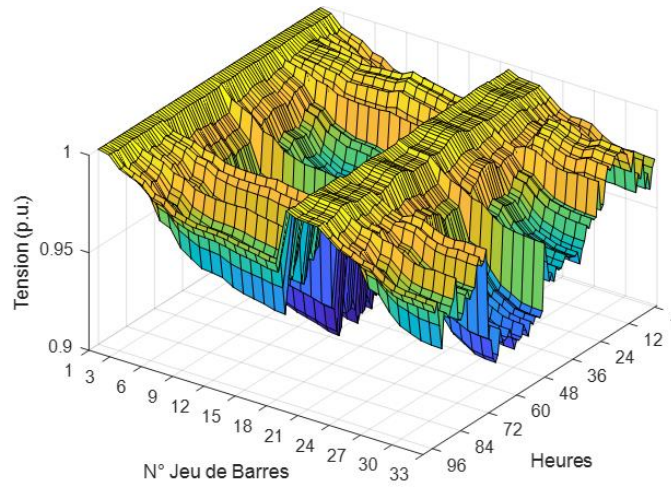
(a)



(b)



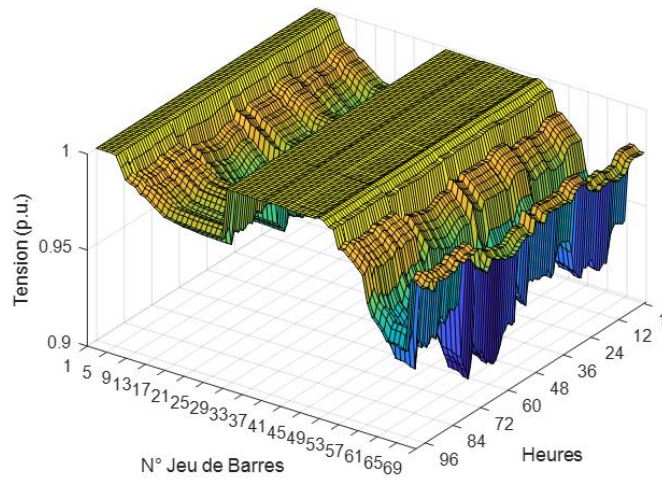
(c)



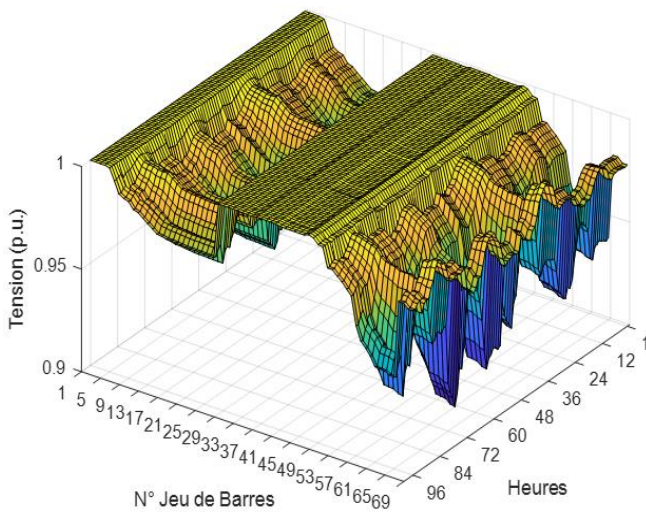
(d)

Figure 6.23. Variation de la tension avec les cas étudiés pour le IEEE 33-JB :

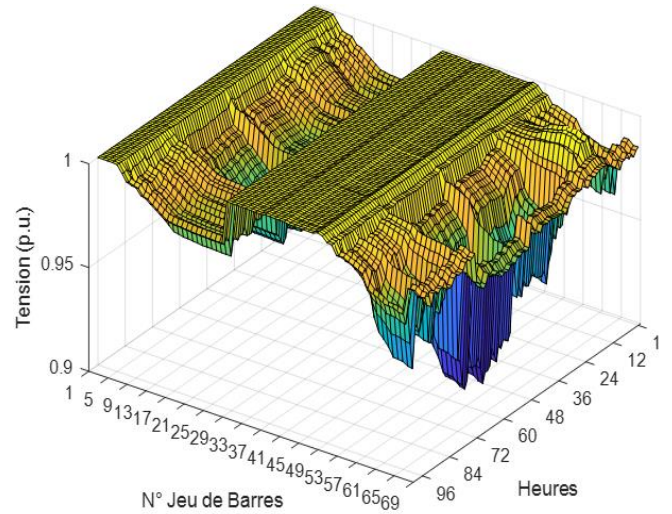
a). Cas de Base, b). Après PVDG, c). Après WTDG, d). Après hybride PVDG-WTDG.



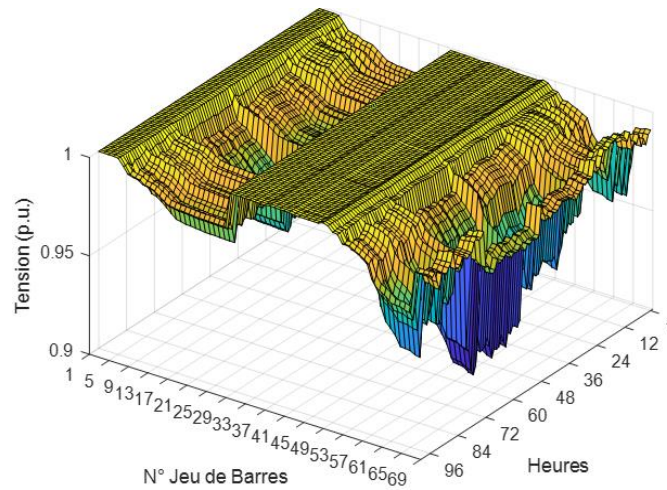
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure 6.24. Variation de la tension avec les cas étudiés pour le IEEE 69-JB :

a). Cas de Base, b). Après PVDG, c). Après WTDG, d). Après hybride PVDG-WTDG.

Basant sur la comparaison, il est clair que le cas de multiple unités hybrides PVDG-WTDG était le meilleur choix parmi le reste des cas d'intégration optimale des unités RDG. Son intégration optimale nous a garanti l'amélioration des profils de tension dans chaque jeu de barres des deux systèmes IEEE, tout au long des saisons de l'année. En outre, l'hiver a été la meilleure saison où nous sommes arrivés à la plus forte amélioration des profils de tension. Cela pour la raison qu'en plus des multiples unités PVDG, les multiples unités WTDG ont généré leur puissance maximale représentée par les puissances active et réactive tant que c'était la saison la plus venteuse de l'année. Alors que nous avons obtenus les pires des résultats à partir du cas des multiples unités PVDG. Où nous avons enregistré une certaine amélioration dans les profils de tension mais pas autant que lorsque les unités hybrides PVDG-WTDG étaient présentes simultanément.

La figure 6.25 comprend la variation saisonnière des pertes totales de puissance active représentée en 96 heures, pour tous les cas étudiés dans les deux systèmes IEEE.

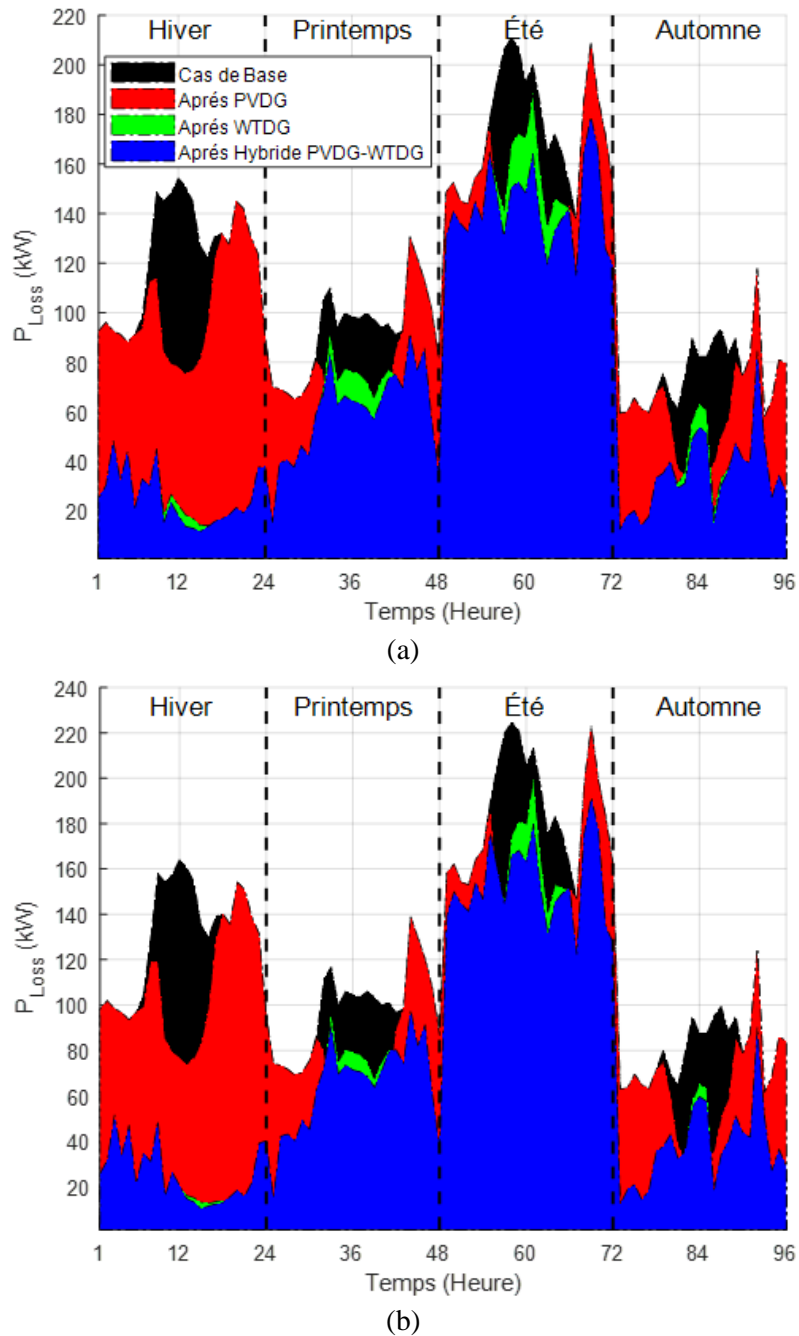


Figure 6.25. Pertes totales de puissance active des trois cas étudiés des RDG :
 a). IEEE 33-JB, b). IEEE 69-JB.

A partir des résultats montrés dans la figure 6.25, on peut remarquer que la présence optimale des cas de RDG étudiés, a eu un effet clair et fort sur les pertes de puissance active des deux systèmes IEEE.

Après cette intégration optimale de tous les cas de RDG, nous avons atteint à leurs minimisés pour les deux systèmes IEEE, avec un effet supérieur et significatif fournie par le cas des multiple unités hybride PVDG-WTDG. Cela à partir d'une valeur totale de 11.151 MWh jusqu'à 7.32 MWh pour le IEEE 33-JB avec un taux de minimisation de 56.56 %, et d'une valeur totale de 11.845 MWh jusqu'à 6.64 MWh avec un taux de minimisation de 56.09 % pour le IEEE 69-JB. Pour la raison que les unités multiples hybride PVDG-WTDG combinent deux sources renouvelables qui génèrent à la fois des

puissances active réactives, aussi leur génération et production d'énergie est également garantie et en continu tout au long les saisons de l'année et presque sans aucune interruption.

Les figures 6.26 et 6.27 montrent la variation saisonnière des pertes de puissance active des deux systèmes IEEE représentée en 96 heures pour tous les cas étudiés de présence optimale des RDG.

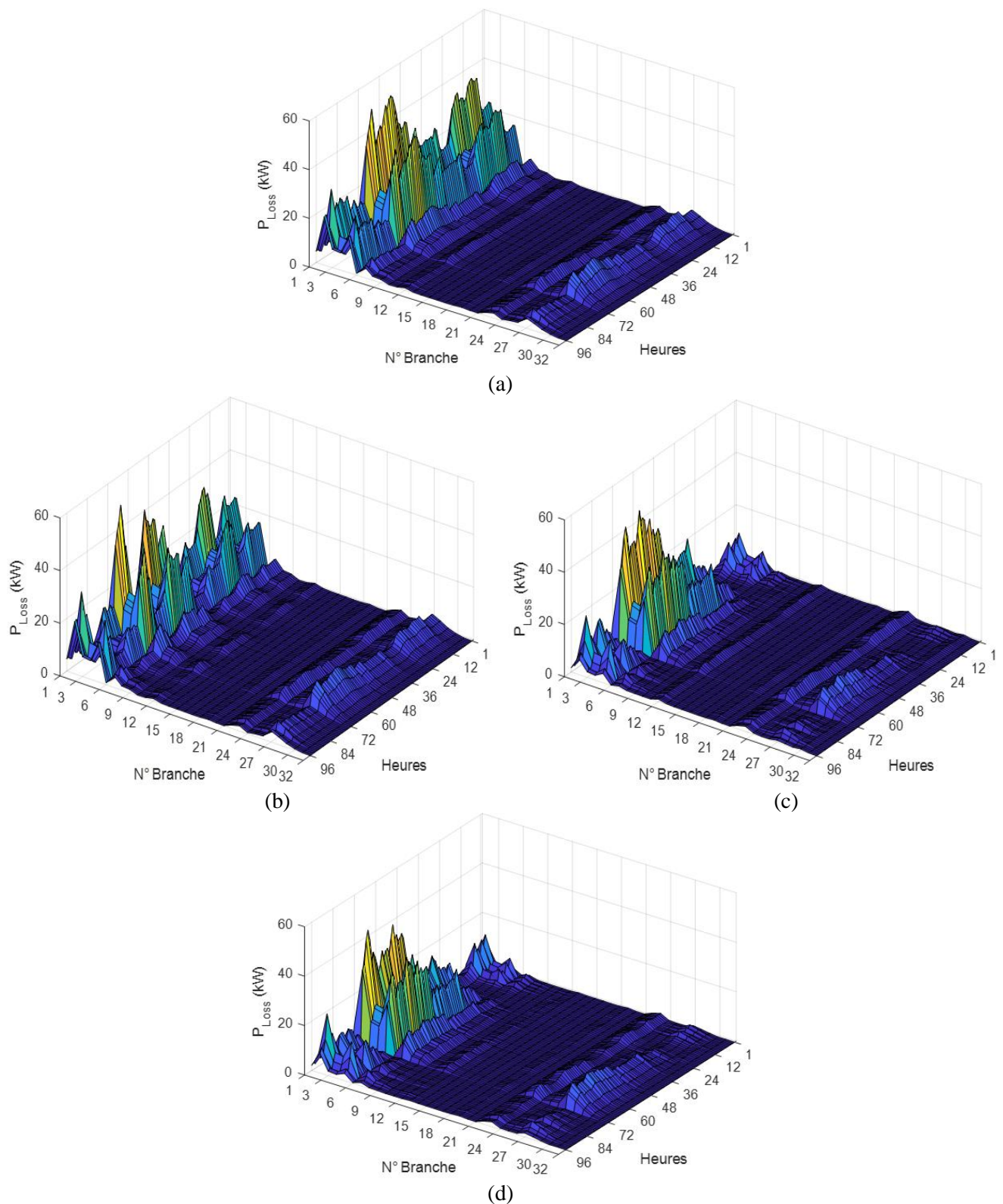


Figure 6.26. Variation des pertes de puissance active des cas étudiés pour le IEEE 33-JB : a). Cas de Base, b). Après PVDG, c). Après WTDG, d). Après hybride PVDG et WTDG.

