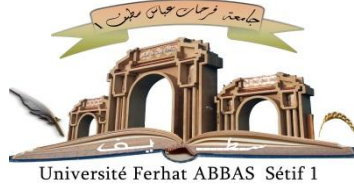


الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITÉ FERHAT ABBAS - SETIF1

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

THESE

Présentée au Département d'électrotechnique

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Option: Réseaux électriques

Par

DJABALI Chabane

THÈME

**Contribution à l'optimisation de la reconfiguration des réseaux de
distribution en présence de la production décentralisée**

Soutenue le/...../2021 devant le Jury:

M. NOURI Hamou	Professeur	Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Président
M. SLIMANI Linda	Professeur	Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Directeur de thèse
M. BAYADI Abdelhafid	Professeur	Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Examineur
M. MOULAI Hocine	Professeur	Univ. S. T. H. B. Alger	Examineur
M. MEDDAD Mounir	Professeur	Univ. M. B. I Bordj Bou Arreridj	Examineur
M. HOUASSINE Hamza	MCA	Univ. A. M. O. Bouira	Examineur

إهداء

أهدي هذا العمل الى الأستاذ طارق بوكثير رحمه الله ، و جعل الله كل علمه ومجهوداته صدقة جارية عليه . كما نعترف له بالمجهودات التي بذلها من اجل إكمال هذا العمل.

اللهم اسكنه فسيح جناتك واجعل كل من يستفيد من هذا العمل زيادة له في الأجر

Dédicaces

Je tiens à dédier ce travail :

Aux êtres les plus tendres, à mes yeux et les plus chers, à ma mère et mon père ainsi que mes frères et mes sœurs qui m'ont toujours aidé et encouragé tout au long de ces années.

A ma femme qui m'a constamment encouragé et soutenu durant mes études doctorales, ainsi qu'à mes enfants Oussama, Sara et Zakaria.

A tous mes amis, particulièrement Nadhir Ketfi et Souhil Mouassa qui m'ont soutenu, de près et de loin durant ces années.

A mes collègues de travail Boubker , Farouk et Abdelkader qui n'ont cessé de m'arranger afin d'accomplir mon travail.

ملخص:

العمل المنجز في هذه الأطروحة يقدم ثلاثة مساهمات رئيسية من أجل ضمان التموين الدائم بالطاقة لجميع الزبائن وكذلك التقليل من مجموع ضياع الطاقة الفعالة مع ضمان لتوتر جيد. تتمثل المساهمة الأولى في الإدراج الأمثل للطاقة اللامركزية و المكثفات في شبكة التوزيع من حيث الموقع والحجم و اختبارها في مستويات الحمل المختلفة (الحد الأدنى، المتوسط و الأقصى) مع الأخذ بعين الاعتبار تكلفة وحدات الإنتاج اللامركزية في الدالة الهدف. المساهمة الثانية تتمثل في استخدام تقنية إعادة تشكيل الشبكة قصد العثور على التشكيل الأمثل في حضور للطاقة اللامركزية بما يسمح ضمان استمرار التموين بالطاقة الكهربائية لجميع عقد الشبكة. تتمثل المساهمة الثالثة في المراقبة والتحكم عن بعد لوحدات الطاقة اللامركزية المنصبة في الشبكة، حيث يمكن مراقبة التوتر، التيار، الاستطاعة، درجة حرارة اللوحات الضوئية، الشدة الضوئية و مكثفات التخزين والتحكم باستعمال الهوائف الذكية في مختلف أجزاء وحدات الإنتاج اللامركزية قصد ضبط وتعديل إعداداتها. تم انجاز هذه المساهمات بتطبيق خوارزمية هجينة بين الخوارزمية الوراثة و خوارزمية سالب على أنظمة الشبكة IEEE-33، IEEE-34، IEEE-69 و شبكة فعلية لمنطقة جانت جنوب الجزائر تتكون من 112 عقدة. ظهر كفاءة هذه الخوارزمية مقارنة مع غيرها من الخوارزميات المعروفة.

الكلمات المفتاحية: شبكة التوزيع - الطاقة اللامركزية - إعادة تشكيل شبكة التوزيع - الخوارزمية الوراثة - خوارزمية

Abstract

Three major contributions are made in this thesis with the objective of ensuring the permanent supply of energy for all customers as well as to minimize total active energy losses while ensuring a good voltage profile. The first contribution is the optimal integration of distributed generation and capacitors into the distribution network in terms of location and size and to test them for different load levels (minimum, average and maximum) taking into account the cost of distributed generation units in the objective function. The second contribution is the use of the technology of reconfiguration of the distribution network in order to find the optimal configuration in the presence of the distributed generation which makes it possible to ensure the continuity of the supply of electrical energy to all the bus of the network. The third contribution is the remote monitoring and control of distributed generation units installed in the network, where the voltage, current, power, temperature of photovoltaic panels, light intensity and storage capacitors can be monitored and thus to control by the use of smartphones the different parts of the distributed generation units in order to adjust and modify their parameters. These contributions were accomplished by applying a hybrid algorithm between the genetic algorithm and the salp swarm algorithm on the IEEE-33, IEEE-34 and IEEE-69 network systems, and on a real network in the region of Djanet in southern Algeria composed of 112 bus. The results obtained demonstrated the efficiency of this algorithm compared to other known algorithms.

Keywords: Distribution network -Distributed generation - Reconfiguration of the distribution network - Genetic algorithm - Salp swarm algorithm- Remote monitoring and control

Résumé

Trois contributions majeures sont réalisées dans cette thèse dans l'objectif d'assurer l'approvisionnement permanent en énergie pour tous les clients ainsi que pour minimiser les pertes d'énergie actives totales en assurant un bon profil de tension. La première contribution est l'intégration optimale de la production décentralisée et des condensateurs dans le réseau de distribution en termes d'emplacement et de taille et de les tester pour différents niveaux de charge en tenant compte du coût des unités de production décentralisée dans la fonction objectif. La deuxième contribution est l'utilisation de la technologie de reconfiguration du réseau de distribution afin de trouver la configuration optimale en présence de la production décentralisée ce qui permet d'assurer la continuité de l'approvisionnement en énergie électrique à tous les jeux de barres du réseau.

La troisième contribution est la surveillance et le contrôle à distance des unités de production décentralisée installées dans le réseau par l'utilisation des Smartphones afin d'ajuster et de modifier leurs paramètres. Ces contributions ont été accomplies en appliquant un algorithme hybride entre l'algorithme génétique et l'algorithme d'essaim de salpes sur les systèmes de réseau IEEE-33, IEEE-34 et IEEE-69, et sur un réseau réel de la région de Djanet dans le sud de l'Algérie composé de 112 jeux de barres. Les résultats obtenus ont démontré l'efficacité de cet algorithme par rapport à d'autres algorithmes connus.

Mots clés: Réseau de distribution - production décentralisée - Reconfiguration du réseau de distribution - Algorithme génétique - Algorithme des essaims de salpes - Surveillance et contrôle à distance.

إقرار التأليف

أصرح أنا الطالب جبالي شعبان بأن البحث المقدم مني في هذه الرسالة للحصول على درجة الدكتوراه إنما هو من نتاج عملي وجهدي العلمي الخالص، وأنه لم يسبق لي التقدم به لأي جهة علمية كما لم يتم استخدام أي عمل شخص آخر بدون الإقرار الواجب في هذه الرسالة . وقد تم اقتباس جميع المراجع والمقتطفات الحرفية، وتم الاعتراف بكافة مصادر المعلومات، بما في ذلك الرسومات البيانية ومجموعات البيانات.

Declaration of authorship

I certify that this thesis has been composed by me and is based on my own work, unless stated otherwise. No other person's work has been used without due acknowledgement in this thesis. All references and verbatim extracts have been quoted, and all sources of information, including graphs and data sets, have been specifically acknowledged.

Déclaration d'auteur

Je, soussignée M^r Djabali Chabane que cette thèse a été rédigée par moi-même et est basée sur mon propre travail, sauf indication contraire. Aucun travail d'autre personne n'a été utilisé sans reconnaissance dans cette thèse. Toutes les références et tous les extraits textuels ont été cités, et toutes les sources d'information, y compris les graphiques et les ensembles de données, ont été expressément reconnues

Remerciements

Je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements à mon encadreur **SLIMANI Linda**, Professeur à l'université de Sétif 1, pour son aide, ses orientations et ses conseils pour réaliser ce travail.

J'exprime mes sincères remerciements à Monsieur **NOURI Hamou**, Professeur à l'université de Sétif, pour avoir accepté de juger ce travail et pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

Je remercie vivement Monsieur **BAYADI Abdelhafid** Professeur à l'université de Sétif 1, pour avoir accepté d'examiner ma thèse.

Je remercie aussi Monsieur **MOULAI Hocine**, Professeur à l'université de U.S. T. H. B. Alger, d'avoir accepté spontanément de juger mon travail.

Egalement, je tiens à remercier Monsieur **MEDDAD Mounir**, Professeur à l'université de M. B. I. Bordj Bou Arreridj d'avoir accepté d'évaluer mes travaux et mon mémoire de thèse.

Je remercie aussi Monsieur **HOUASSINE Hamza**, Maître de conférence à l'université de A. M. O. Bouira, d'avoir accepté spontanément de juger mon travail.

Je ne terminerai pas sans remercier tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à concrétiser cette thèse.

Sommaire

Dédicace	
Résumé de la thèse	
Remerciements	
Sommaire	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Listes des Acronymes et Symboles	

Chapitre 1 Introduction Générale

1.1 Contexte Général.....	1
1.2 Problématique.....	3
1.3 Objectifs de la thèse.....	4
1.4 Structure de la thèse.....	4

Chapitre 2 Généralités sur les réseaux électriques

2.1 Introduction.....	6
2.2 Architecture générale du réseau d'énergie électrique.....	6
2.2.1 Production.....	7
2.2.2 Transport.....	7
2.2.3 Les réseaux de distribution.....	7
2.2.3.1 Poste source HTB/HTA.....	8
2.2.3.2 Lignes et départ HTA.....	9
2.3 La production décentralisée.....	10
2.3.1 L'énergie géothermique.....	10
2.3.2 Petites centrales hydrauliques.....	11
2.3.2.1 Avantages des petites centrales hydroélectriques.....	12
2.3.2.2 Inconvénients de la petite centrale hydraulique.....	12
2.3.3 L'énergie biomasse.....	13
2.3.4 L'énergie solaire.....	14
2.3.5 L'effet photovoltaïque.....	15

2.3.6	Cellule photovoltaïque	16
2.3.7	Différents types des cellules photovoltaïques	16
2.3.7.1	Cellules monocristallines	17
2.3.7.2	Cellules poly-cristallines	17
2.3.7.3	Cellules amorphes	17
2.3.8	Modules photovoltaïques	18
2.3.9	Production de l'énergie solaire	18
2.3.10	Le recyclage des panneaux solaires.....	19
2.3.11	Les avantages de l'énergie solaire.....	19
2.3.12	Les inconvénients de l'énergie solaire	19
2.3.13	Modes d'installation électrique	20
2.3.13.1	Les installations connectés au réseau	20
2.3.13.2	L'installation autonome.....	20
2.4	L'énergie éolienne	20
2.4.1	Rotor.....	22
2.4.2	Nacelle.....	22
2.4.2.1	Génératrice.....	22
2.4.2.2	Tour	23
2.4.3	Principe de fonctionnement d'une éolienne.....	23
2.4.3.1	Les pales	25
2.4.3.2	Avantages de l'énergie éolienne.....	25
2.4.3.3	Inconvénients de l'énergie éolienne	25
2.5	Energie hybride éolien –photovoltaïque.....	25
2.6	Supervision des réseaux de distribution électriques	27
2.6.1	Solution de reconfiguration automatique de boucle HTA	27
2.6.2	Avantages du système de reconfiguration automatique	27
2.6.3	Usages du système de reconfiguration automatique	28
2.6.4	Centrale de mesure	28
2.6.4.1	Affichage des alarmes	29
2.6.4.2	Captage et conversion des alarmes.....	29
2.6.4.3	Fonctions d'enregistrement	29
2.6.5	Télésurveillance des réseaux de distribution MT/BT	29
2.6.5.1	Les applications de la télésurveillance	30
2.7	Conclusion	31

Chapitre 3

Méthodes de calcul de l'écoulement de puissance

3.1 Introduction.....	33
3.2 Ecoulement de puissance d'un réseau de distribution radial	33
3.2.1 Structure d'un réseau de distribution	34
3.2.2 Puissance fournie au réseau.....	34
3.2.3 Puissance et courant dans les branches.....	34
3.2.4 Courant de charge	35
3.2.5 Courants des branches d'une ligne mineure.....	35
3.2.6 Courants des branches d'une ligne sous-latérale.....	36
3.2.7 Courants des branches d'une ligne latérale	36
3.2.8 Courants des branches de la ligne principale.....	37
3.2.9 Amplitude et angle de la tension	37
3.2.10 Les pertes de puissance active et réactive.....	38
3.3 Applications numériques sur un réseau radial.....	39
3.3.1 Réseau IEEE 33-bus radial.....	39
3.3.2 Réseau IEEE 69-bus radial.....	43
3.3.3 Réseau radial réel 112 jeux de barres	47
3.4 Ecoulement de puissance d'un réseau de distribution maillé	49
3.4.1 Construction de la Matrice BIBC	49
3.4.2 Modification du réseau de distribution faiblement maillé	50
3.4.3 Etapes d'écoulement de puissance du réseau maillé	52
3.4.4 Organigramme de l'écoulement de puissance pour un réseau bouclé.....	53
3.4.5 Applications numériques.....	53
3.4.5.1 Réseau distribution IEEE 33-bus maillé.....	54
3.4.5.2 Réseau distribution IEEE 69-bus maillé.....	55
3.4.5.3 Réseau réel 112 jeux de barres	57
3.5 Conclusion	58

Chapitre 4

La reconfiguration du réseau en présence de la production décentralisée

4.1 Introduction.....	60
4.2 Détermination d'une configuration admissible	60

4.2.1 Stratégie constructive	61
4.2.2 Stratégie destructive	61
4.2.3 Stratégie de permutations des branches	62
4.3 Optimisation à l'aide de permutation de branches	63
4.4 Principe de la méthode	63
4.4.1 Ouverture et fermeture des interrupteurs	64
4.4.2 Les contraintes liées au système	65
4.5 Intégration optimale des générations dispersées et des condensateurs	65
4.5.1 Transit de puissance	66
4.5.2 Emplacement des DGs.....	66
4.5.3 Taille des DGs.....	67
4.5.4 Contraintes d'installation des générations dispersées	67
4.6 Fonction objectif.....	68
4.7 Choix de l'algorithme d'optimisation	69
4.7.1 Algorithme d'optimisation de colonie de fourmis	70
4.7.2 Algorithme d'optimisation de colonie d'abeilles artificielles.....	71
4.7.3 Algorithme d'évolution différentielle.....	73
4.7.4 Algorithme par sauts de grenouilles	74
4.7.5 Algorithme à essaim de particules	76
4.7.6 Algorithme des lucioles	78
4.7.7 L'algorithme génétique	80
4.7.7.1 La mise en œuvre d'un algorithme génétique	81
4.7.7.2 Vocabulaires des algorithmes génétiques.....	82
4.7.7.3 Le codage.....	83
4.7.7.4 Codage binaire.....	83
4.7.7.5 Codage réel.....	83
4.7.7.6 Population initiale	83
4.7.7.7 Fonction d'évaluation.....	84
4.7.7.8 Les opérateurs de base de l'algorithme génétique.....	84
4.7.7.9 La convergence de l'algorithme génétique	86
4.7.8 L'algorithme des essaims de salpes.....	87
4.7.9 Méthode d'optimisation GA-SSA.....	88
4.7.9.1 Vecteurs d'états.....	89
4.8 Etapes de calcul de l'écoulement de puissance en présence des DGs	89

4.9 Résultats de la reconfiguration en présence de la production décentralisée	90
4.9.1 Réseau test IEEE 33-bus.....	91
4.9.2 Réseau test IEEE 34-bus.....	96
4.9.3 Réseau réel 112 jeux de barres	102
4.10 Conclusion.....	106

Chapitre 5

Surveillance et commande à distance d'un système photovoltaïque

5.1 Introduction.....	108
5.2 Schéma synoptique de la surveillance	109
5.3 Le contrôleur de poursuite de point de puissance maximale	111
5.3.1 Technique MPPT basée sur des mesures de température.....	111
5.4 Convertisseur DC/DC.....	113
5.4.1 Convertisseur abaisseur	113
5.4.2 Convertisseur élévateur	115
5.4.3 Convertisseur élévateur - abaisseur.....	116
5.5 Onduleur photovoltaïque	118
5.5.1 Modularité des couplages par onduleurs.....	118
5.5.1.1 L'onduleur unique générateur	118
5.5.1.2 L'onduleur par groupe de panneaux.....	118
5.5.1.3 L'onduleur intégré par panneau.....	119
5.6 Contrôleurs de charge	119
5.7 Appareils utilisés pour la surveillance	120
5.7.1 Capteur de tension	120
5.7.2 Capteur de courant	120
5.7.3 Capteurs de température.....	120
5.7.4 Capteur de la lumière	120
5.7.5 Microcontrôleur	121
5.7.5.1 Transmission des données à traves l'émetteur GSM	121
5.7.6 L'application Android	122
5.7.7 Enregistrement des données.....	122
5.7.8 Principales fenêtres de l'application	122
5.7.8.1 Menu principal.....	123
5.7.8.2 Fenêtre d'ajout d'un nouveau réseau.....	124

5.7.8.3 Fenêtre d'importation des données des jeux de barres	125
5.7.8.3 Importation des informations des branches	125
5.7.8.4 Fenêtre d'exécution de l'écoulement de puissance.....	126
5.8. Surveillance par smart phone.....	126
5.9 Conclusion	135

Chapitre 6

Conclusion Générale et Perspectives

6.1 Contexte	136
6.2 Contribution	137
6.3 Perspectives	137

Annexes
Bibliographie

Liste des figures

Figure 2.1: Architecture générale du réseau d'énergie électrique en Algérie	6
Figure 2.2 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA	8
Figure 2.3 : Schéma simple dérivation	9
Figure 2.4 : Schéma de double dérivation	9
Figure 2.5 : Schéma de coupure d'artère	10
Figure 2.6 : Principe de la production de l'énergie géothermique	10
Figure 2.7 : Principe de la production de l'énergie par une petite centrale hydraulique	11
Figure 2.8 : Les ressources de l'énergie biomasse.	13
Figure 2.9 : Système Photovoltaïque	15
Figure 2.10 : Effet photovoltaïque	15
Figure 2.11 : Représentation schématique d'une cellule solaire	16
Figure 2.12 : Cellule monocristalline	17
Figure 2.13: Cellule poly-cristalline	17
Figure 2.14 : Cellule, module et panneau photovoltaïques	18
Figure 2.15 : Eléments d'une éolienne	21
Figure 2.16: Eléments d'une nacelle	23
Figure 2.17 : Principe de fonctionnement d'une éolienne	24
Figure 2.18 : Système hybride éolien –photovoltaïque	26
Figure 2.19: Supervision par une centrale de mesure	28
Figure 2.20 : Télésurveillance d'un transformateur haut de poteau	30
Figure 2.21: Télésurveillance des réseaux de distribution MT	30
Figure 3.1 : Structure d'un réseau de distribution radial	34

Figure 3.2 : Représentation de deux jeux de barres dans le réseau de distribution radial	34
Figure 3.3 : Réseau de distribution radial IEEE 33-bus	39
Figure 3.4 : Profil de tension du réseau IEEE 33-bus radial	42
Figure 3.5 : Taux des pertes actives et réactives dans le réseau IEEE33-bus	42
Figure 3.6 : Représentation du réseau IEEE 69-bus	43
Figure 3.7 : Taux des pertes actives et réactives dans le réseau IEEE69-bus	46
Figure 3.8 : Profil de tension du réseau IEEE 69-bus radial	46
Figure 3.9 : Représentation du réseau radial réel 112 jeux de barres	47
Figure 3.10 : Profil de tension du réseau radial réel 112 jeux de barres	48
Figure 3.11 : Taux des pertes actives et réactives dans le réseau réel 112-Bus	48
Figure 3.12 : Réseau de distributions simple	49
Figure 3.13 : Réseau de distribution simple avec une boucle	51
Figure 3.14 : Organigramme de l'écoulement de puissance pour un réseau bouclé	53
Figure 3.15 : Comparaison des niveaux de tension du réseau IEEE33-bus radial et maillé	54
Figure 3.16 : Pertes de puissance active dans les branches du réseau IEEE33-bus maillé	54
Figure 3.17 : Pertes de puissance réactive dans les branches du réseau IEEE33-bus maillé	55
Figure 3.18 : Comparaison des niveaux de tension pour le réseau IEEE69-bus radial et maillé	56
Figure 3.19 : Pertes de puissance active et réactive dans les branches du réseau IEEE69 –bus	56
Figure 3.20 : Comparaison des niveaux de tension pour le réseau 112-bus radial et maillé	57
Figure 3.21 : Pertes de puissance active dans les branches du réseau réel 112-Bus	58
Figure 3.22 : Pertes de puissance réactive dans les branches du réseau réel 112-Bus	58
Figure 4.1 : Principe de la stratégie constructive	61
Figure 4.2 : Principe de la stratégie destructive	62
Figure 4.3 : Principe de permutation de branches	62

Figure 4.4 : Réseau constitué de trois boucles	64
Figure 4.5 : Transit de puissance en présence d'une production décentralisée	66
Figure 4.6 : Expérience de sélection des branches par une colonie de fourmis	70
Figure 4.7 : Exemple de croisement ($D = 7$)	74
Figure 4.8 : Règle originale du saut de grenouille	75
Figure 4.9 : Schéma de principe du déplacement d'une particule.	77
Figure 4.10 : Pseudo code de l'algorithme des lucioles	79
Figure 4.11 : Principe des algorithmes génétiques	81
Figure 4.12 : Organigramme de l'algorithme génétique	82
Figure 4.13 : Opération de croisement	85
Figure 4.14 : Principe de mutation	86
Figure 4.15 : Profil de tension du réseau IEEE 33-bus après l'installation des équipements	92
Figure 4.16 : Réseau IEEE33-bus avec la nouvelle configuration optimale	93
Figure 4.17 : Profil de tension en moyenne charge du réseau IEEE 33-bus	95
Figure. 4.18 : Emplacements des équipements dans le réseau IEEE 34-bus (scénario 2 et 3)	96
Figure 4.19 : Emplacements des équipements dans le réseau IEEE 34-bus (scénario 4)	96
Figure 4.20 : Profil de tension du réseau IEEE 34-bus après l'installation des équipements	98
Figure 4.21 : Profil de tension avec reconfiguration du réseau IEEE 34-bus	100
Figure 4.22 : Réseau IEEE34-bus avec la nouvelle configuration optimale	100
Figure 4.23 : Réseau 112 jeux de barres avec la nouvelle configuration optimale	103
Figure 4.24 : Profil de tension du réseau 112 jeux de barres pour les différents niveaux de charges	104
Figure 5.1 : Schéma synoptique de la surveillance d'un système PV	107
Figure 5.2 : Organigramme de la technique MPPT	110
Figure 5.3 : Rayonnement solaire photovoltaïque en Algérie	111

Figure 5.4 : Circuit électrique du hacheur abaisseur.	112
Figure 5.5 : Formes d'ondes des tensions et des courants d'entrée et de sortie	112
Figure 5.6 : Convertisseur élévateur	113
Figure 5.7 : Tensions et courants du convertisseur élévateur de tension	113
Figure 5.8 : Circuit équivalent du convertisseur élévateur-abaisseur	114
Figure 5.9 : Tensions et courants du convertisseur élévateur-abaisseur	115
Figure 5.10 : Topologies des onduleurs PV	116
Figure. 5.11 : Schéma d'un onduleur PV	117
Figure 5.12 : Principe de transmission des données vers le smart phone	119
Figure. 5.13 : Les tables de la base de données	120
Figure. 5.14 : Fenêtre de connexion à l'application	121
Figure. 5.15 : Menu principal de l'application	122
Figure. 5.16 : Fenêtre d'ajout des réseaux de distribution	122
Figure 5.17 : Fenêtre d'importation des données des jeux de barres	123
Figure. 5.18 : Fenêtre d'importation des données des branches	123
Figure. 5.19 : Fenêtre d'exécution de l'écoulement de puissance	124
Figure. 5.20 : Interface de programmation de l'application dans WINDEV MOBILE	125
Figure. 5.21 : Test sur l'émulateur SDK Android	125
Figure 5.22 : Production mensuelle totale du générateur PV sur la période surveillée	126
Figure 5.23 : Rayonnement solaire moyen mensuel et température ambiante	127
Figure 5.24 : Localisation de trois panneaux solaires dans le réseau réel 112 – bus	127
Figure 5.25 La tension et le courant de sortie du panneau photovoltaïque	129
Figure 5.26 La puissance de sortie du PV installé au jeu de barres 35	130
Figure 5.27 : La puissance de sortie du PV installé au jeu de barres 88	130

Figure 5.28 : La puissance de sortie du PV installé au jeu de barres 68	131
Figure 5.29 : La tension au niveau de la batterie de stockage	131
Figure 5.30 : Affichage des résultats de simulation MATLAB sur l'émulateur ANDROID	132
Figure 5.31 : Ecoulement de puissance dans l'émulateur ANDROID	132
Figure 5.32 : Simulation des résultats dans le smart phone	132

Liste des tableaux

Tableau 2.1 : Potentiel de production d'électricité hydraulique jusqu'en 2050	11
Tableau 3.1 : Solution de l'écoulement de puissances du réseau IEEE 33-bus	40
Tableau 3.2 : Pertes de puissances active et réactive dans le réseau IEEE 33-bus radial	41
Tableau 3.3 : Pertes actives et réactives du réseau IEEE69-bus radial	44
Tableau 3.4 : Solution de l'écoulement de puissances du réseau IEEE 69-bus radial	45
Tableau 4.1 : Informations techniques et commerciales dans les trois niveaux de charge	90
Tableau 4.2 : Pertes de puissances active et réactive du réseau IEEE 33-Bus (scénario 1)	91
Tableau 4.3 : Coûts économiques obtenus dans le scénario 4	91
Tableau 4.4 : Topologie du réseau IEEE 33-bus pour une charge moyenne	93
Tableau 4.5 : Comparaison des résultats du réseau IEEE 33-bus après la reconfiguration	94
Tableau 4.6 : Coûts économiques pour les différents niveaux de charge	97
Tableau 4.7 : Bénéfices de la réduction des pertes de puissance active dans IEEE 34 –bus	97
Tableau 4.8 : Bénéfices de la réduction des pertes de puissance réactive dans IEEE 34 –bus	98
Tableau 4.9 : Comparaison des résultats obtenus dans le réseau IEEE 34-Bus	99
Tableau 4.10 : Topologie du réseau IEEE34-bus en présence des DGs et des condensateurs	99
Tableau 4.11 : Bénéfices de la réduction des pertes actives du réseau 112 jeux de barres	102
Tableau 4.12 : Bénéfices de la réduction des pertes réactives du réseau 112 jeux de barres	102
Tableau 4.13 : Comparaison des résultats obtenus dans le réseau 112 jeux de barres	102
Tableau.4.14 : Topologies du réseau IEEE 33-bus en présence des DGs et des condensateurs.	103
Tableau 5.1 : Paramètres et caractéristiques du générateur photovoltaïque.	126

Liste des Acronymes et Symboles

ABC	Algorithme d'optimisation de colonie d'abeilles artificielles
ABC	Algorithme de colonies d'abeilles
BC	Bénéfice de la réduction des coûts de l'énergie active achetée;
BE	Bénéfice de la réduction des pertes d'énergie;
BIBC	Bus injection to brunch current matrix
BL	Bénéfice de la réduction de la perte de puissance;
BR	Bénéfice de réduction de la perte de puissance réactive;
Bus Data	Données des jeux de barres du réseau
C_{cost}	Coût d'installation du condensateur
D	La quantité d'irradiation réelle ;
DE	Algorithme d'évolution différentielle
DG	Génération d'énergie dispersée (Distrbuted generation)
DG_m	Coût de maintenance des DG
D_{ref}	La quantité d'irradiation de référence ;
FA	Algorithme des lucioles (Firefly algorithm)
GA	Algorithme génétique
GA-SSA	Génétique essais de salpes algorithme
SSA	Algorithme des essais de salpes
GSM	Système mondial de communication avec les mobiles
I_{PPM}	Courant maximal
Isc	Le courant de court-circuit nominal du module ;
JB	Jeu de barres
$JB DL_1$	Jeu de barres de départ de la 1 ^{ème} ligne latérale
$JB DM_m$	Jeu de barres de départ de la m ^{ème} ligne mineure
$JB DSL_{sl}$	Jeu de barres de départ de la sl ^{ème} ligne sous-latérale
$JB TL_1$	Jeu de barres terminal de la 1 ^{ème} ligne latérale
$JB TM_m$	Jeu de barres terminal de la m ^{ème} ligne mineure
$JB TP_p$	Jeu de barres terminal de la ligne principale

JBTSL _{sl}	Jeu de barres terminal de la sl ^{ème} ligne sous-latérale
ldata	Données des branche du réseau
LILC	Line injection to loop current matrix
NC	Le nombre de batteries de condensateurs.
N _{CP}	Nombre de chaînes parallèles
N _{DG}	Le nombre de générations dispersées.
NMPV	Nombre de modules dans le panneau PV
NMS	Nombre de modules en séries
P _D	Puissance demandée
PDG _i	La puissance active générée par la DG au jeu de barres i
P _{DGi}	Puissance active injectée par la DG au jeu de barres (i).
P _{DGi}	Puissance active injectée par DG au jeu de barres i
P _{di}	La puissance demandée au jeu de barres i.
P _G	Puissance active générée provenant de la source
P _i	Puissance active sortante du jeu de barres i
P _{i+1}	Puissance active sortante du jeu de barres i+1
PL	Les pertes de puissance totales dans le réseau
P _{Li}	Puissance active de la charge i branchée au jeu de barres i
P _{Loss i}	Pertes de puissance active au niveau de la branche i
PSO	Algorithme à essaim de particules (Particle Swarm Optimiser)
P _{T Loss}	Pertes totales de puissance active
QDG _i	Puissance réactive injectée par la DG au jeu de barres (i).
Q _{DGi}	Puissance réactive injectée par DG au jeu de barres i
Q _i	Puissance réactive sortante du jeu de barres i
Q _{i+1}	Puissance réactive sortante du jeu de barres i+1
Q _{Li}	Puissance réactive de la charge i branchée au jeu de barres i
Q _{Loss i}	Pertes de puissance réactive au niveau de la branche i
Q _{T Loss}	Pertes totales de puissance active
SFLA	Algorithme par sauts de grenouilles
SPSO	Sélective essaim de particules algorithme

T	Le degré de température en kelvin (K)
TCP	Transformateur cabine Protection Coupure
TS	Algorithme recherche tabou
V_{max}	Valeur maximale d'amplitude de la tension
V_{min}	Valeur minimale d'amplitude de la tension
$V_{mpp}(T)$	La tension maximale du point de puissance
$V_{mpp}(T_{ref})$	La tension maximale du point de puissance à la température de référence
α_i	Le coefficient de température actuelle.

Chapitre 01

Introduction Générale

1.1 Contexte Général

Les réseaux de distribution occupent une place importante dans l'ensemble des réseaux électriques, par le volume des installations et par le rôle joué. La tâche principale de ces réseaux consiste à satisfaire la demande d'électricité des consommateurs, dans les conditions de respecter les paramètres de qualité de la fourniture d'électricité.

L'exploitation des réseaux électriques de distribution dans le passé consistait à garder l'état de fonctionnement et à maintenir les paramètres techniques entre les limites imposées pour satisfaire la demande d'électricité des consommateurs. Dans la perspective de l'ouverture du marché de l'électricité, ces objectifs ne sont plus suffisants, car les distributeurs se retrouveront dans une situation de concurrence dans laquelle les aspects économiques joueront un rôle décisif où les coûts de productions décentralisées doivent être inférieurs aux bénéfices réalisés.

Dans la plupart des pays, les énergies renouvelables sont de plus en plus utilisées pour produire l'électricité. Les énergies renouvelables sont des énergies écologiques car peu émettrices de gaz à effet de serre. La production d'électricité se fait à partir d'énergie gratuite et inépuisable. Par ailleurs, leur exploitation permet de fournir de l'électricité notamment aux sites isolés et d'éviter la création de nouvelles lignes. Ce sont les raisons pour lesquelles la plupart des états font des énergies renouvelables, une priorité de leur politique énergétique [1,2].

Les énergies renouvelables sont exploitées de différentes manières dans différentes régions du monde. Les gammes de ressources renouvelables utilisées comprennent la biomasse, l'énergie géothermique, l'énergie éolienne, l'hydroélectricité et l'énergie solaire. Chacune de

ces technologies renouvelables a ses avantages et ses inconvénients. Les énergies hydroélectrique et géothermique sont spécifiques à l'emplacement de leurs énergies primaires, ce qui limite leur utilisation. Le développement de la biomasse a eu des implications sur la production alimentaire, car pour produire cette énergie avec un meilleur rendement, il faut occuper des terres fertiles et par conséquent, baisser la production agricole et entraîner une importante déforestation. Les éoliennes nécessitent un entretien régulier en raison des pièces mobiles et ne sont pas considérées esthétiquement attrayantes. L'énergie solaire a aussi ses inconvénients. Cependant, les panneaux photovoltaïques nécessitent une maintenance minimale, ne génèrent aucun bruit et leur coût continu à diminuer au cours des prochaines années. Ces sources d'énergies, dites aussi productions dispersées, peuvent être raccordées soit au réseau électrique, soit alimenter un site isolé [3-4].

D'autres parts, la reconfiguration des réseaux électriques de distribution est devenue un sujet d'intérêt à la fois pour les chercheurs et les sociétés de distribution d'électricité, car les conditions pour lesquelles ces réseaux ont été construits sont changées. Ces changements encouragent les efforts visant à améliorer les performances du réseau et, par conséquent, l'efficacité du processus de reconfiguration. D'autre part, l'augmentation des capacités de calcul et l'introduction de nouvelles méthodes d'optimisation ont offert la possibilité de développer de nouveaux outils pour rendre le réseau de distribution intelligent.

De nombreux procédés ont été utilisés pour réduire les pertes de puissance active et réactive dans les réseaux électriques, par exemple, l'augmentation de la section des conducteurs, le réglage de prise de transformateur et l'installation des condensateurs. En dehors de ceux-ci, un fonctionnement efficace qui peut améliorer la performance des systèmes de distribution est la reconfiguration du réseau [5].

Le processus de reconfiguration d'un réseau électrique de moyenne tension est associé à la recherche d'une topologie radiale permettant la distribution de l'énergie de la façon la plus efficace possible. Cette recherche topologique est atteinte en optimisant le réseau sous l'objectif de la minimisation des pertes actives du système. Le principe de reconfiguration du réseau électrique de distribution est de changer la topologie du réseau qui est basé sur plusieurs interrupteurs localisés dans certains points du système réseau. Due au grand nombre de ces derniers, la détermination de configurations optimales pour atteindre notre objectif n'est résolue que par la méthode d'optimisation métaheuristique.

Afin de faciliter la reconfiguration, les réseaux devront être gérés de manière plus réactive, grâce aux nouvelles technologies comme les microcontrôleurs, les capteurs, les smart phones, les nouvelles techniques de transmission et de réception de données. Ces technologies

regroupent de nombreux outils et systèmes pour la gestion des réseaux (comptage communicant, stockage de l'électricité, modèles de marché, onduleurs et charges contrôlables, etc.). Les nouvelles technologies de l'information et de la communication interviendront également afin d'optimiser les flux d'énergie et d'assurer l'équilibre « offre/demande » en développant l'observabilité, la prévisibilité, le pilotage et la flexibilité. Donc, la reconfiguration permettra de mieux gérer l'intermittence des énergies renouvelables et permettra de surveiller l'état du réseau à tout moment (défaut, congestion, variation de la tension), d'anticiper les incidents et de faciliter la prise de décision pour optimiser le réseau et le rendre plus sûr. La multiplication des capteurs, tels que les compteurs communicants, permettra ainsi de mesurer précisément les flux d'énergie sur le réseau et de maintenir l'équilibre et la stabilité du système. Les chercheurs développent actuellement les outils de prévision de la production renouvelable avant et après la reconfiguration du réseau de distribution, afin de mieux gérer l'équilibre production/consommation et, ainsi, d'améliorer l'insertion de cette production sur les réseaux. Il s'agit de déterminer quelle part de la puissance totale maximale attribuée aux énergies renouvelables :

- ④ Afin de mieux reconfigurer le réseau de distribution en présence de la production décentralisée, des outils de contrôle et de pilotage ont été mis en place sur les réseaux en respectant la stabilité et la qualité du système en présence de la production décentralisée.
- ④ En développant les outils de commande et la surveillance à distance (réglages de la tension et de la puissance, reconfiguration après défaut).
- ④ En agrégeant les productions décentralisées à travers une application ANDROID locale. La création d'une application de gestion à distance permet de s'affranchir en temps réel les différentes variations (tension, courant, température, puissance demandée).

1.2 Problématique

La progression rapide des marchés des énergies renouvelables et l'interconnexion de ces ressources de production dans le réseau de distribution influent sur les limites des tensions au niveau des jeux de barres et sur les pertes actives et réactives dans le réseau. Par conséquent, la reconfiguration du réseau de distribution devient une tâche importante pour avoir une nouvelle topologie selon la charge demandée et le nombre d'unité de production décentralisée connectées au réseau. Une optimisation qui dimensionne la taille et l'emplacement de ces

unités de production décentralisées avec une meilleure topologie du réseau s'avère nécessaire pour assurer la qualité d'énergie fournie aux consommateurs.

1.3 Objectifs de la thèse

L'objectif de cette thèse est d'une part, de développer une méthode d'optimisation basée sur la reconfiguration du réseau de distribution radial pour améliorer l'efficacité de la gestion du système de distribution par différentes méthodes sans et avec présence des générations dispersées. D'autre part, de développer une méthode de surveillance à distance des unités de production décentralisées connectées au réseau de distribution avant et après la reconfiguration.

Dans cette thèse, plusieurs méthodes métaheuristiques sont utilisées pour traiter la reconfiguration du réseau au moyen des tie switches avec et sans présence des DGs en comparaison avec les résultats obtenus par d'autres chercheurs. Nous avons utilisé la méthode des algorithmes génétiques d'optimisation (GA), l'algorithme des essaims de salpes (SSA) et l'hybridation des deux algorithmes (GA, SSA) pour traiter le placement unique et simultané de la génération dispersée et les batteries de condensateurs dans un réseau de distribution radial. L'application de ces algorithmes se fait avec différents niveaux de charge pour maximiser les avantages de l'intégration de la production décentralisée dans le réseau de distribution avec un coût minimum dans l'objectif de minimiser les pertes de puissance active et réactive et d'améliorer le profil de tension.

1.4 Structure de la thèse

Le travail présenté dans cette thèse est organisé en six chapitres répartis comme suit :

Le chapitre 1 présente le contexte général relatif à la problématique, les objectifs de recherche et offre une brève description de la méthodologie de cette thèse de doctorat.

Le deuxième chapitre est réservé à l'étude des réseaux électriques de distribution et à la présentation d'un état d'art sur les énergies renouvelables et les systèmes de surveillance des équipements à distance.

Le troisième chapitre détermine deux solutions de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution, la première pour un réseau radial et la deuxième pour un réseau maillé.

Le quatrième chapitre est consacré aux techniques de reconfiguration du réseau de distribution par le changement de l'état topologique du réseau en présence de la production décentralisée.

Le cinquième chapitre aborde la surveillance à distance des unités de production décentralisées, dans le but d'avoir une nouvelle stratégie de gestion d'énergie en présence de la production décentralisée avec une meilleure topologie du réseau. Deux algorithmes métaheuristiques sont appliqués et comparés avec d'autres méthodes d'optimisation. Les résultats de simulation obtenus sous l'environnement Matlab sont commentés et analysés.

Le sixième chapitre présente la conclusion générale de ce travail en mettant en exergue les principales contributions et propose également quelques recommandations pour des futures investigations sur cette thématique de recherche.

Pour une bonne lecture du contenu de cette thèse, les annexes (A.1),(A.2), (B.1),(B.2), (C.1),(C.2) et D1 présenterons les paramètres du système d'énergie connecté au réseau électrique utilisé, et les données des réseaux de distribution de test 33-bus, 34-bus, 69-bus et le réseau réel 112-bus.

2.1 Introduction

Les réseaux électriques sont des biens qui garantissent une alimentation fiable et de qualité en énergie électrique pour la vie quotidienne et pour l'économie des pays. Le transport et la distribution assurent le transit de l'énergie électrique entre les points de production et les points de consommation [6, 7]. Ainsi, le réseau de distribution doit évoluer vers un réseau flexible et intelligent qui intègre au mieux les énergies locales et renouvelables [8].

Ce chapitre s'articule autour des parties suivantes :

- ✓ Représentation des différents types des réseaux électriques ;
- ✓ Description des réseaux de distribution ;
- ✓ Etude des différents types de productions décentralisées selon le type de source d'énergie;
- ✓ Généralités sur la capacité de fournir les puissances active et réactive

2.2 Architecture générale du réseau d'énergie électrique

La figure (2.1) représente l'architecture générale du réseau d'énergie électrique en Algérie.