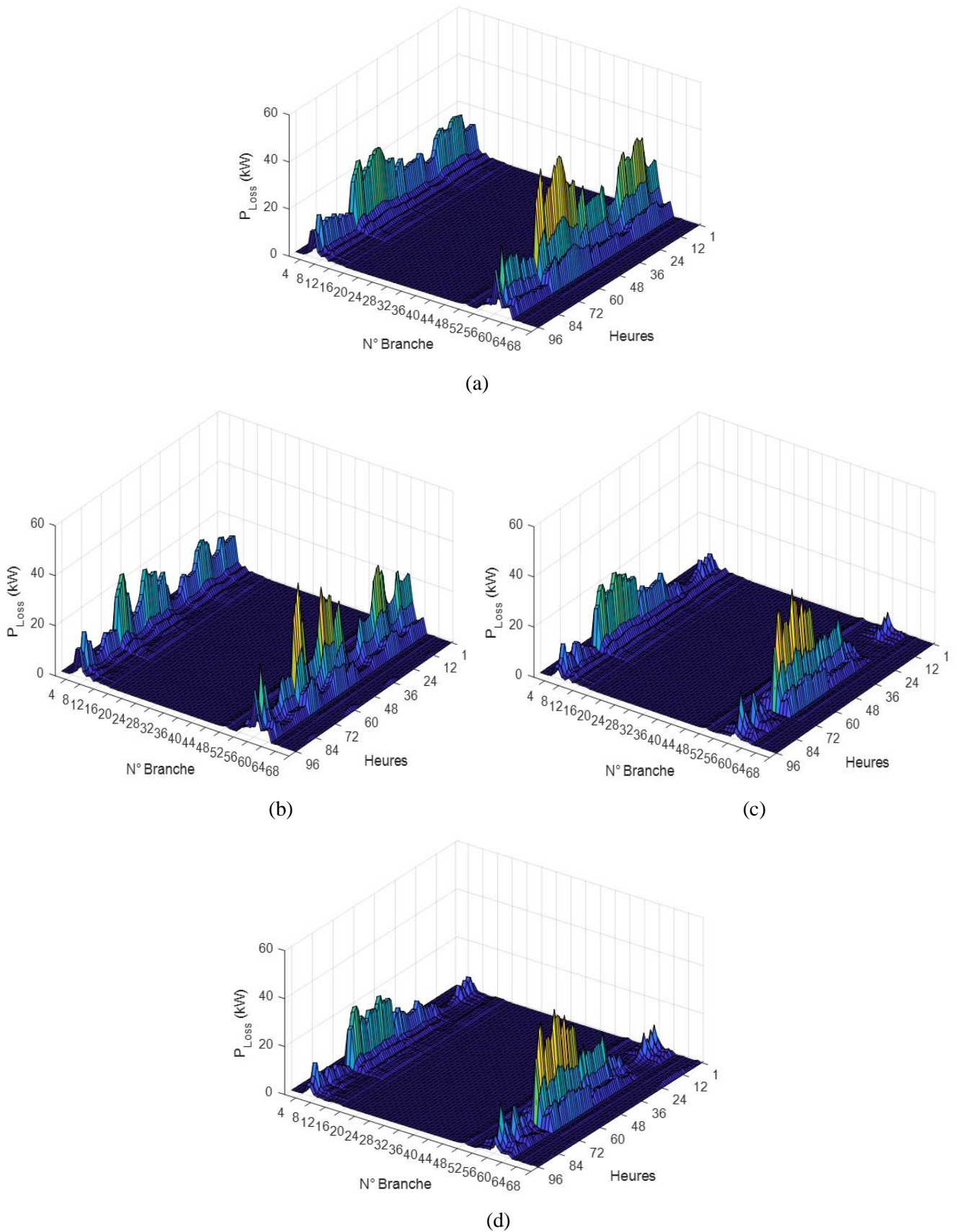
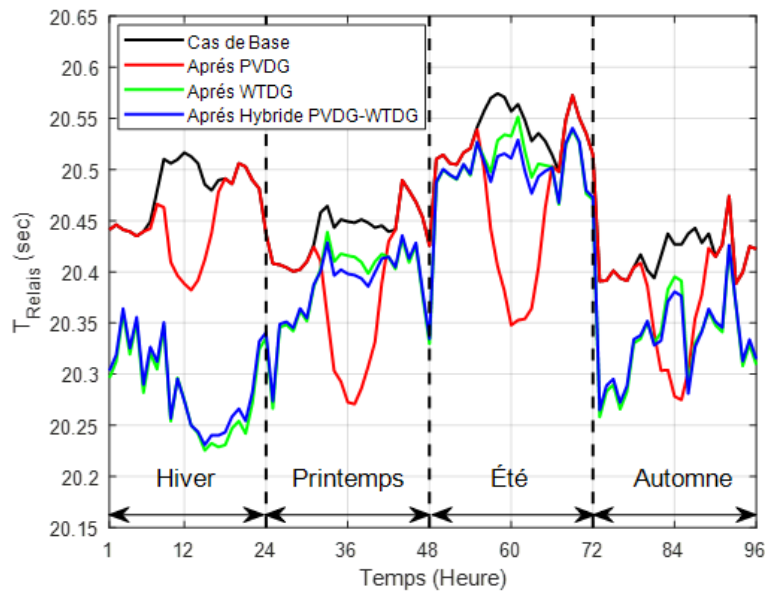


Figure 6.27. Variation des pertes de puissance active des cas étudiés pour le IEEE 69-JB :
 a). Cas de Base, b). Après PVDG, c). Après WTDG, d). Après hybride PVDG et WTDG.

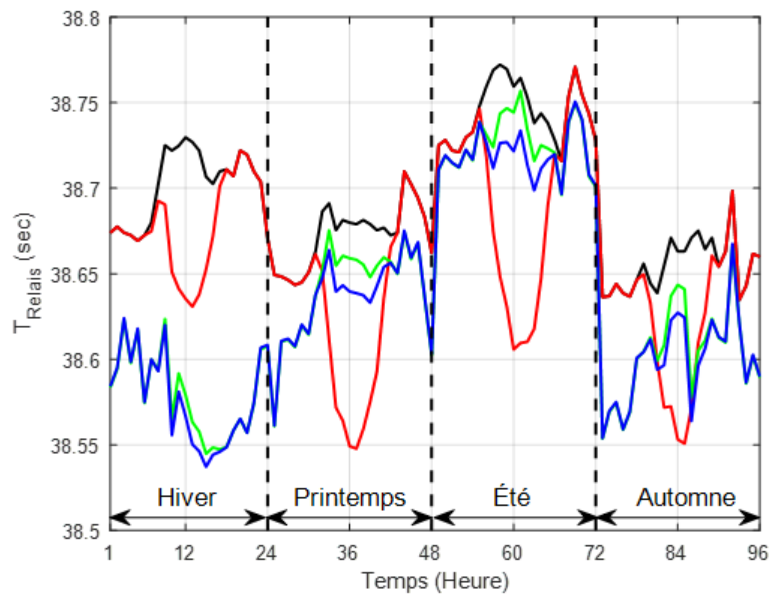
L'intégration optimale de tous les cas de RDG étudiés dans les deux systèmes IEEE, a eu un impact évident sur les pertes de puissance active saisonnière dans chaque branche des deux systèmes

IEEE, comme représenté dans les représentations graphiques 3D dans les figures précédentes. On voit également que le cas de multiple unités hybride PVDG-WTDG était le meilleur choix. Ou nous avons atteint un fort impact de minimisation dans chaque branche des deux systèmes IEEE au cours de toutes les saisons de l'année et surtout à la saison d'hiver. Cela pour la raison que les WTDG fournissent leur production maximale de réactives et actives simultanément. Etant également compensées et disposaient les unités PVDG, lesquels considérés comme source d'énergie supplémentaire. Même si l'hiver n'est pas la meilleure saison pour que les multiples unités PVDG puissent générer leur puissance de sortie maximale, mais il est considéré comme un élément essentiel qui a contribué à ces meilleurs résultats.

La figure 6.28 montre la variation saisonnière du temps de déclenchement des relais de protection dans les deux systèmes IEEE, représentée en 96 heures pour tous les cas étudiés de présence de RDG.



(a)



(b)

Figure 6.28. Temps de déclenchement des relais pour les trois cas étudiés des RDG :

a). IEEE 33-JB, b). IEEE 69-JB.

La fonction principale des relais de protection contre les surintensités est de détecter, identifier et éliminer le courant de surintensité de défaut, qui se produit à travers les lignes, pour protéger les parties ciblées du système. Les résultats de la présence optimale des cas étudiés de multiple unités RDG dans les deux systèmes IEEE ont clairement conduit à minimiser le temps de déclenchement saisonnier des relais de protection.

Le cas de multiple unités hybride PVDG-WTDG était évidemment le cas supérieur et meilleur ou nous avons atteint les valeurs minimales du TT_{Relais} , d'une valeur totale de 1964.90 secondes à 1957.05 secondes pour le IEEE 33-JB avec un taux de minimisation de 99.55 %, et d'une valeur totale de 3714.57 secondes jusqu'à 3708.62 secondes avec un taux de minimisation de 99.84 % pour le IEEE 69-JB. En outre, nous avons enregistré un énorme effet de cette minimisation pendant la saison d'hiver. Tant qu'en plus des unités PVDG, les unités WTDG ont généré leurs puissances de sortie maximales. Aussi, l'impact de la minimisation était directement lié à l'amélioration des profils de tension, puisque le temps de déclenchement des relais est en relation proportionnellement avec profils de tension.

6.4. Conclusion

Dans ce chapitre, deux études d'intégration optimale des systèmes hybrides dans les réseaux IEEE sont été réalisés. Commenant par la comparaison entre les différents algorithmes CGWO, ou nous avons identifié les tailles et emplacements optimaux de plusieurs unités PVDG et BESS dans les RDE. Cela en minimisant une MOF qui compris les trois paramètres techniques de : TAPL, TVD et TT_{Relais} .

Les résultats de la simulation confirment la robustesse et l'efficacité de l'algorithme CGWO_Logistic, ou nous sommes arrivés aux meilleures valeurs de minimum MOF, mais incluant une caractéristique de convergence tardive. La comparaison entre les résultats a conduit à la conclusion que les meilleurs résultats ont été obtenus lorsque les systèmes hybrides ont été simultanément intégrer. Ce qui a conduit à une minimisation significative des TAPL jusqu'à 69.484 kW et 70.554 kW, amélioration des profils de tension en minimisant le TVD jusqu'à 0.959 p.u. 1.029 p.u. et améliorant du système de protection pour les deux réseaux IEEE, respectivement.

Ensuite, l'application d'un nouvel algorithme de MPA, afin de déterminer l'emplacements et les tailles optimales de multiple sources PVDG-WTDG. Cela en tenant compte de l'incertitude saisonnière de la variation de ses puissances de sortie et de la demande de charge. L'optimisation était mise en œuvre pour améliorer les performances des systèmes de distribution. Nous avons proposé et minimisé une MOF considéré comme la somme des indices : APLI, RPLI, VDI, OTI et CTII. L'algorithme MPA a montré un bon comportement et une grande fiabilité.

Les résultats ont également révélé l'efficacité de la présence optimale des unités RDG, ou nous avons atteint énormes réalisations et une amélioration des performances des deux réseaux IEEE. Le cas de multiple unités hybrides PVDG-WTDG était le meilleur choix tout au long des saisons de l'année.

Lors l'intégration optimale de ces unités hybrides, nous avons atteint une amélioration significative des réseaux électrique. Ce qui nous a conduit à la minimisation des pertes actives et réactives jusqu'à 56.56 % et 57.16 % respectivement, pour le IEEE 33-JB, également jusqu'à 56.09 % et 57.74 % respectivement pour le IEEE 69-JB, a amélioré les profils de tension et bien évidemment amélioré le système de protection. Puisque les systèmes hybrides étaient capables de fournir simultanément des puissances active et réactive tout au long des saisons sans interruption tant qu'une source compense l'absence ou la faiblesse des autres.

Basant sur les discussions précédentes, il serait si techniquement avantageux que les unités hybride PVDG-BESS ainsi que PVDG-WTDG soient appliqués sur les réseaux de distribution pratiques.

Conclusion Générale et Perspectives

Conclusion Générale et Perspectives

Un intérêt croissant pour le déploiement des DG renouvelables dans le monde, notamment ressources intermittentes (c'est-à-dire éolienne et solaire). Ainsi que les variations de la demande de charge obligent à optimiser la planification et l'intégration des unités DG renouvelables.

Dans ce travail, nous avons abordé la problématique de l'intégration optimale des générateurs décentralisés renouvelables dans les réseaux de distribution électrique conformément à la norme IEEE.

En appliquant des différents algorithmes méta-heuristiques récents, pour optimiser des fonctions multi-objectifs basées sur les différents paramètres techniques et économiques de ces réseaux.

Les travaux et les études menés ont abouti aux solutions des problèmes d'intégration optimale formulés. Ces études ont permis à identifier des emplacements et tailles optimaux des différentes sources d'énergies renouvelables à intégrer dans les réseaux de distribution électrique.

Cependant, pour atteindre des améliorations de la performance et de la fiabilité de ces réseaux électriques, nous avons optimisé de différents paramètres techniques et économiques. Ces paramètres techniques sont représentés par les pertes de puissance, les profils de tension et le système de protection contre surintensités. Le coût d'investissement et de fonctionnement de ces sources d'énergie à intégrer est pris en charge dans notre étude comme paramètre économique.

Nous avons introduit cette étude par un exposé sur l'état de l'art du problème d'intégration optimale des systèmes d'énergie les plus utilisés dans les réseaux de distribution électrique, tel que, les systèmes PVDG, les systèmes hybride PVDG-BESS et les systèmes hybride PVDG-WTDG. Ainsi que, les divers algorithmes d'optimisation implémentés par plusieurs chercheurs, afin d'optimiser des différentes fonctions objectifs basées sur les paramètres cités par avant.

Ensuite, nous avons rappelé la composition d'un système électrique, et les problèmes qui peuvent survenir. Une modélisation des systèmes PVDG, BESS et le système de protection représenté par ses relais de protection contre les surintensités « Max-I », a été présentée.

Par la suite, nous avons expliqué la méthode de Newton-Raphson, utilisée pour la résolution de l'écoulement de puissance et présenté des fonctions multi-objectifs à optimiser dans notre travail.

En plus, nous avons exposés les divers algorithmes méta-heuristiques appliqués pour trouver les emplacements et tailles optimaux des sources renouvelables dans les réseaux de distribution électrique conformément à la norme IEEE, lesquels IEEE 28-JB, IEEE 33-JB et IEEE 69-JB.

Les résultats de simulation obtenus des travaux que nous avons effectués sur l'intégration optimale des générateurs décentralisés ont été détaillés et scindés en deux volets. L'une est l'intégration optimale des sources PV dans les réseaux standards IEEE. En utilisant, d'une part les divers algorithmes PSO modifiés, où nous avons atteint des meilleurs résultats de minimisation simultanément des paramètres techniques par le meilleur algorithme proposé CC-TVA-PSO. Pour le TAPL de 68.81 kW jusqu'à 36.46 kW pour le IEEE 28-JB, et de 210.98 kW jusqu'à 89.99 kW pour le IEEE 33-JB, et de

224.95 kW jusqu'à 87.35 kW pour le IEEE 69-JB. Le TVD de 1.92 p.u. jusqu'à 1.38 p.u. pour le IEEE 28-JB, et de 1.81 p.u. jusqu'à 1.12 p.u. pour le IEEE 33-JB, et de 1.87 p.u. jusqu'à 1.26 p.u. pour le IEEE 69-JB. Le TT_{Relais} de 10.45 secondes jusqu'à 9.77 secondes pour le IEEE 28-JB, et de 20.57 secondes jusqu'à 19.46 secondes pour le IEEE 33-JB, et de 38.77 secondes jusqu'à 37.69 secondes pour le IEEE 69-JB. D'autre part, nous avons étudié l'impact de cette intégration optimale des sources PV sur différents types des relais de protection NS-OCR, en appliquant plusieurs algorithmes méta-heuristiques. Les résultats ont montré que le relais type NS-OCR 4 était le meilleur choix, où nous avons obtenus les meilleurs résultats d'optimisation. Par exemple, les valeurs minimales obtenus pour le TAPL jusqu'à 35.01 kW pour le IEEE 28-JB, jusqu'à 111.56 kW pour le IEEE 33-JB et jusqu'à 73.71 kW pour le IEEE 69-JB, ainsi que l'amélioration des profils de tension et le système de protection contre les surintensités, cela avec des valeurs favorables de CTI au-dessus de la marge admissible, ce qui a conduit à éviter la mauvaise sélectivité.

Dans le deuxième volet des résultats, nous avons intégré de façon optimale des systèmes hybrides dans les réseaux standards IEEE. L'utilisation d'une part, de divers algorithmes chaotiques des loups gris CGWO pour l'intégration optimale des systèmes PVDG et BESS. L'algorithme CGWO_Logistic était le meilleur choix, où nous avons obtenus les meilleures valeurs de minimisation du TAPL jusqu'à 69.48 kW et 70.55 kW, le TVD jusqu'à 0.95 p.u. et 1.02 p.u. et le TT_{Relais} jusqu'à 19.70 secondes et 38.13 secondes pour les deux réseaux IEEE 33-JB et 69-JB respectivement, ainsi que des valeurs favorables du coût des systèmes hybrides à intégrer. D'autre part, nous avons appliqué divers algorithmes méta-heuristiques récents, pour l'intégration optimale des systèmes PVDG et WTDG dans les réseaux standards IEEE, prenons en considération de l'incertitude saisonnière de la demande de charge et ses puissances produites.

L'algorithme des prédateurs marins MPA, était le meilleur choix, où nous avons obtenus les meilleurs résultats de minimisation de la MOF représentée par la somme des indices techniques. La minimisation du APLI jusqu'à 56.56 % et 56.09%, le RPLI jusqu'à 57.16 % et 57.74 %, le VDI jusqu'à 67.69 % et 71.46 %, le OTI jusqu'à 99.55 % et 99.84 % ainsi que le CTII jusqu'à 99.69 % et 99.83 % pour les deux réseaux IEEE 33-JB et 69-JB respectivement. Cette minimisation a conduit à améliorer les performances des réseaux IEEE étudiés, en minimisant les pertes de puissance, améliorant les profils de tension ainsi que le système de protection contre les surintensités, le tous en simultanément.

En conclusion, les résultats obtenus dans ce travail sur l'intégration optimale des systèmes renouvelables appliqués aux réseaux standards IEEE, présentent un bon indice pour clarifier l'importance de l'application des méthodes d'optimisation méta-heuristiques sur le problème de raccordement des sources renouvelables dans différents points du réseau de distribution électrique, où par conséquent, amélioré son efficacité et fiabilité énergétique. Toutefois, nous avons pu confirmer d'une part l'importance cruciale de continuer à investir, à exploiter les centrales l'énergie solaire photovoltaïques raccordées au réseau, spécialement dans le cadre du programme national des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique qui permettra au pays de produire jusqu'à 15 GW d'ici 2035.

D'autre part, nous pensons que c'est maintenant le bon moment où il faut procéder et continuer avec l'installation des systèmes hybrides reliés aux réseaux de distribution partout dans le pays, car ceci représente un bénéfice techno-économique et environnemental énorme dans le développement du marché de l'électricité et de l'économie en Algérie.

Perspectives :

Dans le cadre de ce travail de recherche nous envisageons plusieurs voies principales à approfondir, à savoir :

- L'application de ce travail sur des réseaux pratiques de distribution Algériens, surtout avec le programme national des énergies renouvelables tracé par le gouvernement à l'horizon de 2030.
- En se basant sur l'amélioration du système de protection contre les surintensités en introduisant d'autres équipements à l'étude, tel que les appareillages électriques (disjoncteurs, fusibles... etc.).
- La proposition de nouvelles fonctions multi-objectives basées sur des paramètres techniques, économiques et environnementaux.
- Entamer le sujet des stations de rechargement des véhicules électriques comme une charge pour les réseaux de distribution électrique.

Références Bibliographiques :

- [1] K. Kumar & M. Kumar, "Impacts of Distributed Generations on Power System: Transmission, Distribution, Power Quality, and Power Stability", *Handbook of Research on New Solutions and Technologies in Electrical Distribution Networks*, pp. 1-20, 2020.
- [2] A. Ehsan & Q. Yang, "Optimal Integration and Planning of Renewable Distributed Generation in The Power Distribution Networks: A Review of Analytical Techniques", *Applied Energy*, vol. 210, pp. 44-59, 2018,
- [3] D. d. B. Martins, J. C. Júnior & B. R. Pereira, "Investigation of the Impacts of a Multiple-DG Microgrid on the Short-Circuit Levels of a Distribution System," IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, pp. 1-6, 2019.
- [4] S. Sultana, & P. K. Roy, "Multi-Objective Quasi-Oppositional Teaching Learning-based Optimization for Optimal Location of Distributed Generator in Radial Distribution Systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 63, pp. 534-545, 2014.
- [5] N. Belbachir, M. Zellagui, A. Lasmari, C. Z. El-Bayeh and B. Bekkouche, "Optimal integration of photovoltaic distributed generation in electrical distribution network using hybrid modified PSO algorithms", *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science.*, vol. 24, no. 1, pp. 50-60, 2021.
- [6] D. R. Prabha, & T. Jayabarathi., "Optimal Placement and Sizing of Multiple Distributed Generating Units in Distribution Networks by Invasive Weed Optimization Algorithm," *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 7, no. 2, pp. 683-694, 2016.
- [7] M. C. V. Suresh, & E. J. Belwin, "Optimal DG Placement for Benefit Maximization in Distribution Networks by Using Dragonfly Algorithm. Renewables", *Wind, Water, and Solar*, vol. 5, no. 1, 2018.
- [8] S. Ganguly, & D. Samajpati., "Distributed Generation Allocation with On-Load Tap Changer on Radial Distribution Networks Using Adaptive Genetic Algorithm," *Applied Soft Computing*, vol. 59, pp. 45-67, 2017.
- [9] T. Nguyen-Phuoc, D. Vo-Ngoc, & T. Tran-The, "Optimal Number, Location, and Size of Distributed Generators in Distribution Systems by Symbiotic Organism Search-based Method," *Advances in Electrical and Electronic Engineering*, vol. 15, no. 5, pp. 724-735, 2017.
- [10] S. K. Sudabattula, & K. M., "Optimal Allocation of Solar Based Distributed Generators in Distribution System Using Bat Algorithm", *Perspectives in Science*, vol 8, pp. 270–272, 2016.
- [11] O. A. Saleh, M. Elshahed, & M. Elsayed., "Enhancement of Radial Distribution Network with Distributed Generation and System Reconfiguration," *Journal of Electrical Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 36-50, 2018.
- [12] V. Y. M. De Oliveira, R. M. S. De Oliveira, & C. M. Affonso., "Cuckoo Search Approach Enhanced with Genetic Replacement of Abandoned Nests Applied to Optimal Allocation of Distributed Generation Units," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 12, pp. 3353-3362, 2018.
- [13] G. Wu, & K. Y. Lee., "Optimal Placement of Distributed Generations with Semidefinite Optimization Technique," *Power & Energy Society General Meeting (PESGM), IEEE Meeting*, 2018.
- [14] L. F. Grisales-Noreña, D. Gonzalez Montoya, & C. A. Ramos-Paja., "Optimal Sizing and Location of Distributed Generators based on PBIL and PSO Techniques," *Energies*, vol. 11, 2018.
- [15] D. P. Reddy, V. Reddy & T. G Manohar, "Ant Lion Optimization Algorithm for Optimal Sizing of Renewable Energy Resources for Loss Reduction in Distribution Systems", *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, vol. 5, no. 3, pp. 630-680, 2018.
- [16] S. S. Kola & T. Jayabarathi, "Optimal Allocation of Renewable Distributed Generation and Capacitor Banks in Distribution Systems using Salp Swarm Algorithm", *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol.9, no. 1, 2019.
- [17] G. Deb, K. Chakraborty, & S. Deb., "Spider Monkey Optimization Technique-based Allocation of Distributed Generation for Demand Side Management," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 29. pp. 1-17, 2019.
- [18] Z. A. Kamaruzzaman, A. Mohamed, & R. Mohamed., "Optimal Placement of Grid-Connected Photovoltaic Generators in a Power System for Voltage Stability Enhancement," *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 13, no. 1, pp. 339-346, 2019.

- [19] M. Abdelbadea, T. A. Boghdady, & D. K. Ibrahim., "Enhancing Active Radial Distribution Networks by Optimal Sizing and Placement of DGs Using Modified Crow Search Algorithm," *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 16, no. 3, pp. 1179-1188, 2019.
- [20] S. Settoul, R. Chenni, H. A. Hassan, M. Zellagui, & M. N. Kraimia., "MFO Algorithm for Optimal Location and Sizing of Multiple Photovoltaic Distributed Generations Units for Loss Reduction in Distribution Systems," *International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, 2019.
- [21] M. N. Moradi & M. Abedini., "A Combination of Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization for Optimal DG Location and Sizing in Distribution Systems," *International Journal of Electrical Power and Energy System*, vol. 34, no. 1, pp. 66–74, 2012.
- [22] H. Manafi, N. Ghadimi, M. Ojaroudi, & P. Farhadi., "Optimal Placement of Distributed Generations in Radial Distribution Systems Using Various PSO and DE Algorithms," *Elektronika Ir Elektrotehnika*, vol. 19, no. 10, pp. 53-57, 2013.
- [23] A. M.Emad, A.M. Al-Attar, M. Yasunori, "Genetic-Moth Swarm Algorithm for Optimal Placement and Capacity of Renewable DG Sources in Distribution Systems", *International Journal of Interactive Multimedia and Artificial Intelligence*, vol. 5, no. 7, 2019.
- [24] M.S. Jayasree, P. Sreejaya, & G.R. Bindu, "Multi-Objective Metaheuristic Algorithm for Optimal Distributed Generator Placement and Profit Analysis", *Technology Econ Smart Grids Sustain Energy*, vol. 4, no. 11, 2019.
- [25] B. Berbaoui, R. Dehini, & M. Hatti., "An Applied Methodology for Optimal Sizing and Placement of Hybrid Power Source in Remote Area of South Algeria," *Renewable Energy*, vol. 146, pp. 2785–2796, 2020.
- [26] E. Karunarathne, J. Pasupuleti, J. Ekanayake, & D. Almeida., "Comprehensive Learning Particle Swarm Optimization for Sizing and Placement of Distributed Generation for Network Loss Reduction," *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 20, no. 1, pp. 16-23, 2020.
- [27] A. Lasmari, M. Zellagui, R. Chenni, S. Semaoui, C. Z. El-Bayeh, & H. A. Hassan., "Optimal Energy Management System for Distribution Systems Using Simultaneous Integration of PV-Based DG and DSTATCOM Units," *Energetika*, vol. 66, no. 1, pp. 1-14, 2020.
- [28] A. Uniyal, S. Sarangi, "Optimal Network Reconfiguration and DG Allocation Using Adaptive Modified Whale Optimization Algorithm Considering Probabilistic Load Flow", *Electric Power Systems Research*, vol. 192, e. 106909, 2021.
- [29] C. H. Prasad, K. Subbaramaiah, & P. Sujatha, "Cost–Benefit Analysis for Optimal DG Placement in Distribution Systems by Using Elephant Herding Optimization Algorithm. Renewables" *Wind, Water, and Solar*, vol. 6, no. 1, 2019.
- [30] E. Karunarathne, J. Pasupuleti, J. Ekanayake, & D. Almeida., "Network Loss Reduction and Voltage Improvement by Optimal Placement and Sizing of Distributed Generators with Active and Reactive Power Injection Using Fine-Tuned PSO," *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 21, pp. 647-656, 2021.
- [31] T. D. Pham, T. T. Nguyen, & B.H. Dinh, "Find Optimal Capacity and Location of Distributed Generation Units in Radial Distribution Networks by Using Enhanced Coyote Optimization Algorithm", *Neural Computing and Applications*, vol. 33, no. 9, pp.4343–4371, 2020.
- [32] G. Manikanta, A. Mani, H. P. Singh, & D. K. Chaturvedi., "Effect of Voltage Dependent Load Model on Placement and Sizing of Distributed Generator in Large Scale Distribution System," *Majlesi Journal of Electrical Engineering*, vol. 14, no. 4, pp. 97-121, 2020.
- [33] U. Raut, & S. Mishra, "A New Pareto Multi-Objective Sine Cosine Algorithm for Performance Enhancement of Radial Distribution Network by Optimal Allocation of Distributed Generators", *Evolutionary Intelligence*, 2020.
- [34] P. V. K Babu, & K. Swarnasri, "Optimal Integration of Different Types of DGs in Radial Distribution System by Using Harris Hawk Optimization Algorithm", *Cogent Engineering*, vol. 7, no. 1, art.1823156, 2020.
- [35] S. Settoul, M. Zellagui, A. Y. Abdelaziz & R. Chenni, "Optimal Integration of Renewable Distributed Generation in Practical Distribution Grids based on Moth-Flame Optimization Algorithm" *International Conference on Advanced Electrical Engineering (ICAEE)*, 2019.