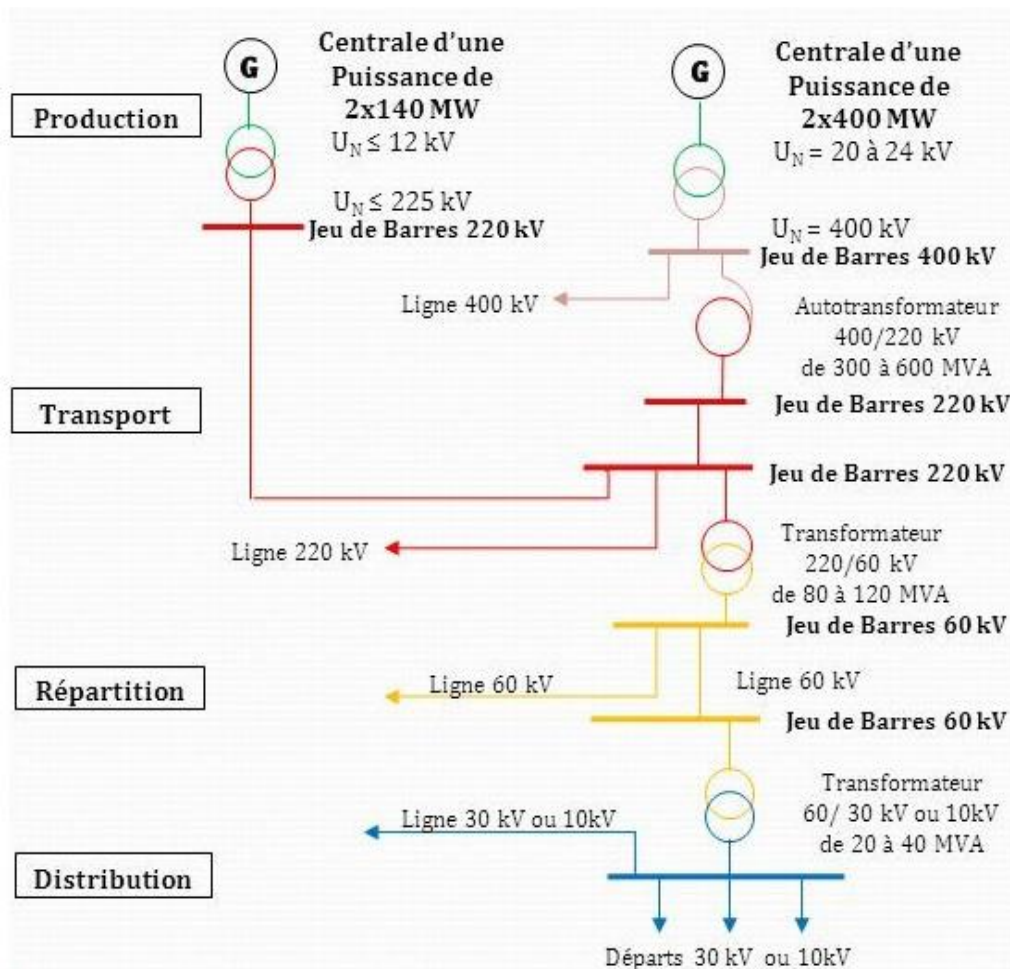


Figure 2.1: Architecture générale du réseau d'énergie électrique en Algérie [9]

2.2.1 Production

Les grands groupes de production d'énergie électrique sont en général basés sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques. Ils sont connectés sur le réseau de transport via un transformateur de groupe [10-11].

2.2.2 Transport

Les réseaux de transport assurent le transport de l'énergie électrique sur de grandes distances. Afin de minimiser les pertes joules sur les lignes et avoir plus de puissance transportée, ces réseaux sont à très haute tension (de 63 kV à 400 kV) [12].

Du point de vue topographique, pour des raisons de sécurité de fonctionnement, les réseaux de transport sont des réseaux maillés ou interconnectés auxquels sont connectées les centrales importantes afin de collecter l'électricité produite et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation, et de permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas [13].

2.2.3 Les réseaux de distribution

Les réseaux de distribution constituent le maillon le plus important du système électrique. Car, c'est l'interface finale qui mène à la plupart des clients. Ils sont exploités dans des gammes de tensions inférieures à 50 kV, soit le domaine de la HTA et de la BT.

En Algérie, la tension nominale des réseaux de distribution HTA est de 10 kV et 30 kV [14]. Ces niveaux de tension permettent un bon compromis pour limiter les chutes de tension, minimiser le nombre de postes poste de connexion HTB/HTA et diminuer les contraintes de la haute tension [15-18].

Dans la majorité des cas, les réseaux de distribution sont exploités de manière radiale. Cette structure simplifie notamment le système de protection puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux pour la détection et l'élimination rapide des défauts. Notons que la structure radiale permet facilement d'assurer la maintenance du réseau et le comptage de l'énergie aux postes sources [19]. Des schémas d'exploitation de secours entre postes sources sont bien entendu prévus et permettent de minimiser le nombre de clients coupés en cas de défaillances [20].

2.2.3.1 Poste source HTB/HTA

Les réseaux de distribution sont alimentés par un poste source HTB/HTA constitué, premièrement, d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même un ou deux jeux de barres (**figure 2.2.a**). Deuxièmement, avec l'augmentation des charges à desservir, un autre transformateur est ajouté formant avec le premier un groupe appelés transformateurs demi-rame de côté HTA [21]. Un autre jeu de barres alimente les différents départs du réseau de distribution. Les transformateurs fonctionnent en régime radial mais en cas de défaillances, il est possible d'isoler un des transformateurs et de répartir la charge sur celui qui reste sans dépasser en régime nominal 50% de sa capacité maximale (**figure 2.2.b**). Le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne". Finalement, un troisième transformateur, et quelquefois plus, est ajouté en double attache (**figure 2.2.c**). Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérienne ou souterraine) et de la similarité de leur courbe de charge, et du type de clients raccordés [22].

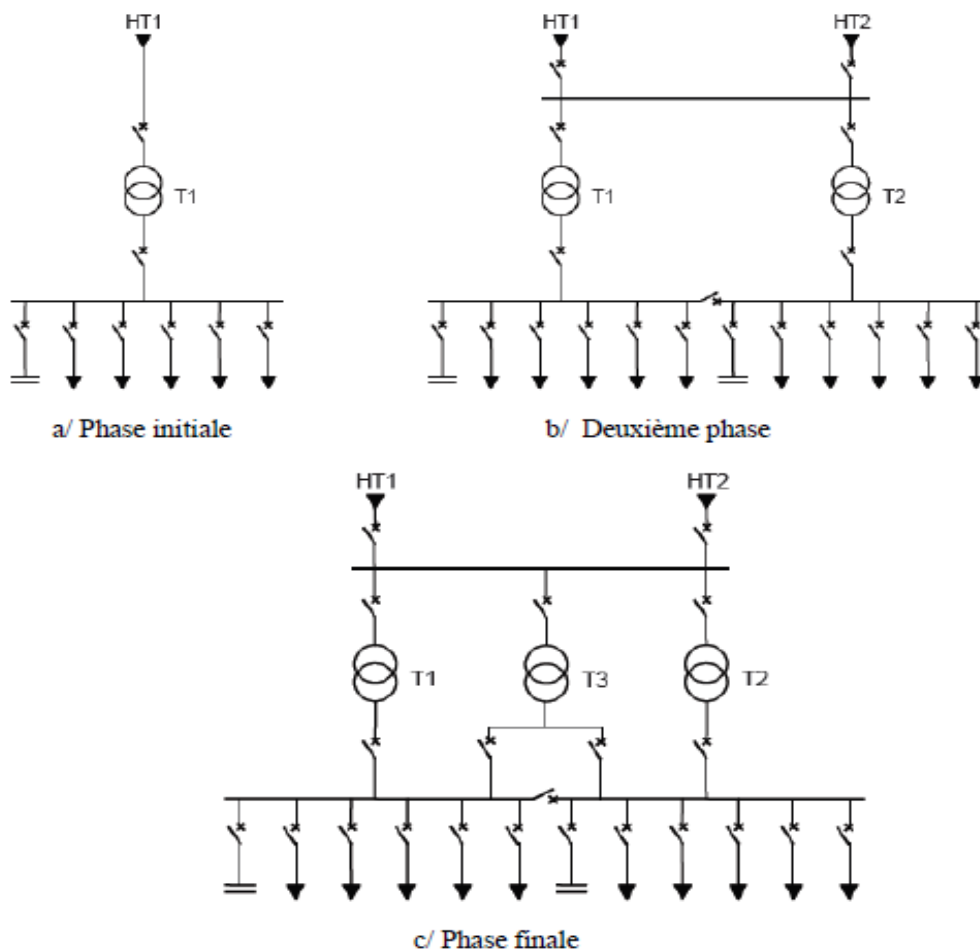


Figure 2.2 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA

2.2.3.2 Lignes et départ HTA

Au niveau des zones rurales de faible densité, les réseaux de distribution sont principalement constitués de lignes aériennes en simple dérivation (**figure 2.3**), traditionnellement moins coûteuses que les câbles enterrés. Le dimensionnement du réseau est lié aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir. La tension décroît progressivement en fonction de l'impédance des câbles et des charges [23].

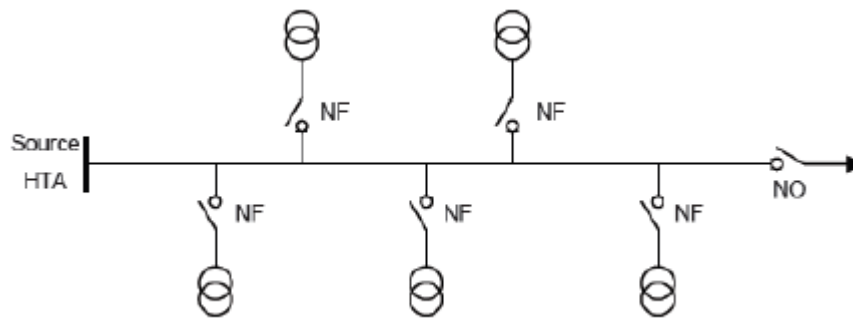


Figure 2.3 : Schéma simple dérivation [22]

Les réseaux de distribution en zones urbaines ou mixtes de forte densité de charge sont constitués principalement par des câbles HTA enterrés en double dérivation (**figure 2.4**) ou en coupure d'artère (**figure 2.5**) moins sensibles aux chutes de tension à cause de leur capacité homopolaire et de leur plus petite longueur. Le facteur impactant sur le dimensionnement des ouvrages souterrains est le courant maximum admissible dans les câbles du fait de la forte densité de charges à alimenter [24].

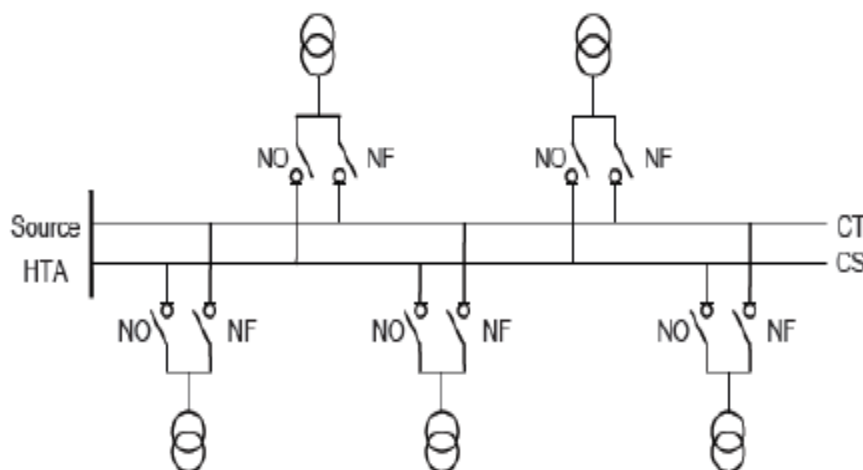


Figure 2.4 : Schéma de double dérivation [22]

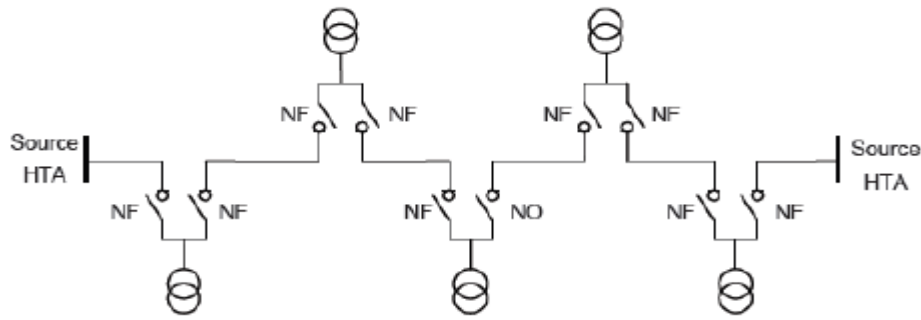


Figure 2.5 : Schéma de coupure d'artère [23]

2.3 La production décentralisée

La production décentralisée est réalisée par l'installation de production d'énergie de petites ou moyennes capacités, organisée autour du réseau de distribution électrique [25-26]. Les productions décentralisées utilisent généralement des sources renouvelables, notamment : La géothermie, la petite centrale hydraulique, la biomasse, le solaire et l'éolien.

2.3.1 L'énergie géothermique

L'énergie géothermique dépend de la chaleur de la terre (figure 2.6). Cette énergie permet de produire de l'électricité dans les centrales géothermiques, grâce à l'eau très chaude des nappes dans le sous-sol de la terre [27].

Une centrale géothermique est composée de:

- Terrain perméable
- Forages avec pompes
- L'usine de production d'électricité

Cette énergie n'émet aucun gaz à effet de serre et sa matière première, la chaleur de la terre, est totalement gratuite.

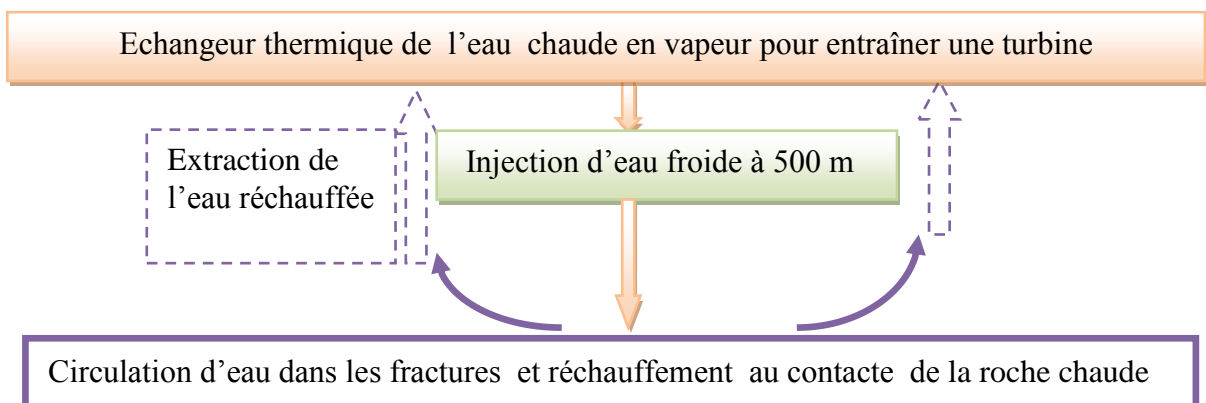


Figure 2.6 : Principe de la production de l'énergie géothermique

2.3.2 Petites centrales hydrauliques

Une petite centrale hydraulique (Figure 2.7) est une installation de production d'énergie électrique basée sur la conversion de la force hydraulique qui provient généralement de [28]:

- + Fleuve ou une rivière ;
- + Barrage d'irrigation ;
- + Réseau d'approvisionnement en eau potable ;
- + Réseau d'évacuation des eaux usées ou de drainage ;
- + Procédés industriels dans lesquels la pression d'un liquide est réduite dans un organe de réglage.

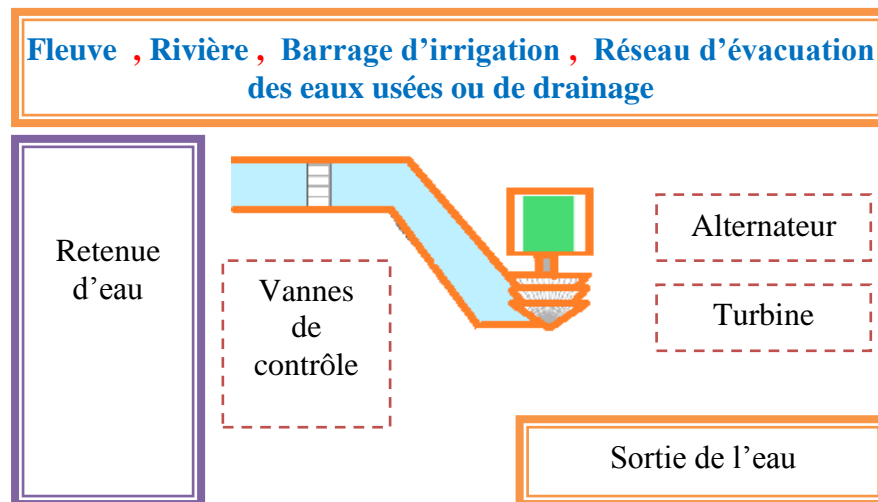


Figure 2.7 : Principe de la production de l'énergie par une petite centrale hydraulique

Une petite centrale hydroélectrique à basse de chute peut générée jusqu'à 10 MW [28-29]. La production des centrales hydrauliques est fonction du débit turbiné et de la hauteur de la chute disponible. Les débits pour les petites centrales hydrauliques peuvent varier de quelques litres à plusieurs mètres cubes par seconde. Par ailleurs, une hauteur de chute de deux mètres est suffisante et considérée comme exploitable.

Les prévisions de la production d'énergie électrique par les centrales hydrauliques jusqu'à l'année 2050 sont résumées dans le tableau (2.1).

Tableau 2.1 : Potentiel de production d'électricité hydraulique jusqu'en 2050 [29]

Potentiel (TWh)	2017	2035	2050
Attendu/réalisable (TWh)	3,8	4,3-5,5	43-5,5
Potentiel de développement escompté (TWh)	-	0,5-1,7	0,5-1,7

L'importance des petites centrales hydrauliques apparaît surtout au niveau local et ont plusieurs application importantes [30-34] :

- ⊙ Elles peuvent être intégrées dans les projets à usages multiples en améliorant la couverture des frais par la production d'énergie. Par exemple : lors d'un renouvellement ou construction d'une adduction d'eau potable ;
- ⊙ Elles permettent l'intégration des sources renouvelables intermittentes (éolien et photovoltaïque) dans les sites isolés en lissant leurs intermittences ;
- ⊙ Elles augmentent la sécurité d'approvisionnement de certaines entreprises ;
- ⊙ Avec le concept des micros réseaux et de la génération distribué (DGs), les petites centrales hydrauliques avec leur production quasi continue peuvent jouer un rôle de régulation ou de secours important.

2.3.2.1 Avantages des petites centrales hydroélectriques

Les principaux avantages énergétiques et environnementaux des petites centrales hydroélectriques sont les suivants:

- ✓ C'est une ressource renouvelable. En effet, l'eau utilisée est toujours intégralement restituée.
- ✓ C'est une ressource locale, et donc stratégique pour les questions d'indépendance énergétique.
- ✓ Elle n'est généralement pas émettrice de gaz à effet de serre durant sa phase d'exploitation. C'est toujours vrai pour les ouvrages "au fil de l'eau", sur lesquelles se porte un intérêt particulier.
- ✓ Elle n'est pas intermittente à court terme, contrairement aux énergies solaire et éolienne.
- ✓ Le matériel ou les équipements sont robustes et ont fait leurs preuves avec une exploitation simple et une durée de vie longue.

2.3.2.2 Inconvénients de la petite centrale hydraulique

L'artificialisation du cours d'eau a plusieurs effets négatifs, qui sont toutefois moins importants que dans le cas des grandes centrales hydroélectriques:

- ⊙ Le barrage limite le transport des sédiments vers l'aval, ce qui accroît les phénomènes d'érosion, provoque un déficit des plages en sable et fait disparaître certains habitats indispensables à la reproduction des poissons.

- ⊙ Il forme aussi un obstacle au passage des organismes aquatiques et plus particulièrement des espèces migratrices. Dans le cas de ces dernières, l'impact sur l'état de conservation de l'espèce est très important, d'autant plus qu'il se cumule avec celui de tous les autres barrages de la rivière.
- ⊙ La régulation du débit fait aussi disparaître les variations naturelles de niveau d'eau dont dépendent certains écosystèmes et paysages.

2.3.3 L'énergie biomasse

La biomasse correspond à la biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales issues de la terre et de la mer, de la sylviculture et des industries connexes, ainsi que de la biodégradable des déchets industriels et ménagers (**Figure 2.8**).

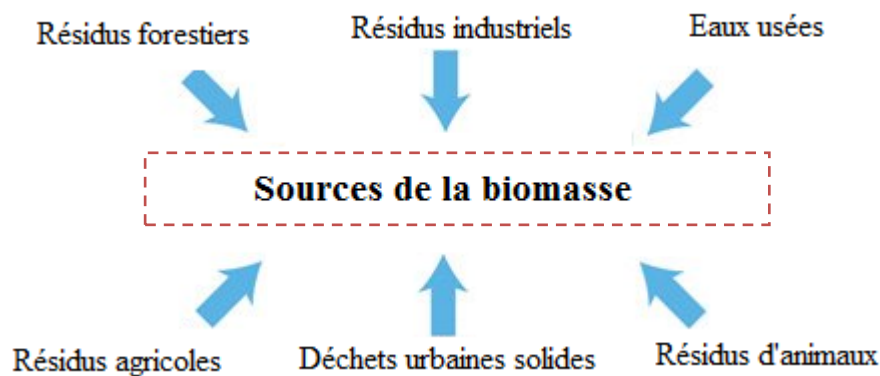


Figure 2.8 : Les ressources de l'énergie biomasse.

L'énergie biomasse correspond à l'énergie produite à partir de ses déchets après combustion, fermentation ou encore synthèse chimique [35].

La transformation de matières organiques ménagères, agricoles et industrielles se trouve en plein progrès entraînant une situation gagnant-gagnant pour tous : les consommateurs-citoyens, les consommateurs-commerciaux, les entreprises, l'économie, les porteurs de projets et surtout l'environnement [36].

Les avantages de l'énergie biomasse sont nombreux. Au niveau global, la biomasse, qui aide à la gestion des déchets solides, peut réduire la dépendance du pays au pétrole ou au gaz en étant transformée en différentes sources d'énergie [37,38]. Pour les particuliers, un atout principal : sa rentabilité. Elle est également disponible partout et renouvelable à l'infini à condition d'être utilisée de façon raisonnable [39].

L'énergie biomasse participe à la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, dans la mesure où le CO₂ rejeté dans l'atmosphère par la combustion des bioénergies correspond en théorie à la quantité de CO₂ absorbée par les végétaux lors de leur croissance. Le principal inconvénient de la biomasse est le rendement énergétique qui est relativement limité [40,42]. Un recours intensif à ce genre d'énergie entraînerait des impacts négatifs sur l'environnement, tels que des phénomènes de déforestation, d'érosion ou encore de pollution des sols [43].

2.3.4 L'énergie solaire

L'énergie solaire est une source d'énergie obtenue à partir de la lumière et la chaleur du soleil. Cette énergie devient une priorité de plus en plus pour les pays. Des centrales solaires sont en cours de construction dans le monde entier. En Algérie, la société d'électricité **SONELGAZ** offre des subventions pour encourager les propriétaires à investir dans l'énergie solaire.

L'énergie solaire est une énergie verte. Elle produit une faible quantité de polluants. L'impact environnemental se trouve principalement durant les étapes de la fabrication, de l'installation, du transport et du recyclage des infrastructures. Le processus de transformation de l'énergie solaire en énergie électrique n'a aucun impact sur l'environnement.

Les diverses études entreprises jusqu'à présent sur le potentiel énergétique solaire en Algérie font apparaître un potentiel considérable pour l'utilisation et l'exploitation de cette forme d'énergie. En effet, l'Algérie avec plus de deux millions de km² de superficie, reçoit l'équivalent de 300 milliards de Tep par an en énergie solaire. En termes d'insolation, l'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5 kWh sur la quasi-totalité du territoire national [44].

L'Algérie, qui a réalisé sa première centrale solaire en 2011, a acquis l'expérience nécessaire, ainsi que les moyens requis pour développer ce domaine d'autant, qu'actuellement, le pays totalise plus de 22 centrales de production d'électricité à base d'énergie solaire avec une capacité de 400 MW.

Affirmant que l'Algérie a pu répondre à ses besoins en matière d'électricité avec une production plus de 20.000 MW, pour une consommation nationale estimée à 15.680 MW.

Dans le cadre de la transition énergétique qui est au cœur du plan d'action du gouvernement pour les prochaines années, le secteur de l'énergie prévoit le lancement d'un méga projet, appelé **TAFOUKI**, pour la réalisation de centrales solaires photovoltaïques d'une capacité totale de 4.000 MW sur la période 2020-2024 [45].

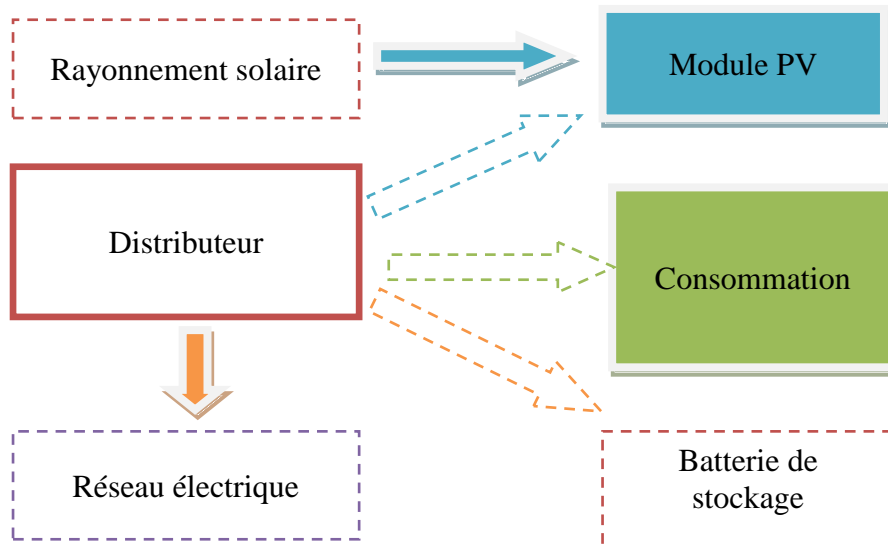


Figure 2.9 : Système Photovoltaïque

2.3.5 L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité, par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière (Figure 2.10).

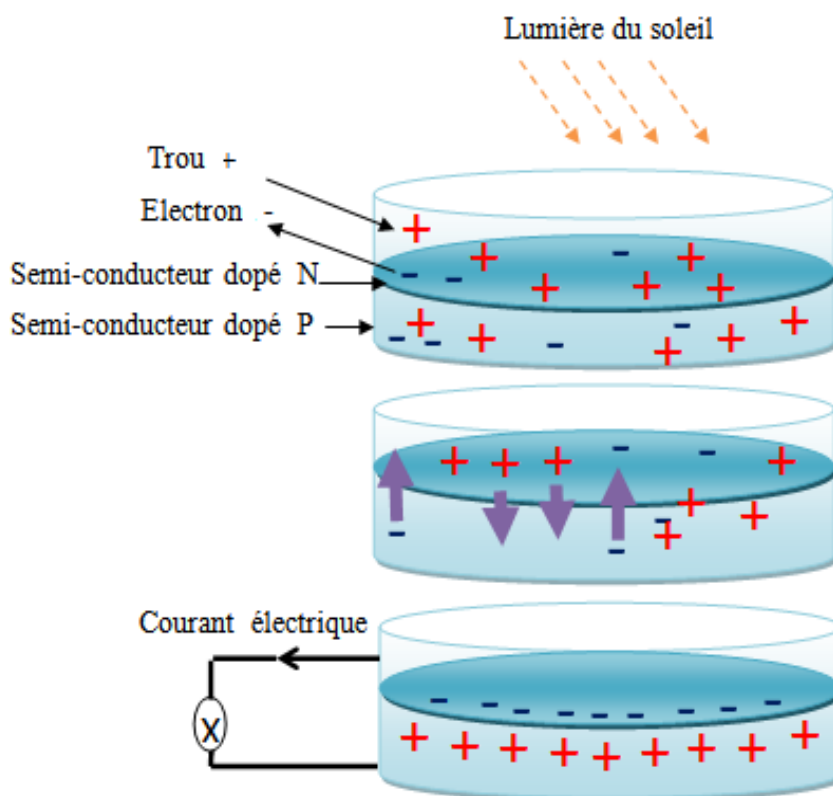


Figure 2.10 : Effet photovoltaïque.

Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type **N** et dopée de type **P**. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau **n** diffusent dans le matériau **P**. La zone initialement dopée **N** devient chargée positivement, et la zone initialement dopée **P** chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone **N** et les trous vers la zone **P** [46].

2.3.6 Cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est un moyen de conversion de la lumière en énergie électrique par le processus « effet photovoltaïque ». Elle est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée **P** (dopée au bore) et l'autre dopée **N** (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction **P-N** avec une barrière de potentiel (Figure 2.11).

Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction **P-N** de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges **N**) et des trous (charges **P**).

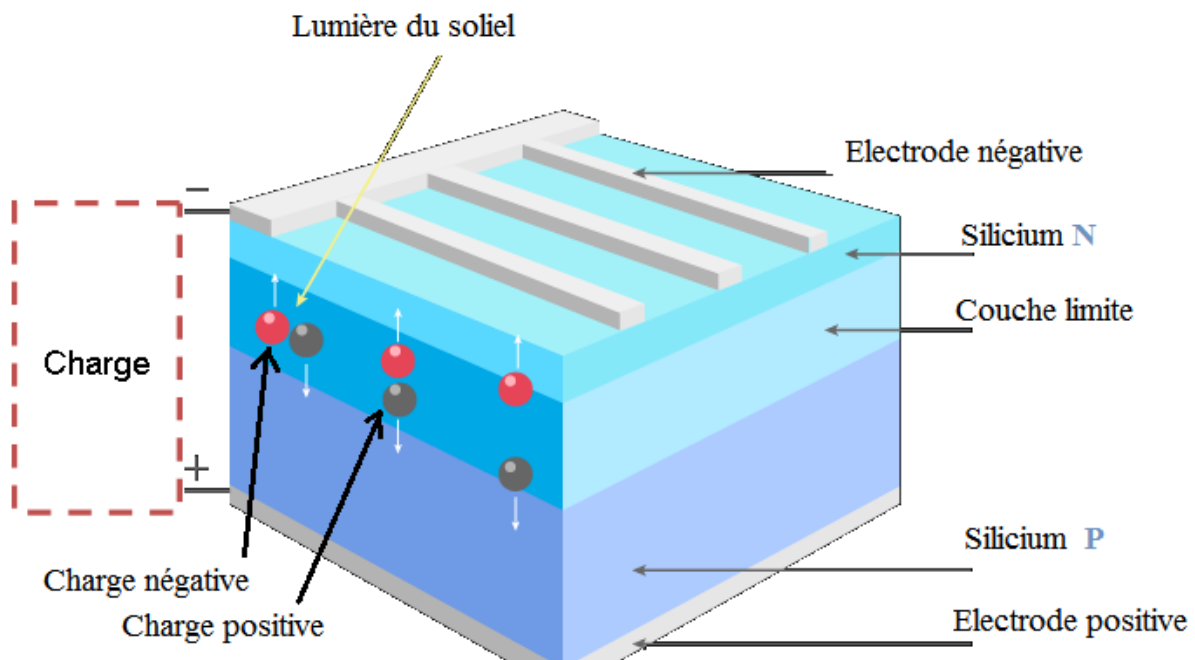


Figure 2.11 : Représentation schématique d'une cellule solaire

2.3.7 Différents types des cellules photovoltaïques

Il existe différents types de cellules solaires ou cellules photovoltaïques. Chaque type de cellule est caractérisé par un rendement et un coût qui lui sont propres. Cependant, quel que

soit le type, le rendement reste assez faible : entre 8 et 23 % de l'énergie que les cellules reçoivent. Actuellement, il existe trois principaux types de cellules [46] :

2.3.7.1 Cellules monocristallines

Les cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal (Figure 2.12).

Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium poly-cristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau. Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal. Un Wafer (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium.



Figure 2.12 : Cellule monocristalline. [47]

2.3.7.2 Cellules poly-cristallines

Les cellules poly-cristallines sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (Figure 2.13). Elles ont un rendement de 11 à 15%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines. Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication [47].

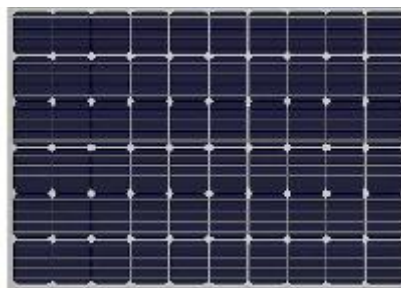


Figure 2.13: Cellule poly-cristalline

2.3.7.3 Cellules amorphes

Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que 6 à 8%. Cette technologie permet d'utiliser des

couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide [49].

2.3.8 Modules photovoltaïques

Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2 watts sous approximativement 0,5 Volt. Alors Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (**Figure 2.14**). Une association série de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau photovoltaïque.

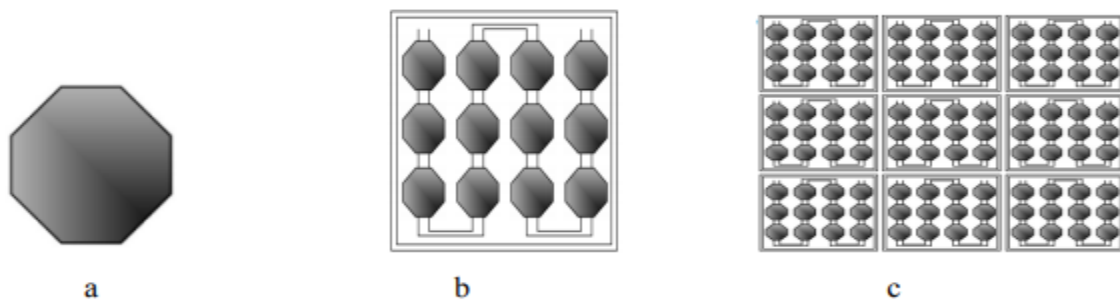


Figure 2.14 : Cellule, module et panneau photovoltaïques [50].

Un module photovoltaïque se compose généralement d'un circuit de 36 cellules en série, protégées de l'humidité par un capsulage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique.

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée. Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. La puissance crête, obtenue sous un éclairage maximal sera proportionnelle à la surface du module. La rigidité de la face avant (vitre) et l'étanchéité sous vide offerte par la face arrière soudée sous vide confèrent à l'ensemble sa durabilité [51].

2.3.9 Production de l'énergie solaire

L'énergie solaire est obtenue à partir de l'énergie transmise par le soleil. Sa production nécessite une installation solaire qui est composée de trois éléments :

- ⊙ Le panneau solaire : convertit directement la lumière du soleil en courant électrique continu ;

- ⊗ L'onduleur : sert à transformer l'électricité fabriquée en courant alternatif compatible avec l'installation ;
- ⊗ Le compteur : évalue la quantité de courant qui circule dans le réseau ;
- ⊗ L'énergie solaire est ensuite transformée en électricité qui sera distribuée à tous ceux qui sont connectés au réseau.

2.3.10 Le recyclage des panneaux solaires

En fin de vie, les panneaux solaires sont recyclables à 85 %. Ils ont une durée de vie de 20 à 30 ans. Un système photovoltaïque met entre un et cinq ans pour produire autant d'énergie qu'il a été nécessaire pour le fabriquer.

2.3.11 Les avantages de l'énergie solaire

L'exploitation de l'énergie solaire offre plusieurs avantages. Elle fait partie de la grande famille des énergies renouvelables. L'électricité qu'elle produit n'a aucun impact sur l'environnement et ne requiert pas l'utilisation de matière première. D'autres points positifs sont également observés :

- ✓ l'installation des panneaux est possible en ville comme à la campagne ;
- ✓ la pose des panneaux solaires est possible sur diverses surfaces telles que les murs ou la toiture ;
- ✓ elle est modulable, car permet d'alimenter plusieurs équipements électriques (chaudière, chauffage et appareils électroménagers) ;
- ✓ pratique et entièrement gratuite, l'énergie solaire fournit de l'électricité même dans les régions isolées ;
- ✓ le coût de fonctionnement est réduit ;
- ✓ ils ont été fabriqués pour faire face aux intempéries et ne requièrent que peu d'entretien ;
- ✓ afin d'amortir à long terme l'investissement initial, il est possible de revendre le surplus de production d'électricité.

2.3.12 Les inconvénients de l'énergie solaire

Les principaux inconvénients de l'énergie solaire sont :

- Le coût élevé des installations
- L'inconstance du rendement des plaques solaires à cause du niveau d'ensoleillement qui diffère d'une région à l'autre.

- La puissance réelle ne concorde pas avec celle mentionnée par le fabricant.
- Au fil des années, le rendement diminue.
- Le prix des panneaux solaires est plus conséquent si une batterie est utilisée pour stocker l'électricité.

2.3.13 Modes d'installation électrique

Pour utiliser l'énergie solaire, deux sortes d'installation d'alimentation électrique sont disponibles :

2.3.13.1 Les installations connectés au réseau

Ces installations requièrent l'utilisation d'un compteur réversible, car le courant électrique sera de nouveau admis sur le réseau. Les maisons qui sont dotées d'une installation branchée au réseau sont équipées de panneaux solaires, d'un régulateur solaire, d'un onduleur, d'une batterie et d'un compteur. Grâce à ce genre d'installation électrique, l'électricité générée par l'énergie solaire est directement employée. Elle permet une grande économie puisqu'elle assure la plupart des besoins électriques et permet même la revente s'il y a surproduction.

2.3.13.2 L'installation autonome

Ce type d'installation marche en chargeant des batteries. Elles stockent l'excès de production électrique en vue d'une réutilisation. Pour ce genre d'installation, les équipements sont formés d'un panneau photovoltaïque, d'une batterie solaire, d'un onduleur 230 V et d'un câble. Elle est employée dans le cas d'un réseau public trop coûteux ou éloigné. Cependant, elle n'arrive pas à subvenir aux besoins électriques trop importants d'une habitation puisque la batterie ne stocke que peu de courant électrique.

2.4 L'énergie éolienne

Une éolienne produit de l'électricité grâce au vent qui met en mouvement un rotor, permettant sa transformation en énergie mécanique. La vitesse de rotation de l'arbre entraîné par le mouvement des pales est accélérée par un multiplicateur. Cette énergie mécanique est ensuite transmise au générateur.

Un transformateur situé à l'intérieur du mât élève la tension du courant électrique produit par l'alternateur, pour qu'il puisse être plus facilement transporté dans les lignes à moyenne tension du réseau électrique.

Les trois composants essentiels d'une éolienne sont : le rotor, la nacelle et la tour (Figure 2.15).

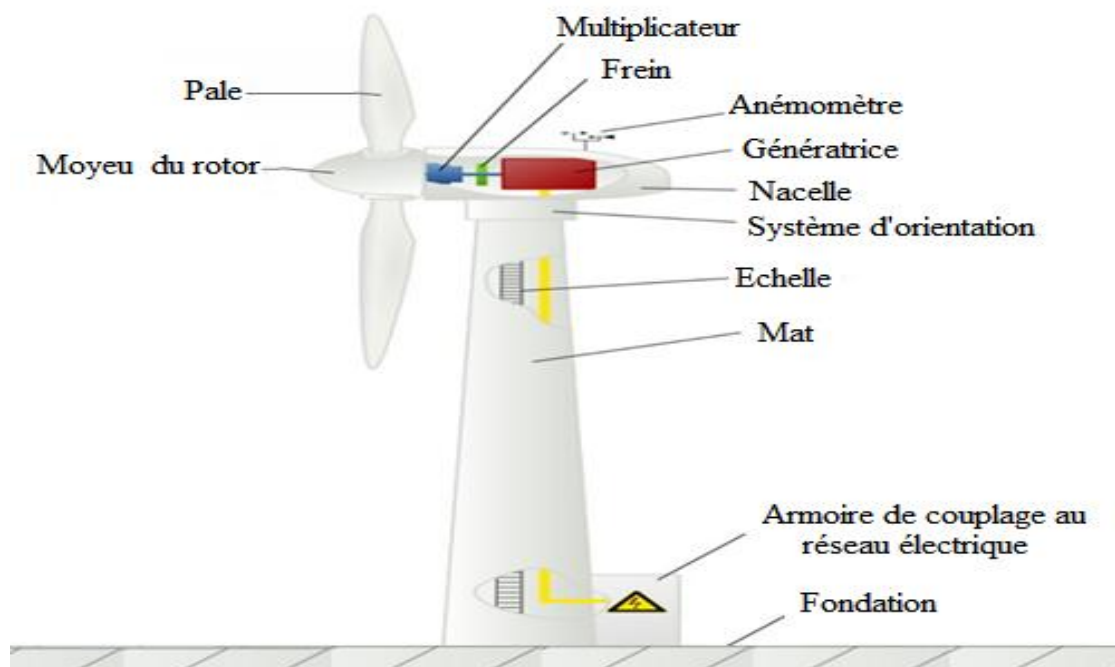


Figure 2.15 : Eléments d'une éolienne [52]

Un parc éolien est constitué de plusieurs éoliennes espacées de plusieurs centaines de mètres et connectées entre elles par un réseau interne souterrain et raccordées au réseau public par l'intermédiaire d'un poste de livraison.

Pour pouvoir démarrer, une éolienne nécessite une vitesse de vent minimale d'environ 10 à 15 km/h. Pour des questions de sécurité, l'éolienne s'arrête automatiquement de fonctionner lorsque le vent dépasse 90 km/h. La vitesse optimale est de 50 km/h.

L'Algérie, immense territoire à la géographie et aux climats contrastés, est un pays particulièrement à même de développer les énergies renouvelables. Le potentiel algérien est particulièrement important si l'on s'intéresse au solaire et à l'éolien.

Les autorités politiques nationales connaissent ce potentiel, et ont donc décidé, depuis plusieurs années, de se pencher sur la question. Mais elles ont toujours tendance à se reposer sur les énergies fossiles, dont le pétrole, qui occupe une place essentielle dans l'économie du pays.

L'Algérie compte une ferme éolienne unique située à Adrar. Cette ferme a été inaugurée aujourd'hui pour un coût total de 2,8 milliards de dinars. Elle se déploie sur 30 hectares et a une capacité de 10 mégawatts (MW).

La ferme éolienne d'Adrar dotée d'une douzaine d'éoliennes, installées sur la base d'études techniques et de terrain, tenant compte des courants de vents qui caractérisent la région, cette centrale assure une production alternative propre et renouvelable de 10 mégawatts d'électricité, intégrée au réseau électrique pour le renforcement des capacités d'alimentation en énergie de la wilaya d'Adrar.

La centrale a fait l'objet d'une série d'études et de recherches pour les scientifiques, chercheurs et universitaires du pays et de l'étranger, à travers l'organisation de rencontres et de visites de terrain à cet ambitieux projet pour s'enquérir de l'expérience de la wilaya d'Adrar en matière d'exploitation des énergies renouvelables et ses perspectives prometteuses dans le développement durable.

L'exploitation de l'énergie éolienne occupe une bonne place dans le programme national des énergies renouvelables, avec une contribution de production de 22 gigawatts projetés comme objectifs du programme.

2.4.1 Rotor

Le rotor est le capteur d'énergie qui transforme l'énergie du vent en énergie mécanique. C'est un ensemble constitué de pales et de l'arbre primaire, la liaison entre ces éléments étant assurée par le moyeu. Sur certaines machines, l'arbre primaire qui tourne à faible vitesse comporte un dispositif permettant de faire passer des conduites hydrauliques entre la nacelle (repère fixe) et le moyeu (repère tournant). Cette installation hydraulique est utilisée pour la régulation du fonctionnement de la machine.

2.4.2 Nacelle

Son rôle est d'abriter l'installation de génération de l'énergie électrique ainsi que ses périphériques. Différentes configurations peuvent être rencontrées suivant le type de la machine. La figure (2.16) présente une coupe d'une nacelle avec ses différents composants.

2.4.2.1 Génératrice

Les éléments essentiels sont :

- **Contrôleur électronique** : il est chargé de surveiller le fonctionnement de l'éolienne. Il s'agit en fait d'un ordinateur qui peut gérer le démarrage de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante (de l'ordre de 5 m/s), gérer le pas des pales, le freinage de la machine, l'orientation de l'ensemble rotor, nacelle face au vent de manière à maximiser la récupération d'énergie [53].

- **Dispositif d'orientation de la nacelle** : Il permet la rotation de la nacelle à l'extrémité supérieure de la tour, autour de l'axe vertical. L'orientation est généralement assurée par des moteurs électriques, par l'intermédiaire d'une couronne dentée. De nombreuses éoliennes comportent un système de blocage mécanique de la position de la nacelle suivant une orientation donnée.

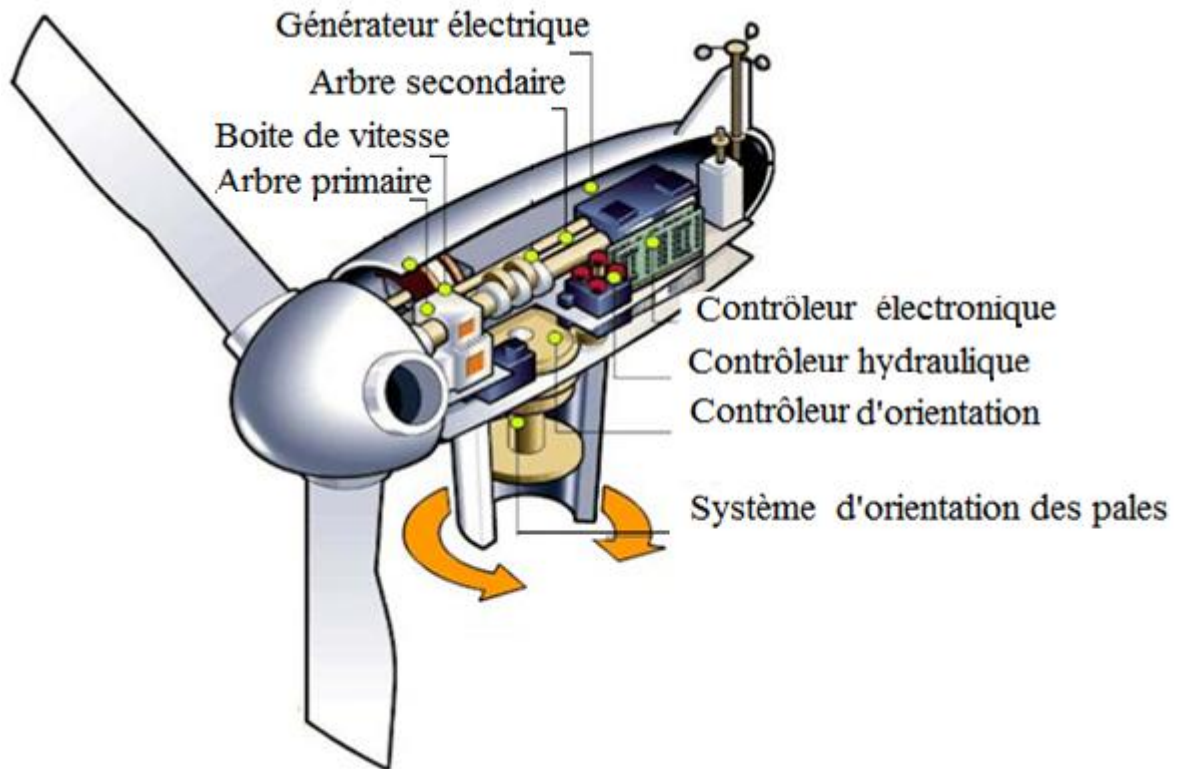


Figure 2.16: Eléments d'une nacelle [54].

2.4.2.2 Tour

Son rôle est d'une part de supporter l'ensemble rotor- nacelle pour éviter que les pales ne touchent le sol, mais aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante, de manière à sortir autant que possible le rotor du gradient de vent qui existe à proximité du sol en améliorant ainsi le captage de l'énergie. Certains constructeurs proposent différentes hauteurs de tour pour un même ensemble (rotor, nacelle), de manière à s'adapter au mieux aux différents sites d'implantation [55].

2.4.3 Principe de fonctionnement d'une éolienne

Quand le vent se lève, l'automate (15), grâce à la centrale de mesures de vent (11) située à l'arrière de la nacelle commande un mécanisme d'orientation (14) de placer l'éolienne face au vent. Les trois pales (1) sont mises en mouvement par la seule force du vent. Elles

entraînent avec elles l'axe lent (5), le multiplicateur (6), l'arbre rapide (8), et la génératrice (9).

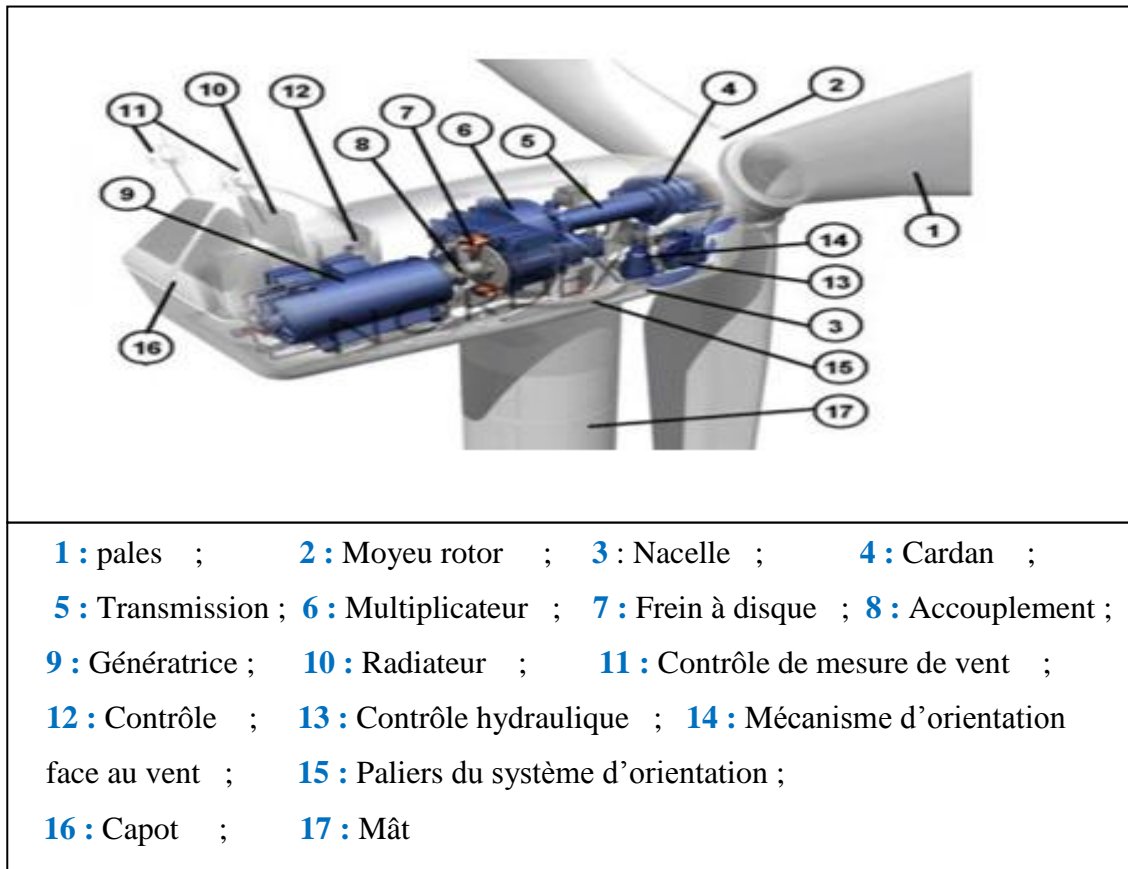


Figure 2.17 : Principe de fonctionnement d'une éolienne [55].

Lorsque le vent est suffisant (14.5 km/h), l'éolienne peut-être couplée au réseau électrique. Le rotor tourne alors à sa vitesse nominale aux environs de 30 tr/min et la génératrice à 1500 tr/min [54]. Ces vitesses de rotation vont rester constantes tout au long de la période de production. La génératrice délivre alors un courant électrique alternatif à la tension de 690 V et dont l'intensité varie en fonction de la vitesse du vent. Ainsi, lorsque la vitesse du vent croît, la portance s'exerçant sur le rotor augmente et la puissance délivrée par la génératrice s'accroît [55]. Quand le vent atteint 50 km/h, l'éolienne fournit sa puissance nominale. Cette puissance est alors maintenue constante en réduisant progressivement la portance des pales. L'unité hydraulique (13) régule la portance en modifiant l'angle de calage des pales qui pivotent sur leurs roulements (4). Lorsque le vent dépasse 90 km/h, les pales sont mises en drapeau et leur portance devient quasiment nulle, l'éolienne ne produit pas d'électricité. Tant que la vitesse du vent reste supérieure à 90 km/h, le rotor tourne en roue libre et la génératrice est déconnectée du réseau. Dès que la vitesse du vent diminue, l'éolienne se

remet en mode de production. Toutes ces opérations sont automatiques et entièrement gérées par ordinateur. En cas d'arrêt d'urgence, un frein à disque (7) placé sur l'axe rapide permet de mettre la machine en sécurité [54].

2.4.3.1 Les pales

Les pales est la partie très importante des éoliennes. De leur nature dépendront le bon fonctionnement et la durée de vie de la machine ainsi que le rendement du moteur éolien. Ils sont caractérisés par les éléments suivants : (La longueur ; La largeur ; Le profil ; Les matériaux et Le nombre) Parmi ces éléments, certains sont déterminés par les hypothèses de calcul, puissance et couple et d'autres sont choisis en fonction de critères tel que : coûts et résistance au climat [56].

2.4.3.2 Avantages de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne a de nombreux avantages :

- C'est une énergie sûre, propre et renouvelable.
- Retombées économiques pour les communes où elle est installée.
- Effets positifs sur le développement régional et l'emploi.

2.4.3.3 Inconvénients de l'énergie éolienne

Les principaux inconvénients de l'énergie éolienne sont :

- Discontinuité du vent.
- Un certain impact visuel, car elle modifie le paysage.
- Effets sonores dans les alentours du parc.

2.5 Energie hybride éolien –photovoltaïque

La combinaison de plusieurs sources d'énergies renouvelables permet d'optimiser au maximum les systèmes de production d'électricité, aussi bien du point de vu technique qu'économique. Il existe plusieurs combinaisons de systèmes hybrides, à savoir : éolien-diesel [57-59], photovoltaïque-diesel [60], et éolien- photovoltaïque-diesel [61-64]. Ces mêmes sources d'énergies peuvent êtres combinées avec d'autres sources telles que l'énergie hydrauliques [65].

Les méthodes d'évaluation des systèmes hybrides éolien/photovoltaïque autonomes et leurs avantages se sont beaucoup développées ces dernières années. L'optimisation de l'énergie éolienne et photovoltaïque avec un stockage électrochimique [66] qui donne une autonomie

beaucoup plus importante que celles des batteries d'accumulateurs), avec ou sans apport de diesel, dépend beaucoup des modèles économiques de chaque système.

Un logiciel a été développé au laboratoire pour évaluer le dimensionnement optimal de chaque sous système. L'avantage d'un système hybride par rapport à un système pur éolien ou pur photovoltaïque, dépend de beaucoup de facteurs fondamentaux : la forme et le type de la charge, le régime du vent, le rayonnement solaire, le coût et la disponibilité de l'énergie, le coût relatif de la machine éolienne, le champ photovoltaïque et le système de stockage.

Les systèmes hybrides éolien-photovoltaïque comprennent généralement (**Figure 2.18**) :

- ✓ Un système générateur ;
- ✓ Un système de régulation ;
- ✓ Un système de stockage ;
- ✓ Des équipements de puissance ;
- ✓ Une charge.

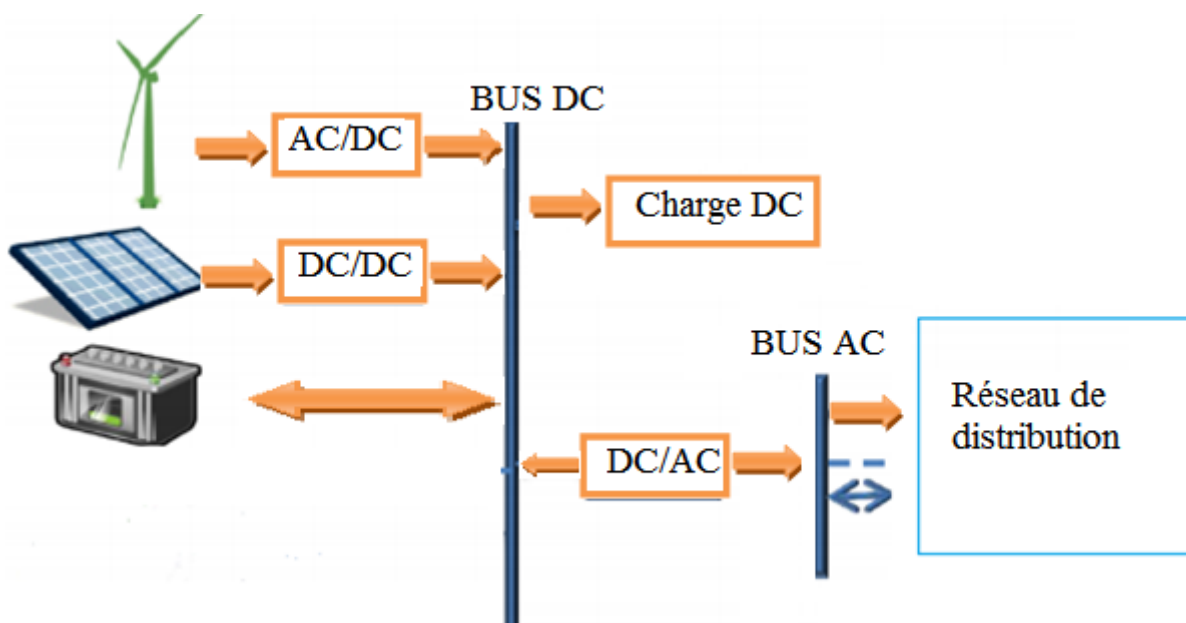


Figure 2.18 : Système hybride éolien –photovoltaïque

Le système générateur est composé par les modules photovoltaïques et les aérogénérateurs. Il est indispensable que les deux fonctionnent à la même tension nominale 12 ou 24 V et en courant continu. La régulation doit tenir compte du fait qu'il s'agit de deux courants de natures différentes :

- Le photovoltaïque assez constant et d'un seuil bas [67] ;

- L'énergie éolienne est très variable. Donc, le système de régulation se chargera de faire fonctionner le système générateur en un point optimal pour la charge des batteries.

2.6 Supervision des réseaux de distribution électriques

Plusieurs solutions de supervision, de contrôle et de surveillance de réseaux de distribution d'électricité à l'échelle locale sont disponibles actuellement au niveau de la société d'électricité **SONELGAZ**. Ces solutions permettant d'automatiser une partie d'un réseau composée de quelques organes de manœuvre MT. Le système de reconfiguration de boucle permet de rétablir l'exploitation de la boucle MT en localisant et isolant le défaut en toute simplicité.

2.6.1 Solution de reconfiguration automatique de boucle HTA

Dans le cadre d'un réseau de distribution MT structuré en boucle ouverte, un système de surveillance permet d'isoler automatiquement un défaut apparaissant sur un tronçon et de reconfigurer la boucle pour rétablir l'alimentation le plus rapidement possible.

Le principe de cette reconfiguration de boucle est le suivant :

- Détection et localisation du défaut ;
- Ouverture de la branche de la boucle en défaut ;
- Isolement du défaut ;
- Réalimentation de la partie saine.

Le système de reconfiguration automatique de boucle comprend :

- ⊗ Les cellules (disjoncteurs, interrupteurs) motorisées départ de boucle (poste de livraison) et des postes satellites avec ou sans groupe ;
- ⊗ Les relais de protection des cellules MT phase et homopolaire (différents seuils de réglage selon l'état de la boucle) ;
- ⊗ Une tranche de supervision située dans un des postes du réseau ou dans un local technique accessible par les exploitants ;
- ⊗ Les études de sélectivité garantissant le bon fonctionnement et réglage des protections.

2.6.2 Avantages du système de reconfiguration automatique

- Pertes limitées car les temps de coupure sont considérablement réduits
- Rapidité et performance par un temps de reconfiguration < 500 ms
- Evolutivité par une solution décentralisée
- Fiabilité, robustesse des technologies d'automatisme proposées

2.6.3 Usages du système de reconfiguration automatique

- ⊙ Continuité de service des sites sensibles
- ⊙ Etablissements de santé
- ⊙ Eau/Traitement des ordures ménagères
- ⊙ Bases militaires
- ⊙ Musées, universités
- ⊙ Infrastructures de transport
- ⊙ Datacenter, Tunnels

2.6.4 Centrale de mesure

La surveillance des réseaux électriques a pour objectif de gérer efficacement l'énergie électrique et de contrôler l'ensemble du réseau électrique à tout instant. C'est aussi, pour l'exploitant, optimiser au plus juste coût la consommation d'énergie sans préjudice pour l'activité. Cela passe par une vision générale et en temps réel de tous les paramètres électriques de l'ensemble de l'installation. Il existe des solutions pour Superviser les réseaux électriques modernes à ce besoin, ce sont des produits et des services utilisant les technologies de l'information et de la communication, construits autour de bus de terrain qui incorporent des produits intelligents, tels que les centrales de mesure et les logiciels de supervision de réseaux électrique [67].

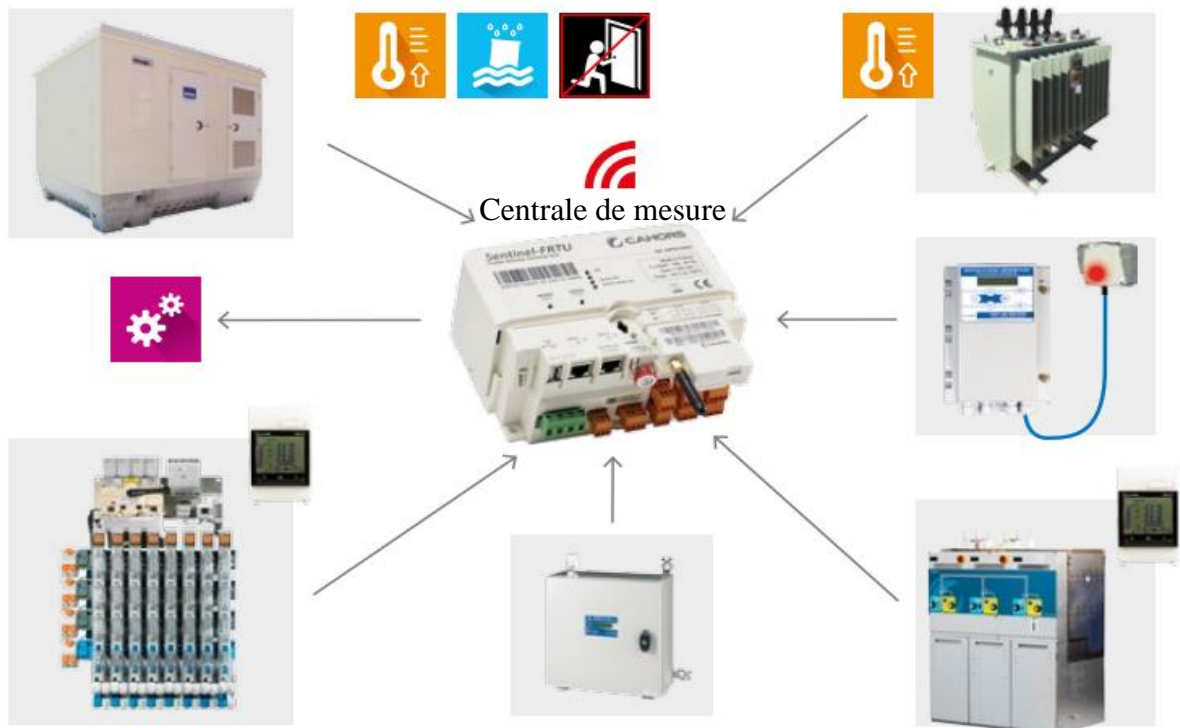


Figure 2.19: Supervision par une centrale de mesure

Une centrale de mesure est un élément polyvalent du réseau que l'on installe sur un départ ou une arrivée du réseau sur le tableau électrique de commande. Cet appareil participe activement, au contrôle, à la maintenance, à la gestion, à l'exploitation et à la surveillance du réseau électrique, à travers ces différentes fonctions :

2.6.4.1 Affichage des alarmes

Les besoins de maintenance et d'exploitation du réseau électrique sont très importants, la centrale permet de compiler la valeur de multiples paramètres du réseau. Le gain pour l'exploitant est non seulement économique (dès qu'intervient une mesure de puissance et / ou d'énergie, la centrale de mesure devient économiquement plus intéressante), mais aussi d'ordre technique puisque que la centrale procure des fonctions supplémentaires telles que la mémorisation des valeurs extrêmes atteintes par le réseau.

2.6.4.2 Captage et conversion des alarmes

Avec ses nombreuses possibilités de sortie, la centrale de mesure devient un compteur d'énergie, un transducteur ou encore un capteur numérique par le biais d'une liaison série, permettant ainsi de disposer et d'exploiter les informations à distance.

2.6.4.3 Fonctions d'enregistrement

Processeur et mémoire de la centrale, associés à son horloge interne, offrent à la centrale des fonctions d'enregistrement. Cela se traduit pour l'exploitant par des courbes de charges de son réseau, l'évolution des paramètres, ainsi que l'horodatage des événements (alarmes, alertes, dysfonctionnement, coupures,...).

2.6.5 Télésurveillance des réseaux de distribution MT/BT

Le principe de la télésurveillance des réseaux de distribution MT est basé sur les détecteurs de défauts MT, des coffrets de contrôle et commande pour interrupteurs MT ainsi que des coffrets d'interfaçage avec des productions d'énergie décentralisées. La température du transformateur peut aussi être surveillée, une alarme SMS envoyée en cas de dépassement d'un seuil configurable.

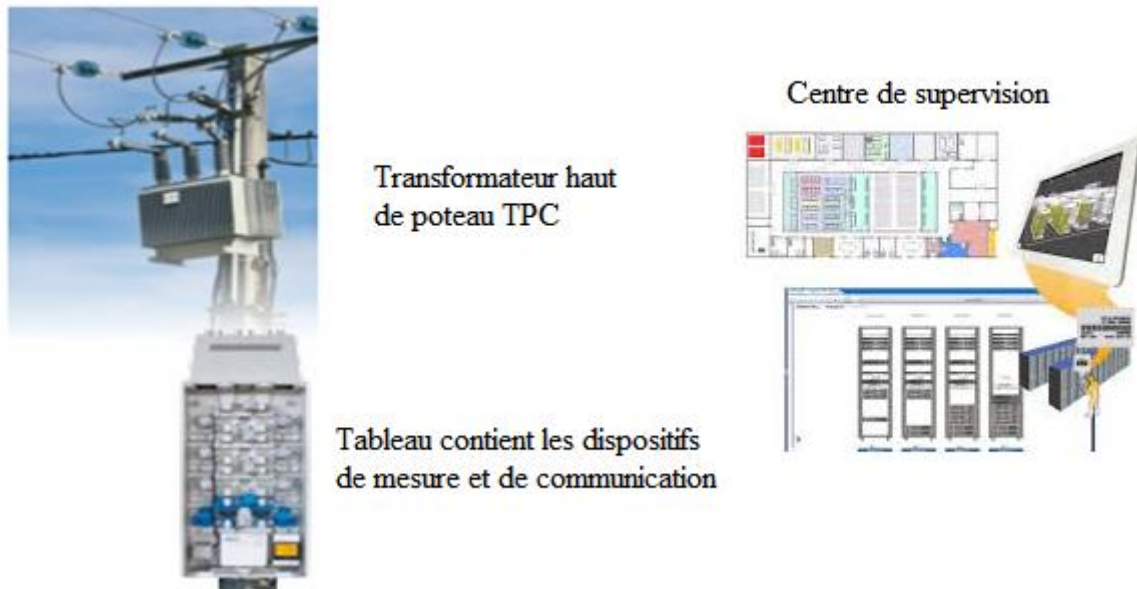


Figure 2.20 : Télésurveillance d'un transformateur haut de poteau

2.6.5.1 Les applications de la télésurveillance

Les applications de la télésurveillance permettent l'accès à distance, et l'échange de l'information électrique afin d'évaluer l'état du réseau électrique. La majorité des applications utilisées pour la surveillance sont basées sur la visualisation.

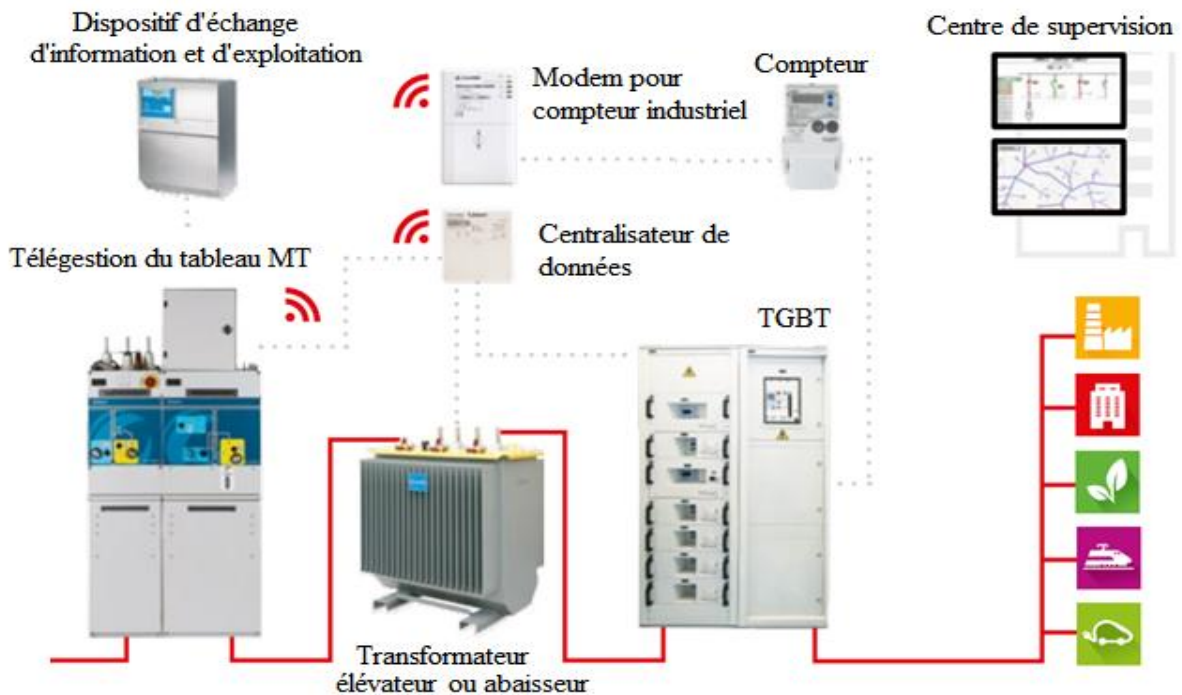


Figure 2.21: Télésurveillance des réseaux de distribution MT

2.6.5.1.1 Téléformation

Il s'agit d'un service pour la formation des agents de maintenance des sites isolés électrique à distance. Cette définition implique une transmission d'informations ou une communication à l'aide des technologies de l'information et de communications.

2.6.5.1.2 Téléassistance

La téléassistance électrique a pour objet de permettre à un professionnel dans le domaine électrique d'assister à distance un autre professionnel de maintenance sur site au cours de la réalisation des travaux d'installation des unités de production décentralisée.

2.6.5.1.3 Télé expertise

Permet à plusieurs professionnels dans le domaine électrique de se concerter sur le cas d'un patient: elle permet notamment au professionnel de maintenance électrique traitant de demander un deuxième avis à un expert.

2.6.5.1.4 Téléconsultation

Met en relation les agents de contrôle à distance et les professionnels de maintenance. Elle permet la consultation, le diagnostic et le suivi des sites de production décentralisée à distance.

2.7 Conclusion

Ce chapitre essaye de faire le tour des différents types d'énergies renouvelables avec leurs avantages et inconvénients. En plus, de donner des généralités sur l'architecture et la supervision des réseaux de distribution.

Les énergies renouvelables se sont nettement développées ces dernières années et offrent des avantages impressionnants, notamment économiques et propres. Les énergies dites renouvelables sont de plus en plus privilégiées et préférées partout dans le monde où c'est possible.

Le caractère renouvelable de ces énergies, leur faible émission de déchets, de rejets polluants et de gaz à effet de serre sont des avantages. Mais leur pouvoir énergétique, relativement disséminé, est beaucoup plus faible que celui des énergies non renouvelables fortement concentrées. Elles peuvent être, dans le cas du solaire et de l'éolien, intermittentes et difficilement stockables car immédiatement transformées en électricité, nécessitant alors l'apport ponctuel d'autres énergies. Leur mise en œuvre suppose aussi des investissements

lourds, même si avec le temps elles deviennent de plus en plus compétitives face aux énergies fossiles.

Nous constatons que, toutes les énergies renouvelables font l'objet de développements, mais ne sont pas toutes au même stade de maturité. Pour l'Algérie, l'industrie solaire a besoin d'être soutenue. Car, l'Algérie est l'un des plus importants gisements d'énergie solaire au monde avec une durée d'insolation de 2.000 à 3.900 heures par an, et une irradiation journalière de 3.000 à 6.000 Wh/M².

3.1 Introduction

Le réseau de distribution électrique se caractérise par le changement de la demande de charge, ce qui influe sur le profil de la tension au niveau des jeux de barres et les pertes active et réactive dans les branches.

Plusieurs méthodes ont été utilisées pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance dans le réseau de distribution. Les chercheurs [68 -70] ont proposé différentes méthodes pour analyser le réseau de distribution radial basées sur des méthodes d'injection de courant à balayage vers l'avant et vers l'arrière. Venkatesh et Ranjan [71,72] ont proposé une méthode utilisant des structures de données pour trouver la solution de flux de charge du réseau de distribution radial, une technique d'écoulement de puissance basée sur la théorie des échelles développée par Kersting et Mendive [73], Kersting [74], Baran et Wu [75] et Chiang [76] ont développé une solution basée sur la méthode Newton - Raphson. Ils ont calculé la matrice jacobienne du système en utilisant la règle de la chaîne dans leur méthode. Stanko [77] a également proposé un algorithme pour résoudre l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution radial basé sur la méthode découplée, découplée rapidement et très rapidement découplée. Les deux premières méthodes sont similaires à la méthode proposée par Andrey Pazderin [78]. La méthode de flux de charge de distribution découplée très rapide est très intéressante, car elle ne nécessite aucune construction et factorisation de matrice jacobienne [79], mais plus de calculs sont impliqués car elle résout trois équations fondamentales pour la représentation des puissances active et réactive et les amplitudes de tension [80-81].

Dans ce chapitre, le calcul de l'écoulement de puissance est fait par deux techniques. La première technique basée sur l'identification des types des lignes et des jeux de barres pour le calcul des courants et des tensions. La deuxième technique basée sur l'utilisation de deux matrices, la première appelée BIBC (Bus Injection to Branch Current) pour calculer les courants circulant à travers les branches du réseau et la deuxième matrice appelée LILC (Line Injection to Loop Current) pour calculer les courants dans les boucles [82].

3.2 Ecoulement de puissance d'un réseau de distribution radial

Le calcul de l'écoulement de puissance nécessite deux entrées pour fournir les caractéristiques du réseau électrique. Ces deux entrées sont des données des branches et des données de charges électriques.

Les informations sur le réseau peuvent être rassemblées dans deux tableaux (LDATA, BDATA). Le tableau LDATA contient les données des lignes qui représentent les caractéristiques des conducteurs de réseau. Le tableau BDATA contient les données de

charges électriques qui peuvent être établies en collectant les consommations des puissances actives et réactives à chaque jeu de barres.

3.2.1 Structure d'un réseau de distribution

La figure (3.1) montre la structure d'un réseau de distribution radial.

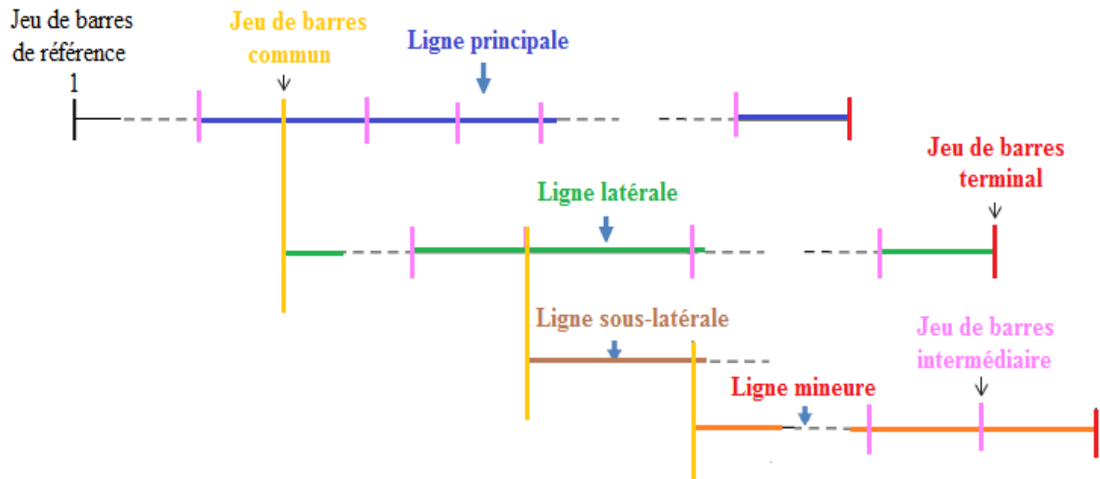


Figure 3.1 : Structure d'un réseau de distribution radial

3.2.2 Puissance fournie au réseau

La puissance totale fournie au réseau est donnée comme suit :

$$P_T = \sum_{i=1}^N P_i + P_{loss} \tag{3.1}$$

N : Le nombre de jeux de barres ;

P_i : La demande de puissance de charge au jeu de barres i ;

P_{loss} : Les pertes de puissance totales dans les lignes.

3.2.3 Puissance et courant dans les branches

Une branche d'un réseau de distribution radial est modélisée comme une résistance en série avec une inductance pure (figure 3.2).

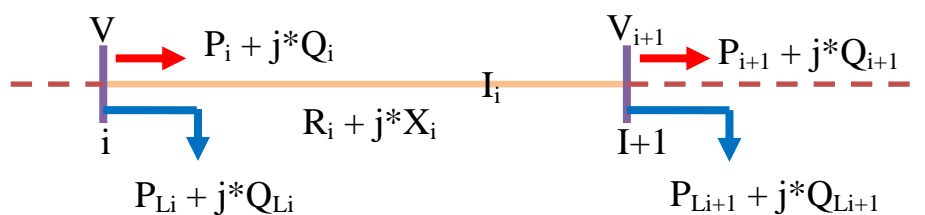


Figure 3.2 : Représentation de deux jeux de barres dans le réseau de distribution radial

La puissance active transitée du jeu de barres (**i**) au jeu de barres (**i+1**) s'écrit comme suit :

$$P_i = P'_{i+1} + R_i \frac{(P'_{i+1} + Q'_{i+1})}{V_{i+1}^2} \quad (3.2)$$

$$\text{Où } P'_{i+1} = P_{i+1} + P_{Li+1} \quad (3.3)$$

P_{Li} : La puissance active de la charge au niveau du jeu de barres (**i**) ;

P_i : La puissance active transitée dans la branche (**i**) ;

La puissance réactive transitée du jeu de barres (**i**) au jeu de barres (**i+1**) est donnée par :

$$Q_i = Q'_{i+1} + X_i \frac{(P'_{i+1} + Q'_{i+1})}{V_{i+1}^2} \quad (3.4)$$

$$\text{Où } Q'_{i+1} = Q_{i+1} + Q_{Li+1} \quad (3.5)$$

Q_{Li} : La puissance réactive de la charge au niveau du jeu de barres (**i**) ;

Q_i : La puissance réactive transitée dans la branche (**i**).

Le courant traversant la branche (**i**) s'écrit comme suit :

$$I_i = \frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + jX_i} \quad (3.6)$$

3.2.4 Courant de charge

Le courant injecté à chaque jeu de barres est lié à la puissance absorbée par la charge connectée et à la tension au niveau du jeu de barres. Pour un jeu de barres (**i**), le courant injecté peut s'écrire :

$$I_{Li} = \frac{S_{Li}^*}{V_i^*} \quad (3.7)$$

3.2.5 Courants des branches d'une ligne mineure

Le courant traversant une branche appartenant à une ligne mineure peut être calculé comme suit :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} \quad (3.8)$$

Où

$$\begin{cases} b = (JBDM_m - 1), \dots, (JBTM_m - 1) \forall m, m = 1, 2, \dots, N_m, \\ I_{b+1} = 0, \text{ si } (b + 1) = JBTM_m \\ I_{bm,m} = I_b, \text{ si } b = b_{slm} \end{cases} \quad (3.9)$$

N_m : Le nombre total des lignes mineures ;

I_b, I_{b+1} sont respectivement les courants des branches **b, b+1** ;

$JBDM_m$: Le jeu de barres de départ de la $m^{\text{ème}}$ ligne mineure ;

$JBTM_m$: Le jeu de barres terminal de la $m^{\text{ème}}$ ligne mineure ;

$I_{bm,m}$: Le courant de branche dans la $m^{\text{ème}}$ ligne mineure ;

b_{slm} : Le numéro de la branche de la ligne sous-latérale avec la $m^{\text{ème}}$ ligne mineure.

3.2.6 Courants des branches d'une ligne sous-latérale

Le courant traversant une branche appartenant à une ligne sous latérale s'écrit comme suit :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} + \sum_{m=1}^{N_m} I_{bm,m} \quad (3.10)$$

Où

$$\left\{ \begin{array}{l} b = (JBDSL_{sl} - 1), \dots, (JBDSL_{sl} - 1) \forall sl, sl = 1, 2, \dots, N_{sl} \\ I_{b+1} = 0, \text{ si } (b + 1) = JBDSL_{sl} \\ I_{bm,m} = 0, \text{ si } (b + 1) \neq n_{slm} \forall m, m = 1, 2, \dots, N_m, \\ I_{b+1} = 0, \text{ si } (b + 1) = JBDSL_{sl} \\ I_{bsl,sl} = I_b, \text{ si } b = b_{sl} \end{array} \right. \quad (3.11)$$

N_{sl} : Le nombre total des lignes sous-latérales ;

$JBDSL_{sl}$: Le jeu de barres de départ de la $sl^{\text{ème}}$ ligne sous-latérale ;

$JBDSL_{sl}$: Le jeu de barres terminal de la $sl^{\text{ème}}$ ligne sous-latérale ;

n_{slm} : Le numéro du jeu de barres commun dans la ligne sous-latérale par lequel débute la $m^{\text{ème}}$ ligne mineure ;

$I_{bsl,sl}$: Le courant de branche dans $sl^{\text{ème}}$ ligne sous-latérale ;

b_{sl} : Le numéro de la branche connectant la ligne latérale avec la $sl^{\text{ème}}$ ligne sous-latérale.

3.2.7 Courants des branches d'une ligne latérale

Le courant traversant une branche appartenant à une ligne latérale s'écrit selon l'équation suivante :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} + \sum_{sl=1}^{N_{sl}} I_{bsl,sl} \quad (3.12)$$

Où

$$\left\{ \begin{array}{l} b = (JBTL_1 - 1) \text{ jusqu'à } (JBTL_1 - 1) \forall l, l = 1, 2, \dots, N_l, \\ I_{bsl,sl} = 0, \text{ si } (b + 1) \neq n_{sl} \forall sl, sl = 1, 2, \dots, N_{sl} \\ I_{b+1} = 0, \text{ si } (b + 1) = JBTL_1 \\ I_{bl,l} = I_b, \text{ si } b = b_{pl} \end{array} \right. \quad (3.13)$$

N_l : Le nombre total des lignes latérales ;

$JBTL_1$: Le jeu de barres de départ de la $l^{\text{ème}}$ ligne latérale ;

$JBTL_1$: Le jeu de barres terminal de la $l^{\text{ème}}$ ligne latérale ;

$I_{bl,l}$: Le courant de branche dans la $l^{\text{ème}}$ ligne latérale ;

b_{pl} : Le numéro de la branche connectant la ligne principale avec la l^{ème} ligne latérale ;

n_{sl} : Le numéro du jeu de barres commun dans la ligne latérale par lequel débute la sl^{ème} ligne sous-latérale.