- [36] K. Balu, & V. Mukherjee, "Optimal Siting and Sizing of Distributed Generation in Radial Distribution System Using a Novel Student Psychology-based Optimization Algorithm", *Neural Computing and Applications*. vol. 109, no. 1, 2021.
- [37] V. Janamala, U. K. Kumar, & T. K. S. Pandraju, "Future Search Algorithm for Optimal Integration of Distributed Generation and Electric Vehicle Fleets in Radial Distribution Networks Considering Techno-Environmental Aspects", *SN Applied Sciences*, vol. 3, no. 4, 2021.
- [38] A. Waqar, U. Subramaniam, K. Farzana, R.M. Elavarasan, H.U.R. Habib, M. Zahid & E. Hossain, "Analysis of Optimal Deployment of Several DGs in Distribution Networks Using Plant Propagation Algorithm", *IEEE Access*, vol. 8, pp. 175546–175562, 2020.
- [39] A. S. Hassan, E. A. Othman, F. M. Bendary, & M.A. Ebrahim, "Optimal Integration of Distributed Generation Resources in Active Distribution Networks for Techno-Economic Benefits", *Energy Reports*, vol. 6, pp. 3462-3471, 2021.
- [40] P.K. Mohanty & D.K. Lal, "Voltage Stability Index and Butterfly Optimization Algorithm-Based DG Placement and Sizing in Electrical Power Distribution System" *Green Technology for Smart City and Society. Lecture Notes in Networks and Systems*, vol 151. 2021.
- [41] A. T. Doan, M. Q. Duong & M. Mussetta, "Optimally Placing Photovoltaic Systems in Distribution Networks Considering the Influence of Harmonics on Power Losses", *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, vol. 13, no. 2, 2021.
- [42] E. A. Al-Ammar, K. Farzana, A. Waqar, M. Aamir, U. H. Saifullah & M. Batool, "ABC Algorithm based Optimal Sizing and Placement of DGs in Distribution Networks Considering Multiple Objective", *Ain Shams Engineering Journal*. vol. 12, no. 1, pp. 697-708, 2021.
- [43] M. G. Hemeida, A. A. Ibrahim, A. A. Mohamed, S. Alkhalaf & A. M. B. El-Dine, "Optimal Allocation of Distributed Generators DG Based Manta Ray Foraging Optimization Algorithm (MRFO) ", *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 12, no. 1, pp. 609–619, 2021.
- [44] V. Janamala, "A New Meta-Heuristic Pathfinder Algorithm for Solving Optimal Allocation of Solar Photovoltaic System in Multi-Lateral Distribution System for Improving Resilience", *SN Applied Sciences*, vol. 3, no. 1, 2021.
- [45] N.R. Bujal, M. Sulaiman, & A.F. Abd Kadir, "A Comparison Between GSA and IGSA for Optimal Allocation and Sizing of DG and Impact to Voltage Stability Margin in Electrical Distribution System", *Journal of Electrical Engineering and Technology*. 2021.
- [46] E. Karunarathne, J. Pasupuleti, J. Ekanayake & D. Almeida, "Optimal Placement and Sizing of DGs in Distribution Networks Using MLPSO Algorithm ", *Energies*, vol. 13, art.6185, 2021.
- [47] G. Deb, K. Chakraborty & S. Deb, "Modified Spider Monkey Optimization-based Optimal Placement of Distributed Generators in Radial Distribution System for Voltage Security Improvement", *Electric Power Components and Systems*., vol. 48, no. 10, pp. 1006–1020, 2020.
- [48] A. M. Shaheen, A. M. Elsayed, R. A. El-Sehiemy & A. Y. Abdelaziz, "Equilibrium Optimization Algorithm for Network Reconfiguration and Distributed Generation Allocation in Power Systems", *Applied Soft Computing*, vol. 98, e:106867, 2021.
- [49] N. Karuppiaha, S. Muthubalajib , J.Shanmugapriyanc & M.D. Lakshmanan, "Optimal siting and sizing of multiple type DGs for the performance enhancement of Distribution System using Differential Evolution Algorithm", *Turkish Journal of Computer and Mathematics Education*, vol. 12, no. 2, pp. 1140 – 1146, 2021.
- [50] I. Khonturaev, M. Khasanov, M. Anarbaev, A. Kurbanov, A. Suyarov & U. Jalilov, "Atom Search Optimization Algorithm for Allocating Distributed Generators in Radial Distribution Systems", *International Scientific Conference "Construction Mechanics, Hydraulics and Water Resources Engineering" (CONMECHYDRO)*, 2021.
- [51] A. Eid, S. Kamel, A. Korashy & T. Khurshaid, "An Enhanced Artificial Ecosystem-Based Optimization for Optimal Allocation of Multiple Distributed Generations", *IEEE Access*, vol. 8, pp. 178493–178513, 2020.
- [52] T. F. Agajie, B. Khan, H. H. Alhelou, O. P. Mahela. "Optimal Expansion Planning of Distribution System Using Grid-Based Multi-Objective Harmony Search Algorithm", *Computers & Electrical Engineering*, vol. 87, e. 106823, 2020.

- [53] L. H., Macedo, J.F. Franco & M.J. Rider, "Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 2825–2836, 2015.
- [54] R. Hemmati, "Mobile Model for Distributed Generations and Battery Energy Storage Systems in Radial Grids", *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 11, no.2, art.025301, 2019.
- [55] J. M. Home-Ortiz, M. Pourakbari-Kasmaei, M. Lehtonen & J. R.S. Mantovani, "Optimal Location-Allocation of Storage Devices and Renewable-Based DG in Distribution Systems", *Electric Power Systems Research*, vol. 172, pp. 11–21, 2019.
- [56] S.F. Santos, D.Z. Fitiwi, M.R. Cruz, C.M. Cabrita & J.P. Catalão, "Impacts of Optimal Energy Storage Deployment and Network Reconfiguration on Renewable Integration Level in Distribution Systems", *Applied Energy*, vol. 185, pp. 44–55, 2017.
- [57] R. Zafar, J. Ravishankar, E. Fletcher & H.R. Pota, "Multi-Timescale Model Predictive Control of Battery Energy Storage System Using Conic Relaxation in Smart Distribution Grids", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 7152–7161, 2018.
- [58] L. Bai, T. Jiang, F. Li, H. Chen, X. Li, "Distributed Energy Storage Planning in Soft Open Point Based Active Distribution Networks Incorporating Network Reconfiguration and DG Reactive Power Capability", *Applied Energy*, vol. 210, pp. 1082–1091, 2018.
- [59] J. Lei & Q. Gong, "Operating Strategy and Optimal Allocation of Large-Scale VRB Energy Storage System in Active Distribution Networks for Solar/Wind Power Applications", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 9, pp. 2403–2411, 2017.
- [60] H. Alharthi, A. Alzahrani, S. Shafiq & M. Khalid, "Optimal Allocation of Batteries to Facilitate High Solar Photovoltaic Penetration", *9th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES 2019)*, Perth, Australia, 2019.
- [61] H. M. A. Ahmed, A. S. A. Awad, M. H. Ahmed & M. M. A. Salama, "Mitigating Voltage-Sag and Voltage-Deviation Problems in Distribution Networks Using Battery Energy Storage Systems", *Electric Power Systems Research*, vol 184, art. 106294, 2020.
- [62] J. Sardi, N. Mithulananthan, M. Gallagher & D. Q. Hung, "Multiple Community Energy Storage Planning in Distribution Networks Using a Cost-Benefit Analysis", *Applied Energy*, vol. 190, pp. 453–463, 2017.
- [63] C. K. Nayak & M. R. Nayak, "Optimal Battery Energy Storage Sizing for Grid Connected PV System Using IHSA", *International Conference on Signal Processing, Communication, Power and Embedded System (SCOPEs)*, 2016.
- [64] Y. Zheng., D. J. Hill & Z. Y. Dong, "Multi-Agent Optimal Allocation of Energy Storage Systems in Distribution Systems", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 1715–1725, 2017.
- [65] M. Khalid, U. Akram & S. Shafiq, "Optimal Planning of Multiple Distributed Generating Units and Storage in Active Distribution Networks", *IEEE Access*, vol. 6, pp. 55234–55244, 2018.
- [66] N. Belbachir, M. Zellagui, S. Settoul, C. Z. El-Bayeh and B. Bekkouche, "Simultaneous Optimal Integration of Photovoltaic Distributed Generation and Battery Energy Storage System in Active Distribution Network using Chaotic Grey Wolf Optimization", *Electrical Engineering & Electromechanics.*, vol. 2021, no. 3, pp. 52–61, 2021.
- [67] C. K. Das, O. Bass, G. Kothapalli, T.S. Mahmoud, & D. Habibi, "Optimal Placement of Distributed Energy Storage Systems in Distribution Networks Using Artificial Bee Colony Algorithm", *Applied Energy*, vol. 232, pp. 212–228, 2018.
- [68] L. A. Wong, H. Shareef, A. Mohamed, A. A. Ibrahim, "Optimal Placement and Sizing of Energy Storage System in Distribution Network with Photovoltaic Based Distributed Generation Using Improved Firefly Algorithms", *International Journal of Energy and Power Engineering*, vol. 11, no. 7, 2017.
- [69] Y. Zhang, Y. Xu, H. Yang, Z. Y. Dong, "Voltage Regulation-Oriented Co-Planning of Distributed Generation and Battery Storage in Active Distribution Networks", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 105, pp. 79–88, 2019.
- [70] L. A. Wong, V. K. Ramachandramurthy, S. L. Walker, P. Taylor, P & M. J. Sanjari, M. J. "Optimal Placement and Sizing of Battery Energy Storage System for Losses Reduction Using Whale Optimization Algorithm", *Journal of Energy Storage*, vol. 26, art.100892, 2019.

- [71] X. Qian, S. Zhang, J. Liu, Y. Zheng, & W. Liu, "Hierarchical Optimal Planning of Battery Energy Storage Systems in Radial Distribution Networks", *3rd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2 2019)*, Changsha, China 2019.
- [72] H. Ebrahimi, S. R. Marjani & V. Talavat, "Optimal Planning in Active Distribution Networks Considering Nonlinear Loads using the MOPSO Algorithm in the TOPSIS Framework", *International Transactions on Electrical Energy Systems*, art. 12244, 2019.
- [73] M. Khasanov, S. Kamel, & H. Abdel-Mawgoud, "Minimizing Power Loss and Improving Voltage Stability in Distribution System Through Optimal Allocation of Distributed Generation Using Electrostatic Discharge Algorithm", *21st International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 2019.
- [74] M. Tabasi & P. Asgharian, "Optimal Operation of Energy Storage Units in Distributed System Using Social Spider Optimization Algorithm", *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, vol. 11, no. 3, 2019.
- [75] J. Gao, J.J. Chen, Y. Cai, S. Q. Zeng, K. A. Peng, "Two-Stage Microgrid Cost Optimization Considering Distribution Network Loss and Voltage Deviation", *Energy Reports*, vol. 6, no. 2, pp. 263–267, 2020.
- [76] L. Luo, S. S. Abdulkareem, A. Rezvani, M. Miveh, R. S. Samad, N. Aljojo & M. Pazhoohesh, "Optimal Scheduling of a Renewable Based Microgrid Considering Photovoltaic System and Battery Energy Storage under Uncertainty", *Journal of Energy Storage*, vol.28, art. 101306, 2020.
- [77] J. Chen, X. Jiang, J. Li, Q. Wu, Y. Zhang, G. Song & D. Lin, "Multi-Stage Dynamic Optimal Allocation for Battery Energy Storage System in Distribution Networks with Photovoltaic System", *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 30, no. 2, art. 12644, 2020.
- [78] B. Mukhopadhyay & D. Das, "Multi-Objective Dynamic and Static Reconfiguration with Optimized Allocation of PV-DG and Battery Energy Storage System", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 124, art. 109777, 2020.
- [79] B. Ahmadi, O. Ceylan & A. Ozdemir, "Voltage Profile Improving and Peak Shaving Using Multi-Type Distributed Generators and Battery Energy Storage Systems in Distribution Networks", *55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2020)*, Italy, 2020.
- [80] Z. Yuan, W. Wang, H. Wang & A. Yildizbasi, "A New Methodology for Optimal Location and Sizing of Battery Energy Storage System in Distribution Networks for Loss Reduction", *Journal of Energy Storage*, vol. 29, art. 101368, 2020.
- [81] M. H. Mostafa, S. G. Ali, S. H. E. A. Aleem, & A. Y. Abdelaziz, "Optimal Allocation of Energy Storage System for Improving Performance of Microgrid Using Symbiotic Organisms Search", *Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 2018.
- [82] P. Singh, N. K. Meena, A. Slowik & S. K. Bishnoi, "Modified African Buffalo Optimization for Strategic Integration of Battery Energy Storage in Distribution Networks", *IEEE Access*, vol. 1, no. 1, 2020.
- [83] R. Siddique, S. Raza, A. Mannan, L. Khalil, N. Alwaz & M. Riaz, "A Modified NSGA Approach for Optimal Sizing and Allocation of Distributed Resources and Battery Energy Storage System in Distribution Network", *Materials Today: Proceedings*, 2020.
- [84] C. K. Das, O. Bass, T. S. Mahmoud, G. Kothapalli, N. Mousavi, D. Habibi & M. A. S. Masoum, "Optimal Allocation of Distributed Energy Storage Systems to Improve Performance and Power Quality of Distribution Networks", *Applied Energy*, vol. 252, art. 113468, 2020.
- [85] A. Valencia, R. A Hincapie & R. A. Gallego, "Optimal Location, Selection, and Operation of Battery Energy Storage Systems and Renewable Distributed Generation in Medium–Low Voltage Distribution Networks. *Journal of Energy Storage*, vol. 34, art.102158, 2021.
- [86] L. A. Wong, V. K. Ramachandaramurthy, S. L. Walker, P. Taylor, M. J. Sanjari, "Optimal Placement and Sizing of Battery Energy Storage System for Losses Reduction Using Whale Optimization Algorithm", *Journal of Energy Storage*, vol. 26, 2019.
- [87] A. Chowdhury, R. Roy & K. K. Mandal, "Techno-Socio-Economic Improvements by PV based DG & BESS Integration in Radial Distribution Networks using CSA", *International Conference on Advances in Electrical, Computing, Communication and Sustainable Technologies (ICAECT)*, 2021.