3.2.8 Courants des branches de la ligne principale

Le courant traversant une branche appartenant à une ligne principale s'écrit selon l'équation suivante :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} + \sum_{l=1}^{N_l} I_{bl,l} \quad (3.14)$$

Où

$$\begin{cases} b = 1, 2, \dots (JBTP_p - 1) \\ I_{bl,l} = 0, \text{ si } (b + 1) \neq n_{pl} \forall l, l = 1, 2 \dots N_l \\ I_{b+1} = 0, \text{ si } (b + 1) = JBTP_p \end{cases} \quad (3.15)$$

$JBTP_p$: Le jeu de barres terminal de la ligne principale ;

n_{pl} : Le numéro du jeu de barres commun dans la ligne principale par lequel débute la l^{ème} ligne latérale.

3.2.9 Amplitude et angle de la tension

Le courant dans la branche (i , $i+1$) s'écrit de deux façons:

$$\begin{cases} I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i \angle -\delta_i} \\ I_i = \frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + jX_i} \end{cases} \quad (3.16)$$

En assimilant les équations (3.16), on obtient :

$$\frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + jX_i} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i \angle -\delta_i} \quad (3.17)$$

En assimilant les parties réelles et les parties imaginaires des deux côtés de l'équation (3.17) on aura :

$$V_i^2 - V_i V_{i+1} \angle (\delta_{i+1} - \delta_i) = (P_i - jQ_i)(R_i + jX_i) \quad (3.18)$$

En élevant les deux côtés de l'équation (3.18) à la puissance 2, on obtient :

$$\begin{cases} (V_i V_{i+1})^2 \cos(\delta_{i+1} - \delta_i)^2 = [V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)]^2 \\ (V_i V_{i+1})^2 \sin(\delta_{i+1} - \delta_i)^2 = (Q_i R_i - P_i X_i)^2 \end{cases} \quad (3.19)$$

En assemblant les équations (3.19) côté à l'autre, une nouvelle équation est obtenue :

$$(V_i V_{i+1})^2 = [V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)]^2 + (Q_i R_i - P_i X_i)^2 \quad (3.20)$$

L'équation (3.21) s'écrit comme suit :

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + (P_i R_i + Q_i X_i)^2 + (Q_i R_i - P_i X_i)^2 \quad (3.21)$$

On obtient l'équation suivante :

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + (P_i R_i)^2 + (Q_i X_i)^2 + (Q_i R_i)^2 + (P_i X_i)^2 \quad (3.22)$$

Finalement, l'équation de l'amplitude de la tension au niveau de chaque jeu de barres du réseau de distribution radial est obtenue comme suit:

$$V_{i+1} = [V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + (R_i^2 + X_i^2) \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2}]^{1/2} \quad (3.23)$$

L'angle de tension peut s'écrire :

$$\tan(\delta_{i+1} - \delta_i) = \frac{(Q_i R_i - P_i X_i)}{[V_i^2 + (P_i R_i + Q_i X_i)]} \quad (3.24)$$

$$\delta_{i+1} = \delta_i - \tan^{-1} \left(\frac{(Q_i R_i - P_i X_i)}{[V_i^2 + (P_i R_i + Q_i X_i)]} \right) \quad (3.25)$$

3.2.10 Les pertes de puissance active et réactive

Les pertes de puissance active au niveau d'une branche (i) de la figure (3.2) s'écrivent comme suit:

$$P_{Loss,i} = R_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V_i|^2} \quad (3.26)$$

Les pertes totales de puissance active dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches de l'équation (3.27) :

$$P_{T,Loss} = \sum_{i=1}^{Nbr} P_{Loss,i} \quad (3.28)$$

Les pertes de puissance réactive au niveau d'une branche (i) s'écrivent comme suit:

$$Q_{Loss,i} = X_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V_i|^2} \quad (3.29)$$

Les pertes totales de puissance réactive dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches de l'équation (3.29):

$$Q_{T,Loss} = \sum_{i=1}^{Nbr} Q_{Loss,i} \quad (3.29)$$

3.3 Applications numériques sur un réseau radial

Afin de tester la méthode de calcul de l'écoulement de puissance dans un réseau radial, on l'a programmée sous MATLAB et on l'a appliquée sur les réseaux tests IEEE 33-bus, IEEE 69-bus [83,84] et le réseau réel 112 jeux de barres.

3.3.1 Réseau IEEE 33-bus radial

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 33-bus de la figure (3.3) sont données comme suit :

Nombre de jeux de barres =33 ; Nombre de branches =32 ; Jeu de barres de référence N° =1 ;

Tension de base =12,66kV ;Puissance de base = 10MVA .

Les données du réseau test sont présentées dans l'annexe (A.1) et (A.2).

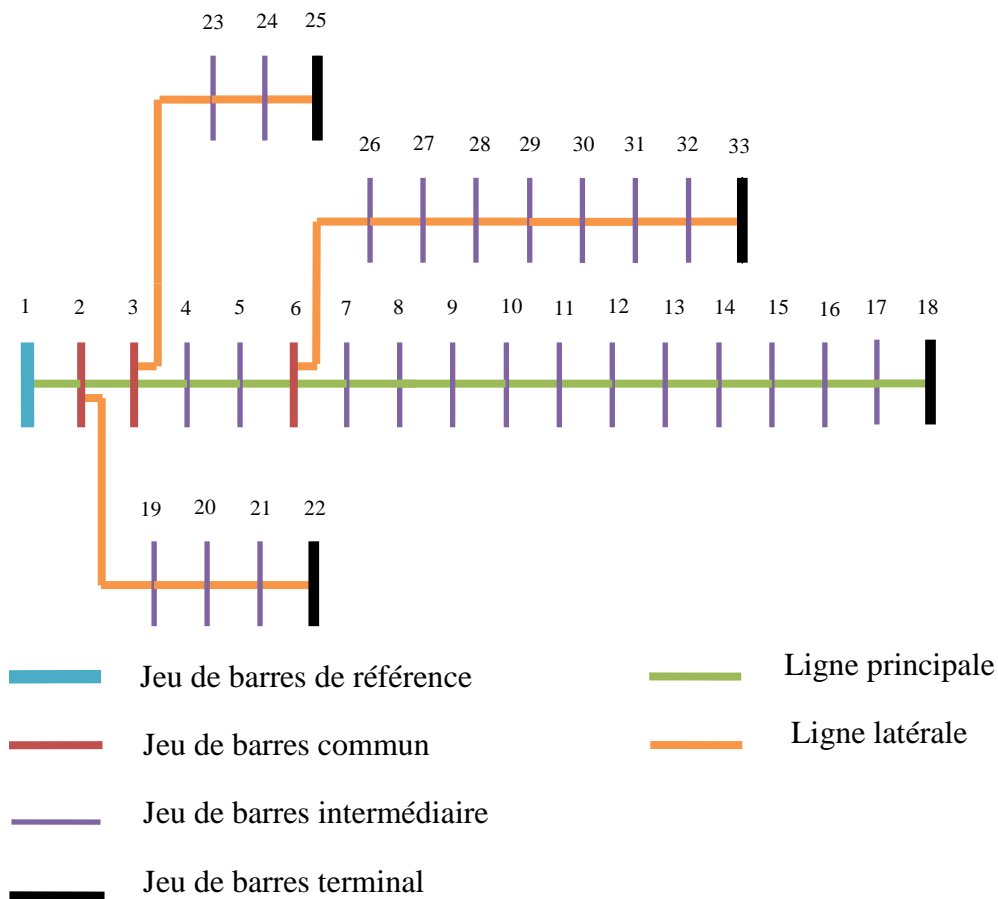


Figure 3.3 : Réseau de distribution radial IEEE 33-bus

Le tableau (3.1) présente les modules et les angles des tensions au niveau de chaque jeu de barres. La valeur de tension la plus basse est 0.9134 pu qui se trouve au niveau du jeu de

barres 18. D'après le tableau, nous constatons que les tensions aux niveau des jeux de barres 1, 2, 3, 4, 5, 19, 20, 21, 22, 23, 24 et 25 sont supérieures à 0.95 pu et les autres jeux de barres ont des tensions inférieures à 0.95 . Donc presque la moitié des jeux de barres nécessitent une amélioration du profil de tension.

Tableau 3.1 : Solution de l'écoulement de puissances du réseau IEEE 33-bus

JB	Tension p.u	Phase rad	JB	Tension p.u	Phase rad
1	1,0000	0	18	0,9134	-0,0089
2	0,9970	0,0003	19	0,9965	0,0001
3	0,9830	0,0017	20	0,9929	-0,0011
4	0,9755	0,0029	21	0,9922	-0,0015
5	0,9682	0,0041	22	0,9916	-0,0018
6	0,9498	0,0025	23	0,9794	0,0012
7	0,9463	-0,0015	24	0,9727	-0,0004
8	0,9415	-0,0009	25	0,9694	-0,0012
9	0,9352	-0,0023	26	0,9479	0,0032
10	0,9294	-0,0035	27	0,9453	0,0043
11	0,9286	-0,0033	28	0,9339	0,0059
12	0,9271	0,0032	29	0,9257	0,0074
13	0,9210	-0,0048	30	0,9222	0,0093
14	0,9187	-0,0063	31	0,9180	0,0079
15	0,9173	-0,0069	32	0,9171	0,0075
16	0,9160	-0,0074	33	0,9168	0,0074
17	0,9140	-0,0088			

Le tableau (3.2) montre les pertes de puissance active et réactive dans chaque branche du réseau IEEE 33-bus obtenues après trois itérations du calcul de l'écoulement de puissance et avec un temps d'exécution de 0.040871 secondes. Pour les pertes actives, la plus grande valeur 51.5711kW se trouve au niveau de la branche numéro 2, alors que la plus grande valeur des pertes réactives 32.8256 kVAr se trouve au niveau de la branche numéro 5. Cela est dû aux valeurs des courants traversant ces branches ainsi qu'aux caractéristiques électriques, résistance et réactance relatives à chaque branche du réseau. Les pertes totales

active et réactive du réseau sont respectivement 201.89 kW et 134.64 kVAr représentant 5.42 % et 5.85 % de la puissance demandée.

Tableau 3.2 : Pertes de puissances active et réactive dans le réseau IEEE 33-bus radial

Branches	Pertes actives (kW)	Pertes réactives (kVAr)	Branches	Pertes actives (kW)	Pertes réactives (kVAr)
1	12,1927	6,2154	17	0,0531	0,0416
2	51,5711	26,2668	18	0,1610	0,1536
3	19,7934	10,0806	19	0,8322	0,7498
4	18,5931	9,4697	20	0,1008	0,1177
5	38,0256	32,8256	21	0,0436	0,0577
6	1,9131	6,3238	22	3,1812	2,1737
7	4,8342	1,5976	23	5,1432	4,0613
8	4,1773	3,0012	24	1,2873	1,0073
9	3,5575	2,5216	25	2,5940	1,3213
10	0,5531	0,1829	26	3,3211	1,6909
11	0,8802	0,2911	27	11,2766	9,9424
12	2,6638	2,0958	28	7,8180	6,8108
13	0,7286	0,9590	29	3,8881	1,9805
14	0,3569	0,3176	30	1,5928	1,5742
15	0,2813	0,2054	31	0,2131	0,2484
16	0,2515	0,3358	32	0,0132	0,0205
Pertes actives				201,8925 kW	
Pertes réactives				134,6413 kVAr	
Nombre d'itérations				3	
Temps d'exécution				0,040871 secondes	

La figure (3.4) représente l'allure de la tension au niveau des jeux de barres. La figure (3.5.a, b) représente les taux des pertes actives et réactives au niveau du réseau IEEE 33-bus.

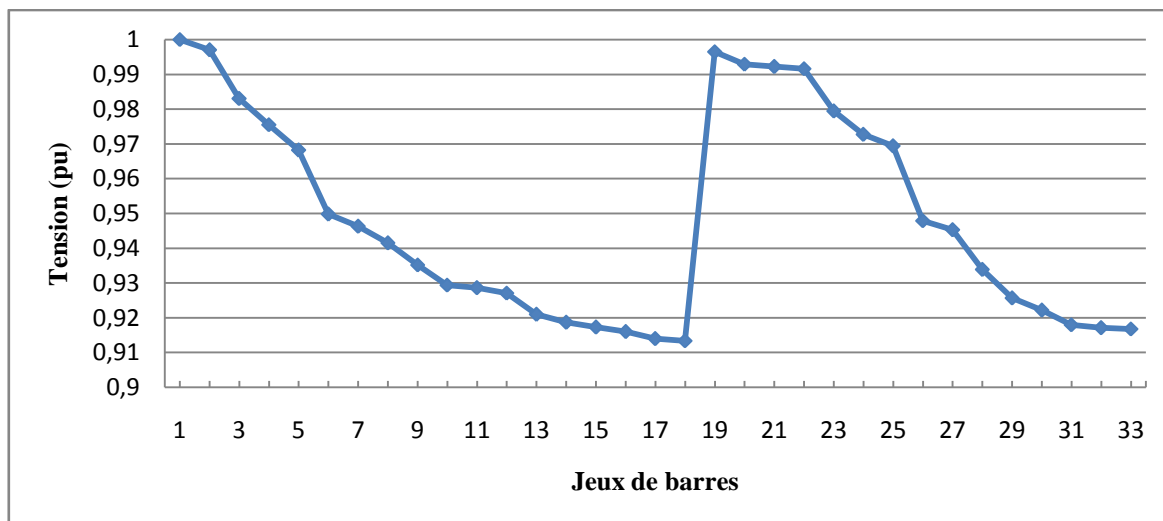
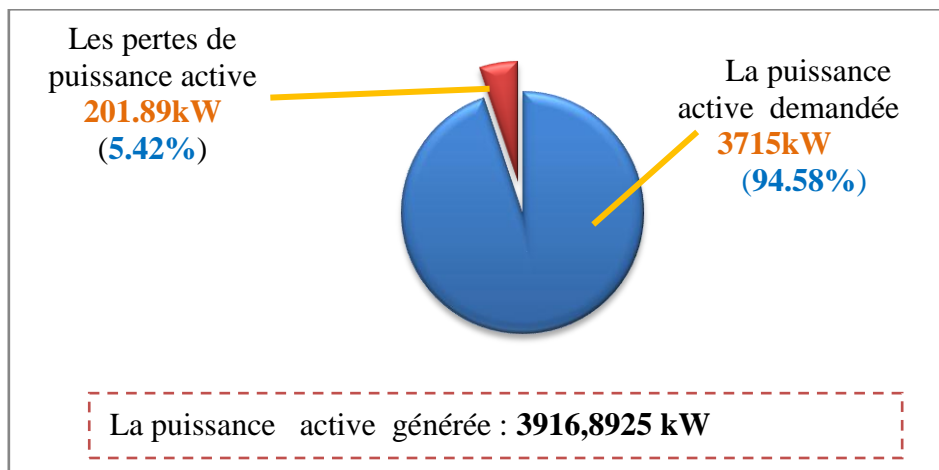
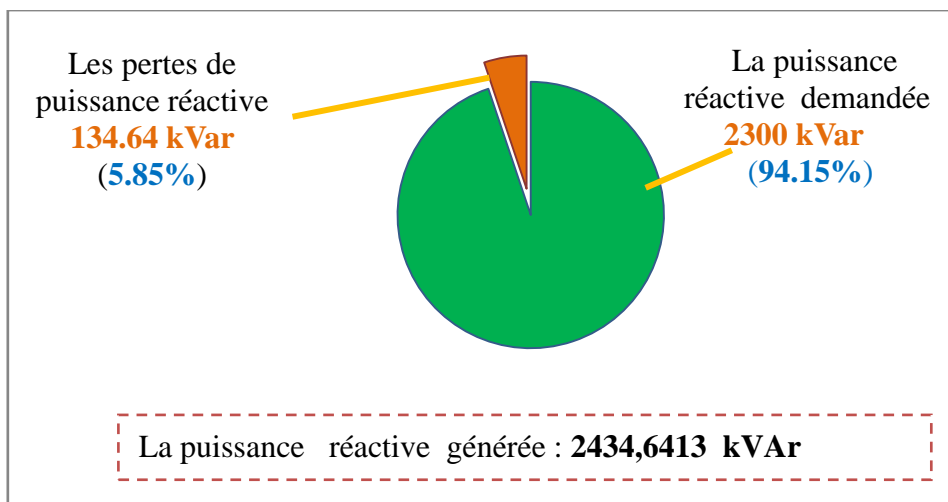


Figure 3.4 : Profil de tension du réseau IEEE 33-bus radial



a. Tau des pertes de puissance active



b. Tau des pertes de puissance réactive

Figure 3.5 : Taux des pertes actives et réactives dans le réseau IEEE33-bus

3.3.2 Réseau IEEE 69-bus radial

Les caractéristiques du réseau de distribution radial IEEE 69-bus de la figure (3.6) sont données comme suit :

Nombre de jeux de barres =69 ;

Nombre de branches =68 ;

Puissance de base = 100MVA ;

Tension de base =12,66kV.

Les données du réseau test sont présentées dans l'annexe (C.1) et (C.2).

Le réseau IEEE 69-bus comporte :

- ✓ Un jeu de barres de référence
- ✓ Huit jeux de barres terminaux : 27, 35, 39, 41, 54, 56, 58, 69
- ✓ Six jeux de barres communs : 3, 4, 8, 9, 11, 12.
- ✓ Cinquante et un jeux de barres intermédiaires.

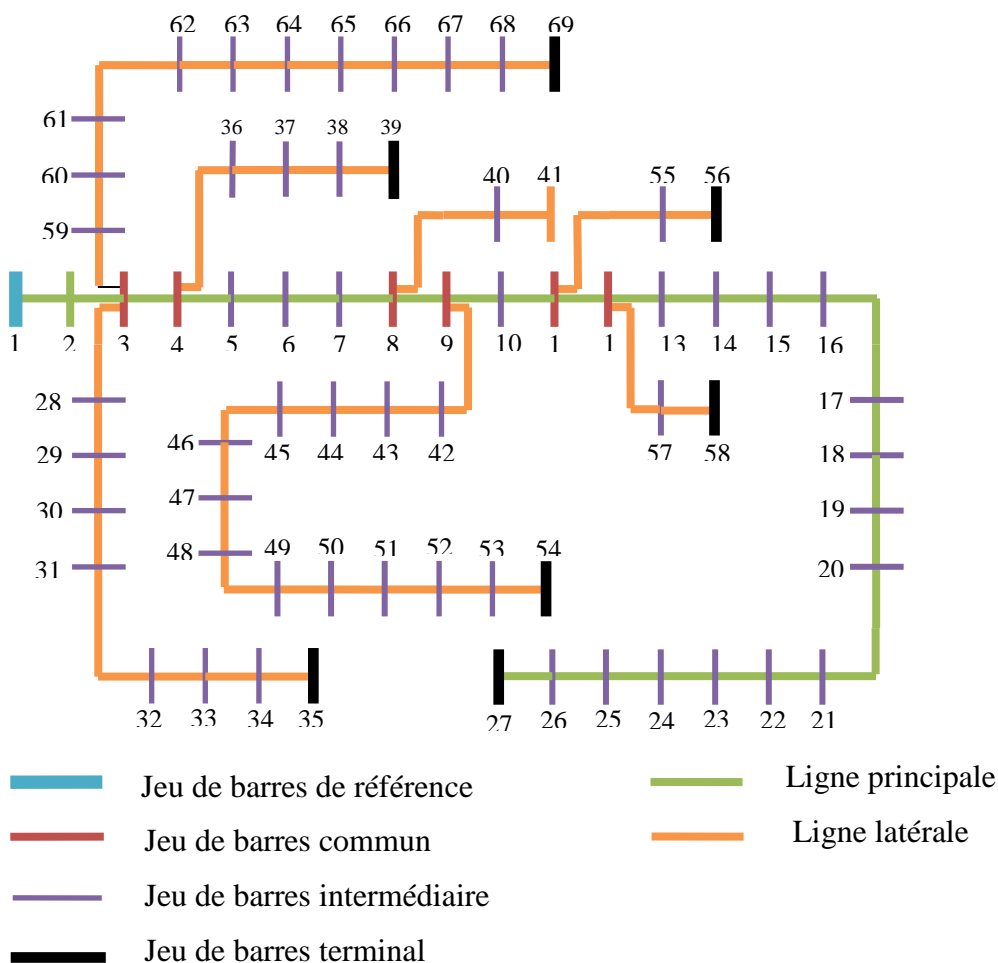


Figure 3.6 : Représentation du réseau IEEE 69-bus

Tableau 3.3 : Pertes actives et réactives du réseau IEEE69-bus radial

Branches	Pertes actives (kW)	Pertes réactives (kVAr)	Branches	Pertes actives (kW)	Pertes réactives (kVAr)	Branches	Pertes actives (kW)	Pertes réactives (kVAr)
1	0,22	0,21	24	0,01	0,01	47	7,37	2,44
2	0,22	0,23	25	0,001	0,001	48	9,35	2,83
3	0,19	0,37	26	0,001	0,001	49	10,81	5,49
4	2,72	3,06	27	0,001	0,001	50	2,08	1,06
5	38,77	19,73	28	0,001	0,01	51	0,09	0,47
6	40,47	20,58	29	0,01	0,001	52	0,34	0,18
7	9,85	4,92	30	0,001	0,001	53	0,51	0,26
8	3,03	1,56	31	0,001	0,001	54	0,01	0,001
9	5,01	1,66	32	0,01	0,001	55	0,001	0,001
10	1,06	0,35	33	0,02	0,01	56	0,01	0,001
11	3,02	1,00	34	0,01	0,001	57	0,001	0,001
12	2,24	0,74	35	0,001	0,001	58	0,001	0,001
13	1,10	0,36	36	0,02	0,05	59	0,01	0,03
14	1,07	0,35	37	0,07	0,17	60	0,01	0,02
15	0,19	0,06	38	0,001	0,01	61	0,001	0,001
16	0,36	0,12	39	0,52	0,27	62	0,001	0,001
17	0,001	0,001	40	0,46	0,16	63	0,003	0,04
18	0,015	0,05	41	4,55	2,29	64	0,01	0,01
19	0,05	0,02	42	5,27	2,70	65	0,001	0,001
20	0,08	0,03	43	7,31	3,72	66	0,001	0,001
21	0,001	0,001	44	7,04	3,56	67	0,001	0,001
22	0,001	0,001	45	17,82	12,92	68	0,001	0,001
23	0,002	0,002	46	18,98	6,36			
Les pertes totales actives					223,24 kW			
Les pertes totales réactives					100,48 kVAr			
Nombre d'itérations					3			
Temps d'exécution					0,104833 secondes			

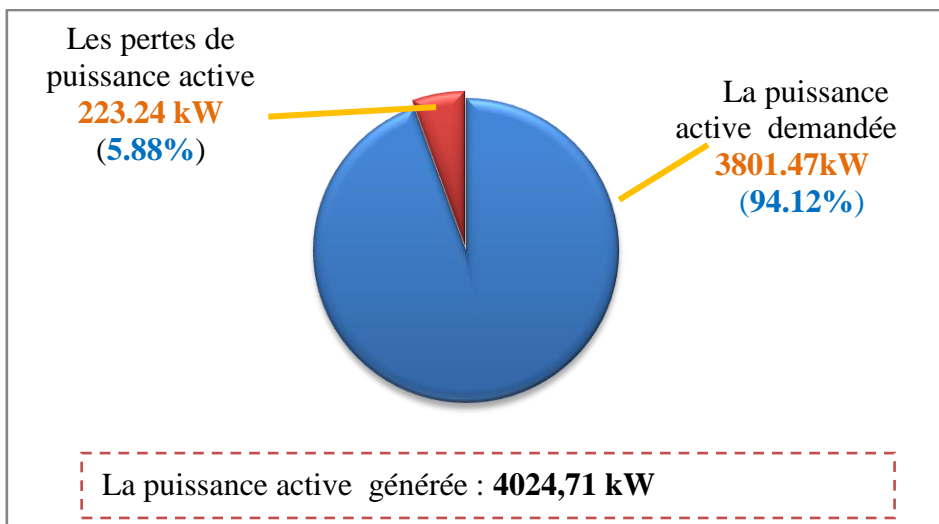
Le tableau (3.3) montre les pertes actives et réactives au niveau de chaque branche ainsi que les pertes totales du réseau IEEE 69-bus obtenues après trois itérations et un temps

d'exécution de 0.082302 secondes. Les plus grandes valeurs de pertes actives $P_{\text{loss}} = 40.47$ kW et réactives $Q_{\text{loss}} = 20.58$ kVAr sont obtenues au niveau de la 6^{ème} branche. Les pertes totales actives et réactives du réseau sont respectivement 223.24 kW et 100.48 kVAr.

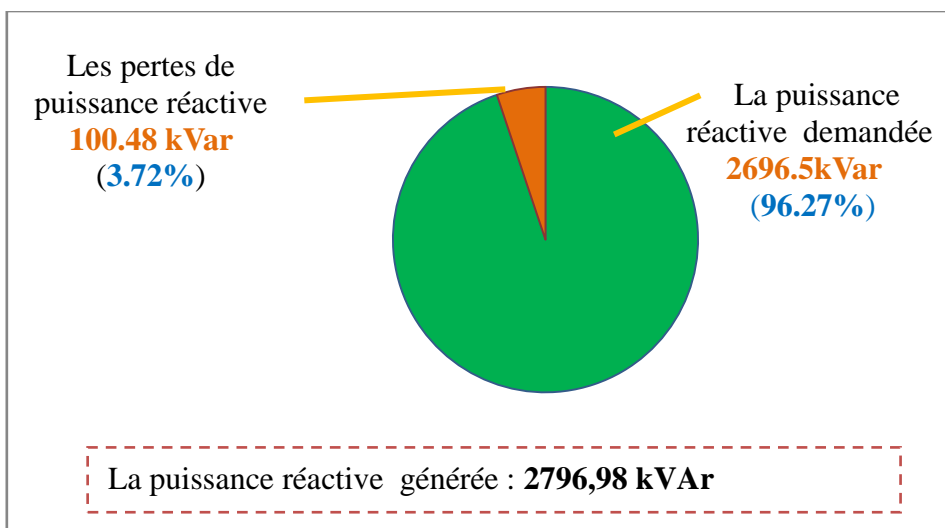
Tableau 3.4 : Solution de l'écoulement de puissances du réseau IEEE 69-bus radial

JB	Tension (pu)	JB	Tension (pu)	JB	Tension (pu)
1	1,0000	24	0,9517	47	0,9312
2	0,9999	25	0,9515	48	0,9275
3	0,9999	26	0,9515	49	0,9228
4	0,9998	27	0,9514	50	0,9163
5	0,9988	28	0,9999	51	0,9151
6	0,9884	29	0,9998	52	0,9140
7	0,9775	30	0,9996	53	0,9126
8	0,9749	31	0,9996	54	0.9106
9	0,9738	32	0,9995	55	0,9674
10	0,9687	33	0,9993	56	0,9674
11	0,9675	34	0,9988	57	0,9636
12	0,9638	35	0,9986	58	0,9636
13	0,9600	36	0,9998	59	0,9999
14	0,9573	37	0,9995	60	0,9997
15	0,9546	38	0,9988	61	0,9996
16	0,9541	39	0,9987	62	0,9995
17	0,9532	40	0,9742	63	0,9995
18	0,9532	41	0,9733	64	0,9989
19	0,9526	42	0,9713	65	0,9988
20	0,9524	43	0,9684	66	0,9988
21	0,9519	44	0,9645	67	0,9988
22	0,9519	45	0,9606	68	0,9987
23	0,9518	46	0,9409	69	0,9987

Le tableau (3.4) montre les modules des tensions du réseau IEEE69-bus radial. Le profil de tension présenté par la figure (3.8) reflète le niveau de tension au niveau de chaque jeu de barres où la valeur la plus basse 0.9106 pu se trouve au niveau du jeu de barres 54.



a. Tau des pertes de puissance active



b. Tau des pertes de puissance réactive

Figure 3.7 : Taux des pertes actives et réactives dans le réseau IEEE69-bus

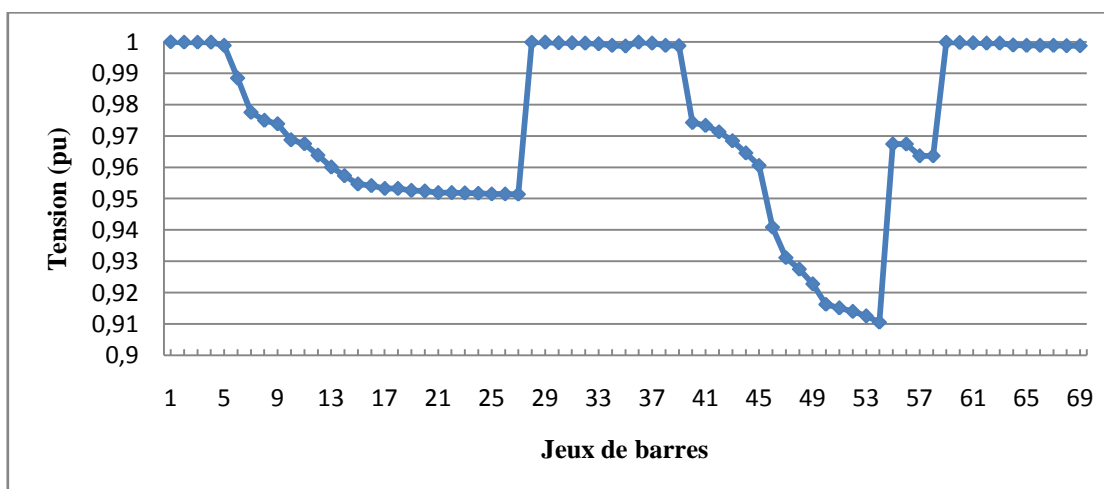


Figure 3.8 : Profil de tension du réseau IEEE 69-bus radial

3.3.3 Réseau radial réel 112 jeux de barres

Le réseau de distribution réel 112 jeux de barres comporte 111 branches .Ses données sont présentées dans l'annexe (D.1).

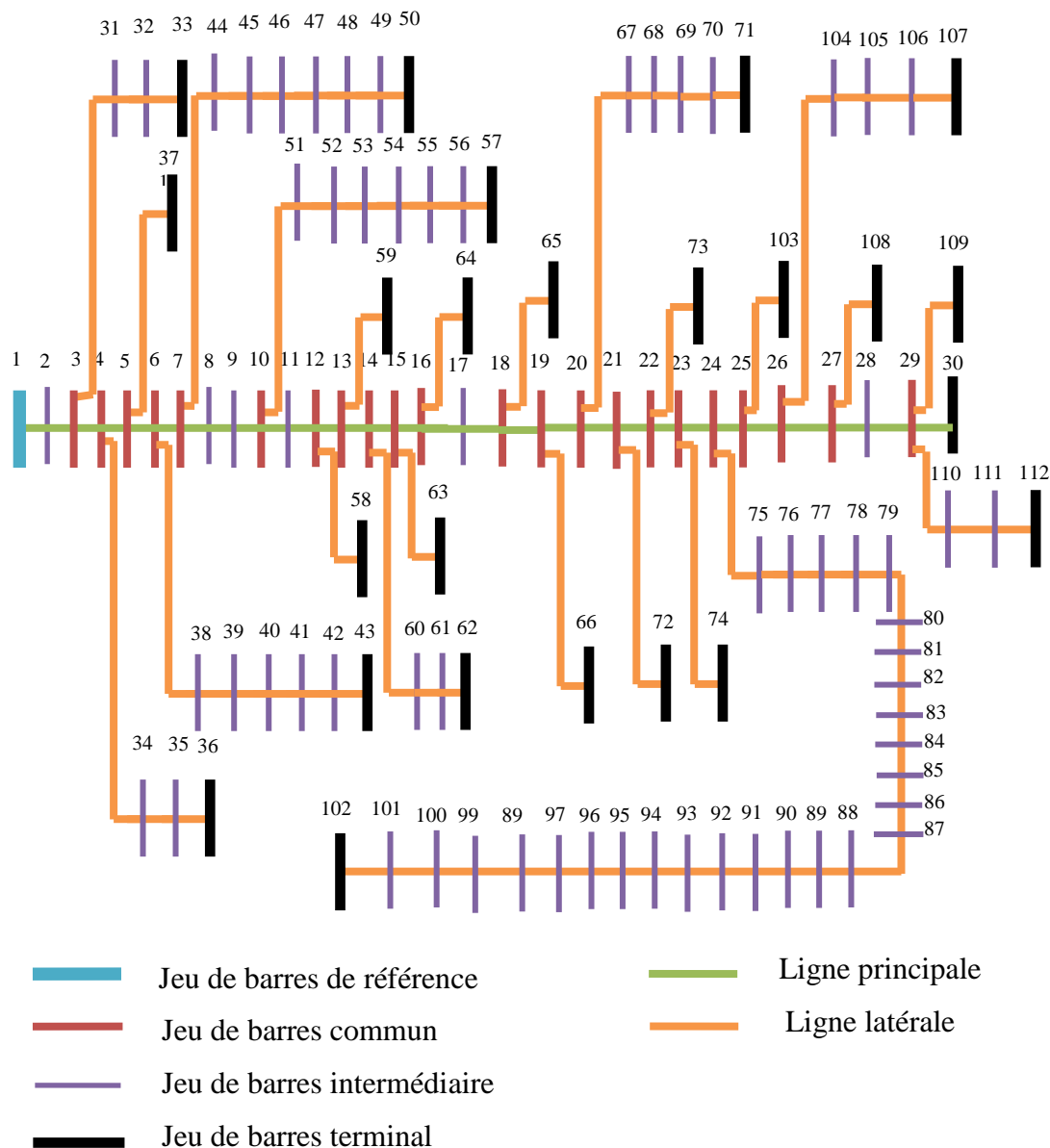


Figure 3.9 : Représentation du réseau radial réel 112 jeux de barres

Les tensions au niveau des jeux de barres du réseau réel 112-bus sont représentées dans la figure (3.10). La valeur de tension la plus basse 0.9082 pu se trouve au niveau du jeu de barres 102.

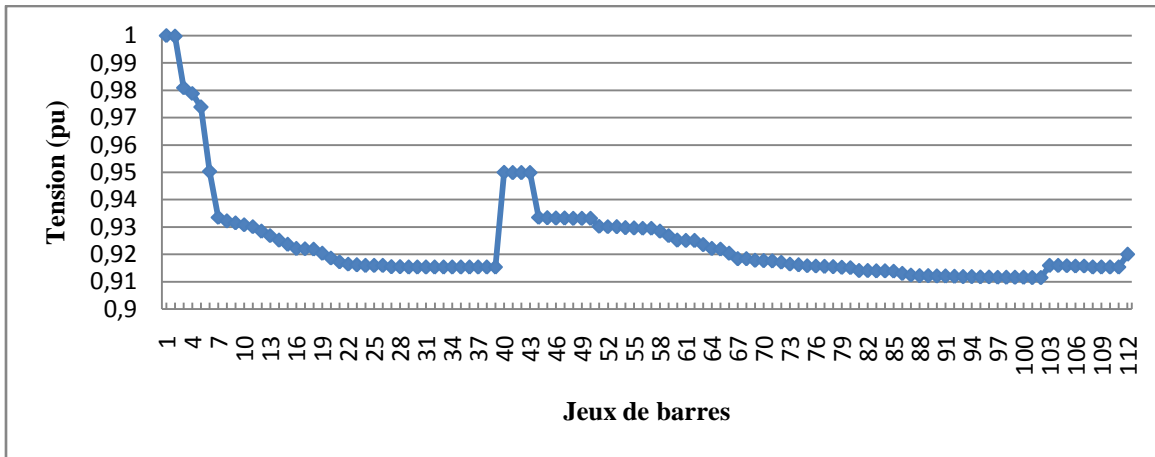
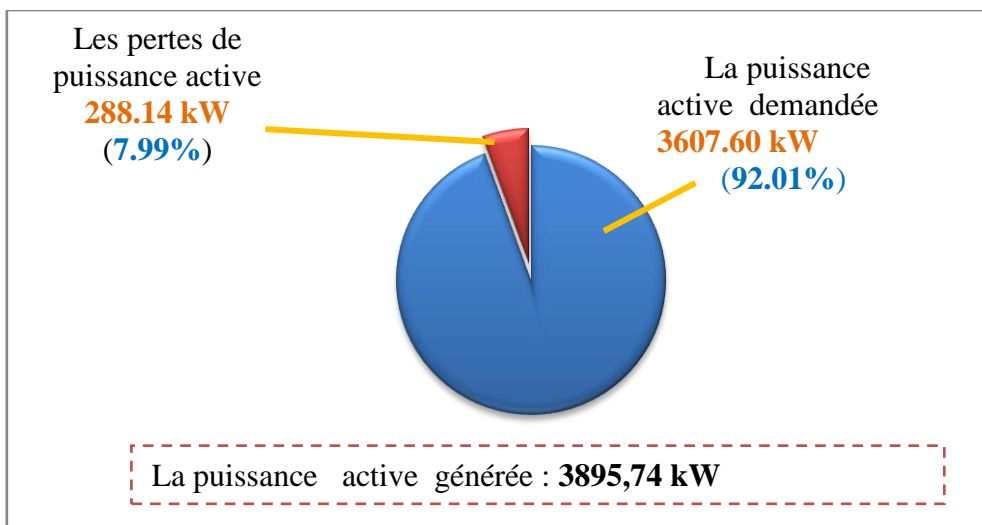
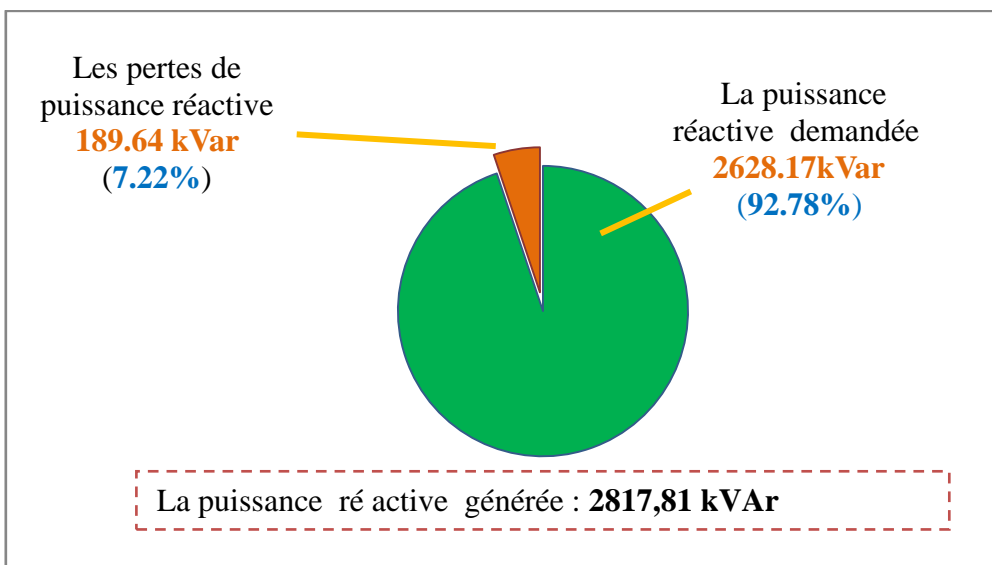


Figure 3.10 : Profil de tension du réseau radial réel 112 jeux de barres



a. Tau des pertes de puissance active



b. Tau des pertes de puissance réactive

Figure 3.11 : Taux des pertes actives et réactives dans le réseau réel 112-Bus

Les taux des pertes actives et réactives sont respectivement 7.99% et 7.22%, figure (3.11), qui sont importantes par rapport à la puissance générée.

3.4 Ecoulement de puissance d'un réseau de distribution maillé

Le principe de l'écoulement de puissance du réseau de distribution maillé est basé sur la construction de deux matrices, la première appelée **BIBC** (Bus Injection to Branch Current) pour calculer les courants circulant à travers les branches du réseau et la deuxième appelée **LILC** (Line Injection to Loop Current) pour calculer les courants dans les boucles [85].

3.4.1 Construction de la Matrice BIBC

Les courants de charge au niveau des jeux de barres sont obtenus en utilisant l'équation (3.31), ainsi que les courants traversant les branches sont calculés par l'application de la loi de Kirchhoff au réseau de distribution. Un réseau de distribution simple de 6 jeux de barres et 5 branches présenté par la figure (3.12) est utilisé comme exemple pour faciliter l'explication de la méthode de détermination de la matrice BIBC.

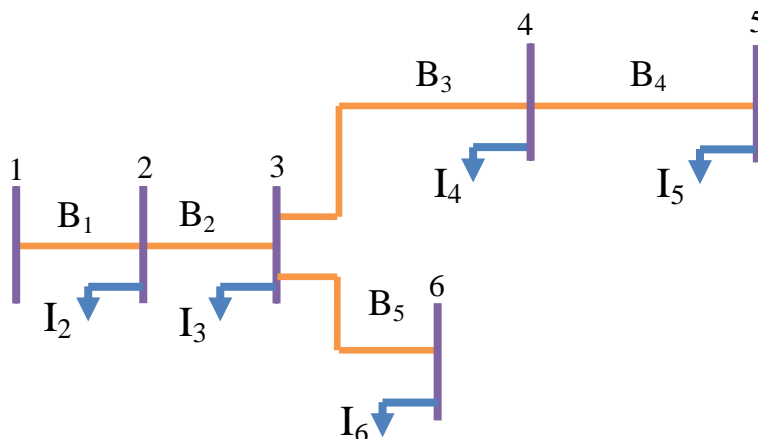


Figure 3.12 : Réseau de distributions simple

Les courants des branches du réseau peuvent être exprimés en fonction des courants de charges comme suit :

$$B_1 = I_2 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6 \quad (3.30)$$

$$B_2 = I_3 + I_4 + I_5 + I_6$$

$$B_3 = I_4 + I_5 \quad (3.31)$$

$$B_4 = I_5$$

$$B_5 = I_6$$

Donc, la relation entre les courants de charge des jeux de barres et les courants de branches peut être écrite sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

D'une forme générale, l'équation (3.32) peut s'écrire comme suit :

$$[B] = [BIBC][I] \quad (3.33)$$

Où **BIBC** est la matrice des courants injectés dans les jeux de barres qui est une matrice triangulaire supérieure contenant les valeurs 0 et 1 uniquement.

De l'équation (3.33), la matrice **BIBC** peut se former selon l'algorithme suivant :

- ② Pour un réseau de distribution de m branches et n jeux de barres, les dimensions de la matrice **BIBC** sont $m \times (n - 1)$
- ② Si la branche B_k est située entre le jeu de barres (i) et le jeu de barres (j), copier la colonne du $i^{\text{ème}}$ jeu de barres de la matrice **BIBC** dans la colonne du $j^{\text{ème}}$ jeu de barres et écrire 1 à la position de l'élément de la $k^{\text{ème}}$ ligne (branche) et la $j^{\text{ème}}$ colonne (jeu de barres).
- ② Répéter l'opération (2) jusqu'à ce que toutes les branches seront incluses dans la matrice **BIBC**.

Les tensions au niveau des jeux de barres ainsi que les pertes des puissances actives et réactives dans chaque branche sont calculées en appliquant les mêmes équations utilisées auparavant (3.23), (3.25) et (3.26), (3.28).

3.4.2 Modification du réseau de distribution faiblement maillé

Certaines lignes de distribution qui alimentent des zones de charge à haute densité contiennent des boucles créées par la fermeture des interrupteurs normalement ouvert (tie switches). L'existence de ces boucles dans le système n'affecte pas les courants de charge des jeux de barres, mais de nouvelles branches devront être ajoutées au système en transformant sa topologie d'une structure radiale à une structure maillée ou faiblement maillée ce qui entraîne une modification de la matrice **BIBC**. Les branches ajoutées sont considérées comme des charges branchées en plus au niveau des jeux de barres auxquels elles sont connectées, absorbant des courants de signe positif d'un côté et de l'autre côté d'un signe négatif.

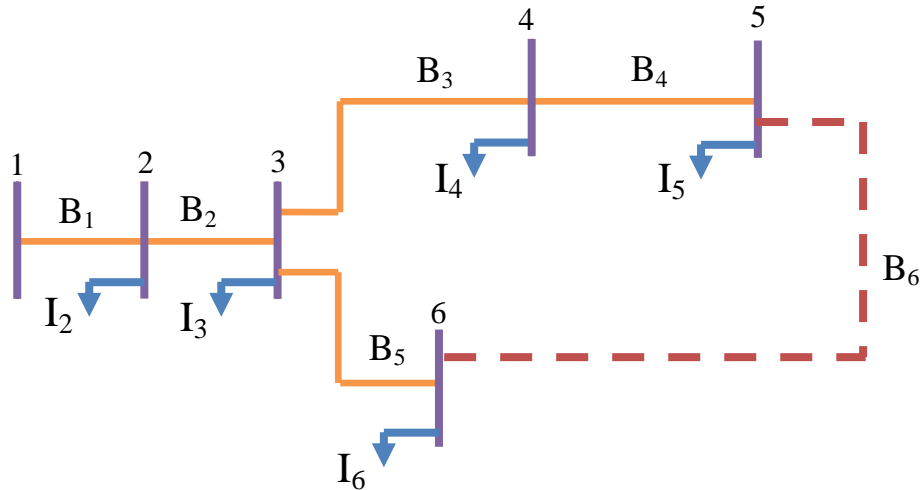


Figure 3.13 : Réseau de distribution simple avec une boucle

La figure (3.13) montre un cas simple avec une boucle [86]. En prenant en compte le nouveau courant de la branche ajoutée, les courants injectés des jeux de barres 5 et 6 seront :

$$I'_5 = I_5 + I_{B_6} \quad (3.34)$$

$$I'_6 = I_6 - I_{B_6} \quad (3.35)$$

La matrice **BIBC** sera :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 + I_{B_6} \\ I_6 - I_{B_6} \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Mathématiquement, l'équation (3.37) peut s'écrire :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{B_6} \\ -I_{B_6} \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

D'une forme générale, l'équation (3.58) peut être exprimée comme suit :

$$[B] = [BIBC][I] + [LILC][B'] \quad (3.38)$$

Où **[LILC]** est la matrice introduisant les courants injectés dans les boucles afin de prendre en charge la structure maillée du réseau de distribution.

Elle est de l'ordre de $m \times (2 \times \text{tieswitches})$, où m est le nombre de branches du réseau sans compter les interrupteurs formant les boucles et $(2 \times \text{tieswitches})$ est le double du nombre des interrupteurs normalement ouverts.

$[B']$ est la matrice des courants injectés dans les boucles pris de signe positif et négatif. Elle est de l'ordre de $(2 \times \text{tieswitches}) \times 1$.

Le courant traversant la branche 6 ajoutée qui est en réalité l'interrupteur normalement ouvert (tie switch) peut être calculé comme suit:

$$I_{B_6} = (V_5 - V_6)/Z_{56} \quad (3.39)$$

Si un interrupteur k connecté entre les jeux de barres i et j est fermé rendant le système maillé, la matrice $[LILC]$ est formée par la copie des colonnes de la matrice $[BIBC]$ correspondant aux jeux de barres i et j dans la matrice $[LILC]$. Ainsi la matrice $[B']$ est remplie du courant traversant l'interrupteur (tie switches) pris deux fois successivement, la première en signe positif et la deuxième en signe négatif.

3.4.3 Etapes d'écoulement de puissance du réseau maillé

Les étapes de calcul de l'écoulement de puissance par cette méthode sont comme suit :

Étape 1 : Début

Étape 2 : Lire les données du système.

Étape 3 : Initialiser les tensions de tous les jeux de barres

Étape 4 : Calculer les courants de charge au niveau de tous les jeux de barres

Étape 5 : Calculer les courants des branches en utilisant la matrice $BIBC$

Étape 6 : Former la matrice $LILC$ à partir de la matrice $BIBC$ donnée par l'équation (3.34).

Étape 7 : Calculer le courant de boucle en utilisant l'équation (3.35).

Étape 8 : Utilisant l'équation (3.36) pour calculer les courants des branches.

Étape 9 : Calculer la tension au niveau de tous les jeux de barres récepteurs

Étape 10 : Calculer la différence de l'amplitude de la tension de chaque jeu de barres pour des itérations consécutives si la différence maximale $|\Delta V_{max}| \leq \epsilon$. Sinon, aller à l'étape 2.

Étape 11 : Calculer les pertes de puissance actives et réactives.

Étape 12 : Afficher les résultats de l'écoulement de puissance.

Étape 13 : Fin

3.4.4 Organigramme de l'écoulement de puissance pour un réseau bouclé

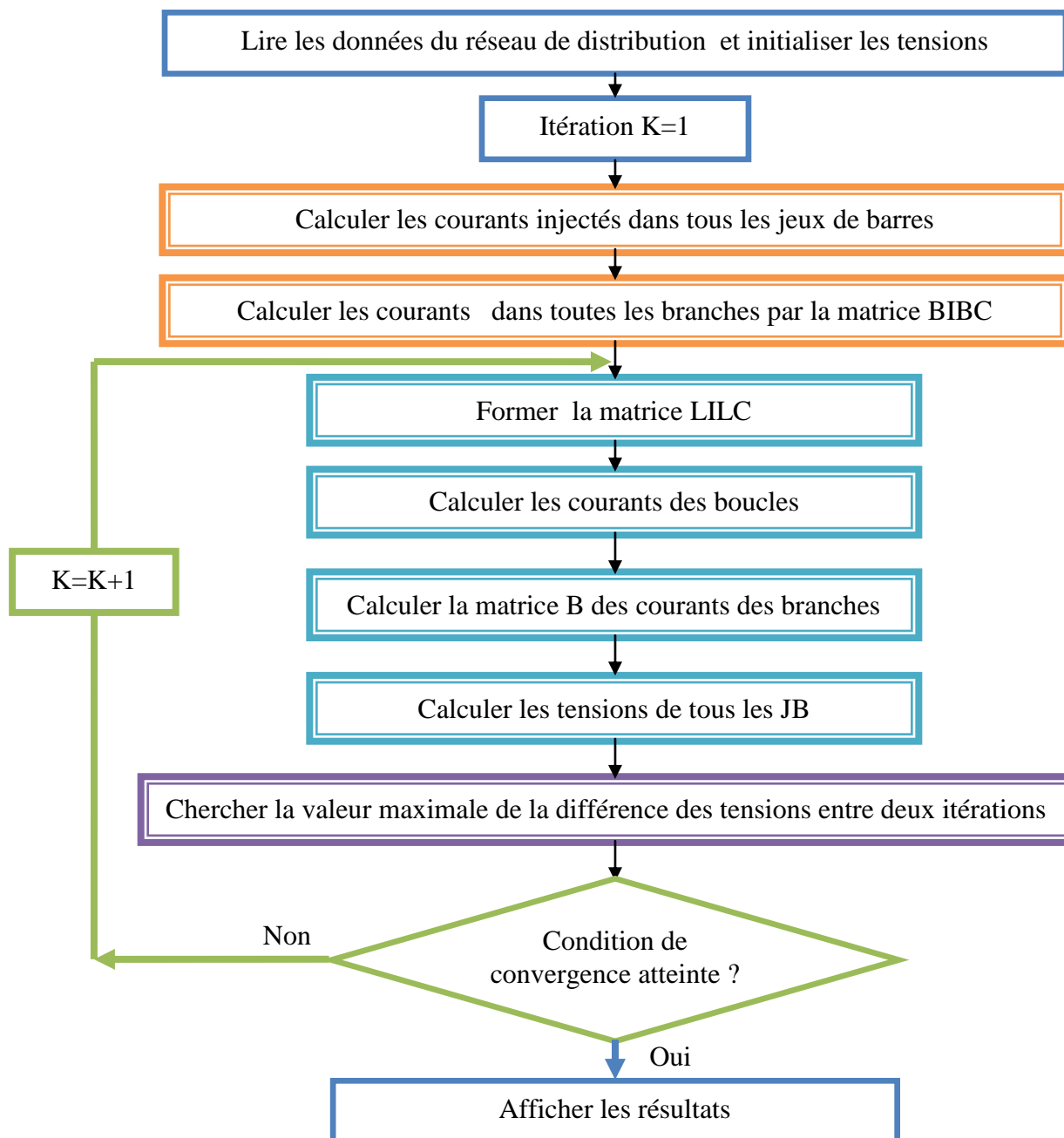


Figure 3.14 : Organigramme de l'écoulement de puissance pour un réseau bouclé

3.4.5 Applications numériques

La technique de calcul de l'écoulement de puissance pour les réseaux maillés est testée pour les trois réseaux de distribution IEEE 33-bus, IEEE 69-bus et le réseau réel 112 jeux de barres contenant des interrupteurs normalement ouverts permettant de rendre leurs structures maillées ou faiblement maillées.

3.4.5.1 Réseau distribution IEEE 33-bus maillé

Les caractéristiques et les données du réseau de distribution maillé IEEE 33-bus sont les mêmes utilisées auparavant.

Le réseau IEEE 33-bus comporte trois interrupteurs situés entre les jeux de barres 18 – 25 / 18 – 33 / 22 – 33 permettant en cas de leur fermeture d'avoir trois nouvelles branches insérées dans le système en transformant sa topologie d'une structure purement radiale à une structure maillée.

La nouvelle matrice **LILC** des courants injectés dans les boucles est de l'ordre de $m \times (2 \times \text{tie switches}) = (32 \times 6)$. La solution de l'écoulement de puissance du réseau de distribution maillé IEEE33-bus est représentée par la figure (3.15)

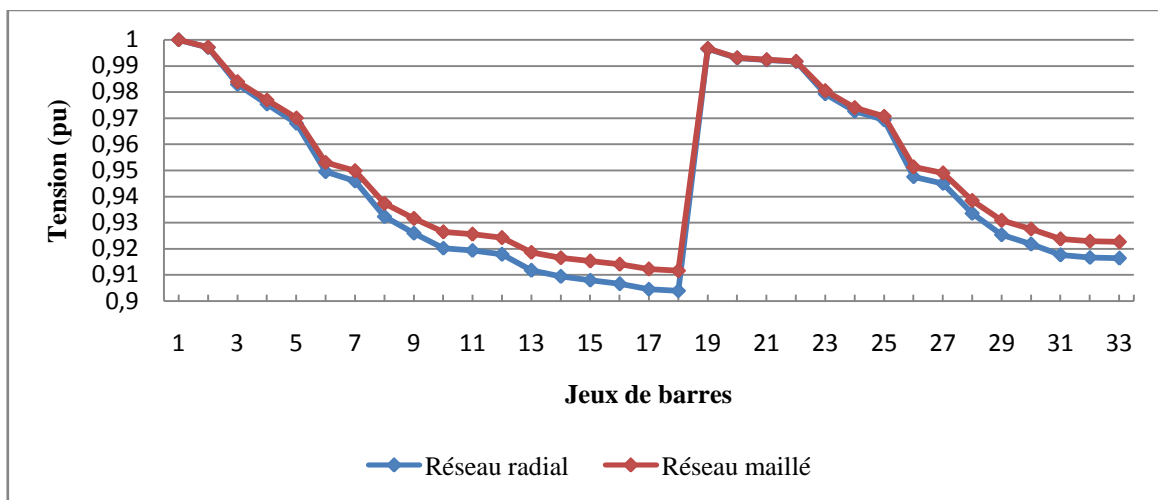


Figure 3.15 : Comparaison des niveaux de tension du réseau IEEE33-bus radial et maillé

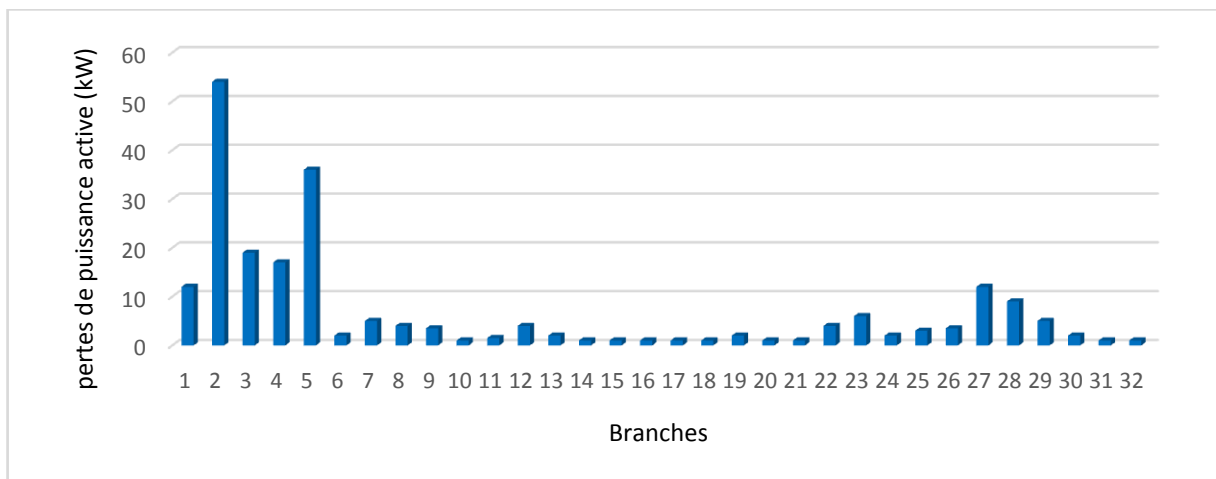


Figure 3.16: Pertes de puissance active dans les branches du réseau IEEE33-bus maillé

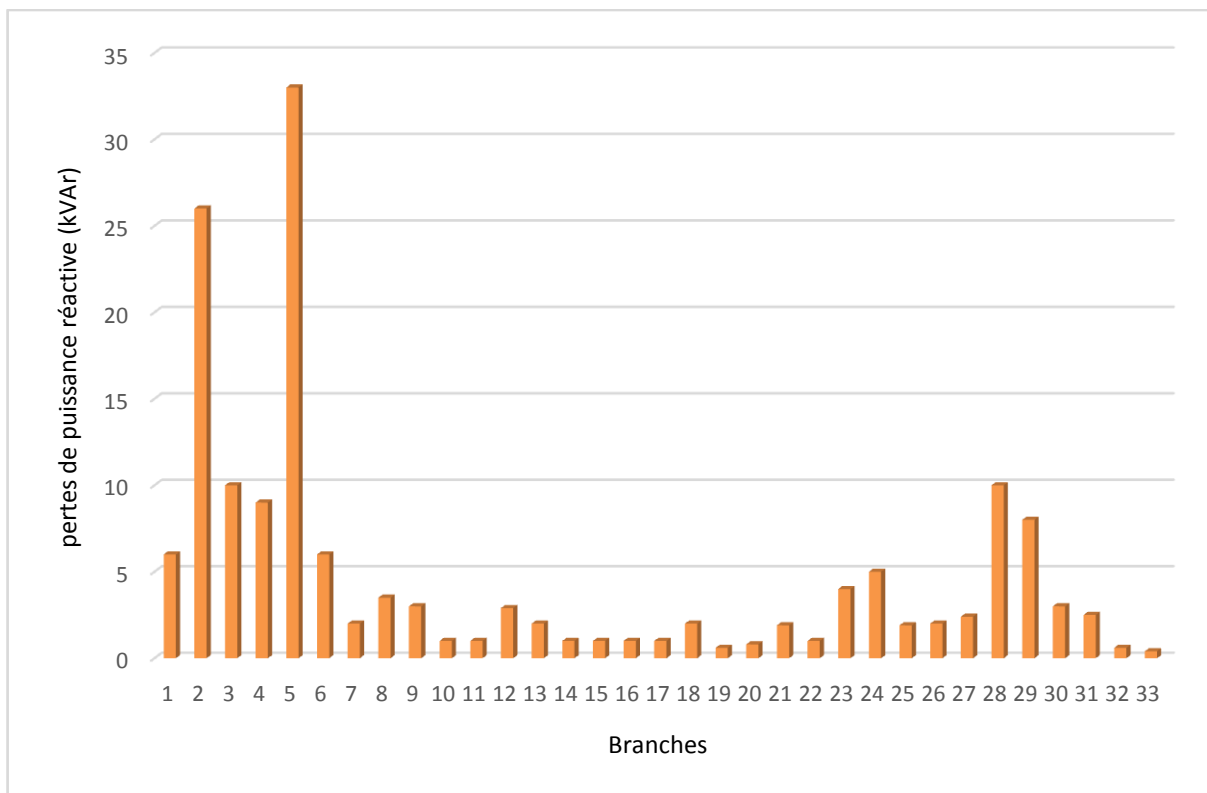


Figure 3.17: Pertes de puissance réactive dans les branches du réseau IEEE33-bus maillé

3.4.5.2 Réseau distribution IEEE 69-bus maillé

Les données des branches et jeux de barres du réseau de distribution IEEE 69 -bus maillé sont les mêmes données du réseau radial.

La matrice des courants injectés dans les jeux de barres **BIBC** du réseau de distribution IEEE 69-bus est de l'ordre de $(m \times n - 1) = (68 \times 68)$.

Les sept interrupteurs situés entre les jeux de barres 18 – 46 / 35 – 50 / 50 – 52 / 52 – 65 / 65 – 67 / 67 – 69 / 27 - 69 permettant en cas de leur fermeture d'avoir sept nouvelles branches insérées dans le système en transformant sa topologie d'une structure purement radiale à une structure maillée.

La nouvelle matrice **LILC** des courants injectés dans les boucles est de l'ordre de $m \times (2 \times \text{tie switches}) = (68 \times 14)$. La figure (3.18) montre les tensions au niveau de chaque jeu de barres. On remarque que la valeur la plus basse 0.9106 pu se trouve au niveau du jeu de barres 54.

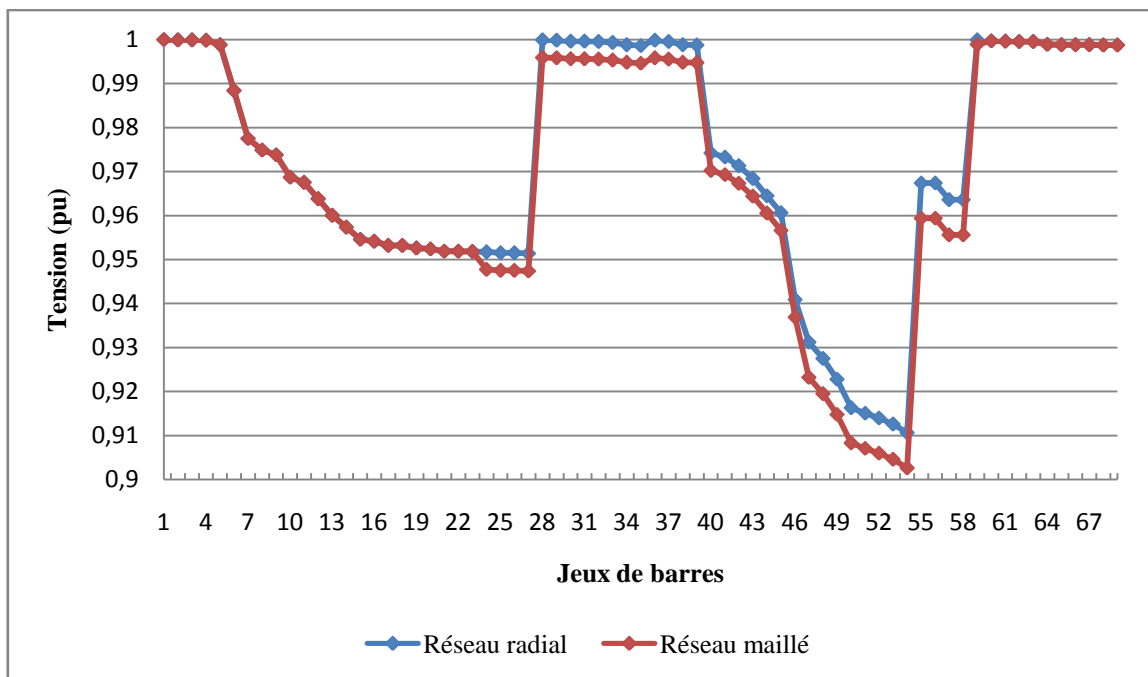


Figure 3.18 : Comparaison des niveaux de tension pour le réseau IEEE69-bus radial et maillé

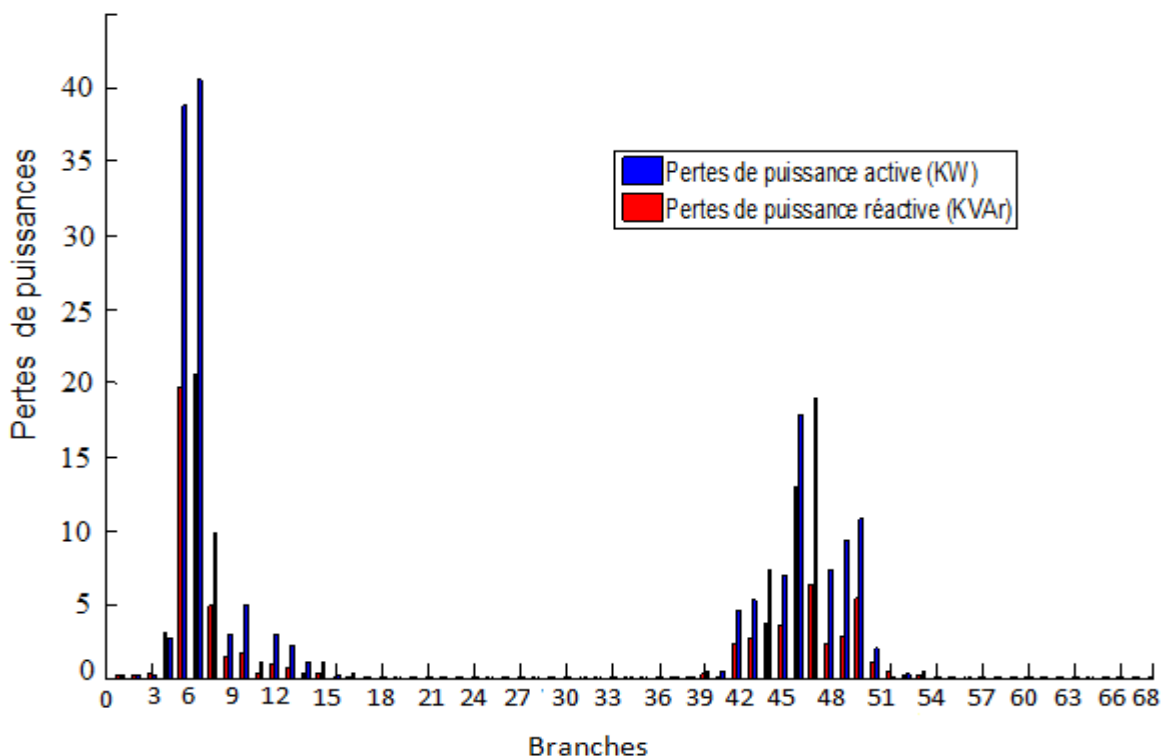


Figure 3.19 : Pertes de puissance active et réactive dans les branches du réseau IEEE69 –bus
 La figure (3.19) représente les pertes de puissance active et réactive dans chaque branche. Les pertes totales du réseau IEEE 69-Bus sont obtenues après trois itérations dans un temps d'exécution de 0.104862 secondes. Les plus grandes valeurs de pertes de puissance active $P_{loss}=40.49$ kW et réactive $Q_{loss}= 20.60$ kVAr sont au niveau de la 6^{ème} branche. Les pertes

totales active est réactive du réseau sont respectivement 223.32 et 100.48 kVAr. Ces résultats sont proches à ceux obtenus par l'auteur [90] où les pertes totales active et réactive du réseau sont respectivement 242.77 kW et 109.23 kVAr.

3.4.5.3 Réseau réel 112 jeux de barres

La figure (3.20) présente les tensions au niveau de chaque jeu de barres. La valeur de tension la plus basse est 0.9138 pu qui se trouve au niveau du jeu de barres 102. L'allure de la tension est presque similaire à l'allure obtenue pour le réseau radial.

La matrice des courants injectés dans les jeux de barres **BIBC** du réseau de distribution IEEE 112-bus est d'ordre: (111×111) .

La fermeture des interrupteurs situés entre les jeux de barres 26-27 / 34-35/ 41-42 / 45-46/ 60-61 / 69-70/ 100-101 / 105-106/ 110-111 permettant d'avoir neuf nouvelles branches en transformant la topologie radiale à une structure maillée.

La nouvelle matrice **LILC** des courants injectés dans les boucles est de l'ordre de $m \times (2 \times \text{tie switches}) = (111 \times 18)$.



Figure 3.20 : Comparaison des niveaux de tension pour le réseau 112-bus radial et maillé

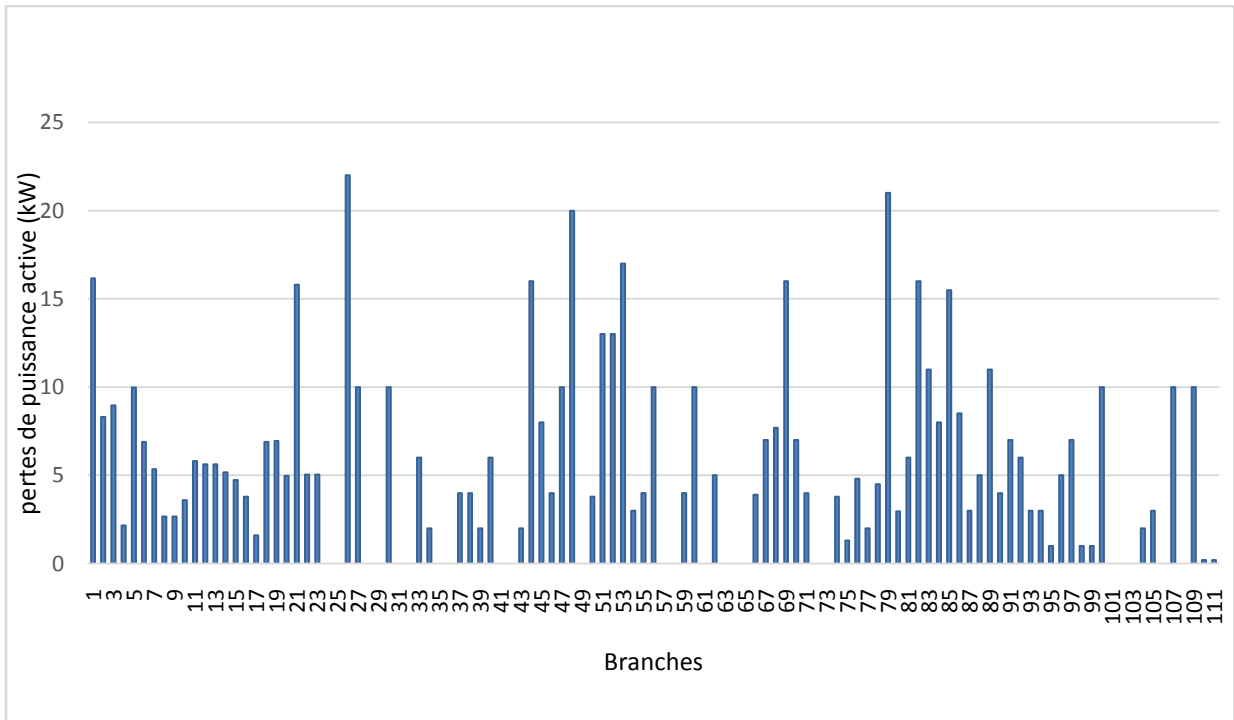


Figure 3.21: Pertes de puissance active dans les branches du réseau réel 112-Bus

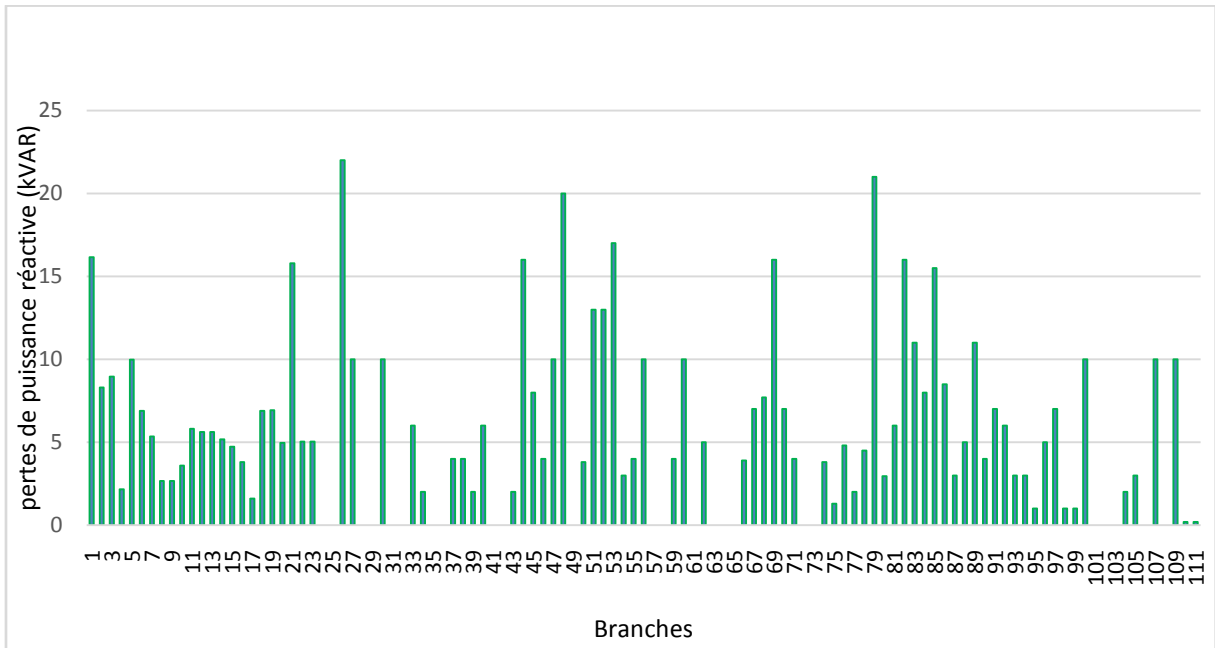


Figure 3.22: Pertes de puissance réactive dans les branches du réseau réel 112-Bus

Les pertes totales active est réactive du réseau sont respectivement 289.94 kW et 190.52 kVAR représentant 8.03 % et 7.42 % de la puissance demandée.

3.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fait un calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau de distribution radial et faiblement maillé.

Pour la première structure, radiale, nous avons utilisé une technique qui se base sur la connaissance de la topologie du réseau en lisant uniquement ses données premièrement par l'identification du type de chaque jeu de barres (terminal, commun et intermédiaire) en utilisant une des deux méthodes proposées ; la méthode de comparaison ou la méthode matricielle, et deuxièmement par l'identification du type de chaque ligne (principale, latérale, sous-latérale et mineure). Cette topologie a été exploitée dans le calcul de l'écoulement de puissance en appliquant la technique du double balayage de la ligne.

Pour la deuxième structure, maillée ou faiblement maillée, nous avons travaillé par une technique basée sur la construction de deux matrices, la première pour le calcul des courants des branches et la deuxième pour le calcul des courants injectés dans les boucles formées par la fermeture des interrupteurs normalement ouverts afin de prendre en considération la structure maillée du réseau de distribution.

L'efficacité des deux techniques a été testée sur les réseaux de distribution IEEE 33-bus, IEEE 69-bus et le réseau réel 112jeux de barres. La première technique est efficace pour la structure radiale comparée avec d'autres méthodes proposées et la deuxième technique est efficace pour l'amélioration du profil de tension grâce à la structure maillée.

4.1 Introduction

L'optimisation de la reconfiguration du réseau de distribution électrique en présence des unités de production décentralisée et des condensateurs vise à assurer la continuité de fourniture d'énergie électrique, la minimisation des pertes de puissance active et réactive du système et l'amélioration du profil de tension tout en satisfaisant les contraintes de fonctionnement [87]. Dans ce chapitre, une approche efficace pour résoudre le problème de l'emplacement optimal des DGs et des condensateurs avec et sans reconfiguration du réseau de distribution compte tenu de la perte de puissance active et réactive et de l'écart de tension total pour un réseau de distribution typique. La méthode développée est basée sur l'hybridation d'algorithme génétique (GA) avec l'algorithme des essais de salpes (SSA) pour déterminer l'emplacement optimal des commutateurs de liaison et de sectionnement, en vue d'obtenir une performance optimale pour le réseau. Le modèle de reconfiguration a été implémenté à l'aide de l'environnement de simulation MATLAB R2016b. L'efficacité et la validité du modèle proposé ont été testées sur les réseaux IEEE 33- bus, IEEE 34-bus et le réseau réel 112-Bus.

La reconfiguration concerne le changement de configuration d'exploitation par la modification de l'état topologique (en service ou hors service) de certaines branches de notre réseau [88].

Une étude des recherches récentes montre que la capacité de reconfiguration du réseau de distribution radial peut améliorer l'efficacité de la gestion du système de distribution. Plusieurs auteurs [89-92] ont traité le problème de la reconfiguration du réseau de distribution radial en utilisant différentes méthodes sans et avec présence des générations dispersées.

L'application du processus de reconfiguration est possible seulement pour le réseau dont la structure est maillée, sa composition pouvant être changée à condition de respecter la contrainte d'arborescence.

Les deux méthodes métaheuristiques GA et SSA seront utilisées pour traiter en premier lieu l'insertion optimale de point de vue d'emplacement et de taille des DGs [93,94], en deuxième lieu la reconfiguration optimale du réseau au moyen des interrupteurs (tie switches) et en troisième lieu la reconfiguration optimale en présence des DGs.

4.2 Détermination d'une configuration admissible

L'existence d'une configuration d'exploitation admissible est le premier obstacle qui se pose lorsqu'il s'agit de diriger la recherche d'une configuration optimale de reprise de service suite

à un événement modifiant les données du réseau telle qu'une panne subite. Ce problème se pose également lors de la planification. En effet, lorsqu'une entreprise modifie certains éléments de son réseau, ceux-ci sont généralement inutilisables durant un certain laps de temps. Dans un tel cas, il est nécessaire, de prévoir une configuration de rechange lors de l'exécution des travaux et donc, en premier lieu, de déterminer si une configuration d'exploitation admissible existe [95].

4.2.1 Stratégie constructive

Elle se base sur l'idée de construire la configuration recherchée, de manière progressive à partir d'un graphe qui est constitué uniquement de branches ouvertes et de (n) jeux de barres. Pour connecter un jeu de barres isolé au réseau qui est déjà relié avec la racine de l'arbre, donc la configuration finale est obtenue en $(n-1)$ étapes.

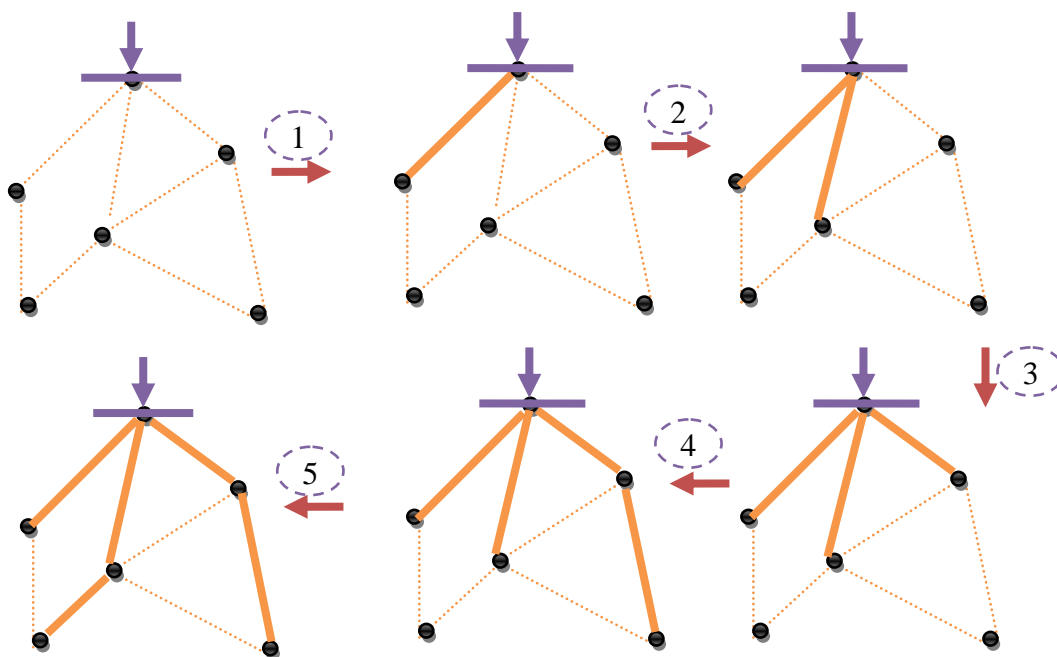


Figure 4.1 : Principe de la stratégie constructive

4.2.2 Stratégie destructive

Elle consiste à procéder selon une démarche inverse à celle de l'approche constructive, le choix pour la configuration initiale est un réseau complètement maillé et les étapes vers la configuration recherchée sont obtenues par l'ouverture d'une branche appropriée sans séparer le réseau en deux parties [96], la configuration finale obtenue lorsque le réseau aura une structure radiale sans la présence des mailles.

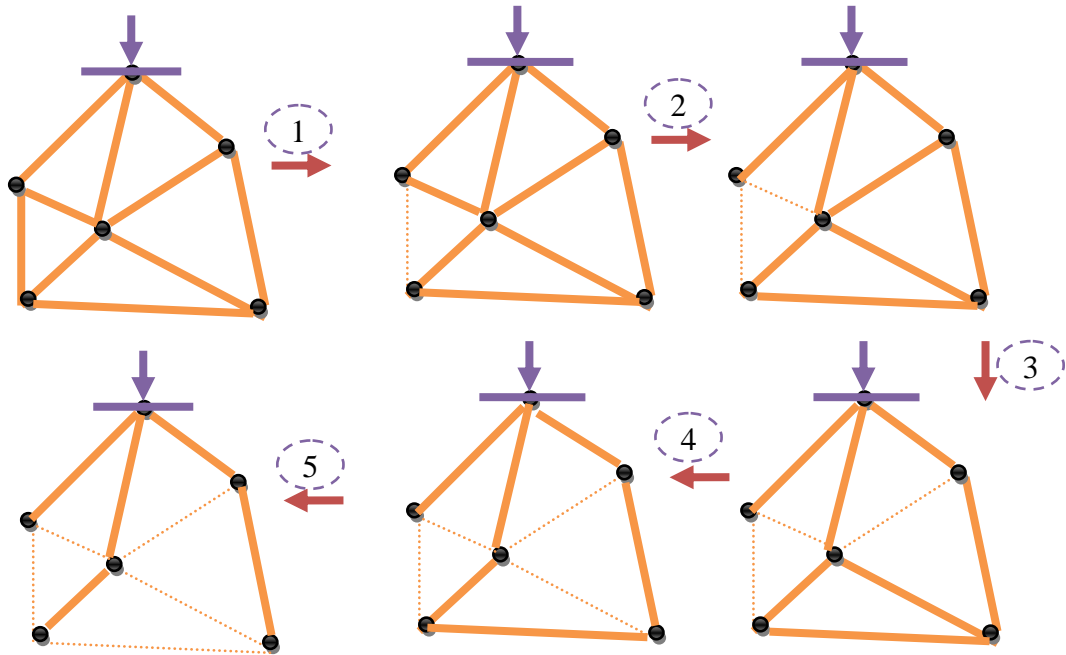


Figure 4.2: Principe de la stratégie destructive

4.2.3 Stratégie de permutations des branches

Elle se base sur un point de départ, qui est au faite une configuration qui respecte la contrainte d'arborescence [97], et pour trouver la configuration optimale nous passons par des étapes où le réseau garde toujours son arborescence afin de transiter d'une étape vers une autre, quelques branches hors service deviennent en service et d'autres en service deviennent hors service.