- [88] A. A. A. El-Ela, R. A. El-Seheimy, A. M. Shaheen, W. A. Wahbi, M. T. Mouwafi, "PV And Battery Energy Storage Integration in Distribution Networks Using Equilibrium Algorithm", *Journal of Energy Storage*, vol. 42, 2021.
- [89] H. Abdel-Mawgoud, A. Ali, S. Kamel, C. Rahmann & M. A, "A Modified Manta Ray Foraging Optimizer for Planning Inverter-Based Photovoltaic with Battery Energy Storage System and Wind Turbine in Distribution Networks", *IEEE Access*, vol. 9, pp. 91062–91079, 2021.
- [90] H. Abdel-Mawgoud, S. Kamel, M. Khasanov & T. Khurshaid, "A Strategy for PV and BESS Allocation Considering Uncertainty Based on A Modified Henry Gas Solubility Optimizer", *Electric Power Systems Research*, vol. 191, 106886, 2021.
- [91] M. Khasanov, S. Kamel, C. Rahmann, H. M. Hasanien & A. Al-Durra, "Optimal Distributed Generation and Battery Energy Storage Units Integration in Distribution Systems Considering Power Generation Uncertainty", *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2021.
- [92] H. Abdel-Mawgoud, S. Kamel, H. Rezk, T. Khurshaid & S. B. Rhee, "Optimal Implementation of Photovoltaic and Battery Energy Storage in Distribution Networks", *CMC-Computers, Materials & Continua*, vol. 69, no.2, pp. 1463–1481, 2021.
- [93] P. Singh, N. K. Meena, J. Yang, S. K. Bishnoi, E. Vega-Fuentes & C. Lou, "Modified Dragonfly Optimisation for Distributed Energy Mix in Distribution Networks", *Energies*, vol. 14, art. 5690, 2021.
- [94] P. Singh, N. K. Meena, J. Yang, E. Vega-Fuentes & S. K. Bishnoi, "Multi-Criteria Decision-Making Monarch Butterfly Optimization for Optimal Distributed Energy Resources Mix in Distribution Networks", *Applied Energy*, vol. 278, art. 115723, 2020.
- [95] L. Yanhong, N. Qiubo, Y. Dongsheng & Z. Bowen, "Robust Optimal Operation of Active Distribution Network Based on Minimum Confidence Interval of Distributed Energy Beta Distribution", *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, no. 2, 2021.
- [96] A. Rathore & N. P. Patidar, "Optimal Sizing and Allocation of Renewable Based Distribution Generation with Gravity Energy Storage Considering Stochastic Nature Using Particle Swarm Optimization in Radial Distribution Network", *Journal of Energy Storage*, vol. 35, art. 102282, 2021.
- [97] P. Boonluk, S. Khunkitti, P. Fuangfoo & A. Siritariwat, "Optimal Siting and Sizing of Battery Energy Storage: Case Study Seventh Feeder at Nakhon Phanom Substation in Thailand", *Energies*, vol. 14, art.,1458, 2021.
- [98] N. Khaboot, C. Srithapon, A. Siritariwat, P. Khunkitti, "Increasing Benefits in High PV Penetration Distribution System by Using Battery Energy Storage and Capacitor Placement Based on Salp Swarm Algorithm", *Energies*, vol. 12, e. 4817, 2019.
- [99] H. Wang, J. Wang, Z. Piao, X. Meng, C. Sun, G. Yuan & S. Zhu, "The Optimal Allocation and Operation of an Energy Storage System with High Penetration Grid-Connected Photovoltaic Systems", *Sustainability*, vol. 12, e. 6154, 2020.
- [100] V. A. Evangelopoulos & P. S. Georgilakis, "Optimal Distributed Generation Placement Under Uncertainties Based on Point Estimate Method Embedded Genetic Algorithm", *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 8, no. 3, pp. 389–400, 2014.
- [101] S. Ganguly & D. Samajpati, "Distributed Generation Allocation on Radial Distribution Networks Under Uncertainties of Load and Generation Using Genetic Algorithm", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 688–697, 2015.
- [102] M. Sedghi, A. Ahmadian & M. Aliakbar-Golkar, "Optimal Storage Planning in Active Distribution Network Considering Uncertainty of Wind Power Distributed Generation", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 304–316, 2016.
- [103] B. Poornazaryan, P. Karimyan, G. B. Gharehpetian, & M. Abedi, "Optimal Allocation and Sizing of DG Units Considering Voltage Stability, Losses and Load Variations", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 79, pp. 42–52, 2016.
- [104] M. Esmaili & M. Sedighizadeh, "Multi-Objective Optimal Reconfiguration and DG (Distributed Generation) Power Allocation in Distribution Networks Using Big Bang-Big Crunch Algorithm Considering Load Uncertainty," *Energy*, vol. 103, pp. 86–99, 2016.

- [105] N. Kanwar, N. Gupta, K.R. Niazi, & A. Swarnkar, "Optimal Distributed Resource Planning for Microgrids Under Uncertain Environment, " *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 2, pp. 244–251, 2018.
- [106] A. Ehsan, Q. Yang, & M. Cheng, "A Scenario-Based Robust Investment Planning Model for Multi-Type Distributed Generation Under Uncertainties, " *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 12, no. 20, pp. 4426–4434, 2018.
- [107] S. Bahrami, M. H. Amini, M. Shafie-Khah, & J. P. S. Catalao, "A Decentralized Renewable Generation Management and Demand Response in Power Distribution Networks, " *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 1783–1797, 2018.
- [108] S. Barik, & D. Das, "Determining the Sizes of Renewable DGs Considering Seasonal Variation of Generation and Load and Their Impact on System Load Growth, " *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 10, pp 1101–1110, 2018.
- [109] P. P. Biswas, P. N. Suganthan, R. Mallipeddi & G. A. J. Amaratunga, "Optimal Reactive Power Dispatch with Uncertainties in Load Demand and Renewable Energy Sources Adopting Scenario-Based Approach, " *Applied Soft Computing*, vol. 75, pp. 616–632, 2019.
- [110] A. Ramadan, M. Ebeed, S. Kamel, & L. Nasrat, "Optimal Allocation of Renewable Energy Resources Considering Uncertainty in Load Demand and Generation, " *IEEE Conference on Power Electronics and Renewable Energy (CPERE)*, Aswan, Egypt, 23-25 October 2019.
- [111] I. B. Hamida, S. B. Salah, F. Msahli, & M. F. Mimouni, "Optimal Network Reconfiguration and Renewable DG Integration Considering Time Sequence Variation in Load and DGs, " *Renewable Energy*, vol. 121, pp. 66–80, 2018.
- [112] S. S. Parihar & N. Malik, "Optimal Allocation of Renewable DGs in A Radial Distribution System Based on New Voltage Stability Index," *International Transaction on Electrical Energy Systems*, vol. 30, no. 4, art.12295, 2020.
- [113] Z. Ullah, M. R. Elkadeem, S. Wang, & S. M. A. Akber, "Optimal Planning of RDS Considering PV Uncertainty with Different Load Models Using Artificial Intelligence Techniques, " *International Journal of Web and Grid Services*, vol. 16, no. 1, pp 63–80, 2020.
- [114] S. R. Salkuti, V. Sandeep, B.C Babu & C.M. Jung, "Multi-Objective Based Optimal Generation Scheduling Considering Wind and Solar Energy Systems", *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 19, no. 5, 2018.
- [115] M. R. Elkadeem, M. Abdelaiz, Z. Ullah, S. Wang & S. W. Sharshir, "Optimal Planning of Renewable Energy-Integrated Distribution System Considering Uncertainties, " *IEEE Access*, vol. 7, pp. 164887–164907, 2019.
- [116] A. Rathore & N. P. Patidar, "Optimal Sizing and Allocation of Renewable Based Distribution Generation with Gravity Energy Storage Considering Stochastic Nature Using Particle Swarm Optimization in Radial Distribution Network, " *Journal of Energy Storage*, vol. 35, art. 102282, 2021.
- [117] A. A. Saleh, T. Senjyu, S. Alkhalaf, M. A. Alotaibi, & A. M. Hemeida, "Water Cycle Algorithm for Probabilistic Planning of Renewable Energy Resource, Considering Different Load Models", *Energies*, vol. 13, no. 21, 5800, 2020.
- [118] A. K. S. Rani, B. K. Saw, P. Achargee, & A.K., Bohre, "Optimal Sizing and Placement of Renewable DGs using GOA Considering Seasonal Variation of Load and DGs", *International Conference on Computational Intelligence for Smart Power System and Sustainable Energy (CISPSSE)*, 2020.
- [119] T. Srinivasan, X. Wang, H. J., Kim, & I. H. Ra, "Performance Enhancement for Microgrids Under the Demand Uncertainties with The Presence of Multiple DGs Through Stochastic Ranking Algorithm, " *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 16, no. 1, pp. 223–238, 2021.
- [120] A. Ramadan, M. Ebeed, S. Kamel, A. Y. Abdelaziz, & H. H. Alhelou, "Scenario-Based Stochastic Framework for Optimal Planning of Distribution Systems Including Renewable-Based DG Units ", *Sustainability*, vol. 13, no. 6, 3566, 2021.
- [121] M. Dehghani, Z. Montazeri, & O.P Malik, "Optimal Sizing and Placement of Capacitor Banks and Distributed Generation in Distribution Systems Using Spring Search Algorithm ", *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 21, no.1, 2020.

- [122] M. Zellagui, N. Belbachir & C.Z. El-Bayeh, "Optimal Allocation of RDG in Distribution System Considering the Seasonal Uncertainties of Load Demand and Solar-Wind Generation Systems," *19th International Conference on Smart Technologies (EUROCON)*, Lviv, Ukraine, 6-8 July 2021.
- [123] V. Raj, & B. K. Kumar, "An Improved Affine Arithmetic-Based Optimal DG Sizing and Placement Algorithm Using PSO for Radial Distribution Networks with Uncertainty, " *21st National Power Systems Conference (NPSC)*, Gandhinagar, India, 17-19 December 2020.
- [124] M. Zellagui, A. Lasmari, S. Settoul, R.A. El-Sehiemy, C. Z. El-Bayeh & R. Chenni, "Simultaneous Allocation of Photovoltaic DG and DSTATCOM for Techno-Economic and Environmental Benefits in Electrical Distribution Systems at Different Loading Conditions Using Novel Hybrid Optimization Algorithms", *International Transaction Electrical Engineering Systems*. vol. 31, no.8, e12992, 2021.
- [125] N. B. Roy & D. Das, "Optimal Allocation of Active and Reactive Power of Dispatchable Distributed Generators a Droop Controlled Islanded Microgrid Considering Renewable Generation and Load Demand Uncertainties", *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 27, art. 100482, 2021.
- [126] T.F. Agajie, G. L. R. Srinivas, E.A. Hailu, Y. A. Awoke, T.M. Antene & F.M. Gebru, "Application of Distributed Generation for Reduction of Power Losses and Voltage Deviation in Electric Distribution System by Using AI Techniques, " *Science and Technologies for Smart Cities*, vol 372, 2020.
- [127] M. Ebeed, A. Ali, M. I. Mosaad & S. Kamel, "An Improved Lightning Attachment Procedure Optimizer for Optimal Reactive Power Dispatch with Uncertainty in Renewable Energy Resources," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 168721-168731, 2020.
- [128] E. S. Oda, A. M. A. E. Hamed, A. Ali, A. A. Elbaset, M. A. E. Sattar & M. Ebeed, "Stochastic Optimal Planning of Distribution System Considering Integrated Photovoltaic-Based DG and DSTATCOM Under Uncertainties of Loads and Solar Irradiance," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 26541-26555, 2021.
- [129] M. H. Hassan, S. Kamel, M. A. El-Dabah, T. Khurshaid & J. L. Domínguez-García, "Optimal Reactive Power Dispatch with Time-Varying Demand and Renewable Energy Uncertainty Using Rao-3 Algorithm," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 23264-23283, 2021.
- [130] R. Fathi, B. Tousei & S. Galvani, "A New Approach for Optimal Allocation of Photovoltaic and Wind Clean Energy Resources in Distribution Networks with Reconfiguration Considering Uncertainty Based on Info-Gap Decision Theory with Risk Aversion Strategy, " *Journal of Cleaner Production*, vol. 295, art. 125984. 2021.
- [131] A. M. Shaheen, E. E. Elattar, R. A. El-Sehiemy & A. M. Elsayed, "An Improved Sunflower Optimization Algorithm-Based Monte Carlo Simulation for Efficiency Improvement of Radial Distribution Systems Considering Wind Power Uncertainty," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 2332-2344, 2021;
- [132] F. Kouadra, "Etude des Variations Rapides de Tension pour le Raccordement d'une Production Décentralisée dans un Réseau MT", Thèse de Magister, Université de Constantine, Algérie, 2015.
- [133] TransEnergie, "Caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par le réseau de transport d'Hydro Québec", 1999.
- [134] Qualité des réseaux électriques et santé des personnes, dossier application, Puissance, Energie & Perturbations, Chauvin Arnoux Group.
- [135] DOC Qualité de la tension distribuée, Groupe Energie Venne, 2012.
- [136] B. Crape, "Commande et Régulation des Réseaux Electriques", Hermes sciences, 2003.
- [137] R. Guillaume, "Contrôle de Tension Auto Adaptatif pour des Productions Décentralisées d'Energies Connectées au Réseau Electrique de Distribution", Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2006.
- [138] A. Abdelli, "Optimisation Multicritère d'une Chaîne Eolienne Passive", Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2007.
- [139] P. A. Owusu & S. A. Sarkodie, "A Review of Renewable Energy Sources, Sustainability Issues and Climate Change Mitigation", *Cogent Engineering*, vol. 3, no.1, art. 1167990, 2016.
- [140] Info Energie "Le Photovoltaïque (PV) Raccordé au Réseau Public de Distribution", Avril, 2007.
- [141] "Energie Photovoltaïque ", Guide d'énergie renouvelable, 2002.
- [142] Y. Pankow, "Etude de l'Intégration de la Production Décentralisée dans dn Réseau Basse Tension. Application au Générateur Photovoltaïque", Thèse de Doctorat, Université de Constantine, Algérie, 2004.