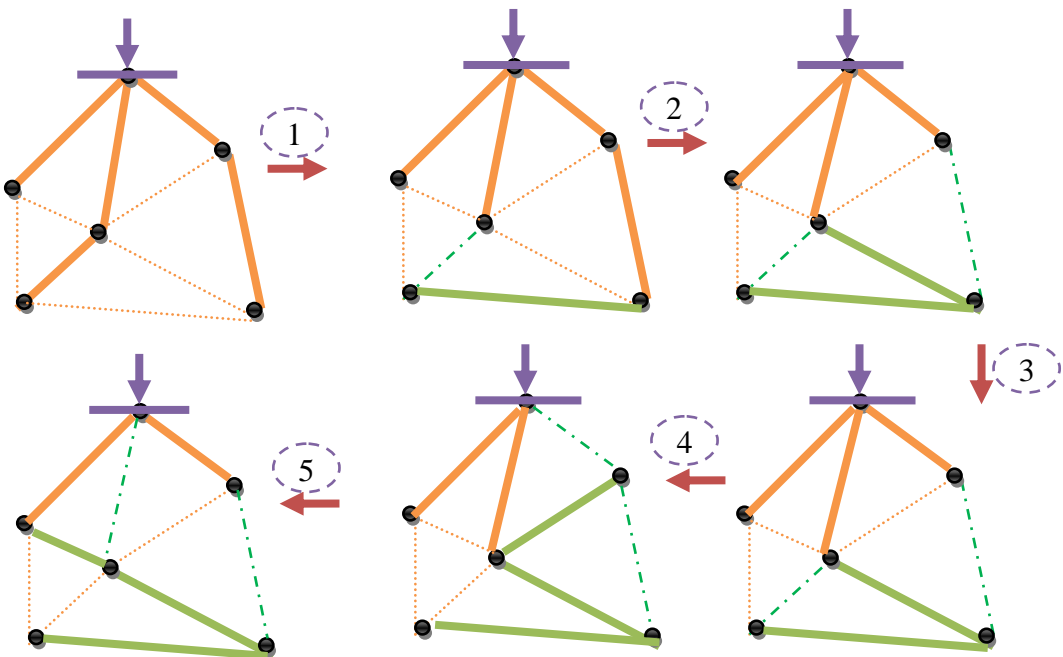


Figure 4.3 : Principe de permutation de branches

Chapitre 4 La reconfiguration du réseau en présence de la production décentralisée

Les stratégies constructive et destructive ont l'inconvénient que la décision d'ouvrir ou de fermer une branche est un choix irrévocable qui peut se révéler inadapté à une étape ultérieure, mais ces problèmes peuvent être surmontés par la stratégie des permutations de branches qui n'interdit pas la réouverture d'une branche qui était fermée à une étape précédente et cette dernière a d'autres avantages tel que de parcourir des topologies pendant l'optimisation qui ont toutes une configuration arborescente. Ainsi, nous avons la possibilité de vérifier à chaque instant les contraintes par rapport aux courants et aux tensions et aussi un autre avantage qui résulte du fait que chaque étape itérative représente un transfert de charges d'un départ vers un autre.

4.3 Optimisation à l'aide de permutation de branches

La stratégie de permutations de branches repose sur le principe de permutation de l'état ouvert/fermé de deux branches. Cette permutation est effectuée tout en respectant la contrainte d'arborescence du réseau. En fermant une branche ouverte, nous créons une boucle.

4.4 Principe de la méthode

Afin de respecter la contrainte d'arborescence, la boucle doit être éliminée par l'ouverture d'une branche quelconque de la boucle. Pour une branche ouverte, il existe $(n-1)$ permutations possibles, (n) étant égal au nombre de branches dans la boucle créée par la fermeture de la branche ouverte. Ainsi, pour chaque branche ouverte non-verrouillée du réseau, nous avons un ensemble de permutations possibles qui permettent un changement de la topologie arborescente. Afin de connaître l'influence de ces transferts de charges, il est nécessaire de calculer les variables qui déterminent le critère à optimiser (courants dans les branches et tensions nodales) suite aux transferts. Pour ce faire, nous pourrions effectuer un écoulement de puissance pour chaque nouvelle topologie et comparer les pertes joule avant et après le transfert [98].

Le couple de branches qui réduit le plus un critère donné va être choisi pour effectuer le changement effectif de la topologie. Lorsqu'aucun couple ne permet l'amélioration de la fonction objectif, le processus d'optimisation est interrompu et la dernière topologie trouvée est considérée comme optimum local par rapport à toutes les configurations parcourues jusqu'alors. Cette façon d'explorer l'espace des solutions est qualifiée de purement descendante car elle n'accepte que des solutions qui sont meilleures par rapport à la configuration courante [99].

4.4.1 Ouverture et fermeture des interrupteurs

L'objectif principal de l'ouverture et la fermeture des interrupteurs (switches) et de réduire les pertes totales de puissance active en assurant :

- ✓ Le maintien de la structure radiale du réseau ;
- ✓ Le maximum et le minimum des amplitudes et des angles de phase des tensions des jeux de barres ;
- ✓ Le maintien de l'équilibre de puissance à tous les jeux de barres.
- ✓ L'alimentation de toutes les charges connectées au réseau.

La fermeture de tous les interrupteurs dans le réseau de distribution radial va créer des boucles au sein du réseau déterminant les possibles éléments qui doivent être ouverts. Donc l'application de la structure radiale du réseau de distribution est faite par l'identification de ces boucles et s'assurer qu'un seul segment de ligne commutable soit toujours ouvert, ce qui ne permet que la génération de topologies admissibles délimitant ainsi l'espace de recherche à évaluer dans le processus de configuration. Donc, chaque boucle identifiée détermine parmi tous ses éléments, l'élément à déconnecter pour former un réseau radial. La figure (4.4) représente un réseau constitué de trois boucles où les composants de chacune d'elles sont déterminés comme suit [100]:

Boucle1=[Branche1 Branche4 Branche 6]

Boucle2=[Branche2 Branche4 Branche 7]

Boucle3=[Branche3 Branche5 Branche 7]

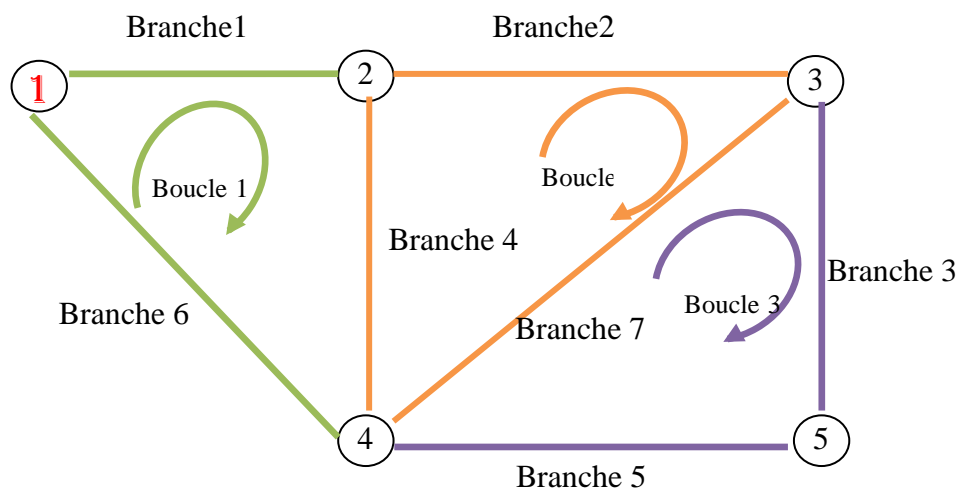


Figure 4.4 : Réseau constitué de trois boucles

4.4.2 Les contraintes liées au système

Pour pouvoir optimiser un système quelconque, certaines contraintes doivent être appliquées, pour qu'il fonctionne à la perfection et arriver à la minimisation de notre fonction objectif. Les contraintes qui sont liées à notre étude sont :

Contrainte n°1 : La branche liée au jeu de barres source doit être toujours en service, pour assurer l'alimentation du réseau.

Contrainte n°2 : Lorsque dans une maille, une branche hors service devient en service, il faut qu'une autre branche de la même maille devient hors service, et cela pour ne pas avoir de boucle fermée dans le réseau. Il faut qu'une seule branche devienne hors service et non deux ou plus.

Contrainte n°3 : Dans une configuration quelconque avec 'N' jeux de barres et 'B' branches, la relation ci-dessous doit être toujours vérifiée :

$$N=B+1 \quad (4.1)$$

Contrainte n°4 : Il faut que chaque jeu de barres ait un seul jeu de barres source, car grâce à cette contrainte, que maintenant nous sommes sûr qu'il n'y ait pas de mailles dans notre configuration.

Contrainte n°5 : La tension de chaque jeu de barres doit varier entre deux valeurs minimale et maximale.

Contrainte n°6 : Le courant de chaque branche ne doit pas dépasser la valeur maximale.

4.5 Intégration optimale des générations dispersées et des condensateurs

L'insertion optimale des unités de production décentralisées et des condensateurs pour minimiser les pertes de puissance active a été abordée en utilisant l'hybridation de l'algorithme génétique (GA) et l'algorithme des essaims de salpes (SSA).

La présence des générations dispersées et des condensateurs influe sur les niveaux de tension des jeux de barres, le sens de transite de puissance et la qualité d'énergie fournie aux consommateurs.

Le plan de tension peut être modifié par la présence des DGs [101], au point que la tension risque de dépasser la limite supérieure en certains jeux de barres du réseau alors qu'elle est maintenue à une valeur normale au poste source [102]. Le plan de protection risque également d'être affecté par un fort taux de pénétration des DGs du fait de la puissance de court-circuit qu'elles apportent en aval des protections, et de l'inversion possible des transits de puissance active sur certaines lignes, ainsi que de la diminution du temps d'élimination critique des défauts[103].

Les DGs fournissent de l'énergie près des points de consommation, diminuant ainsi les transits de puissance active et donc les pertes en ligne sur le réseau.

Une partie de ces DGs, des sources d'énergie primaire intermittentes (éolien, solaire), ne permet pas de prévoir aisément la production disponible à court terme [104]. Elle ne peut donc pas garantir une puissance de sortie et proposer toute la puissance disponible sur le marché [105].

4.5.1 Transit de puissance

L'intégration des unités de production décentralisée dans un réseau de distribution influe sur le sens de transit de puissance [106]. Le réseau devient un circuit électrique actif, dans lequel les transits de puissance seront gouvernés non seulement par les charges, mais aussi par les sources comme illustré par la figure (4.5).

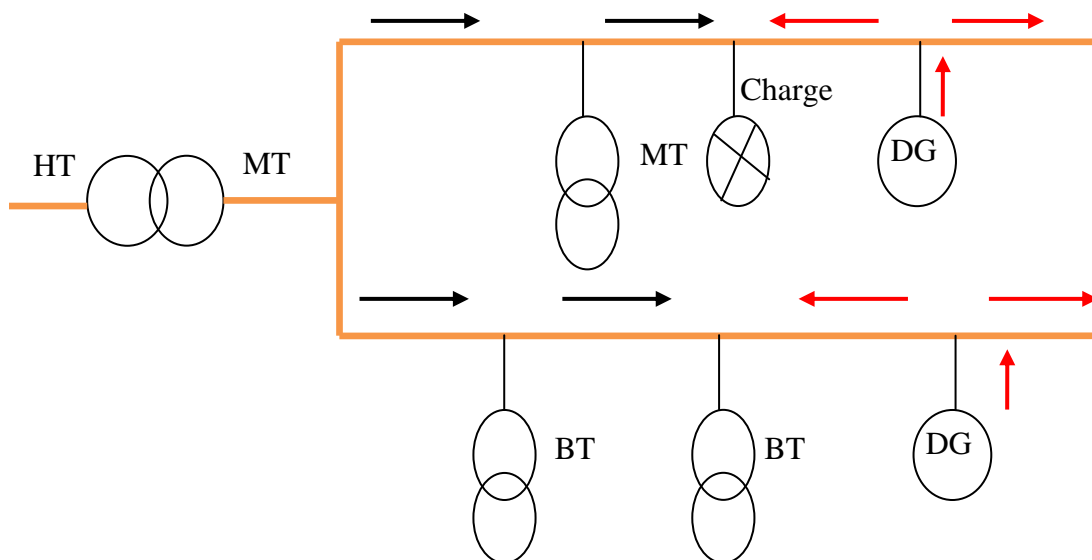


Figure 4.5 : Transit de puissance en présence d'une production décentralisé

4.5.2 Emplacement des DGs

Les DGs doivent être installées de façon à réduire le coût de transport, les pertes de puissance en lignes et l'appel de puissance réactive au niveau du poste source. Donc il faut que l'emplacement des DGs dans le réseau de distribution soit optimal de telle sorte que les tensions dans tous les jeux de barres soient dans les limites admissibles et les pertes de puissance actives et réactives soient minimales.

4.5.3 Taille des DGs

A fin de ne pas avoir un effet inverse sur le plan de tension et les pertes de puissance, il faut que la puissance délivrée par chaque DG installée soit optimale pour équilibrer entre la puissance demandée et la puissance générée pendant les différentes périodes de charges. Donc notre problème consiste à optimiser aussi les tailles des DGs installées dans le réseau de distribution.

4.5.4 Contraintes d'installation des générations dispersées

Les contraintes sont listées comme suit:

- ⊗ Limites de puissance transitée d'une branche située entre deux jeux de barres i et j :

$$|P_{ij}^{\text{Ligne}}| \leq P_{ij,\text{max}}^{\text{ligne}} \quad (4.2)$$

P_{ij}^{Ligne} et $P_{ij,\text{max}}^{\text{ligne}}$ sont respectivement la puissance absolue et la valeur maximale admissible circulant dans la branche entre deux jeux de barres (i) et (j).

- ⊗ L'amplitude de la tension de chaque jeu de barres est limitée comme suit :

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \quad (4.3)$$

Où V_{\min} et V_{\max} sont respectivement les valeurs minimale et maximale d'amplitude de la tension au niveau de chaque jeu de barres.

- ⊗ Limites des puissances générées par les DGs:

$$P_{\text{DG}i}^{\min} \leq P_{\text{DG}i} \leq P_{\text{DG}i}^{\max} \quad (4.4)$$

$$Q_{\text{DG}i}^{\min} \leq Q_{\text{DG}i} \leq Q_{\text{DG}i}^{\max} \quad (4.5)$$

Où $P_{\text{DG}i}$ et $Q_{\text{DG}i}$ sont respectivement les puissances active et réactive injectées par la DG au jeu de barres (i).

- ⊗ Contraintes d'équilibre des puissances:

$$\sum_{i=1}^{\text{Nbr_ligne}} P_{\text{DG}i} = \sum_{i=1}^{\text{Nbr_ligne}} P_{\text{D}i} + P_L \quad (4.6)$$

Où Nbr_ligne : est le nombre total des branches ;

P_L : Les pertes de puissance totales dans le système ;

$P_{\text{DG}i}$: La puissance active générée par la DG au jeu de barres i ;

$P_{\text{D}i}$: La puissance demandée au jeu de barres i .

4.6 Fonction objectif

L'objectif est de maximiser les avantages de l'installation des DG et des condensateurs et de minimiser les pertes de puissance active et réactive pour les puissances opérationnelles des équipements installés dans des emplacements optimaux et avec des tailles optimales. Pour maximiser les bénéfices et minimiser les coûts d'intégration des DGs et des condensateurs dans le réseau de distribution, nous allons utiliser la fonction objectif suivante:

$$F = \text{Max} \sum_{i=1}^N \text{Benefit}(i) - \text{Min} \sum_{i=1}^N \text{Cost}(i) \quad (4.7)$$

Où N est le nombre de DGs et de batteries de condensations installées dans le réseau de distribution radial.

$$\sum_{i=1}^N \text{Benefit}(i) = \text{BC} + \text{BE} + \text{BL} + \text{BR} \quad (4.8)$$

où **BC** - Bénéfice de la réduction des coûts de l'énergie active achetée; **BE** - Bénéfice de la réduction des pertes d'énergie; **BL** - Bénéfice de la réduction de la perte de puissance; **BR** - Bénéfice de réduction de la perte de puissance réactive; **NDG** - Le nombre de générations dispersées.

$$\sum_{i=1}^N \text{Cost}(i) = \sum_{i=1}^{\text{NDG}} (\text{DG}_c(i) + \text{DG}(i)_m) + \sum_{i=1}^{\text{NC}} (\text{cap}_c(i)) \quad (4.9)$$

Où **DG_c**: Coût d'installation de la production distribuée

DG_m: Coût de maintenance des DG

Cap_c: Coût d'installation du condensateur

NDG : Le nombre de DG

NC: Le nombre de batteries de condensateurs.

La réduction de la demande d'énergie active achetée de la ligne de transport et le bénéfice de la réduction des pertes de réseau se fait grâce à l'installation de sources de production dispersée. La puissance appelée est évaluée par:

$$\text{BC} = \sum_{i=1}^{\text{NDG}} \text{BC}_B(i) \quad (4.10)$$

Où **BC_B** les bénéfices de la réduction des coûts de la puissance active achetée après l'installation de la DG.

Le bénéfice de la réduction des pertes d'énergie est donné par:

$$\text{BE} = \sum_{i=1}^{\text{NDG}} \text{BE}_B(i) + \sum_{i=1}^{\text{NC}} \text{BE}_A(i) \quad (4.11)$$

Où **BE_B** et **BE_A** sont les bénéfices de la réduction des pertes d'énergie après l'installation des DGs et l'installation des condensateurs, respectivement.

Chapitre 4 La reconfiguration du réseau en présence de la production décentralisée

La réduction de la perte de puissance de crête est l'un des effets les plus importants des placements de condensateurs dans le réseau de distribution et peut être calculée comme suit:

$$BL = C_d * (\sum_{i=1}^{NC} BL_B(i) + \sum_{i=1}^{NC} BL_A(i)) \quad (4.12)$$

Où BL_B est la perte de puissance de crête dans le départ avant l'installation des condensateurs (kW) et BL_A est la perte de puissance de crête dans le départ après l'installation des condensateurs (kW). C_d est le taux de prestation de réduction de la demande (\$ / MW).

La réduction du bénéfice de perte de puissance réactive peut être calculée à partir de l'équation suivante:

$$BR = C_R(Q_0 - Q_1) \quad (4.13)$$

Où Q_0 , Q_1 et C_R sont respectivement la perte de puissance réactive avant l'installation de l'équipement (kVAr), la perte de puissance réactive après l'installation de l'équipement (kVAr) et la valeur de la puissance réactive (\$ / kVAr).

Le coût de l'installation des condensateurs est donné par:

$$Cap_c = Cost_{ci} * n_{ci} \quad (4.14)$$

Où $Cost_{ci}$ est le coût du $i^{ème}$ condensateur, n_{ci} est le nombre de $i^{ème}$ condensateur. Le coût d'installation des unités de production décentralisées peut être formulé par l'équation suivante:

$$DG_c = \sum_{i=1}^{NDG} DG_{c,i} * K_{DG} \quad (4.15)$$

Où NDG , k_{DG} sont respectivement le nombre et la taille des unités de production décentralisée. $DG_{c,i}$ est le coût d'installation de i^{th} DG.

Le coût de maintenance de la production décentralisée est formulé comme suit:

$$DG_m = \sum_{i=1}^{NDG} DG_{m,i} * K_{DG} \quad (4.16)$$

Où N_{DG} , k_{DG} sont respectivement le nombre et la taille des unités de production décentralisée. $DG_{m,i}$ est le coût de maintenance des i^{th} DG.

4.7 Choix de l'algorithme d'optimisation

Nombreuses méthodes ont été développées dans la littérature par les auteurs qui se sont intéressés au problème de l'optimisation de la reconfiguration du réseau de distribution en présence de la production décentralisée. Actuellement la dernière catégorie est la plus utilisée dans le domaine d'optimisation de la taille et l'emplacement des DGs dans le réseau de distribution [107]. Parmi les algorithmes qui se basent sur des méthodes métaheuristiques ,

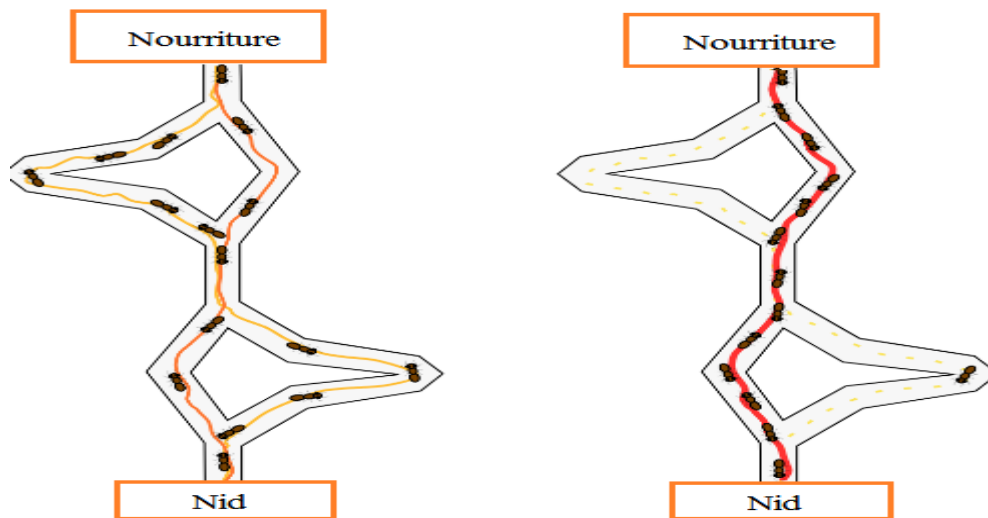
on trouve l'algorithme génétique(GA), les algorithmes d'optimisation par essaims de particules (PSO), l'algorithme de colonies d'abeilles (ABC) et l'algorithme des essaims de salpes (SSA).

Diverses études montrent que l'algorithme SSA peut surpasser les algorithmes génétiques GA et PSO et d'autres algorithmes classiques pour résoudre un grand nombre de problèmes d'optimisation [108]. Les deux algorithmes GA et SSA sont beaucoup plus efficace dans la recherche de l'optimum global avec des taux de réussite plus élevés [109].

4.7.1 Algorithme d'optimisation de colonie de fourmis

L'algorithme des colonies de fourmis (Ant Colony Optimisation) est un algorithme d'intelligence en essaim dont le principe est basé sur la manière dont les fourmis cherchent leurs nourritures et retrouvent leur chemin pour retourner dans la fourmilière [110].

Initialement, les fourmis explorent les environs de leur nid de manière aléatoire. Les fourmis peuvent déposer des phéromones au sol, grâce à une glande située dans leur abdomen et former, ainsi, des pistes odorantes qui pourront être suivies par leurs congénères (figure 4.6).



(a) au début de l'expérience

(b) à la fin de l'expérience.

Figure 4.6 : Expérience de sélection des branches par une colonie de fourmis

Une colonie est capable de choisir le plus court chemin vers une source à exploiter, sans que les individus aient une vision globale du trajet.

Les étapes de l'algorithme de colonies de fourmis sont comme suit :

Etape 1 : Initialisation :

Le nombre d'itérations varie de $t=1, \dots, t_{\max}$

Le nombre de fourmis circulants dans un trajet est $k = 1 \dots, m$

Etape 2 : Choix d'une ville non visitée :

Choisir une ville j , dans la liste des villes restantes, selon la formule suivante :

$$P_{ij}^k(t) = \begin{cases} \frac{(\tau_{ij}(t))^\alpha \cdot (\eta_{ij})^\beta}{\sum_{l \in J_i^k} (\tau_{il}(t))^\alpha \cdot (\eta_{il})^\beta} & \text{si } j \in J_i^k \\ 0 & \text{si } j \notin J_i^k \end{cases} \quad (4.17)$$

Où α et β deux paramètres contrôlant l'importance relative de l'intensité de la piste $\tau_{ij}(t)$, et de la visibilité η_{ij} .

Etape 3 : Choix du trajet effectué par la fourmi :

Déposer une piste $\Delta\tau_{ij}^k(t)$ sur le trajet $T^k(t)$ conformément à l'équation :

$$\Delta\tau_{ij}^k(t) = \begin{cases} \frac{Q}{L^k(t)} & \text{si } (i, j) \in T^k(t) \\ 0 & \text{si } (i, j) \notin T^k(t) \end{cases} \quad (4.18)$$

Où $T^k(t)$: Le trajet effectué par la fourmi k à l'itération t ;

$L^k(t)$: La longueur du tour et Q un paramètre fixé.

Etape 4 : Évaporer les pistes selon la formule :

$$\tau_{ij}(t+1) = (1 - \rho) \cdot \tau_{ij}(t) + \Delta\tau_{ij}^k(t) \quad (4.19)$$

4.7.2 Algorithme d'optimisation de colonie d'abeilles artificielles

L'algorithme ABC (Artificiel Bee Colony) est développé par Karaboga et Basturk en 2005, en inspectant les comportements des abeilles réelles pour trouver la source de nourriture, qui s'appelle le nectar, et partager l'information des sources de nourriture aux autres abeilles dans le nid [111].

Dans cet algorithme, les abeilles artificielles sont définies et classifiées en trois groupes, abeilles employeuses (abeilles qui recherche la nourriture), spectatrices (abeilles d'observation) et scouts (éclaireuses) sont chargées de trouver de nouvelles nourritures (le nectar de nouvelles sources).

Pour chaque source de nourriture, il y a seulement une abeille employeuse. Le nombre d'abeilles employeuses est égal au nombre de sources de nourriture [112]. Si l'abeille employeuse d'un site ne réussit pas de trouver la source de nourriture, elle doit être forcément devenir un scout pour rechercher aléatoirement de nouvelles sources de nourriture. Les abeilles employeuses partagent l'information avec les abeilles spectatrices dans une ruche de sorte que les abeilles spectatrices puissent choisir une source de nourriture pour l'explorer. Le processus de l'algorithme ABC est présenté comme suit:

Étape 1 : Initialisation:

Sélectionner la population de façon aléatoire dans l'espace de recherche en utilisant l'équation ci-dessous où chaque abeille porte un vecteur \mathbf{U} de \mathbf{n} solution.

$$U_j = U_j^{\min} + n_j * (U_j^{\max} - U_j^{\min}) \quad n_j \in [0,1] \quad (4.20)$$

Le calcul de la valeur Fitness pour chaque vecteur par l'équation suivante:

$$\text{Fitness} = \frac{1}{F_{\text{objectif}}+1} \quad (4.21)$$

Une fois que ces populations sont placées dans l'espace de recherche, elles prennent le nom des abeilles employeuses.

Étape 2 : Déplacement des abeilles employeuses:

La probabilité du choix d'une source de nourriture est donnée par l'équation suivante :

$$P_i = \frac{0.9 * \text{Fitness}_i}{\max(\text{Fitness}_i)} + 0.1 \quad (4.22)$$

Sélectionner une source de nourriture et déterminer ses quantités de nectar. L'équation de mouvement des abeilles observatrices est donnée comme suit:

$$m_{ij}(t + 1) = x_{kj} + y (x_{ij}(t) - x_{kj}(t)) \quad y \in [0,1] \quad (4.23)$$

Tel que m_{ij} est la $i^{\text{ème}}$ position de l'abeille spectatrice, t est le nombre d'itération, x_{ij} est l'abeille utilisée choisie aléatoirement, j représente la dimension du vecteur de solution qui produit une série de variables aléatoires dans la gamme $[-1,1]$; où $k \in \{1,2,3,\dots,N\}$ et $j \in \{1,2,\dots,D\}$ sont choisis aléatoirement avec k différent de i ; D est le nombre de paramètre à optimiser.

Étape 3 : Déplacer les scouts :

Si les valeurs de fitness des abeilles employeuses ne sont pas améliorées par un nombre d'itérations prédéterminé, ces sources de nourriture sont abandonnées, et l'abeille trouvée dans cet emplacement passera aléatoirement pour explorer d'autres nouveaux emplacements.

Le modèle mathématique est donné par l'équation [113] :

$$V_{ij} = V_{ij}^{\min} + \varphi_{ij} * (V_{ij}^{\max} - V_{ij}^{\min}) \quad \varphi_{ij} \in [0,1] \quad (4.24)$$

Étape 4 : Mettre à jour la meilleure source de nourriture trouvée jusqu'ici :

Apprendre la meilleure valeur de fitness et la position, qui sont trouvées par les abeilles, et les mémoriser.

Étape 5 : Critère d'arrêt :

Vérifier le processus de calcul jusqu'à ce que le nombre d'itérations atteigne la valeur maximale prédéfinie ou qu'une solution de la fonction objectif acceptable soit trouvée.

4.7.3 Algorithme d'évolution différentielle

Cette méthode est développée par Rainer Storn et Kenneth Price en 1995 [114]. L'idée principale de cette technique d'optimisation consiste à utiliser la différence entre deux vecteurs choisis aléatoirement pour générer un nouveau vecteur de solutions. Pour chaque solution dans la population originale, une solution désirée est générée en effectuant la procédure de croisement. Les anciennes solutions (parent) et les nouvelles sont comparées et les meilleures apparaîtront dans la prochaine génération. L'algorithme de l'évolution différentielle s'effectue selon les étapes suivantes :

Etape 1 : La génération de la population initiale qui consiste à créer un vecteur de population initiale de N_p individus (solutions). La population initiale a pour but de donner naissance à des générations successives. Le vecteur de population initiale est sélectionné aléatoirement comme suit :

$$X_{j,i}^G = X_{j \min} + \text{rand}[0,1] \times (X_{j \max} - X_{j \min}) ; i = 1, 2, \dots, N_p ; j = 1, 2, \dots, D_f \quad (4.25)$$

Où :

N_p : Nombre d'individus (taille de population);

D_f : Nombre de paramètres de la fonction objectif ;

rand : nombres aléatoires distribués uniformément sur l'ensemble [0,1].

Etape 2 : La mutation qui est considérée comme la première étape vers la génération de nouvelles solutions. Un vecteur de mutation $V_i^{(G+1)}$ est généré en utilisant la formule suivante :

$$V_i^{(G+1)} = X_a^G + F \times (X_b^G - X_c^G) \quad (4.26)$$

Où : x_a , x_b et x_c sont des vecteurs sélectionnés aléatoirement avec $a \neq b \neq c \neq i$. F est la constante d'échelle utilisée pour ajuster la taille de perturbation dans l'opérateur de mutation et elle est déterminée par l'utilisateur, et sa valeur typique est dans l'intervalle [0.4, 1] [115].

Etape 3 : Le croisement, qui est appliqué sur la population du vecteur résultant de mutation et la population du vecteur parent (population initiale), où un nouveau vecteur dit vecteur désiré est généré. L'opération de croisement est effectuée selon le critère suivant :

$$U_{j,i}^{G+1} = \begin{cases} V_{j,i}^{G+1} & \text{si } (\text{rand}, [0,1]) \leq CR \\ X_{j,i}^G & \text{si } (\text{rand}, [0,1]) > CR \end{cases} \quad (4.27)$$

CR : le facteur de croisement qui a une valeur constante entre 0 et 1 déterminé aussi par l'utilisateur.

Dans le cas où rand est inférieur ou égale à CR , la nouvelle solution est une combinaison des trois vecteurs choisis aléatoirement (\mathbf{x}_a , \mathbf{x}_b et \mathbf{x}_c), autrement, cette nouvelle solution n'est que l'ancienne solution (parents), comme montre la figure (4.7).

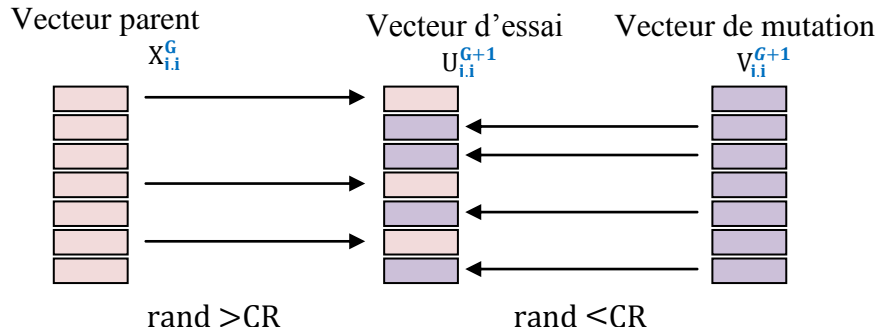


Figure 4.7 : Exemple de croisement ($D = 7$)

Etape 4 : La sélection qui doit être appliquée pour déterminer les individus devant participer à la prochaine génération. La sélection est effectuée par une comparaison entre la fonction du vecteur de la population initiale (vecteur parent) et la fonction du vecteur d'essai, et celui qui donne des résultats meilleurs doit participer à la prochaine génération. La nouvelle population doit alors remplacer la population actuelle et une nouvelle boucle lancée.

4.7.4 Algorithme par sauts de grenouilles

Cet algorithme connu sous son appellation anglophone “Shuffled Frog-Leaping algorithm” (SFLA) est une méthode métaheuristique d'optimisation qui imite l'évolution d'un groupe de grenouilles en cherchant un endroit qui dispose d'une quantité maximale de nourriture étalée aléatoirement sur des pierres dans un étang [116].

Dans la méthode SFLA, les grenouilles peuvent communiquer entre elles et améliorer leurs mêmes par contamination (passant l'information). Chaque grenouille, représente une solution au problème. La population entière des grenouilles est divisée à un certain nombre de groupe de grenouilles appelées communautés qui évoluent indépendamment pour parcourir l'espace des solutions dans les différentes directions. Chaque communauté représente un type de même conduisant localement à l'exploration de l'espace des solutions selon des stratégies spécifiques qui permettent le transfert des mêmes parmi les individus locaux.

L'information entre les différentes communautés circule par l'intermédiaire d'un processus de saut.

Supposons que la population initiale est constituée de F grenouilles définie aléatoirement dans l'espace (\mathbf{X}_i , $i = 1, 2, \dots, F$). L'adaptabilité ou la fitness f_i de la $i^{\text{ème}}$ grenouille représente la valeur de la fonction objectif. Toutes les grenouilles sont triées dans un ordre décroissant et

sont divisées en m communautés contenant chacune n grenouilles ($F = m \times n$), de telle manière que la première grenouille appartient à la première communauté, la deuxième grenouille est affectée à la deuxième communauté.

Dans chaque communauté, les grenouilles fournissant la meilleure et la plus mauvaise solution sont identifiées et notées par X_b et X_w respectivement. La grenouille donnant la meilleure solution dans la population entière est notée par X_g .

Pendant l'évolution d'une communauté, c.-à-d., pendant l'exploration locale, la plus mauvaise grenouille effectue un saut vers la meilleure X_b (figure 4.8):

$$X'_w = X_w + S \quad (S = r \times (X_b - X_w)) \quad (4.28)$$

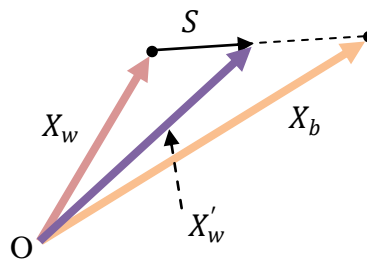


Figure 4.8 : Règle originale du saut de grenouille

Où S représente la valeur du saut, r est un nombre aléatoire compris entre $[0,1]$, S_{max} est le saut maximal autorisé.

Si le saut produit une meilleure solution, alors cette solution X'_w remplace la plus mauvaise X_w . Sinon, on applique la même règle en remplaçant cette fois-ci X_b par la solution globale X_g . Si la nouvelle solution X'_w reste moins bonne que X_w , on génère alors aléatoirement une autre solution meilleure que celle de X_w et on remplace X_w par X'_w . Chaque communauté évolue ainsi en un certain nombre d'itérations.

Les m communautés sont ensuite mélangées pour former à nouveau la population et le processus de tri, partitionnement de la population en communautés, la recherche locale et le mélange des communautés est répété jusqu'à satisfaire un critère d'arrêt.

L'algorithme ci-dessous décrit le principe de SFLA :

Etape 1 : Fixer la taille F de la population, le nombre m de communauté et le nombre N d'itérations.

Etape 2 : générer aléatoirement une population de F solutions et évaluer chaque solution.

Etape 3 : Trier la population et déterminer la meilleure solution X_g .

Etape 4 : Partitionner la population en m communautés.

Etape 5 : Recherche locale

Pour chaque communauté, répéter pour N itérations :

- ✓ Détermination de la meilleure solution X_b et la mauvaise solution X_w
- ✓ Calcul de la solution X'_w à partir de X_b
- ✓ Si X'_w est meilleure que X_w , remplacer X_w par X'_w
- ✓ Sinon calculer X'_w à partir de X_g et remplacer X_w par X'_w
- ✓ Si X'_w est meilleure que X_w , remplacer X_w par X'_w
- ✓ Sinon générer aléatoirement X'_w et remplacer X_w

Etape 6 : Regrouper les m communautés pour former à nouveau la population

Etape 7 : Aller à l'étape 3 si le critère d'arrêt n'est pas atteint

4.7.5 Algorithme à essaim de particules

Les algorithmes d'optimisation par essaim de particules (PSO) ont été introduits en 1995 par Kennedy et Eberhart comme une alternative aux algorithmes génétiques standards [117]. Ces algorithmes sont inspirés des essaims d'insectes (ou des bancs de poissons ou des nuées d'oiseaux) et de leurs mouvements coordonnés. En effet, tout comme ces animaux se déplacent en groupe pour trouver de la nourriture ou éviter les prédateurs, les algorithmes à essaim de particules recherchent des solutions pour un problème d'optimisation. Les individus de l'algorithme sont appelés particules et la population est appelée essaim.

Un essaim de particules, qui sont des solutions potentielles au problème d'optimisation, survole, l'espace de recherche, en quête de l'optimum global. Le déplacement d'une particule est influencé par les trois composantes suivantes :

- ⊕ Une composante physique : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement ;
- ⊕ Une composante cognitive : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée ;
- ⊕ Une composante sociale : la particule tend se diriger vers le meilleur site déjà atteint par ses voisins. Dans le cas d'un problème d'optimisation, la qualité d'un site de l'espace de recherche est déterminée par la valeur de la fonction objectif en ce point.

La figure (4.9) illustre le schéma vectorielle du déplacement d'une particule qui détermine de nouvelle position d'une particule dans un processus PSO. Les trois flèches grisées représentent la combinaison vectorielle des trois effets pris en compte [118].

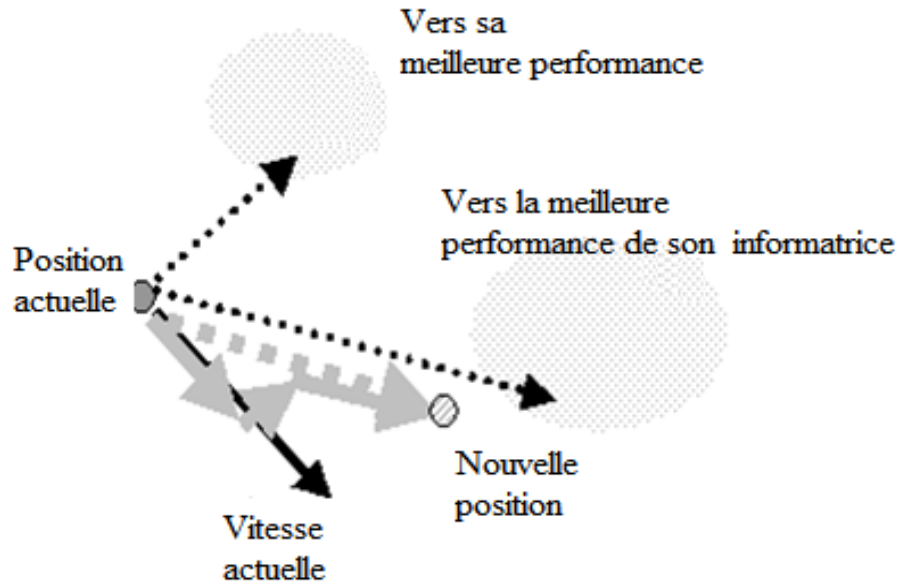


Figure 4.9 : Schéma de principe du déplacement d'une particule.

L'algorithme de l'algorithme d'optimisation par PSO est donné comme suit :

Étape 1 : Initialisation des coefficients d'accélération C_1 et C_2 , le facteur d'inertie w .

Étape 2 : La création de la population initiale aléatoirement et le calcul de la fitness de chaque particule p_{besti} : La meilleure position de la particule i dans la population actuelle ;

p_{gbest} : La meilleure position dans toute les populations (la meilleure des meilleures).

Étape 3 : Le calcul de la nouvelle vitesse et la nouvelle position de chaque particule se fait comme suit :

$$v_{ij}(t+1) = wv_{ij}(t) + c_1r_1(p_{besti} - v_{ij}(t)) + c_2r_2(p_{gbest} - v_{ij}(t)) \quad (4.29)$$

$$p_{ij}(t+1) = p_{ij}(t) + v_{ij}(t+1) \quad (4.30)$$

Avec $j=1, \dots, N$, N est la dimension de l'espace de recherche. r_1 et r_2 sont des nombres aléatoires uniformément distribués dans l'intervalle $[0,1]$. Le paramètre d'inertie w contrôle l'influence de l'ancienne vitesse sur la vitesse courante, afin de permettre aux particules d'éviter les minima locaux. De la même façon, c_1 contrôle le comportement de la particule dans sa recherche autour de sa meilleure position et c_2 contrôle l'influence de l'essaim sur le comportement de la particule.

Étape 4 : Le calcul de la meilleure fitness de la population initiale est comparée par la précédente pour trouver la meilleure de toutes les populations.

Étape 5 : incrémentation du nombre d'itération $t = t+1$.

Étape 6 : Si le critère d'arrêt est satisfait alors passer à la 7^{ème} étape. Autrement, aller à la 3^{ème} étape.

Étape 7 : La position enregistrée est la solution optimale.

4.7.6 Algorithme des lucioles

Les lucioles sont de petits coléoptères ailés capables de produire une lumière clignotante froide. Elles sont soupçonnées d'avoir un mécanisme de type condensateur, qui se charge lentement jusqu'à atteindre un certain seuil, au cours duquel, elles libèrent l'énergie sous forme de lumière, après quoi le cycle se répète [119].

Le clignotement des lucioles est un spectacle étonnant dans le ciel d'été dans les régions tropicales et tempérées.