- [143] C.F. Silva & J.M. Ferreira de Jesus, "A Model of a Battery Energy Storage System for Power Systems Stability Studies", *Celso Journal*, 2015.
- [144] B. J. Davidson, I. Glendenning, R. D. Harman, A. B. Hart, B. J. Maddock, R. D. Moffitt, V. G. Newman, T. F. Smith, P. J. Worthington, and J. K. Wright, "Large-scale electrical energy storage", *Physical Science, Measurement and Instrumentation, Management and Education - Reviews, IEE Proceedings A*, vol. 127, pp. 345-385, 1980.
- [145] A.R. Sparacino, G.F. Reed, R.J. Kerestes, B.M. Grainger & Z. T. Smith, "Survey of battery energy storage systems and modeling techniques", *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012.
- [146] D. Cadar, D. Petreus, I. Ciocan, & P. Dobra, "An Improvement on Empirical Modelling of the Batteries," *International Spring Seminar on Electronics Technology*, pp. 1-6. 2009.
- [147] J. R. Bumby, P. H. Clarke & I. Forster, "Computer Modelling of the Automotive Energy Requirements for Internal Combustion Engine and Battery Electric-Powered Vehicles", *Physical Science, Measurement and Instrumentation, Management and Education - Reviews, IEE Proceedings A*, vol. 132, pp. 265-279, 1985.
- [148] K. Yoon-Ho & H. Hoi-Doo, "Design of Interface Circuits with Electrical Battery Models," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 44, pp. 81-86, 1997.
- [149] Z. F. Hussien & L. W. M. Cheung, M. F. Ismail, "Modeling of Sodium Sulfur Battery for Power System Applications," *Elektrika*, vol. 9, no. 2, pp. 66-72, 2007.
- [150] M. Bousnane, "Optimisation de la Coordination des Relais à Maximum de Courant Directionnels", Thèse de Master, Université de Biskra, 2019.
- [151] D. Labed, "Production Décentralisée et Couplage au Réseau", Thèse de Doctorat en Electrotechnique, Université de Constantine, 2008.
- [152] A. Ali, D. E. Belkhiri, & Y. Lahoussa, "Calcul de Courant de Court-Circuit dans les Réseaux Electriques", Thèse d'ingénieur d'état, Université de M'sila, 2012.
- [153] J.L. Blackburn, & T.J. Domin, "Protective Relaying: Principles and Applications", Third Edition, Published by CRC Press and Taylor & Francis Group, USA, 2006.
- [154] M. S. Sachdev, J. Singh, & R.J. Fleming, "Mathematical Models Representing Time-Current Characteristics of Overcurrent Relays for Computer Applications", *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, New York - USA*, January/February 1978.
- [155] M. Zellagui, "Impacts des Systèmes FACTS sur les Performances des Systèmes de Protection Appliqués au Réseau de Transport Électrique en Algérie", Thèse Doctorat, Université de Batna, 2014.
- [156] Standard, "IEC 60255-3: Electrical Relay - Part 3", published by International Electrotechnical Commission, Geneva - Switzerland, March 1998.
- [157] IEEE Standard, "IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays", Standard No. C37.112-1996, Published by IEEE, New York - USA, 19 September, 1996.
- [158] A. A. Balyith, H. M. Sharaf, M. Shaaban, E. F. El-Saadany & H. H. Zeineldin, "Non-Communication Based Time-Current-Voltage Dual Setting Directional Overcurrent Protection for Radial Distribution Systems with DG", *IEEE Access*, vol.8, 2020.
- [159] A. Lasmari, M. Zellagui, R. Chenni, S. Semaoui, C. Z. El-Bayeh, & H. A. Hassan, "Optimal Energy Management System for Distribution Systems Using Simultaneous Integration of PV-Based DG and DSTATCOM Units", *Energetika*, vol. 66, no. 1, pp. 1-14, 2020.
- [160] M. Zellagui, S. Settoul, A. Lasmari, C. Z. El-Bayeh, R. Chenni, & H. A. Hassan, "Optimal Allocation of Renewable Energy Source Integrated-Smart Distribution Systems Based On Technical-Economic Analysis Considering Load Demand and DG Uncertainties", *Lecture Notes in Networks and Systems*, vol 174, pp. 391-404, 2021.
- [161] N. Belbachir, M. Zellagui, S. Settoul, and C. Z. El-Bayeh, "Multi-objective optimal renewable distributed generator integration in distribution systems using grasshopper optimization algorithm considering overcurrent relay indices", *In Proceedings of the 9th International Conference on Modern Power Systems (MPS)*, Romania, 2021.

- [162] K. A. Saleh, H. Zeineldin, A. Al-Hinai, & E. F. El-Saadany, "Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using a New Time-Current-Voltage Characteristic", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 537–544, 2015.
- [163] M. Zelligui, N. Belbachir, A. Lasmari, B. Bekkouche, & C. Z. El-Bayeh, "Application Hybrid Chaotic Maps and Adaptive Acceleration Coefficients PSO Algorithm for Optimal Integration Photovoltaic Distributed Generation Problem in Distribution Energy Network", *In the Book: Control Applications in Modern Power Systems*, Springer, pp. 27–39, 2022.
- [164] E. Grover-Silva, R. Girard, & G. Kariniotakis, "Optimal Sizing and Placement of Distribution Grid Connected Battery Systems Through an SOCP Optimal Power Flow Algorithm", *Applied Energy*, vol. 219, pp. 385–393, 2018.
- [165] K. E. Adetunji, I. W. Hofsajer, A. M. Abu-Mahfouz, & L. Cheng, "A Review of Metaheuristic Techniques for Optimal Integration of Electrical Units in Distribution Networks", *IEEE Access*, vol. 9, pp. 5046–5068, 2021.
- [166] N. Zagoras, "Battery Energy Storage System (BESS): A Cost/Benefit Analysis for a PV power station", *Clemson University Restoration Institute*, SC. September 2014
- [167] M. Stecca, L. R. Elizondo, T. B. Soeiro, P. Bauer & P. Palensky, "A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems into Distribution Networks", *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 1, pp. 46-65, 2020.
- [168] S. Sayah, "Application de l'Intelligence Artificielle pour le Fonctionnement Optimal des Systèmes Electriques", Thèse de Doctorat, Université de Sétif, 2018.
- [169] Y. Amarane, "Optimisation de la Compensation de l'Energie Réactive dans les Réseaux de Transport et de Distribution", Thèse de Doctorat, Université de Houari Boumediene, Algérie, 2014.
- [170] F. Berrouk, "Répartition Optimale des Flux Energétiques et Impact sur la Performance d'un Système Electriques HT", Thèse de Doctorat, Université de Guelma, 2019.
- [171] K. P. Bennett, & E. Parrado-Hernández, "The Interplay of Optimization and Machine Learning Research", *The Journal of Machine Learning Research*, vol. 7, pp.1265–1281, 2006.
- [172] B. Srinivasan, "Metaheuristics in Optimization: Algorithmic Perspective", *Tommorow informs student magazine*, 2021.
- [173] C. Blum, & A. Roli, "Metaheuristics in Combinatorial Optimization: Overview and Conceptual Comparison", *ACM computing surveys (CSUR)*, vol. 35, no. 3, pp. 268–308, 2003.
- [174] L. J. Yang, & T. L. Chen., "Application of Chaos in Genetic Algorithms", *Communications in Theoretical Physics*, vol. 38, pp. 168-172, 2002.
- [175] J. Kennedy & R. Eberhart, "Particle Swarm Optimization", *Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks*, vol. 4, pp. 1942–1948, 1995.
- [176] Y. Shi & R. Eberhart, "A Modified Particle Swarm Optimizer", *EEE International Conference on Evolutionary Computation Proceeding*. pp. 69–73, 1998.
- [177] F. Heliodore, "Metaheuristics for Intelligent Electrical Networks", *Hoboken, NJ: ISTE Ltd/John Wiley and Sons Inc*, 2017.
- [178] T. A. Dongping, Z. B. Xiaofei, & S. Zhongzhi, "Chaotic Particle Swarm Optimization with Sigmoid-Based Acceleration Coefficients for Numerical Function Optimization", *Swarm and Evolutionary Computation*, vol. 51, 100573, 2019.
- [179] K. Chen, F. Zhou, & Y. Wang, "An Ameliorated Particle Swarm Optimizer for Solving Numerical Optimization Problems", *Applied Soft Computing*, vol. 73, pp. 482–496, 2018.
- [180] A. Ratnaweera, S. K. Halgamuge, & H. C. Watson., "Self-Organizing Hierarchical Particle Swarm Optimizer with Time-Varying Acceleration Coefficients," *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 8, pp. 240-255, 2004.
- [181] S. Mirjalili, S. M. Mirjalili, A. Lewis, "Grey Wolf Optimizer", *Advances in Engineering Software*, vol. 69, pp. 46–61, 2014,
- [182] S. Saremi, S. Z. Mirjalili, & S. M. Mirjalili, "Evolutionary Population Dynamics and Grey Wolf Optimizer", *Neural Computing and Applications*, vol 26, no. 5, pp. 1257–1263, 2014

- [183] S. Li, H. Chen, M. Wang, A. A. Heidari & S. Mirjalili, "Slime Mould Algorithm: A New Method for Stochastic Optimization", *Future Generation Computer Systems*, vol. 11, pp. 300–323, 2020.
- [184] A. Faramarzi, M. Heidarinejad, S. Mirjalili & A. H. Gandomi, "Marine Predators Algorithm: A Nature-Inspired Metaheuristic", *Expert Systems with Applications*, vol. 152, e.113377, 2020.
- [185] S. Saremi, S. Mirjalili, and S. Mirjalili, & J. S. Dong, "Grasshopper Optimization Algorithm: Theory, Literature Review, And Application in Hand Posture Estimation", *Studies in Computational Intelligence*, vol 811, pp. 107–122, 2020.
- [186] M. A. Taher, S. Kamel, F. Jurado, & M. Ebeed, "Modified Grasshopper Optimization Framework for Optimal Power Flow Solution", *Electrical Engineering*, vol. 101, pp. 121–148, 2019
- [187] S. Mirjalili, & L. Andrew, "The Whale Optimization Algorithm", *Advances in Engineering Software*, vol. 95, pp. 51–67, 2016.
- [188] M.A. Elaziz, & S. Mirjalili, "A Hyper-Heuristic for Improving the Initial Population of Whale Optimization Algorithm", *Knowledge-Based Systems*, vol. 172, 42–63, 2019.
- [189] P. Manditereza, & R.C. Bansal, "Renewable Distributed Generation: The Hidden Challenges – A Review from The Protection Perspective", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp.1457–1465, 2016.
- [190] D. Alcalá-González, E. M. García del Toro, M. I. Más-López, & S. Pindado, "Effect of Distributed Photovoltaic Generation On Short-Circuit Currents and Fault Detection in Distribution Networks: A Practical Case Study", *Applied Sciences*, vol. 11, no. 1, 405, 2021.
- [191] H. H. Zeineldin, Y. A. Khadkikar, & V. Pandi, "A Protection Coordination Index for Evaluating Distributed Generation Impacts on Protection for Meshed Distribution Systems", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 1523–1532, 2013.
- [192] K. Patel, M. T. Arif, S. Saha, & M. Aktarujjaman, "Investigation of Renewable Energy-Based DG Impacts On Protection Relay Operation", *29th Australasian Universities Power Engineering Conference*, Nadi, Fiji, 26-29 November 2019.
- [193] T. S. Aghdam, H. K. Karegar, & H. H. Zeineldin, "Transient Stability Constrained Protection Coordination for Distribution Systems with DG", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5733–5741, 2018.
- [194] T. S. Aghdam, H. K. Karegar, & H. H. Zeineldin, "Variable Tripping Time Differential Protection for Microgrids Considering DG Stability", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 2407–2415, 2019.
- [195] S. Kar, & S. R. Samantaray, "Impact of Microgrid Operation On the Performance of Overcurrent Relay Coordination and Assessment of Differential Relay Coordination", *Electric Power Components and Systems*, vol. 48, no. 9-10, pp. 1049–1062, 2020.
- [196] M. H. Cintuglu, T. Ma, & O. A. Mohammed, "Protection of Autonomous Microgrids Using Agent-Based Distributed Communication", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 351–360, 2017.
- [197] K. A. Saleh, H. Zeineldin, A. Al-Hinai, & E. F. El-Saadany, "Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using a New Time-Current-Voltage Characteristic", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 537–544, 2015.
- [198] N. Bayati, A. Dadkhah, S. Sadeghi, B. Vahidi & A.E. Milani, "Considering Variations of Network Topology in Optimal Relay Coordination Using Time-Current-Voltage Characteristic", *IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe*, Milan, Italy, 6-9 June 2017.
- [199] A. E. C. Momesso, W. M. S. Bernardes, & E. N. Asada, "Fuzzy Adaptive Setting for Time-Current-Voltage Based Overcurrent Relays in Distribution Systems", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 108, pp. 135–144, 2019.
- [200] A. Yazdanejadi, D. Nazarpour, & S. Golshannavaz, "Sustainable Electrification in Critical Infrastructure: Variable Characteristics for Overcurrent Protection Considering DG Stability", *Sustainable Cities and Society*, vol. 54, 102022, 2020.
- [201] A. Yazdanejadi, & S. Golshannavaz, "Robust Protection for Active Distribution Networks with Islanding Capability: An Innovative and Simple Cost-Effective Logic for Increasing Fault Currents Virtually", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 118, 105773, 2020.

Annexes

A : Caractéristiques des réseaux de la norme IEEE

A.1. Le réseau IEEE 28-JB :

Ce système est composé de 28 jeux de barres et 27 branches. Les données des jeux de barres, ligne les données et la solution de flux de charge de ce système sont présentés dans les tableaux A.1.1 et A.1.2.

Tableau A.1.1. Données de charge pour le réseau IEEE 28-JB

N° Branche	De Jeu Barres	À Jeu de Barres	R (p.u.)	X (p.u.)	P _D (kW)	Q _D (kVar)	V (p.u.)
1	1	2	0.9893	0.6777	35.280	35.993	0.9862
2	2	3	1.4843	1.0174	14.000	14.283	0.9665
3	3	4	1.0793	0.7397	35.280	35.993	0.9524
4	4	5	1.5298	1.0479	14.000	14.283	0.9382
5	5	6	1.2595	0.8628	35.280	35.993	0.9277
6	6	7	1.5744	1.0785	35.280	35.993	0.9185
7	7	8	0.9893	0.6777	35.280	35.993	0.9160
8	8	9	0.5397	0.3694	14.000	14.283	0.9158
9	9	10	0.9446	0.6471	14.000	14.283	0.9155
10	4	11	2.3331	0.9686	56.000	57.131	0.9462
11	11	12	0.9785	0.4058	35.280	35.993	0.9444
12	12	13	0.8281	0.3438	35.280	35.993	0.9433
13	13	14	0.3760	0.1562	14.000	14.283	0.9431
14	14	15	0.4512	0.1876	35.280	35.993	0.9428
15	5	16	2.1074	0.8744	35.280	35.993	0.9371
16	6	17	1.1289	0.4686	8.960	9.141	0.9259
17	17	18	0.6769	0.2810	8.960	9.141	0.9249
18	18	19	1.2793	0.5306	35.280	35.993	0.9232
19	19	20	1.1289	0.4686	35.280	35.993	0.9224
20	20	21	2.9355	1.2182	14.000	14.283	0.9217
21	7	22	1.2793	0.5306	35.280	35.993	0.9156
22	22	23	0.9025	0.3744	8.960	9.141	0.9141
23	23	24	0.7521	0.3124	56.000	57.131	0.9129
24	24	25	0.3760	0.1562	8.960	9.141	0.9126
25	25	26	0.3008	0.1248	35.280	35.993	0.9125
26	8	27	0.4512	0.1868	35.280	35.993	0.9155
27	27	28	0.2256	0.0934	35.280	35.993	0.9154

Tableau A.1.2. Données techniques pour le réseau IEEE 28-JB

Données	N° JB	N° Branches	N° Relais	$\sum P_D$ (kW)	$\sum Q_D$ (kVar)	$\sum P_{Loss}$ (kW)	$\sum Q_{Loss}$ (kVar)	$\sum TD$ (p.u.)	$\sum T_{Relais}$ (sec)
IEEE 28-JB	28	27	27	761.04	776.42	68.82	46.04	1.927	10.453

A.2. Le réseau IEEE 33-JB :

Le deuxième système de test est composé de 33 jeux de barres et 32 branches. Les données des jeux de barres, ligne les données et la solution de flux de charge de ce système sont données dans le tableau A.2.1 et A.2.2.

Tableau A.2.1. Données de charge pour le réseau IEEE 33-JB

N° Branche	De Jeu Barres	À Jeu de Barres	R (p.u.)	X (p.u.)	P _D (kW)	Q _D (kVar)	V (p.u.)
1	1	2	0.0575	0.0293	100.00	60.00	0.9970
2	2	3	0.3076	0.1567	90.00	40.00	0.9829
3	3	4	0.2284	0.1163	120.00	80.00	0.9755
4	4	5	0.2378	0.1211	60.00	30.00	0.9681
5	5	6	0.5110	0.4411	60.00	20.00	0.9497
6	6	7	0.1168	0.3861	200.00	100.00	0.9462
7	7	8	0.4439	0.1467	200.00	100.00	0.9413
8	8	9	0.6426	0.4617	60.00	20.00	0.9351
9	9	10	0.6514	0.4617	60.00	20.00	0.9292
10	10	11	0.1227	0.0406	45.00	30.00	0.9284
11	11	12	0.2336	0.0772	60.00	35.00	0.9269
12	12	13	0.9159	0.7206	60.00	35.00	0.9208
13	13	14	0.3379	0.4448	120.00	80.00	0.9185
14	14	15	0.3687	0.3282	60.00	10.00	0.9171
15	15	16	0.4656	0.3400	60.00	20.00	0.9157
16	16	17	0.8042	1.0738	60.00	20.00	0.9137
17	17	18	0.4567	0.3581	90.00	40.00	0.9131
18	2	19	0.1023	0.0976	90.00	40.00	0.9965
19	19	20	0.9385	0.8457	90.00	40.00	0.9929
20	20	21	0.2555	0.2985	90.00	40.00	0.9922
21	21	22	0.4423	0.5848	90.00	40.00	0.9916
22	3	23	0.2815	0.1924	90.00	50.00	0.9794
23	23	24	0.5603	0.4424	420.00	200.00	0.9727
24	24	25	0.5590	0.4374	420.00	200.00	0.9694
25	6	26	0.1267	0.0645	60.00	25.00	0.9477
26	26	27	0.1773	0.0903	60.00	25.00	0.9452
27	27	28	0.6607	0.5826	60.00	20.00	0.9337
28	28	29	0.5018	0.4371	120.00	70.00	0.9255
29	29	30	0.3166	0.1613	200.00	600.00	0.9220
30	30	31	0.6080	0.6008	150.00	70.00	0.9178
31	31	32	0.1937	0.2258	210.00	100.00	0.9169
32	32	33	0.2128	0.3308	60.00	40.00	0.9166

Tableau A.2.2. Données techniques pour le réseau IEEE 33-JB

Données	N° JB	N° Branches	N° Relais	$\sum P_D$ (kW)	$\sum Q_D$ (kVar)	$\sum P_{Loss}$ (kW)	$\sum Q_{Loss}$ (kVar)	$\sum TD$ (p.u.)	$\sum T_{Relais}$ (sec)
IEEE 33-JB	33	32	31	3715.0	2300.0	202.67	135.14	1.81	20.57

A.3. Le réseau IEEE 69-JB :

Le dernier système de test est composé de 69 jeux de barres et 68 branches. Les données des jeux de barres, ligne les données et la solution de flux de charge de ce système sont données dans le tableau A.3.1 et A.3.2.

Tableau A.3.1. Données de charge pour le réseau IEEE 69-JB.

N° Branche	De Jeu Barres	À Jeu de Barres	R (p.u.)	X (p.u.)	P _D (kW)	Q _D (kVar)	V (p.u.)
1	1	2	0.0000	0.0001	0.00	0.00	1.0000
2	2	3	0.0000	0.0001	0.00	0.00	0.9999
3	3	4	0.0001	0.0002	0.00	0.00	0.9998
4	4	5	0.0016	0.0018	0.00	0.00	0.9990
5	5	6	0.0228	0.0116	2.60	2.20	0.9901
6	6	7	0.0238	0.0121	40.40	30.00	0.9808
7	7	8	0.0058	0.0029	75.00	54.00	0.9786
8	8	9	0.0031	0.0016	30.00	22.00	0.9774
9	9	10	0.0511	0.0169	28.00	19.00	0.9724
10	10	11	0.0117	0.0039	145.00	104.00	0.9713
11	11	12	0.0444	0.0147	145.00	104.00	0.9682
12	12	13	0.0643	0.0212	8.00	5.50	0.9653
13	13	14	0.0651	0.0215	8.00	5.50	0.9624
14	14	15	0.0660	0.0218	0.00	0.00	0.9595
15	15	16	0.0123	0.0041	45.50	30.00	0.9590
16	16	17	0.0234	0.0077	60.00	35.00	0.9581
17	17	18	0.0003	0.0001	60.00	35.00	0.9581
18	18	19	0.0204	0.0068	0.00	0.00	0.9576
19	19	20	0.0131	0.0043	1.00	0.60	0.9573
20	20	21	0.0213	0.0070	114.00	81.00	0.9568
21	21	22	0.0009	0.0003	5.30	3.50	0.9568
22	22	23	0.0099	0.0033	0.00	0.00	0.9567
23	23	24	0.0216	0.0071	28.00	20.00	0.9566
24	24	25	0.0467	0.0154	0.00	0.00	0.9564
25	25	26	0.0193	0.0064	14.00	10.00	0.9563
26	26	27	0.0108	0.0036	14.00	10.00	0.9563
27	3	28	0.0003	0.0007	26.00	18.60	0.9999
28	28	29	0.0040	0.0098	26.00	18.60	0.9999
29	29	30	0.0248	0.0082	0.00	0.00	0.9997
30	30	31	0.0044	0.0014	0.00	0.00	0.9997
31	31	32	0.0219	0.0072	0.00	0.00	0.9996
32	32	33	0.0523	0.0176	14.00	10.00	0.9993
33	33	34	0.1066	0.0352	19.50	14.00	0.9990
34	34	35	0.0920	0.0304	6.00	4.00	0.9989
35	3	36	0.0003	0.0007	26.00	18.60	0.9999
36	36	37	0.0040	0.0098	26.00	18.60	0.9997
37	37	38	0.0066	0.0077	0.00	0.00	0.9996
38	38	39	0.0019	0.0022	24.00	17.00	0.9995
39	39	40	0.0001	0.0001	24.00	17.00	0.9995
40	40	41	0.0454	0.0531	1.20	1.00	0.9988
41	41	42	0.0193	0.0226	0.00	0.00	0.9986
42	42	43	0.0026	0.0030	6.00	4.30	0.9985
43	43	44	0.0006	0.0007	0.00	0.00	0.9985
44	44	45	0.0068	0.0086	39.20	26.30	0.9984

45	45	46	0.0001	0.0001	39.20	26.30	0.9984
46	4	47	0.0002	0.0005	0.00	0.00	0.9998
47	47	48	0.0053	0.0130	79.00	56.40	0.9985
48	48	49	0.0181	0.0442	384.70	274.50	0.9947
49	49	50	0.0051	0.0125	384.70	274.50	0.9942
50	8	51	0.0058	0.0030	40.50	28.30	0.9785
51	51	52	0.0207	0.0070	3.60	2.70	0.9785
52	9	53	0.0109	0.0055	4.30	3.50	0.9747
53	53	54	0.0127	0.0065	26.40	19.00	0.9714
54	54	55	0.0177	0.0090	24.00	17.20	0.9669
55	55	56	0.0176	0.0089	0.00	0.00	0.9626
56	56	57	0.0992	0.0333	0.00	0.00	0.9401
57	57	58	0.0489	0.0164	0.00	0.00	0.9290
58	58	59	0.0190	0.0063	100.00	72.00	0.9248
59	59	60	0.0241	0.0073	0.00	0.00	0.9197
60	60	61	0.0317	0.0161	1244.0	888.00	0.9123
61	61	62	0.0061	0.0031	32.00	23.00	0.9120
62	62	63	0.0090	0.0046	0.00	0.00	0.9117
63	63	64	0.0443	0.0226	227.00	162.00	0.9098
64	64	65	0.0650	0.0331	59.00	42.00	0.9092
65	11	66	0.0126	0.0038	18.00	13.00	0.9713
66	66	67	0.0003	0.0001	18.00	13.00	0.9713
67	12	68	0.0461	0.0152	28.00	20.00	0.9678
68	68	69	0.0003	0.0001	28.00	20.00	0.9678

Tableau A.3.2. Données techniques pour le réseau IEEE 69-JB

Données	N° JB	N° Branches	N° Relais	$\sum P_D$ (kW)	$\sum Q_D$ (kVar)	$\sum P_{Loss}$ (kW)	$\sum Q_{Loss}$ (kVar)	$\sum TD$ (p.u.)	$\sum T_{Relais}$ (sec)
IEEE 69-JB	69	68	67	3790.0	2690.0	224.95	102.16	1.87	38.77

B : Caractéristiques de système de protection des réseaux IEEE

B.1. Le réseau IEEE 28-JB

Tableau B.1.1. Caractéristiques de système de protection pour IEEE 28-JB.

N° Coordination	N° Relais		JB	I _{cc} (kA)	Constants				T (sec)		CTI (sec)
	Primaire	Secours			IP_P	IP_S	TDS_P	TDS_S	T_P (sec)	T_S (sec)	
CRD 1	R_2	R_1	3	4.982	0.22	0.301	0.21	0.302	0.4251	0.6768	0.2517
CRD 2	R_3	R_2	4	6.714	0.25	0.342	0.2	0.301	0.3846	0.6375	0.2529
CRD 3	R_4	R_3	5	4.669	0.212	0.225	0.231	0.348	0.4717	0.7241	0.2524
CRD 4	R_5	R_4	6	5.586	0.29	0.344	0.234	0.333	0.4986	0.7511	0.2525
CRD 5	R_6	R_5	7	4.419	0.215	0.31	0.218	0.30	0.4549	0.7083	0.2534
CRD 6	R_7	R_6	8	6.962	0.22	0.338	0.248	0.339	0.4548	0.7070	0.2521
CRD 7	R_8	R_7	9	12.733	0.23	0.312	0.235	0.365	0.3720	0.6245	0.2525
CRD 8	R_9	R_8	10	7.270	0.212	0.313	0.234	0.335	0.4196	0.6729	0.2533
CRD 9	R_10	R_3	11	3.294	0.218	0.391	0.18	0.23	0.4162	0.6678	0.2513
CRD 10	R_11	R_10	12	8.119	0.205	0.305	0.208	0.317	0.3587	0.6111	0.2525
CRD 11	R_12	R_11	13	9.575	0.225	0.295	0.244	0.365	0.4129	0.6647	0.2518
CRD 12	R_13	R_12	14	21.061	0.245	0.325	0.221	0.373	0.3155	0.5684	0.2529
CRD 13	R_14	R_13	15	17.543	0.223	0.312	0.222	0.365	0.3233	0.5756	0.2521
CRD 14	R_15	R_4	16	3.756	0.241	0.258	0.201	0.304	0.4598	0.7123	0.2524
CRD 15	R_16	R_5	17	6.951	0.231	0.298	0.25	0.358	0.4651	0.7182	0.2531
CRD 16	R_17	R_16	18	11.473	0.236	0.312	0.247	0.373	0.4039	0.6563	0.2522
CRD 17	R_18	R_17	19	6.070	0.242	0.27	0.188	0.306	0.3689	0.6209	0.2520
CRD 18	R_19	R_18	20	6.866	0.238	0.30	0.26	0.368	0.4896	0.7426	0.2532
CRD 19	R_20	R_19	21	2.748	0.214	0.255	0.19	0.274	0.4659	0.7185	0.2526
CRD 20	R_21	R_6	22	6.050	0.237	0.296	0.248	0.352	0.4841	0.7359	0.2518
CRD 21	R_22	R_21	23	8.519	0.225	0.303	0.231	0.346	0.4032	0.6565	0.2534
CRD 22	R_23	R_22	24	10.203	0.246	0.294	0.223	0.354	0.3799	0.6328	0.2529
CRD 23	R_24	R_23	25	20.381	0.217	0.35	0.235	0.372	0.3289	0.5816	0.2527
CRD 24	R_25	R_24	26	25.474	0.235	0.31	0.205	0.368	0.2782	0.5307	0.2526
CRD 25	R_26	R_7	27	16.985	0.225	0.293	0.206	0.355	0.3029	0.5556	0.2528
CRD 26	R_27	R_26	28	34.085	0.24	0.364	0.245	0.405	0.3142	0.5673	0.2531

B.2. Le réseau IEEE 33-JB

Tableau B.2.1. Caractéristiques de système de protection pour IEEE 33-JB.