Ces insectes sont capables de produire de la lumière à l'intérieur de leur corps grâce à des organes spéciaux situés très près de la surface de la peau. Cette production de lumière est due à un type de réaction chimique appelée bioluminescence. Les femelles peuvent imiter les signaux lumineux des autres espèces afin d'attirer des mâles afin de les capturer et les dévorer. Les lucioles ont un mécanisme de type condensateur, qui se décharge lentement jusqu'à ce qu'un certain seuil soit atteint, ils libèrent l'énergie sous forme de lumière. Le phénomène se répète de façon cyclique

Il est connu qu'à partir d'une source lumineuse, l'intensité de la lumière à une distance r particulière obéit à la loi de l'inverse du carré de la distance. En outre, l'air absorbe la lumière qui devient plus en plus faible que la distance augmente [120].

L'algorithme des lucioles est un algorithme d'optimisation métaheuristique inspiré de la nature basé sur le comportement social (clignotement) des lucioles, ou la lumière des insectes en plein ciel d'été dans les régions tropicales. Les caractéristiques de l'algorithme des lucioles sont:

- ⊗ Toutes les lucioles sont unisexes, et elles vont se déplacer vers d'autres plus attrayantes et plus lumineuses quelque soit leur sexe.
- ⊗ L'attractivité est proportionnelle à la luminosité, donc pour deux lucioles clignotantes, la moins lumineuse se déplacera vers la plus lumineuse.
- ⊗ La luminosité ou l'intensité de la lumière d'une luciole est déterminée par la valeur de la fonction objectif d'un problème donné.

A partir de ces trois règles, les étapes de l'algorithme des lucioles peuvent être résumées selon le pseudo-code indiqué sur la figure (4.10).

Dans l'algorithme des lucioles, il ya deux points importants en question: la variation de l'intensité de la lumière et la formulation de l'attractivité. Par souci de simplicité, Xin-She Yang [121] suppose que l'attraction d'une luciole est déterminée par sa luminosité qui à son tour est associée à la fonction d'objectif.

```

Début
Générer une population initiale de lucioles  $x_i$  ( $i = 1 \dots \dots, n$ )
L'intensité lumineuse  $I_i$  à  $x_i$  est déterminée par la fonction objectif  $f(x_i)$ 
Définir le coefficient d'absorption  $\gamma$ 
Tant que ( $t < \text{Nombre d'itération}$ )
    Pour  $i = 1: n$     Toutes les  $n$  lucioles
        Pour  $j = 1: n$     Toutes les  $n$  lucioles
            Si ( $I_j > I_i$ ) alors
                Déplacer la luciole  $i$  vers la luciole  $j$ 
            Fin si
            L'attractivité  $\beta_{ij}$  varie avec la distance  $r_{ij}$  via  $e^{-\gamma r}$ 
            Evaluer les nouvelles solutions
            Mettre à jour l'intensité lumineuse
        Fin pour  $j$ 
    Fin pour  $i$ 
Classer les lucioles et trouver la meilleure
Fin Tant que
Traitement des résultats et visualisation
    
```

Figure 4.10 : Pseudo code de l'algorithme des lucioles

Dans l'algorithme des lucioles, la principale forme de la fonction d'attractivité peut être n'importe quelle fonction monotone décroissante telle que la forme générale suivante:

$$\beta_{ij} = \beta_0 e^{-\gamma r_{ij}^m}, \quad (m \geq 1) \quad (4.31)$$

Où r est la distance entre deux lucioles, β_0 est l'attractivité à $r = 0$ et γ est un coefficient constant d'absorption de lumière.

La distance entre n'importe quelles deux lucioles i et j aux emplacements X_i et X_j respectivement est la distance cartésienne :

$$r_{ij} = \|X_i - X_j\| = \sqrt{\sum_{k=1}^d (x_{i,k} - x_{j,k})^2} \quad (4.32)$$

Où $X_{i,k}$ est la $k^{\text{ème}}$ composante de la $i^{\text{ème}}$ luciole, et d est le nombre de dimensions. Pour $d = 2$, on a :

$$r_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \quad (4.35)$$

Le déplacement d'une luciole i attirée par une luciole j plus lumineuse (attrayante), est déterminé par:

$$X_i = X_i + \beta_0 e^{-\gamma r_{ij}^2} (X_j - X_i) + \alpha (\text{rand} - 1/2) \quad (4.36)$$

Le premier terme présente la position actuelle d'une luciole, le second terme est utilisé pour prendre en compte l'attractivité d'une luciole à l'intensité lumineuse vue par des lucioles adjacentes, et le troisième terme est utilisé pour le mouvement aléatoire d'une luciole dans le cas où il n'y a pas d'autre plus lumineuse. Le coefficient α est un paramètre de répartition aléatoire.

Le paramètre γ caractérise la variation de l'attractivité, et sa valeur est d'une importance cruciale dans la détermination de la vitesse de la convergence et de la façon dont l'algorithme de FA se comporte. En théorie, $\gamma \in [0, \infty]$, mais pratiquement, dans la plupart des applications, γ varie généralement de 0,01 à 100 .

En se basant sur le coefficient d'absorption γ , l'algorithme des lucioles a deux cas particuliers importants : $\gamma \rightarrow 0$ et $\gamma \rightarrow \infty$. Lorsque $\gamma \rightarrow 0$, le coefficient d'attractivité est constant $\beta = \beta_0$, et l'intensité lumineuse ne diminue pas quand la distance entre deux lucioles augmente. Par conséquent, comme la lumière d'une luciole qui est vue partout, un seul optimum local ou global peut être facilement atteint.

4.7.7 L'algorithme génétique

Les algorithmes génétiques sont des algorithmes évolutionnistes d'optimisation stochastique inspirés des mécanismes de l'évolution naturelle (sélection, adaptation, reproduction, recombinaison, mutation) élaborés par Charles Darwin. Ils sont des algorithmes itératifs de recherche globale dont le but est d'optimiser une fonction prédéfinie appelée critère ou fonction coût "fitness". Ils permettent de faire évoluer un ensemble initial de solutions vers un ensemble final. Les algorithmes génétiques sont utilisés dans l'automatique, le but de cette utilisation est d'optimiser au maximum les gains des régulateurs utilisés dans la commande. A partir des années 1990, quelques publications évoquent l'utilisation des GA pour la résolution de problèmes d'optimisation dans le domaine de la commande de systèmes électromécaniques [122]. Un algorithme génétique recherche le ou les extrema d'une fonction définie sur un espace de données. Pour l'utiliser, on doit disposer des cinq éléments suivants :

1. Un principe de codage de l'élément de population.
2. Un mécanisme de génération de la population initiale.
3. Une fonction à optimiser appelée fitness ou fonction de l'évaluation des individus.

4. Des opérateurs permettant de diversifier la population au cours des générations et d'explorer l'espace d'état. L'opérateur de croisement recompose les gènes d'individus existant dans la population, l'opérateur de mutation a pour but de garantir l'exploration de l'espace d'état.

5. Des paramètres de dimensionnement: taille de la population, nombre total de générations ou critère d'arrêt, probabilités d'application des opérateurs de croisement et de mutation.

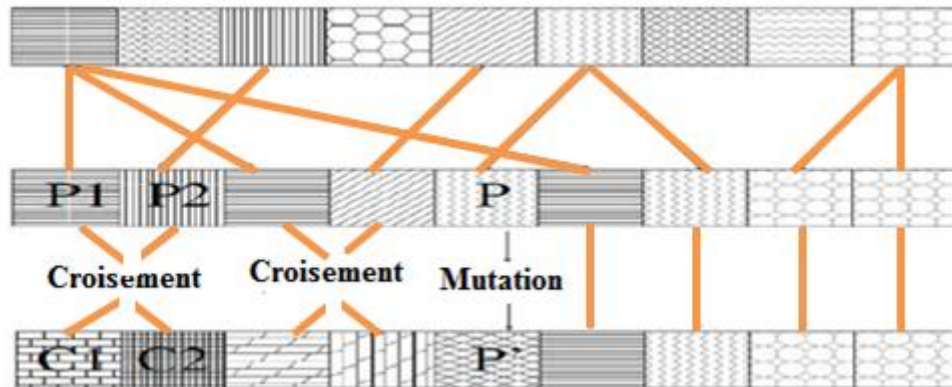


Figure 4.11 : Principe des algorithmes génétiques

Afin de trouver la solution optimale d'un problème en utilisant l'algorithme génétique, on commence par générer un ensemble de solutions (population d'individus) de façon aléatoire. L'évolution d'une génération à la suivante, utilise les trois opérations (Sélection, Croisement et Mutation) qui sont appliquées à tous les éléments de populations. Des couples de parents **P1** et **P2** sont sélectionnés en fonction de leurs adaptations. L'opérateur de croisement est appliqué avec une probabilité **Pc** et génère des couples d'enfants **E1** et **E2**. Ensuite, l'opérateur de mutation est appliqué aux enfants avec la probabilité P_m et génère des individus mutés **E1'** et **E2'** qui vont être insérés dans la nouvelle population. Parmi les critères d'arrêt qui peuvent être choisis pour l'algorithme, on peut citer :

- ✓ L'atteinte d'un nombre maximal de générations fixé a priori.
- ✓ L'obtention après un certain nombre de générations, d'un degré d'uniformité des individus de la population supérieur à un seuil souhaité.

4.7.7.1 La mise en œuvre d'un algorithme génétique

La mise en œuvre d'un algorithme génétique est réalisée suivant les étapes suivantes :

- a. Création d'une population initiale.
- b. Evaluation des individus de la population.

- c. Sélection des meilleurs individus.
- d. Reproduction (Croisement et mutation).
- e. Formation d'une nouvelle génération.

La figure (4.12) montre l'organigramme de fonctionnement d'un algorithme génétique.

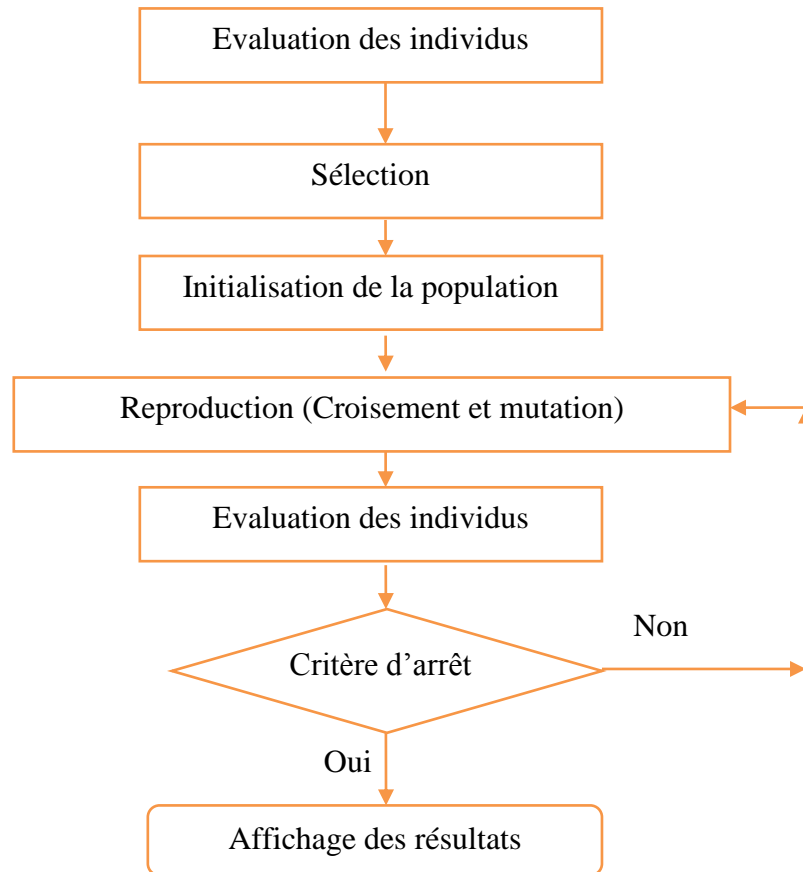


Figure 4.12 : Organigramme de l'algorithme génétique

4.7.7.2 Vocabulaires des algorithmes génétiques

Dans cette section nous introduisons quelques vocabulaires utilisés dans la mise en œuvre des algorithmes génétiques.

- Ⓢ Individu : représenté par un chromosome.
- Ⓢ Un chromosome est une chaîne de gènes.
- Ⓢ Génotype : l'ensemble des gènes représentés par un chromosome.
- Ⓢ Phénotype : l'ensemble des valeurs observables prises par chaque gène.
- Ⓢ Fonction d'adaptation : fitness.
- Ⓢ Opération de reproduction :
 - ✓ Le croisement.
 - ✓ La mutation.

Ⓢ Génération : l'ensemble de la population à un moment donné du processus.

4.7.7.3 Le codage

Le codage est une modélisation d'une solution d'un problème donné sous forme d'une séquence de caractères appelée chromosome où chaque caractère, dit aussi gène, représente une variable ou une partie du problème. La tâche principale consiste à choisir le contenu des gènes qui facilite la description du problème et respecte ses contraintes. Il utilise principalement deux types de codage : Le codage binaire, le codage réel.

4.7.7.4 Codage binaire

Dans ce type de codage le chromosome représente simplement une suite de 0 et de 1. Le codage binaire est également indépendant des opérateurs génétiques (croisement et mutation) du moment où ces derniers ne nécessitent aucune spécification. En effet, toute manipulation d'un chromosome donne naissance à un nouveau chromosome valide. Cependant, ce type de codage n'est pas toujours bon, il est parfois très difficile ou très lourd de coder des solutions de cette manière. En outre, dans certains cas la taille mémoire requise peut devenir prohibitive.

4.7.7.5 Codage réel

Dans ce type de codage, chaque chromosome est un vecteur dont les composantes sont les paramètres du processus d'optimisation. Par exemple, si on recherche l'optimum d'une fonction de n variables $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$, on peut utiliser tout simplement un chromosome contenant les n variables : (x_1, x_2, \dots, x_n) , avec ce type de codage, la procédure d'évaluation des chromosomes est plus rapide vu l'absence des étapes de codage et de transcodage (du réel vers le binaire et vice-versa).

4.7.7.6 Population initiale

Le choix de la population initiale d'individus conditionne fortement la rapidité de l'algorithme. Pour générer la population initiale, nous avons, deux possibilités. Dans le cas où aucune information sur la position de la solution n'est disponible, le but est de recouvrir au mieux l'espace d'état. Une génération aléatoire est donc engendrée par des tirages uniformes sur chaque gène du chromosome.

4.7.7.7 Fonction d'évaluation

L'évaluation de l'adaptation de chaque individu à l'environnement est réalisée au moyen d'une fonction d'adaptation. L'algorithme génétique est naturellement formulé en fonction de maximisation. Etant donné une fonction réelle à une ou plusieurs variables, le problème d'optimisation sur l'espace de recherche s'écrit de la manière suivante :

$$\text{Max}_{x \in E} f(x) \quad (4.37)$$

Dans beaucoup de problèmes, l'objectif est exprimé sous forme de minimisation d'une fonction coût h :

$$\text{Min}_{x \in E} h(x) \quad (4.38)$$

Le passage du problème de minimisation à un problème de maximisation est obtenu par transformation de la fonction h selon la relation suivante :

$$f(x) = \frac{1}{1+h(x)} \quad (4.39)$$

4.7.7.8 Les opérateurs de base de l'algorithme génétique

Les opérateurs sont fondamentaux pour implanter le processus reproductif caractéristique d'un algorithme génétique. De nombreux opérateurs génétiques existent ainsi que différentes stratégies d'implantation.

4.7.7.8.1 Le croisement

La naissance d'un nouvel individu, nécessite la prise aléatoire d'une partie des gènes de chacun des deux parents. Ce phénomène, issu de la nature est appelé croisement.

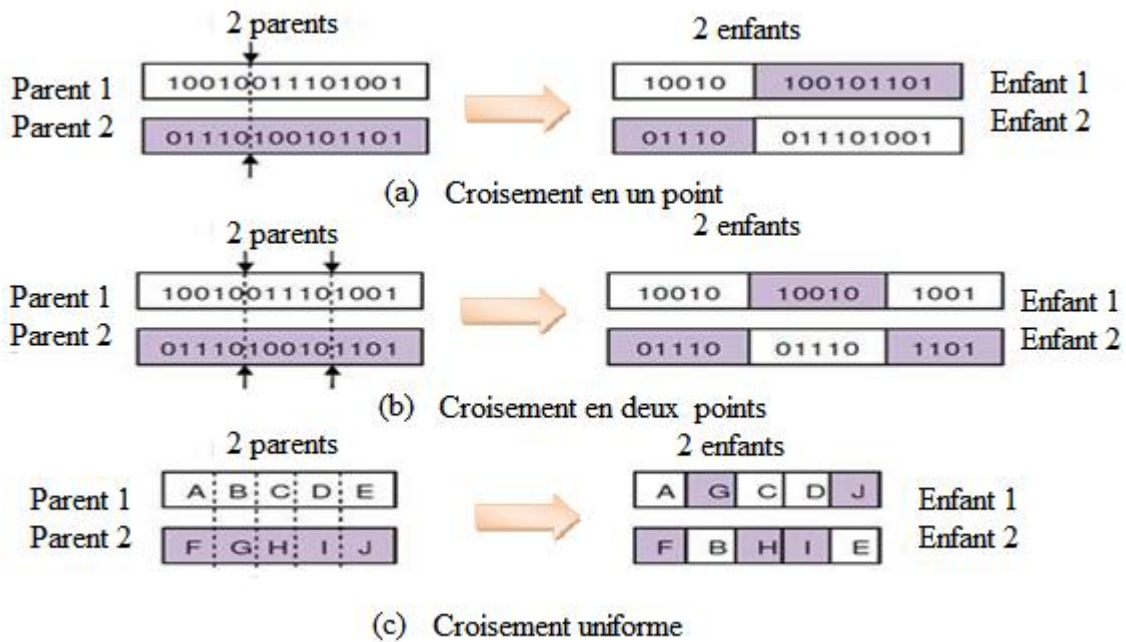


Figure 4.13 : Opération de croisement

Il s'agit d'un processus essentiel pour explorer l'espace des solutions possibles. Une fois la sélection terminée, les individus sont aléatoirement répartis en couples. Les chromosomes parents sont alors copiés et recombinaison afin de produire chacun deux descendants ayant des caractéristiques issues des deux parents. Dans le but de garder quelques individus parents dans la prochaine population, on associe à l'algorithme génétique une probabilité de croisement, qui permet de décider si les parents seront croisés entre eux ou s'ils seront tout simplement recopiés dans la population suivante. Il existe plusieurs types de croisement parmi lesquels on trouve : le croisement en 1 point, le croisement en deux points et le croisement en N points.

4.7.7.8.2 La mutation

L'opérateur de mutation, en générant de nouveaux gènes, a pour rôle de permettre d'explorer la totalité de l'espace d'état, ce qui correspond à la propriété d'ergodicité de parcours d'espace, essentielle aux algorithmes génétiques pour leurs propriétés de convergence. En effet les preuves théoriques de convergence des algorithmes génétiques peuvent fonctionner sans croisement, mais pas sans mutation.

L'opérateur de mutation fonctionne comme suit. Pour les problèmes discrets, un gène du chromosome est tiré aléatoirement et sa valeur est remplacée par une des autres valeurs possibles. Dans le cas des problèmes continus, le gène est également tiré aléatoirement, et remplacé par une valeur aléatoire du domaine d'extension des gènes. La figure suivante montre un exemple de mutation.

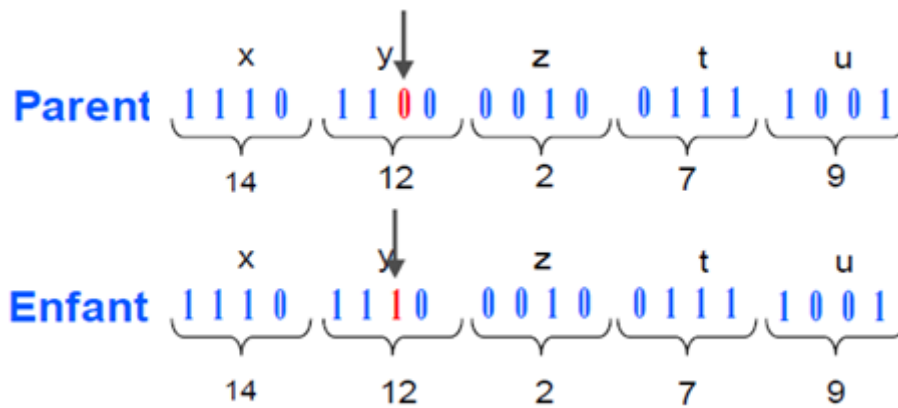


Figure 4.14 : Principe de mutation

4.7.7.8.3 La sélection

L'opérateur de sélection est chargé de "favoriser" les meilleurs individus. Plus formellement, l'opérateur de sélection va générer à partir de la population courante une nouvelle population par copie des individus choisis de la population courante. La copie des chaînes s'effectue en fonction des valeurs de la fonction d'adaptation. Ce procédé permet de donner aux meilleures chaînes, une probabilité élevée de contribuer à la génération suivante. Cet opérateur est bien entendu une version artificielle de la sélection naturelle, la survie darwinienne des chaînes les plus adaptées. Plusieurs stratégies sont possibles pour effectuer une telle sélection parmi lesquelles nous abordons

La sélection par classement consiste à ranger les individus de la population dans un ordre croissant et à retenir un nombre fixé de génotypes.

La sélection par tournoi consiste à choisir aléatoirement un nombre k d'individus dans la population et à sélectionner celui qui a la meilleure performance. Les individus qui participent à un tournoi sont remis ou sont retirés de la population, selon le choix de l'utilisateur. Avec le tournoi binaire, sur deux individus en compétition, le meilleur gagne avec une probabilité appartient à l'intervalle $[0,5;1]$. Ainsi, seuls les individus les plus forts sont conservés. L'inconvénient majeur de cette méthode est la convergence prématurée de l'algorithme génétique.

4.7.7.9 La convergence de l'algorithme génétique

Le cycle de génération et de sélection de population est répété jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit satisfait ; ce critère peut être notamment un nombre maximum de générations, un temps maximal de calcul, une valeur de fitness minimale, ou/et une convergence vers une solution

satisfaisante. Les valeurs de tels paramètres dépendent fortement de la problématique étudiée. Ainsi il n'existe pas de paramètres qui soient adaptés à la résolution de tous les problèmes qui peuvent être posés à un algorithme génétique. Cependant, certaines valeurs sont souvent utilisées et peuvent être de bons points de départ pour démarrer une recherche de solutions à l'aide d'un algorithme génétique.

- ✓ La probabilité de croisement est choisie dans l'intervalle [0.7, 0.99].
- ✓ La probabilité de mutation est choisie dans l'intervalle [0.001, 0.01].

4.7.8 L'algorithme des essaims de salpes

L'algorithme des essaims de salpes (SSA) est un algorithme d'optimisation bio-inspiré récemment créé et présenté en 2017. SSA imite le comportement d'essaimage des salpes dans les océans, en particulier la navigation et la recherche de sources de nourriture. Les salpes sont des créatures vivant dans les mers et les océans. Ils sont similaires aux méduses dans leurs tissus et leur mouvement vers les sources de nourriture. Les salpes se trouvent généralement dans des groupes (essaims) appelés chaînes de salpes; chaque chaîne salpe contient un leader. L'algorithme commence par initialiser une matrice avec une dimension de $n \times \text{dim}$ représentant les positions des salpes, où n est le nombre d'agents et dim est le nombre de variables à concevoir. Après cela, chaque position de salpe est mise à jour selon les instructions reçues du chef pour avaler la meilleure nourriture F . L'équation suivante est utilisée pour mettre à jour les positions des salpes :

$$x_j^1 = \begin{cases} F_j + C_1 + ((ub_j - lb_j)c_2 + lb_j), & c_2 \geq 0 \\ F_j - C_1 + ((ub_j - lb_j)c_2 + lb_j), & c_2 \leq 0 \end{cases} \quad (4.40)$$

Où x_j^1 représente la position de la $j^{\text{ème}}$ dimension du repère. F_j représente la meilleure solution dans la j^{th} , ub_j et lb_j sont les limites supérieure et inférieure de la $j^{\text{ème}}$ dimension respectivement. Les variables c_1 et c_2 sont des nombres aléatoires. c_1 joue un rôle essentiel dans la performance de la SSA, car c'est le seul paramètre qui contrôle l'équilibre entre l'exploration et l'exploitation. Comme on peut le voir dans l'équation (4.41), c_1 est un paramètre variant dans le temps (dépend du nombre d'itérations) qui permet des taux d'exploration élevés aux premières étapes du processus d'optimisation, tandis que des taux d'exploitation élevés sont autorisés dans les dernières étapes. Le coefficient est un paramètre

très important dans l'algorithme des essaims de salpes, car il maintient un équilibre entre exploration et exploitation, et il peut être donné par:

$$c_1 = 2e^{-\left(\frac{4l}{L}\right)^2} \quad (4.41)$$

Où l et L sont respectivement l'itération courante et le nombre maximum d'itérations. c_2 est un nombre aléatoire uniforme généré dans la période $[0, 1]$. Ces variables indiquent si la position suivante dans la $j^{\text{ème}}$ dimension sera déplacée vers le $+\infty$ ou $-\infty$ en plus de la taille du pas. La loi du mouvement de Newton a été utilisée pour simuler la mise à jour des positions des suiveurs.

$$x_j^i = \frac{1}{2}(x_j^i + x_j^{i-1}) \quad (4.42)$$

Où $i \geq 2$ et représente la position du $i^{\text{ème}}$ suiveur à la $j^{\text{ème}}$ dimension. Le leader salpe se dirige vers la source de nourriture, tandis que les suiveurs se dirigent vers le leader. La position de la source de nourriture peut être modifiée pendant le processus, puis le chef continuera à se déplacer vers la nouvelle position de source de nourriture. Les étapes de cet algorithme d'optimisation sont :

Étape 1 : Générer une population initiale de salpes ;

Étape 2 : Évaluer chaque salpe de la population à l'aide de la fonction objectif ;

Étape 3 : Désignons la meilleure salpe ;

Étape 4 : Mettre à jour les nouvelles positions de la nouvelle population ;

Étape 5 : Modifier les salpes en fonction des limites supérieure et inférieure des variables ;

Étape 6 : Évaluer la nouvelle salpe de la population à l'aide de la fonction objectif ;

Étape 7 : Désignons la meilleure solution et calculer l'erreur ;

Étape 8 : Si la condition d'arrêt n'est pas valide aller à l'étape 2 ;

Étape 9 : Afficher les résultats.

4.7.9 Méthode d'optimisation GA-SSA

Il s'agit d'une technique de recherche développée pour un emplacement et un dimensionnement optimaux des DG et des condensateurs. Le problème se compose de deux parties. Le premier est l'emplacement optimal du DG et des condensateurs et le second est l'emplacement optimal. Le résultat pour la première partie est un nombre entier, qui est soit un numéro de bus où il est suggéré d'installer des DG et des condensateurs. Cela nécessite un algorithme d'optimisation basé sur des nombres entiers. GA a été choisi pour jouer ce rôle en raison de sa qualité attractive. La réponse obtenue à partir de la solution GA est utilisée dans l'algorithme SSA pour optimiser le dimensionnement pour DG. SSA a la capacité de

convergence rapide, qui est une grande propriété intéressante pour un grand problème itératif et long.

4.7.9.1 Vecteurs d'états

Pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance du réseau de distribution électrique en présence de la production décentralisée et des condensateurs trois vecteurs d'états sont initialisés :

- ✚ Le vecteur d'état correspondant à l'emplacement et la taille optimale des unités de production décentralisées est donné comme suit :

$$X_1 = [TG_1 \ TG_2 \ \dots \ \dots \ TG_n; EG_1 \ EG_2 \ \dots \ \dots \ EG_n] \quad (4.43)$$

Où :

TG_1, TG_2 jusqu'à TG_n et EG_1, EG_2 jusqu'à EG_n sont les emplacements optimaux des unités de production décentralisées, EG_1, EG_2 jusqu'à EG_n sont les emplacements et les tailles optimaux respectivement des unités de production décentralisées .

- ✚ Le vecteur d'état correspondant à l'emplacement et la taille optimale des condensateurs est donné comme suit :

$$X_2 = [TC_1 \ TC_2 \ \dots \ \dots \ TC_n; EC_1 \ EC_2 \ \dots \ \dots \ EC_n] \quad (4.44)$$

TC_1, TC_2 jusqu'à TC_n et EC_1, EC_2 jusqu'à EC_n sont les emplacements optimaux des unités de production décentralisées , EG_1, EG_2 jusqu'à EG_n sont les emplacements et les tailles optimaux respectivement des condensateurs.

$$X_3 = [TSO_1 \ TSO_2 \ \dots \ \dots \ TSO_n; TSC_1 \ TSC_2 \ \dots \ \dots \ TSC_n] \quad (4.45)$$

TSO_1, TSO_2 jusqu'à TSO_n et TSC_1, TSC_2 jusqu'à TSC_n sont les interrupteurs optimaux en positions ouvertes et fermées.

4.8 Etapes de calcul de l'écoulement de puissance en présence des DGs

La présence des DGs dans le réseau de distribution influence sur le sens de transit des puissances et sur les niveaux de tensions dans certains jeux de barres. Les étapes de calcul de l'écoulement de puissance en présence des DGs sont :

Étape 1: Lire les données du réseau.

Étape 2: Générer une population initiale de n chromosomes selon les contraintes et les limites d'intégration des DGs et des condensateurs (Taille et emplacement)

Étape 3: Insérer les variables x_1 et x_2 dans l'écoulement de puissance.

Étape 4: Calculer les parties de la fonction de l'objectif à différents niveaux de charge

Étape 5: Calculer les pertes de puissance actives et réactives pour chaque branche du réseau

Étape 6: Calculer les tensions et leurs angles au niveau de chaque jeu de barres pour chaque vecteur d'état

Étape 7: Recherche de la meilleure solution

Étape 8: Vérifier le critère d'arrêt

Étape 9: Si les critères d'arrêt sont satisfaits, arrêter, sinon passer à l'étape 4

Étape 10: Meilleure solution

4.9 Résultats de la reconfiguration en présence de la production décentralisée

Pour voir l'influence de la présence des unités de production décentralisées et des condensateurs avec et sans reconfiguration du réseau de distribution cinq scénarios sont considérés :

- ✓ Premier scénario : sans installation d'équipements (DGs et condensateurs).
- ✓ Deuxième scénario : seuls les condensateurs sont installés
- ✓ Troisième scénario : seules les DGs sont installées
- ✓ Quatrième scénario : Les DGs et les condensateurs sont installés simultanément avec les mêmes emplacements optimaux sans reconfiguration du réseau de distribution. Les DGs et les condensateurs sont installés dans le réseau de telle sorte que la puissance active maximale produite est égale à la moitié en faible charge et 130% en pleine charge de la puissance demandée en moyenne charge.
- ✓ Cinquième scénario : Les DGs et les condensateurs sont installés simultanément pour les mêmes emplacements optimaux avec reconfiguration du réseau de distribution.

Les cinq scénarios sont testés pour les trois réseaux de distribution IEEE 33-bus, IEEE 34-bus et le réseau réel 112 jeux de barres.

Les informations techniques et commerciales pour les trois durées de charge (h/ans) ainsi que le prix du marché d'électricité sont présentés par le tableau (4.1). Les informations concernent la durée de chaque niveau de la charge et le prix d'un MWh [123].

Tableau 4.1 : Informations techniques et commerciales dans les trois niveaux de charge

Niveau de charge	Etat de la charge	Durée (h/ an)	Prix (\$/ MWh)
1	Faible charge	2190	35
2	Moyenne charge	4745	49
3	Pleine charge	1825	70

Chapitre 4 La reconfiguration du réseau en présence de la production décentralisée

4.9.1 Réseau test IEEE 33-bus

Dans le **premier scénario**, avant l'installation des équipements, pour les trois niveaux de charge, les tensions minimales sont 0.9227 pu, 0.9134 pu et 0.8845 pu obtenues au niveau du jeu de barres 18. Les puissances actives et réactives demandées en faible, moyenne et pleine charge sont respectivement 1857.5 kW, 3715 kW et 4829.5 kW.

Tableau 4.2 : Pertes de puissances active et réactive du réseau IEEE 33-Bus (scénario 1)

Etat de la charge	Pertes totales de puissance active (kW)	Pertes totales de puissance réactive (kVAr)
Faible charge	161.0973	107.4072
Moyenne charge	201.8925	134.6413
Pleine charge	357.8058	238.8177

Les pertes de puissance totales étudiées aussi pour les mêmes niveaux de charge sont présentées au tableau (4.2). Les pertes totales actives et réactives en pleine charge dépassent plus de deux fois celles en charge minimale.

Tableau 4.3 : Coûts économiques obtenus dans le scénario 4

Coût économique	Etat de charge	Coûts en (\$)
Coût d'installation des condensateurs	Faible charge	8200.00
Coût d'installation des DGs		24100.00
Coût de maintenance des DGs		12400.00
Total		44700.00
Coût d'installation des condensateurs	Moyenne charge	8200.00
Coût d'installation des DGs		24100.00
Coût de maintenance des DGs		33226.00
Total		32300
Coût d'installation des condensateurs	Pleine charge	8200.00
Coût d'installation des DGs		24100.00
Coût de maintenance des DGs		14600.00
Total		46900.00

Dans le **deuxième scénario**, après l'optimisation par l'algorithme GA-SSA, cinq condensateurs fixes de tailles optimales 100 kVAr seront installés dans des emplacements optimaux au niveau des jeux de barres 8, 14, 20, 24 et 28 avec la prise en considération des coûts et des bénéfices d'installation étudiés pour les trois niveaux de charge .

Chapitre 4 La reconfiguration du réseau en présence de la production décentralisée

Le **troisième scénario**, trois DGs sont installés avec des tailles optimales 172 kW, 212 kW, 286 kW correspondant respectivement aux emplacements optimaux 12, 16, 30 en prenant en considération les coûts et les bénéfices d'installation étudié pour les trois niveaux de charge.

Le **quatrième scénario**, correspond à l'installation simultanée de trois DGs, 2 de taille de 260 kW chacune et une de 422 kW respectivement aux emplacements 12, 16 et 30, et cinq condensateurs fixes de taille de 100 kVAr chacun aux emplacements 8, 14, 20, 24 et 28 avec la prise en considération des coûts et des bénéfices d'installation étudié pour les trois niveaux de charge.

Les coûts d'installation et d'opération des DGs et des condensateurs sont présentés dans le tableau (4.3) pour les trois niveaux de charge en calculant les coûts d'installation, de maintenance des deux DGs de 200 kW chacune et une de 400 kW ainsi que cinq condensateurs de 100 kVAr chacun installés dans le réseau de distribution.

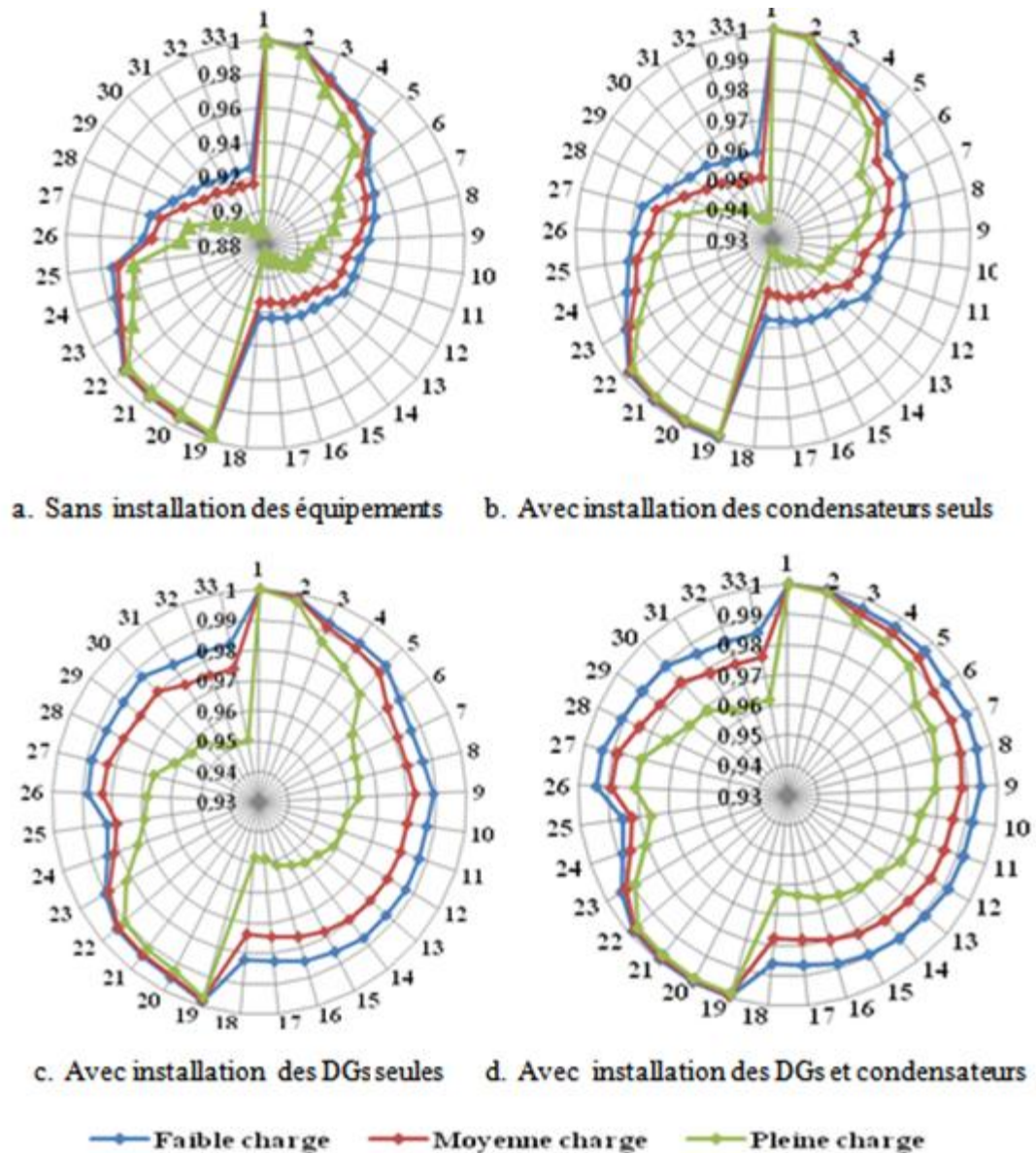


Figure 4.15 : Profil de tension du réseau IEEE 33-bus après l’installation des équipements

Le cinquième scénario : Les DGs et les condensateurs sont installés simultanément avec les mêmes emplacements optimaux et avec une reconfiguration du réseau de distribution. Après la reconfiguration en présence des DGs et des condensateurs du réseau IEEE33-bus par application de l’algorithme GA-SSA, les interrupteurs opérationnels correspondant à la configuration initiale, à la nouvelle configuration en présence des DGs et des condensateurs, les pertes de puissance active, le taux de réduction des pertes actives, les interrupteurs fermés et ouverts sont présentés dans le tableau (4.4).

Les résultats obtenus par l’algorithme GA-SSA sont comparés aux ceux obtenus par les méthodes d’optimisations SPSO [124], GA [125], FA [126].

Tableau 4.4 : Topologie du réseau IEEE 33-bus pour une charge moyenne

Algorithme	GA-SSA	SPSO	GA	FA
Etat du réseau				
Interrupteurs fermés	33, 34, 35, 36, 37	33, 34, 35, 36, 37	33, 34, 35, 36, 37	33, 34, 35, 36, 37
Interrupteurs ouverts	7, 11, 28, 32, 37	7, 11, 28, 32, 34	9, 28, 33, 34, 36	7, 9, 14, 32, 37
Pertes de puissance en moyenne charge (kW)	108.64	112.58	139.55	142.80
Taux de réduction des pertes actives (%)	46.45	44.51	31.22	29.62

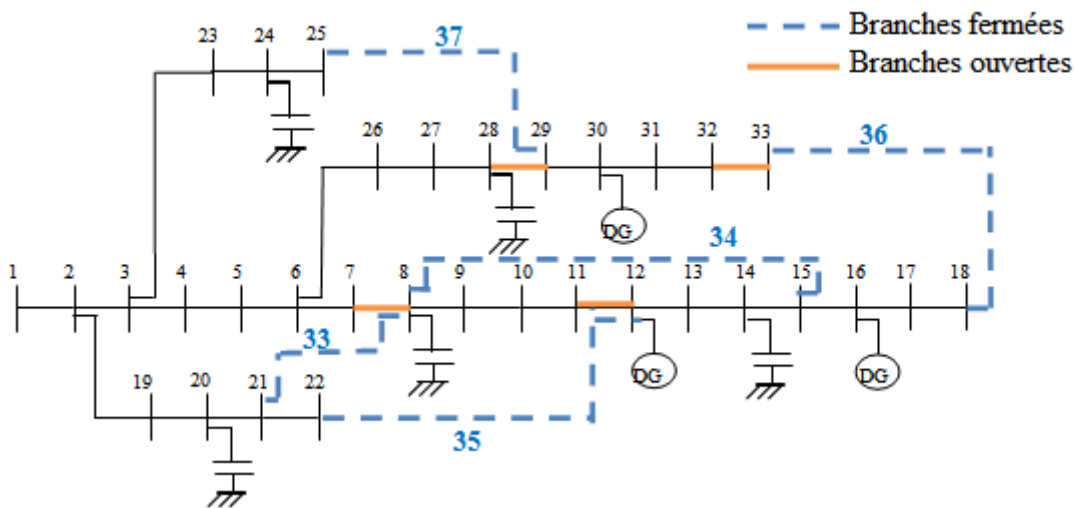


Figure 4.16 : Réseau IEEE33-bus avec la nouvelle configuration optimale

Le tableau (4.5) présente les pertes actives et réactives obtenues par GA-SSA comparées avec celles des algorithmes GA, SPSO et FA.

La puissance demandée est réduite de 50% en faible charge par contre elle est augmentée de 130% en pleine charge. Les résultats montrent que les pertes actives et réactives en moyenne charge sont réduites respectivement à 108.64 kW et 96.24 kVAr par l'application de l'algorithme GA-SSA. En pleine charge, les pertes actives et réactives sont réduites respectivement à 214.26 kW et 162.06 kVAr. Ces résultats reflètent clairement l'efficacité de la reconfiguration optimale en présence des DGs et des condensateurs par rapport à la configuration initiale dans l'objectif de réduire les pertes totales de puissance actives et améliorer le profil de tension.