<i>N° Coordination</i>	<i>N° Relais</i>		<i>JB</i>	<i>I_{cc} (kA)</i>	<i>Constants</i>				<i>T (sec)</i>		<i>CTI (sec)</i>
	<i>Primaire</i>	<i>Secours</i>			<i>IP_P</i>	<i>IP_S</i>	<i>TDS_P</i>	<i>TDS_S</i>	<i>T_P (sec)</i>	<i>T_S (sec)</i>	
CRD 1	R_2	R_1	3	22.814	0.3	0.301	0.347	0.502	0.5614	0.8129	0.2518
CRD 2	R_3	R_2	4	30.295	0.35	0.295	0.321	0.501	0.5030	0.7536	0.2506
CRD 3	R_4	R_3	5	28.872	0.412	0.306	0.31	0.499	0.5121	0.7658	0.2537
CRD 4	R_5	R_4	6	11.326	0.39	0.30	0.34	0.498	0.72337	0.9763	0.2530
CRD 5	R_6	R_5	7	18.592	0.415	0.297	0.318	0.496	0.5929	0.8437	0.2508
CRD 6	R_7	R_6	8	5.674	0.42	0.301	0.348	0.499	0.9819	1.2336	0.2516
CRD 7	R_8	R_7	9	9.306	0.43	0.297	0.335	0.501	0.7875	1.0382	0.2509
CRD 8	R_9	R_8	10	9.184	0.412	0.298	0.34	0.50	0.7909	1.0436	0.2527
CRD 9	R_10	R_9	11	56.254	0.418	0.30	0.284	0.496	0.4016	0.6531	0.2514
CRD 10	R_11	R_10	12	29.511	0.405	0.301	0.308	0.497	0.5037	0.7552	0.2515
CRD 11	R_12	R_11	13	6.219	0.425	0.298	0.344	0.50	0.9388	1.1907	0.2519
CRD 12	R_13	R_12	14	12.889	0.45	0.299	0.321	0.498	0.6860	0.9389	0.2529
CRD 13	R_14	R_13	15	14.549	0.43	0.30	0.322	0.496	0.6527	0.9042	0.2516
CRD 14	R_15	R_14	16	12.436	0.41	0.298	0.331	0.497	0.6944	0.9458	0.2514
CRD 15	R_16	R_15	17	5.336	0.31	0.30	0.375	0.48	0.9595	1.2128	0.2536
CRD 16	R_17	R_16	18	12.308	0.36	0.301	0.347	0.498	0.7011	0.9525	0.2513
CRD 17	R_18	R_1	19	50.473	0.42	0.29	0.288	0.50	0.4177	0.6688	0.2510
CRD 18	R_19	R_18	20	6.230	0.38	0.30	0.36	0.499	0.9387	1.19053	0.2510
CRD 19	R_20	R_19	21	19.961	0.414	0.297	0.319	0.50	0.5825	0.8349	0.2517
CRD 20	R_21	R_20	22	10.688	0.37	0.296	0.348	0.501	0.7416	0.9935	0.2514
CRD 21	R_22	R_2	23	22.971	0.425	0.303	0.31	0.495	0.5484	0.8015	0.2532
CRD 22	R_23	R_22	24	10.835	0.46	0.294	0.323	0.50	0.7370	0.9873	0.2518
CRD 23	R_24	R_23	25	10.823	0.417	0.298	0.335	0.499	0.7396	0.9917	0.2531
CRD 24	R_25	R_5	26	53.864	0.435	0.30	0.285	0.498	0.4106	0.6617	0.2502
CRD 25	R_26	R_25	27	37.614	0.425	0.293	0.296	0.50	0.4613	0.7145	0.2522
CRD 26	R_27	R_26	28	8.473	0.40	0.296	0.345	0.401	0.8172	1.0687	0.2512
CRD 27	R_28	R_27	29	11.080	0.32	0.30	0.34	0.475	0.6843	0.9374	0.2532
CRD 28	R_29	R_28	30	20.568	0.35	0.292	0.332	0.50	0.5742	0.8249	0.2507
CRD 29	R_30	R_29	31	8.517	0.381	0.298	0.34	0.487	0.7901	1.0414	0.2513
CRD 30	R_31	R_30	32	24.361	0.44	0.297	0.308	0.50	0.5413	0.7939	0.2526
CRD 31	R_32	R_31	33	18.409	0.445	0.30	0.313	0.497	0.5972	0.8498	0.2527

B.3. Le réseau IEEE 69-JB

Tableau B.3.1. Caractéristiques de système de protection pour IEEE 69-JB

N° Coordination	N° Relais		JB	I _{cc} (kA)	Constants				T (sec)		CTI (sec)
	Primaire	Secours			IP_P	IP_S	TDS_P	TDS_S	T_P (sec)	T_S (sec)	
CRD 1	R_2	R_1	3	9738.22	0.33	0.43	0.409	0.79	0.2559	0.5068	0.2528
CRD 2	R_3	R_2	4	3245.99	0.32	0.415	0.41	0.745	0.2892	0.5439	0.2528
CRD 3	R_4	R_3	5	327.45	0.31	0.42	0.42	0.65	0.4033	0.6580	0.2536
CRD 4	R_5	R_4	6	30.808	0.317	0.416	0.424	0.552	0.6592	0.9014	0.2531
CRD 5	R_6	R_5	7	29.525	0.313	0.419	0.428	0.55	0.6574	0.9095	0.2501
CRD 6	R_7	R_6	8	121.757	0.341	0.40	0.412	0.61	0.4819	0.7383	0.2524
CRD 7	R_8	R_7	9	227.656	0.343	0.422	0.411	0.63	0.4300	0.6801	0.2522
CRD 8	R_9	R_8	10	14.597	0.342	0.416	0.421	0.522	0.8024	1.0550	0.2527
CRD 9	R_10	R_9	11	63.600	0.34	0.411	0.413	0.58	0.5465	0.8024	0.2519
CRD 10	R_11	R_10	12	16.721	0.326	0.422	0.428	0.527	0.7726	1.0226	0.2520
CRD 11	R_12	R_11	13	11.523	0.333	0.411	0.425	0.513	0.8656	1.1191	0.2504
CRD 12	R_13	R_12	14	11.346	0.331	0.421	0.429	0.512	0.8754	1.1231	0.2525
CRD 13	R_14	R_13	15	11.175	0.323	0.417	0.432	0.512	0.8751	1.1292	0.2511
CRD 14	R_15	R_14	16	60.032	0.30	0.411	0.425	0.578	0.5580	0.8107	0.2526
CRD 15	R_16	R_15	17	31.512	0.309	0.417	0.427	0.552	0.6493	0.9015	0.2522
CRD 16	R_17	R_16	18	2501.65	0.303	0.412	0.414	0.732	0.3018	0.5540	0.2522
CRD 17	R_18	R_17	19	35.997	0.313	0.414	0.426	0.558	0.6282	0.8816	0.2511
CRD 18	R_19	R_18	20	56.037	0.27	0.17	0.436	0.575	0.5667	0.8191	0.2523
CRD 19	R_20	R_19	21	34.515	0.371	0.422	0.41	0.555	0.6348	0.8861	0.2513
CRD 20	R_21	R_20	22	842.545	0.343	0.423	0.417	0.69	0.3559	0.6058	0.2508
CRD 21	R_22	R_21	23	72.288	0.312	0.42	0.423	0.585	0.5335	0.7843	0.2509
CRD 22	R_23	R_22	24	34.044	0.307	0.421	0.429	0.555	0.6371	0.8893	0.2522
CRD 23	R_24	R_23	25	15.748	0.31	0.417	0.433	0.525	0.7860	1.0392	0.2532
CRD 24	R_25	R_24	26	38.197	0.333	0.415	0.42	0.561	0.6196	0.8741	0.2525
CRD 25	R_26	R_25	27	68.146	0.35	0.42	0.412	0.582	0.5433	0.7946	0.2533
CRD 26	R_27	R_2	28	1066.03	0.34	0.42	0.411	0.695	0.3385	0.5901	0.2517
CRD 27	R_28	R_27	29	74.871	0.321	0.422	0.422	0.588	0.5296	0.7825	0.2529
CRD 28	R_29	R_28	30	30.213	0.334	0.42	0.42	0.55	0.6524	0.9025	0.2512
CRD 29	R_30	R_29	31	171.195	0.316	0.40	0.411	0.62	0.4410	0.7021	0.2531
CRD 30	R_31	R_30	32	34.238	0.344	0.41	0.412	0.555	0.6223	0.8826	0.2534
CRD 31	R_32	R_31	33	14.300	0.323	0.418	0.429	0.522	0.8032	1.0560	0.2529
CRD 32	R_33	R_32	34	7.033	0.343	0.416	0.32	0.395	0.7686	1.0215	0.2509
CRD 33	R_34	R_33	35	8.148	0.33	0.415	0.376	0.45	0.8485	1.1006	0.2521
CRD 34	R_35	R_2	36	1084.69	0.314	0.40	0.411	0.70	0.3364	0.5907	0.2534
CRD 35	R_36	R_35	37	74.870	0.307	0.403	0.421	0.59	0.5296	0.7852	0.2525
CRD 36	R_37	R_36	38	78.170	0.317	0.42	0.423	0.59	0.5249	0.7781	0.2512
CRD 37	R_38	R_37	39	270.767	0.323	0.403	0.41	0.638	0.4162	0.6666	0.2514
CRD 38	R_39	R_38	40	4575.23	0.311	0.38	0.40	0.757	0.2792	0.5300	0.2509
CRD 39	R_40	R_39	41	11.298	0.35	0.419	0.42	0.512	0.8657	1.1170	0.2513
CRD 40	R_41	R_40	42	26.520	0.378	0.42	0.407	0.545	0.6746	0.9249	0.2504
CRD 41	R_42	R_41	43	200.744	0.322	0.42	0.418	0.628	0.4383	0.6911	0.2527
CRD 42	R_43	R_42	44	853.837	0.37	0.42	0.407	0.687	0.3480	0.5999	0.2520

CRD 43	R_44	R_43	45	72.135	0.313	0.422	0.422	0.585	0.5338	0.7847	0.2529
CRD 44	R_45	R_44	46	8426.70	0.3	0.421	0.413	0.785	0.2601	0.5119	0.2518
CRD 45	R_46	R_3	47	1394.83	0.313	0.418	0.417	0.71	0.3249	0.5786	0.2516
CRD 46	R_47	R_46	48	56.254	0.342	0.417	0.419	0.58	0.5632	0.8211	0.2528
CRD 47	R_48	R_47	49	16.502	0.322	0.418	0.431	0.53	0.7694	1.0267	0.2524
CRD 48	R_49	R_48	50	57.967	0.314	0.42	0.423	0.578	0.5595	0.8128	0.2533
CRD 49	R_50	R_7	51	120.840	0.317	0.42	0.42	0.608	0.4812	0.7349	0.2537
CRD 50	R_51	R_50	52	35.972	0.33	0.42	0.422	0.558	0.6272	0.8802	0.2530
CRD 51	R_52	R_8	53	64.498	0.321	0.416	0.42	0.58	0.5486	0.7997	0.2511
CRD 52	R_53	R_52	54	55.287	0.333	0.41	0.417	0.575	0.5680	0.8209	0.2529
CRD 53	R_54	R_53	55	39.507	0.29	0.42	0.432	0.56	0.6143	0.8651	0.2508
CRD 54	R_55	R_54	56	39.932	0.337	0.407	0.413	0.56	0.6135	0.8639	0.2504
CRD 55	R_56	R_55	57	7.521	0.326	0.415	0.326	0.397	0.7591	1.0139	0.2518
CRD 56	R_57	R_56	58	15.345	0.335	0.418	0.425	0.522	0.8016	1.0538	0.2523
CRD 57	R_58	R_57	59	39.703	0.35	0.42	0.416	0.56	0.6217	0.8754	0.2538
CRD 58	R_59	R_58	60	31.563	0.343	0.424	0.42	0.55	0.6591	0.9119	0.2528
CRD 59	R_60	R_59	61	22.401	0.34	0.416	0.421	0.537	0.7236	0.9780	0.2544
CRD 60	R_61	R_60	62	105.672	0.312	0.41	0.418	0.60	0.4939	0.7444	0.2505
CRD 61	R_62	R_61	63	77.872	0.318	0.405	0.418	0.585	0.5356	0.7874	0.2518
CRD 62	R_63	R_62	64	15.884	0.327	0.42	0.428	0.522	0.8003	1.0521	0.2518
CRD 63	R_64	R_63	65	10.822	0.324	0.415	0.431	0.508	0.9063	1.1606	0.2503
CRD 64	R_65	R_10	66	60.097	0.36	0.416	0.41	0.575	0.5666	0.8189	0.2523
CRD 65	R_66	R_65	67	2554.62	0.357	0.39	0.40	0.735	0.3008	0.5544	0.2536
CRD 66	R_67	R_11	68	16.087	0.311	0.412	0.43	0.525	0.7795	1.0305	0.2510
CRD 67	R_68	R_67	69	2516.58	0.343	0.42	0.408	0.73	0.3014	0.5517	0.2504