Tableau 4.5: Comparaison des résultats du réseau IEEE 33-bus après la reconfiguration

Chapitre 4 La reconfiguration du réseau en présence de la production décentralisée

Méthode	Niveau de la charge	Puissance demandée (%)	Puissance totale demandée (kW)	Pertes actives (kW)	Pertes réactives (kVAr)	Vmin (pu)
GA-SSA	Faible	50	1857.5	30.06	22.88	0.9816
	Moyenne	100	3715	108.64	96.24	0.9722
	Pleine	130	4829.5	214.26	162.06	0.9534
SPSO [124]	Faible	50	1857.5	32.08	23.94	0.9628
	Moyenne	100	3715	112.85	97.72	0.9598
	Pleine	130	4829.5	226.82	167.39	0.9210
GA [125]	Faible	50	1857.5	42.89	23.94	0.9696
	Moyenne	100	3715	139.55	97.72	0.9522
	Pleine	130	4829.5	230.24	167.39	0.9208
FA [126]	Faible	50	1857.5	34.06	23.95	0.9715
	Moyenne	100	3715	142.80	97.72	0.9502
	Pleine	130	4829.5	231.16	167.39	0.9245

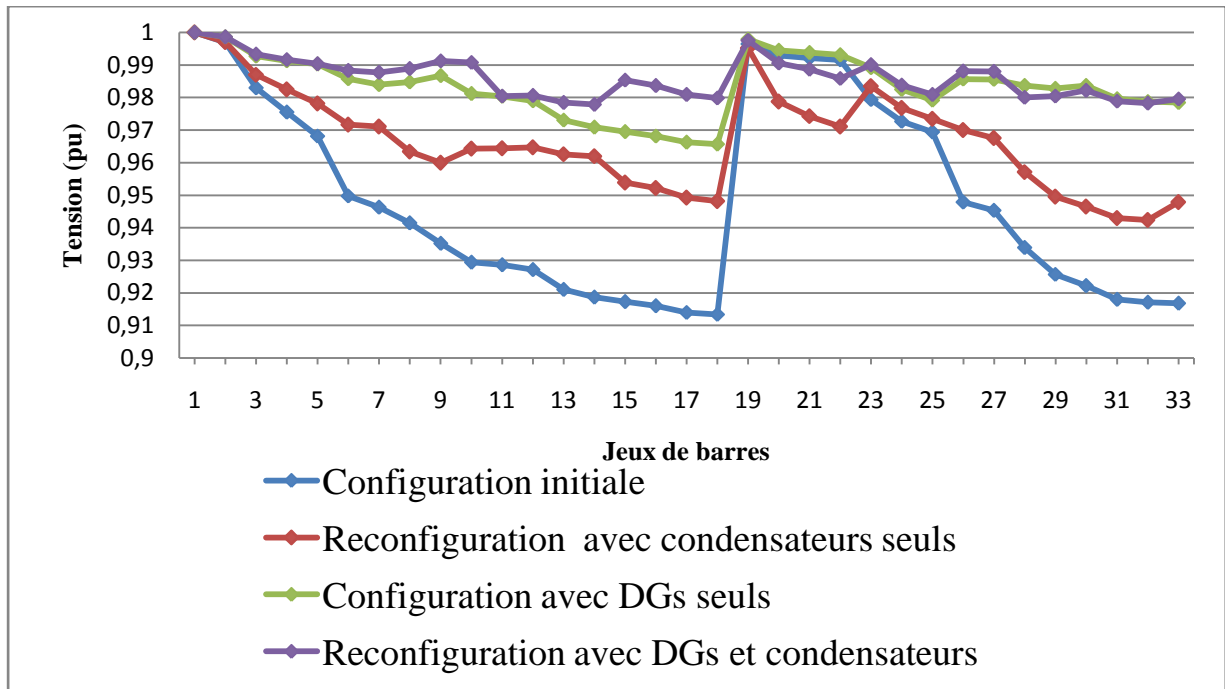


Figure 4.17: Profil de tension en moyenne charge du réseau IEEE 33-bus

La figure (4.17) représente l'amélioration du profil de tension pour les cas étudiés. Selon les résultats obtenus, le dernier scénario offre le meilleur profil de tension comparé à ceux obtenus par les premiers scénarios.

4.9.2 Réseau test IEEE 34-bus

Les puissances actives et réactives demandées en moyenne charge sont respectivement 8694.465 kW et 5418,615 kVAr. Pour tester l'efficacité de la reconfiguration optimale par l'algorithme GA-SSA en présence des DGs et des condensateurs et afin de minimiser les pertes de puissance active et réactive et améliorer le profil de tension, les cinq scénarios suivants sont exécuté par MATLAB.

Scénario 1: Nous avons calculé l'écoulement de puissance du réseau IEEE 34-bus sans installation des DGs et des condensateurs.

Scénario 2: Seuls sept condensateurs de 200 kVAr sont placés de manière optimale au niveau des jeux de barres 3, 7, 10, 15, 24, 31 et 34.

Scénario 3: Seules cinq DG sont installées, quatre placées de manière optimale au niveau des jeux de barres 4, 8, 22 et 24 avec une taille de 500 kW et un au niveau du jeu de barres 33 avec une taille de 250 kW. Les tailles optimales des DGs obtenues par l'algorithme GA-SSA sont: 412,19 kW, 86,53 kW, 431,82 kW, 463,02 et 88,14 kW. La figure (4.18) représente les emplacements et les tailles des DGs et des condensateurs dans le réseau IEEE 34-bus pour les deux scénarios 2 et 3.

Scénario 4: Cinq DGs et sept condensateurs sont installés simultanément avec le même emplacement optimal. Les tailles optimales obtenues par l'application de l'algorithme GA-SSA sont : 405,06 kW, 151,21 kW, 252,43 kW, 355,50 et 76,27 kW installées au niveau des jeux de barres 4, 8, 22, 24 et 33 respectivement.

Scénario 5: Cinq DGs et sept condensateurs sont installés simultanément avec le même emplacement optimal et avec une nouvelle configuration du réseau de distribution IEEE 34-bus. La reconfiguration montre l'ouverture des branches entre les jeux de barres 5-6 , 8-9, 11-12, 14-15, 24-25, 32-33 et la fermetures des branches entre les jeux de barres 6-14, 7-34, 8-32, 12-30, 13-16, 24-27. La nouvelle reconfiguration conserve la topologie radiale du réseau de distribution. La comparaison des tailles optimales des DGs et des condensateurs avant la reconfiguration (**figure 4.18**) et après la reconfiguration (**figure 4.19**) montre que la reconfiguration n'influe pas sur les tailles des équipements intégrés dans le réseau de distribution électrique.

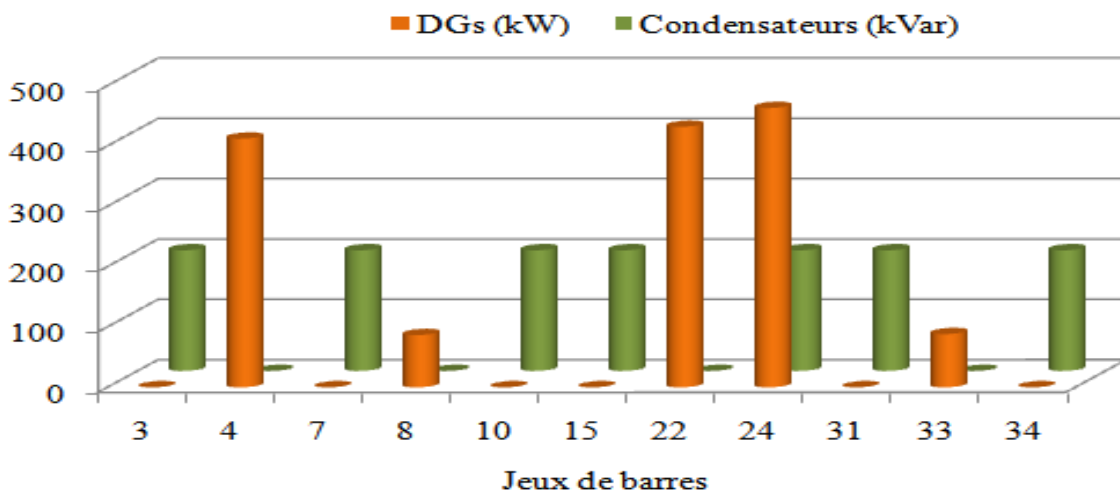


Figure. 4.18 : Emplacements des équipements dans le réseau IEEE 34-bus (scénario 2 et 3)

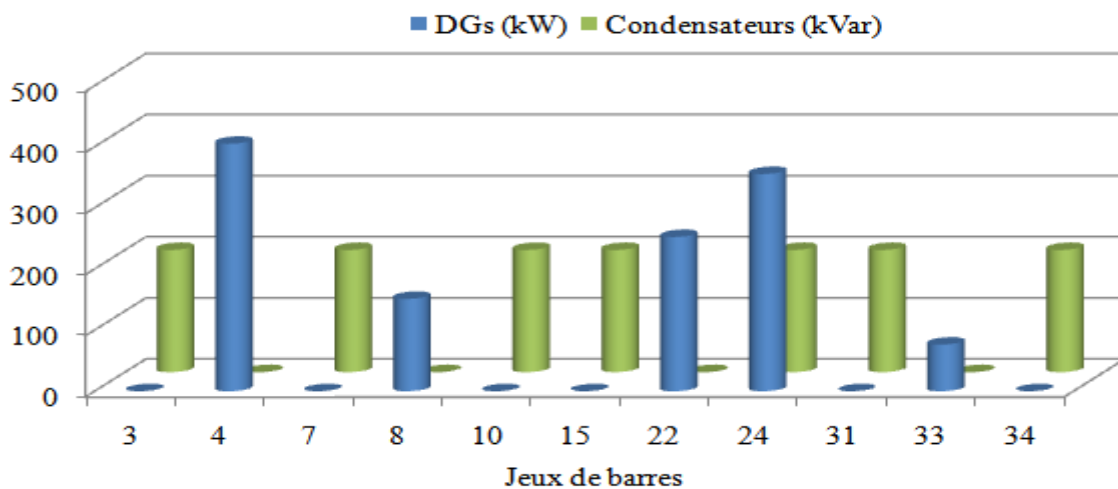


Figure 4.19 : Emplacements des équipements dans le réseau IEEE 34-bus (scénario 4)

Chapitre 4 La reconfiguration du réseau en présence de la production décentralisée

Le tableau (4.6) représente les coûts d'installation des DGs et des condensateurs pour les trois niveaux de charge: faible charge, moyenne et pleine charge. À noter que pour le scénario 2, les pertes de puissance active sont réduites de 11.63%, 11,54%, 2,81% (tableau 4.7) et les pertes de puissance réactive sont réduites de 25,17%, 17,28%, 9,39% (tableau 4.8) respectivement pour les trois niveaux de charge par rapport au scénario 1.

A propos du scénario 3, les pertes de puissance active et réactive sont plus réduites que le scénario 2 :57,92%, 47,85%, 40,50% (tableau 4.7) et 65,16%, 57,73%, 39,28% (tableau 4.8) respectivement pour les trois niveaux de charge par rapport au scénario 1.

Pour le scénario 4, les pertes de puissance active et réactive sont encore plus réduites que les scénarios 2 et 3 : 68,42%, 68,01%, 65,09% (tableau 4.7) et 71,11%, 69,70%, 69,09% (tableau 4.8), respectivement pour les trois niveaux de charge par rapport au scénario 1.

Tableau 4.6 : Coûts économiques pour les différents niveaux de charge

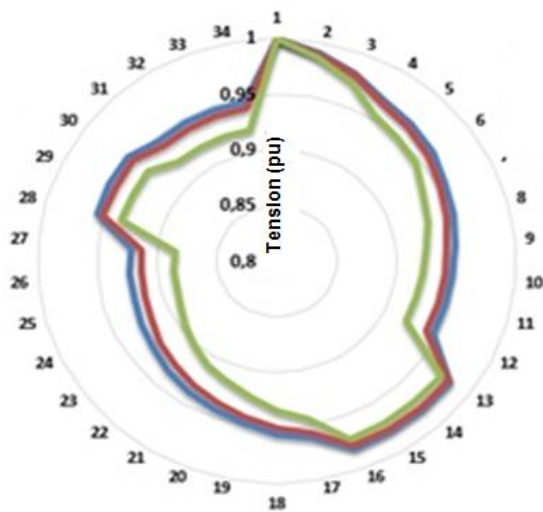
Coût économique	Etat de charge	Coûts en (\$)
Coût d'installation des condensateurs	Faible charge	14000
Coût d'installation des DGs		397500
Coût de maintenance des DGs		15330
Total		426830.00
Coût d'installation des condensateurs	Moyenne charge	14000
Coût d'installation des DGs		397500
Coût de maintenance des DGs		33215
Total		444715.00
Coût d'installation des condensateurs	Pleine charge	14000
Coût d'installation des DGs		397500
Coût de maintenance des DGs		12775
Total		424275.00

Tableau 4.7 : Bénéfices de la réduction des pertes de puissance active dans IEEE 34 –bus

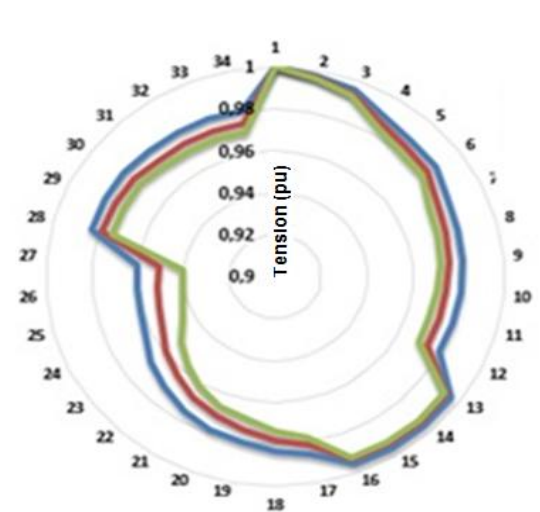
Niveau de charge	Bénéfices de la réduction des pertes de puissance active		
	Faible charge	Moyenne charge	Pleine charge
Scénario 2	11,63%	11,54%	2,81%
Scénario 3	57,92%	47,85%	40,50%
Scénario 4	68,42%	68,01%	65,09%

Tableau 4.8 : Bénéfices de la réduction des pertes de puissance réactive dans IEEE 34 –bus

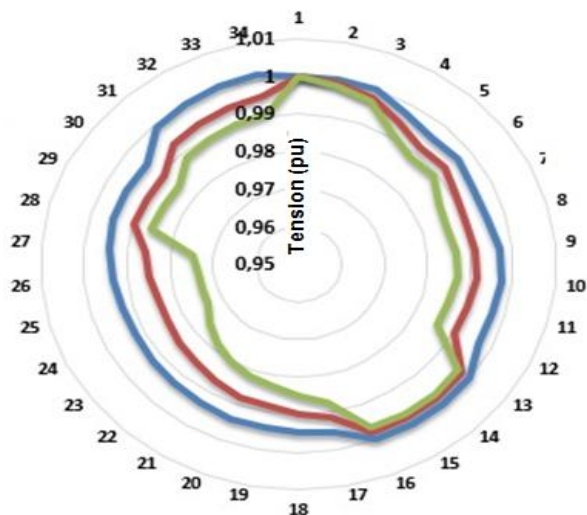
Bénéfices de la réduction des pertes de puissance réactive			
Niveau de la charge	Faible charge	Moyenne charge	Pleine charge
Scénario 2	25,17%	17,28%	9,39%
Scénario 3	65,16%	57,73%	39,28%
Scénario 4	71,11%	69,70%	69,09%



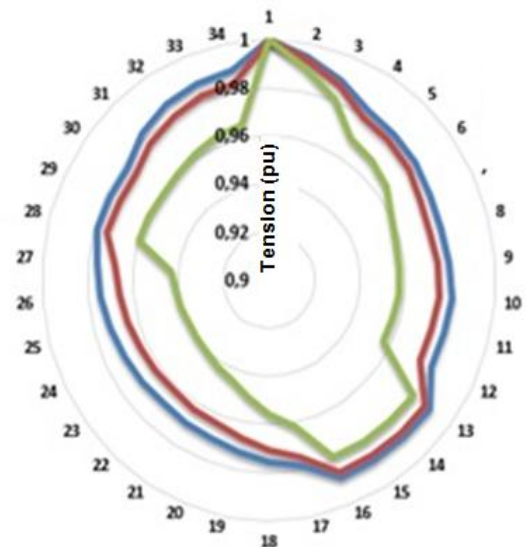
a. Sans installation des équipements



b. Avec installation des condensateurs seuls



c. Avec installation des DGs seules



d. Avec installation des DGs et des condensateurs

— Faible charge — Moyenne charge — Pleine charge

Figure 4.20 : Profil de tension du réseau IEEE 34-bus après l’installation des équipements

Chapitre 4 La reconfiguration du réseau en présence de la production décentralisée

La figure (4.20) montre le profil de tension au niveau du réseau de distribution avant et après l'installation des DGs et des condensateurs pour les trois niveaux de charge. Les valeurs obtenues en pleine charge: 0.8857 pu au jeu de barres 27 scénario 1, 0.9390 pu au jeu de barres 27 scénario 2, 0.9403 pu au jeu de barres 24 scénario 3 et 0.9647 pu au jeu de barres 27 scénario 4 reflètent une bonne amélioration de tension.

Le tableau (4.9) représente la comparaison entre les résultats obtenus par l'algorithme proposé GA-SSA et ceux obtenus par les algorithmes SSA, GA, PSO (Partical Swarm Optimization) et HPSO (Hybrid Partical Swarm Optimization) [123].

Tableau 4.9 : Comparaison des résultats obtenus dans le réseau IEEE 34-Bus

Algorithmes	GA-SSA	GA	SSA	PSO	HPSO
Taille des DGs (kW)	1240.47	1423.78	1283.14	1653.62	1493.56
Taille des condensateurs (kVAr)	1400	2126	1400	2542	2452
Pertes actives (kW)	527.55	608.84	612.55	620.64	614.55

Le tableau (4.10) représente la topologie du réseau en présence des DGs et des condensateurs. Six branches sont ouvertes entre les jeux de barres 5-6, 8-9, 11-12, 14-15, 24-25 et 32-33 et Six branches sont fermées entre les jeux de barres 6-14, 7-34, 8-32, 12-30, 13-16 et 24-27.

Tableau 4.10 : Topologie du réseau IEEE34-bus en présence des DGs et des condensateurs

Configuration initiale		Reconfiguration en présence des DGs et des condensateurs	
Branches ouvertes		Branches fermées	
Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivé	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivé
5	6	6	14
8	9	7	34
11	12	8	32
14	15	12	30
24	25	13	16
32	33	24	27

Chapitre 4 La reconfiguration du réseau en présence de la production décentralisée

Après la reconfiguration en présence des DGs, les pertes actives totales sont réduites à 56.32kW et les pertes totales réactives sont réduites à 42.93 kVar. Ces résultats reflètent clairement l'efficacité de la reconfiguration optimale par l'algorithme GA-SSA pour réduire les pertes totales dans le réseau et pour améliorer le profil de tension.

La figure (4.21) représente l'amélioration du profil de tension des cas suivants :

- ✓ La configuration initiale avec insertion optimale des condensateurs seuls ;
- ✓ La reconfiguration optimale avec l'installation des DGs seules
- ✓ La reconfiguration optimale en présence des DGs et des condensateurs.

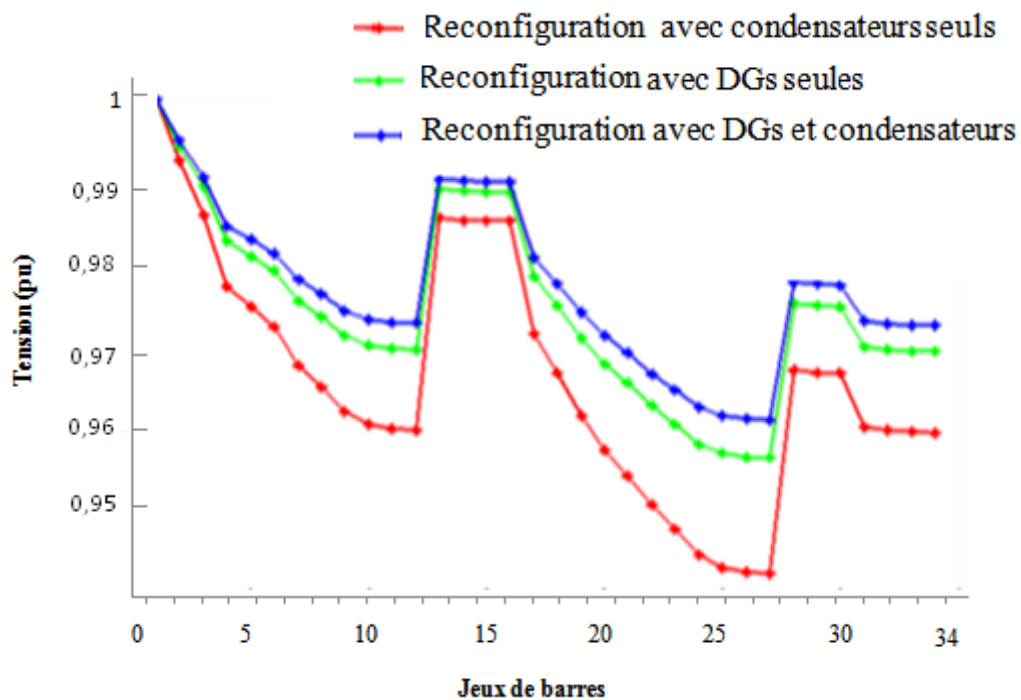


Figure 4.21 : Profil de tension avec reconfiguration du réseau IEEE 34-bus

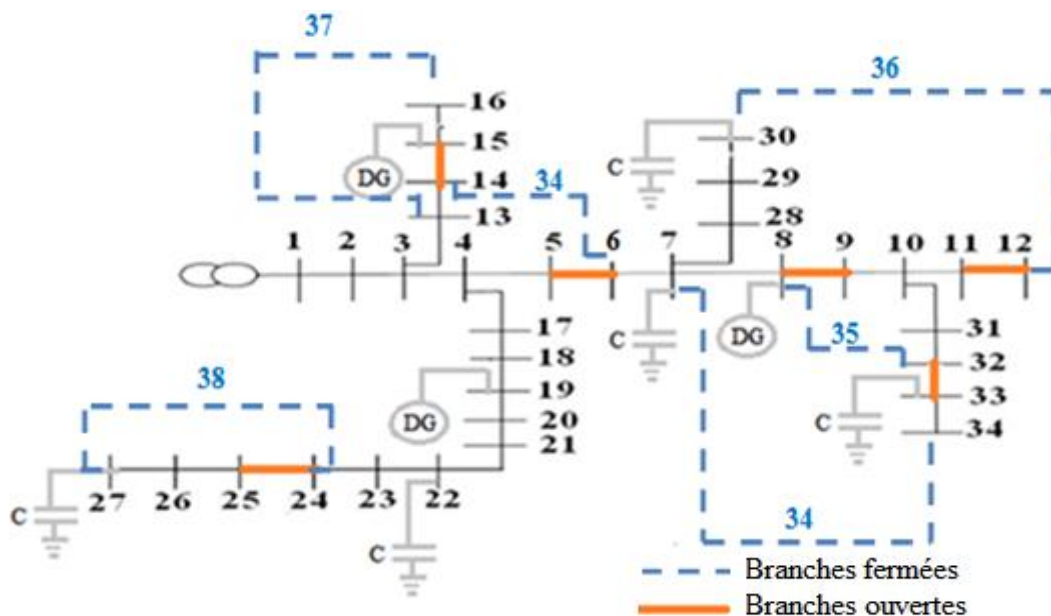


Figure 4.22 : Réseau IEEE34-bus avec la nouvelle configuration optimale

La figure (4.22) donne la nouvelle configuration optimale en présence des DGs et des condensateurs obtenue par l'application de l'algorithme GA-SSA où les lignes discontinues bleues indiquent les branches en service ou fermées et les lignes continues oranges indiquent les branches hors service ou ouvertes. Avec cette topologie, le réseau garde toujours sa structure radiale en assurant l'alimentation de toutes les charges connectées.

4.9.3 Réseau réel 112 jeux de barres

Après l'application de l'algorithme GA-SSA sur les deux réseaux IEEE 33-bus et IEEE 34-bus, et pour confirmer les performances de l'algorithme sur la minimisation des pertes de puissance active et réactive et l'amélioration du profil de tension, un autre test a été appliqué sur le réseau réel 112 jeux de barres avec les mêmes scénarios précédents.

Scénario 1: La résolution de l'écoulement de puissance sans installation des DGs et des condensateurs.

Scénario 2: Dans ce cas, nous avons installé six condensateurs de 150 kVAr. Les emplacements optimaux sont obtenus au niveau des jeux de barres: 4, 25, 34, 38, 79 et 98

Scénario 3: Nous avons installé six DGs: deux DGs sont placées de manière optimale au niveau des jeux de barres 4 et 33 avec une taille de 500 kW, et quatre DGs au niveau des jeux de barres 33, 58, 88 et 92 avec une taille de 250 kW.

Scénario 4: Cinq condensateurs sont installés avec un emplacement optimal au niveau des jeux de barres 6, 25, 34, 56 et 102 de valeur 150 kVAr et quatre DGs avec des emplacements optimaux obtenus au niveau des jeux de barres: 12, 45, 76 et 92 de taille de 250 kW.

Scénario 5: Quatre DGs et cinq condensateurs sont installés simultanément pour les mêmes emplacements optimaux avec une nouvelle configuration du réseau de distribution réel 112 jeux de barres.

Les résultats obtenus par GA-SSA sont comparés à ceux de l'algorithme génétique (GA) et l'algorithme des essaims de salpes (SSA).

Les deux tableaux (4.11) et (4.12) montrent que l'installation des condensateurs seuls permis une réduction des pertes de puissance active de 38,82%, 30,64% , 22,20% et une réduction des pertes de puissance réactive de 17,28%, 9,39% 8,13% par rapport au scénario 1, respectivement pour les trois niveaux de charge.

L'installation des DGs seules permet également une réduction des pertes de puissance active de 68,50% , 64,85%, 56,36% et une réduction des pertes de puissance réactive de 57,73%, 46,11%, 39,28% par rapport au scénario 1 respectivement pour les trois niveaux de charge.

Chapitre 4 La reconfiguration du réseau en présence de la production décentralisée

L'installation des deux équipements a permis une réduction supplémentaire des pertes de puissance active de 96,09%, 80,45% et 74,42% et une réduction des pertes de puissance réactive de 79,70%, 77,36% et 69,09% par rapport au scénario 1 respectivement pour les trois niveaux de charge.

Tableau 4.11 : Bénéfices de la réduction des pertes actives du réseau 112 jeux de barres

Bénéfices de la réduction des pertes de puissance active			
Niveau de charge	Faible charge	Moyenne charge	Pleine charge
Scenario 2	38,81%	30,64%	22,20%
Scenario 3	68,50%	64,85%	56,63%
Scenario 4	96,09%	80,45%	74,42%

Tableau 4.12 : Bénéfices de la réduction des pertes réactives du réseau 112 jeux de barres

Bénéfices de la réduction des pertes de puissance réactive			
Niveau de charge	Faible charge	Moyenne charge	Pleine charge
Scenario 2	17,28%	9,39%	8,13%
Scenario 3	57,73%	46,11%	39,28%
Scenario 4	79,70	77,36%	69,09%

Tableau 4.13 : Comparaison des résultats obtenus dans le réseau 112 jeux de barres

Cas		V _{min} (p.u)	P _{loss} (kW)	Q _{loss} (kVAr)	CPU Temps (s)
Sans installation des équipements		0.9314	288.14	189.64	-
Installation des condensateurs seuls	GA-SSA	0.9394	224.16	174.22	36
	GA	0.9377	236.09	182.52	66
	SSA	0.9381	228.12	179.01	42
Installation des DGS seules	GA-SSA	0.9569	124.96	102.19	37
	GA	0.9481	141.08	142.71	74
	SSA	0.9498	136.56	137.24	48
Installation des condensateurs et des DGs	GA-SSA	0.9802	56.32	42.93	39
	GA	0.9684	96.37	71.27	84
	SSA	0.9776	82.06	68.62	52

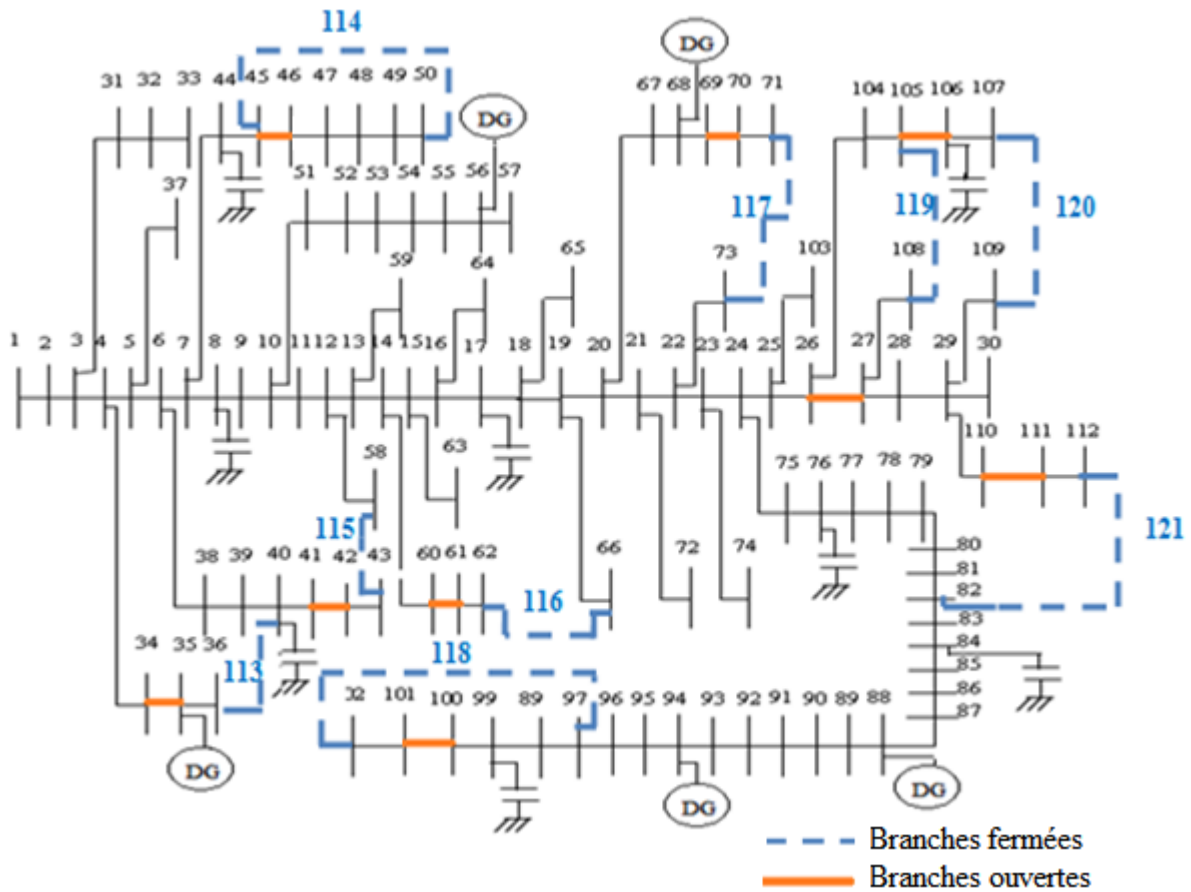
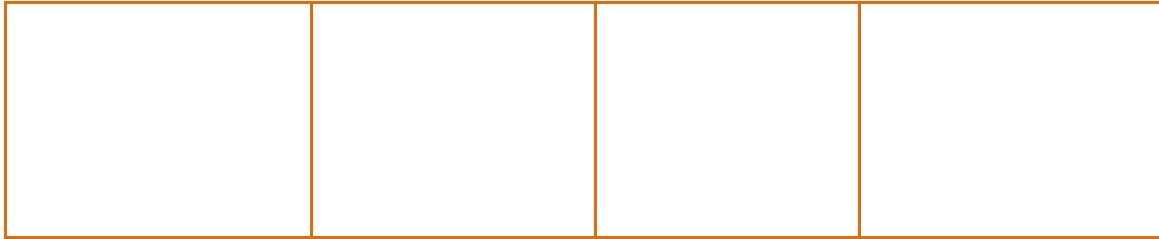


Figure 4.23 : Réseau 112 jeux de barres avec la nouvelle configuration optimale

Tableau.4.14 : Topologies du réseau IEEE 112-bus en présence des DGs et des condensateurs.

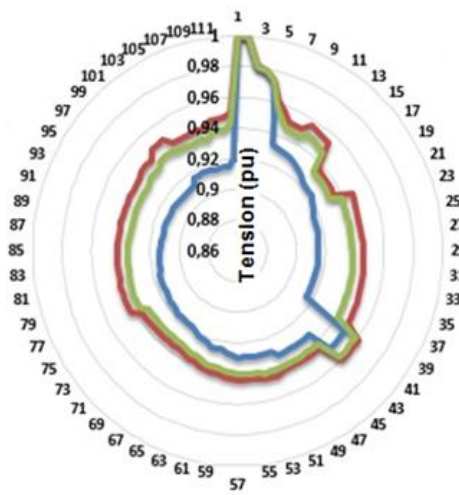
Configuration initiale		Après la reconfiguration	
Branches ouvertes		Branches fermées	
Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivé	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivé
26	27	36	40
34	35	45	50
45	46	43	58
41	42	62	66
60	61	71	73
69	70	97	102
100	101	105	108
105	106	107	109
110	111	82	112

Chapitre 4 La reconfiguration du réseau en présence de la production décentralisée

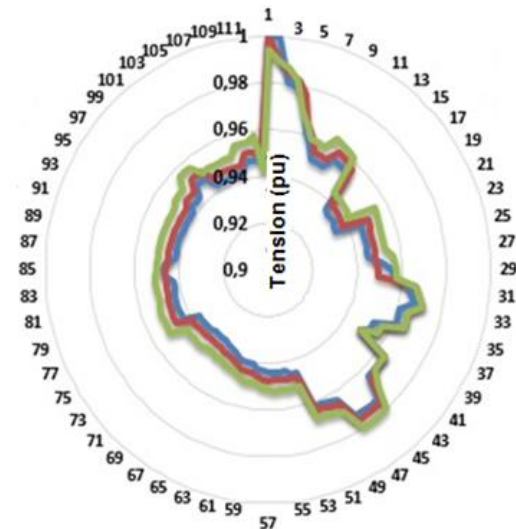


Après la reconfiguration, neuf branches sont ouvertes et neuf sont fermées. Les branches fermées sont entre les jeux de barres 36-40, 45-50, 43-58, 62-66, 71-73, 97-102, 105-108, 107-109 et 82-112.

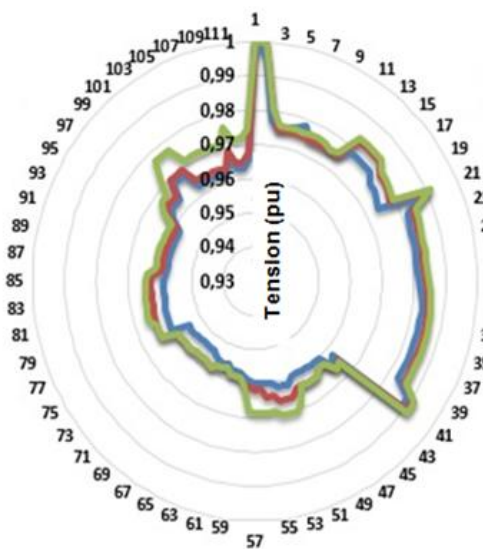
Les branches ouvertes sont entre les jeux de barres 26-27, 34-35, 45-46, 41-42, 60-61, 69-70, 100-101, 105-106 et 110-111.



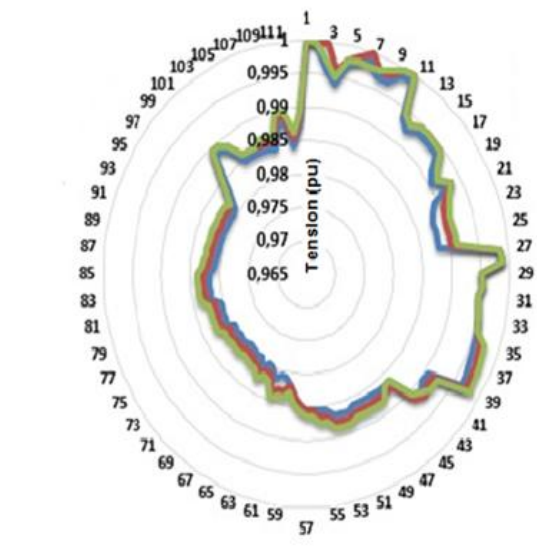
b. Sans installation des équipements



c. Avec installation des condensateurs seuls



d. Avec installation des DGs seules



e. Avec installation des DGs et des condensateurs

— Moyenne charge — Faible charge — Pleine charge

Figure 4.24 : Profil de tension du réseau 112 jeux de barres pour les différents niveaux de charges

La Figure (4.24, a) représente le profil de tension du réseau réel 112 jeux de barres sans installation de l'équipement où les valeurs minimales de tension pour les trois niveaux de charge plein, moyen et faible sont respectivement 0,9114 pu - 0,9316 pu - 0,9303 pu.

La figure (4.24, b), correspondant au scénario 2, représente le profil de tension du réseau réel 112 jeux de barres après l'installation des condensateurs où les valeurs de tension minimales pour les trois niveaux de charge plein, moyen et faible sont respectivement de 0,9343 pu - 0,9394 pu - 0,9422 pu. La figure (4.24, c), correspondant au scénario 3, représente le profil de tension du réseau réel 112 jeux de barres après installation des DGs où les valeurs de tension minimales pour les trois niveaux de charge plein, moyen et faible sont respectivement 0,9535 pu - 0,9569 pu - 0,9578 pu.

La figure (4.24, d), correspondant au scénario 4, représente le profil de tension du réseau réel 112 jeux de barres après installation simultanée des DGs et des condensateurs où les valeurs de tension minimales pour les trois niveaux de charge plein, moyen et faible sont respectivement 0,9792 pu - 0,9802 pu - 0,9812 pu. Les résultats obtenus dans ce scénario sont meilleurs que ceux obtenus dans les scénarios 2 et 3 du point de vue du profil de tension et de la maximisation du bénéfice de l'installation des condensateurs et des DGs.

4.10 Conclusion

La méthode d'optimisation basée sur l'algorithme GA-SSA a été utilisée pour la reconfiguration et l'insertion des DGs et des condensateurs de points de vue d'emplacement optimal et de taille optimale des réseaux IEEE33-bus, IEEE34-bus et le réseau réel 112 jeux de barres. L'intégration de DGs et des condensateurs a prouvé son efficacité mieux que les DGs seules pour la minimisation des pertes totales de puissance en assurant un profil de tension acceptable. L'algorithme GA-SSA est utilisé pour trouver la topologie la plus appropriée du réseau de distribution dans l'objectif d'avoir le minimum de pertes de puissance avec un bon profil de tension. Finalement, le même algorithme est utilisé pour la recherche d'une configuration optimale en présence de la production décentralisée et des condensateurs. Bien que la production décentralisée ainsi que la reconfiguration du réseau contribuent à la réduction des pertes, avec la reconfiguration du réseau en présence des DGs

Chapitre 4 La reconfiguration du réseau en présence de la production décentralisée

et des condensateurs, les performances du réseau sont davantage améliorées permettant d'avoir le minimum de pertes totales de puissance en assurant un bon profil de tension.

5.1 Introduction

La surveillance d'un système d'énergie renouvelable occupe à l'heure actuelle une grande partie dans le domaine de la gestion de l'énergie électrique. Les outils de surveillance et de commande à distance fournissent des informations continues permettant le suivi des données en temps réel et du comportement antérieur du système d'énergie. Le fait de disposer des informations pertinentes, facilitent le suivi des principaux indicateurs de performance ainsi que le diagnostic à distance et l'anticipation des problèmes.

La surveillance et la commande à distance des systèmes photovoltaïques permettent de gérer le réseau de distribution selon les puissances générées par ces systèmes de production et selon la demande de puissance par les consommateurs.

La commande et la surveillance à distance nous permettent de bénéficier plusieurs avantages:

- ✓ Aperçu en direct de la consommation et de la production d'un système ;
- ✓ Accès à distance au système ;
- ✓ La possibilité de programmation à distance ;
- ✓ Vues graphiques de l'historique de fonctionnement du système,
- ✓ Consultation du journal des événements et des alertes ;
- ✓ Possibilité de télécharger tout l'historique des données du système ;
- ✓ Réception des alarmes par SMS, audio et vidéo ;
- ✓ Contrôle en temps réel des unités de production décentralisées (panneaux photovoltaïques, éolienne,...) ;
- ✓ Partage de la surveillance des installations et gestion des droits d'accès aux diverses fonctionnalités.
- ✓ Les principales données relatives à l'installation sont enregistrées seconde par seconde. Ces données sauvegardées permettent d'analyser précisément le fonctionnement du système contrôlé. En cas de problème, tout l'historique des données peut être extrait et analysé.

Ce chapitre a deux objectifs :

Le premier objectif sert à créer une application fonctionnelle sous les deux systèmes d'exploitation Windows et ANDROID pour :

- ✓ Recevoir les données à travers un canal de transmission;
- ✓ Consultation à distance des données des réseaux électriques stockées dans une base de données ;

Chapitre 5 Surveillance et commande à distance d'un système photovoltaïque

- ✓ Visualiser graphiquement en temps réel l'état antérieur d'une unité de production décentralisée;
- ✓ Exécutions de l'écoulement de puissance d'un réseau de distribution par un smart phone et l'affichage des résultats sous forme des tableaux et des graphes ;
- ✓ Créer des interfaces utilisateurs pour le partage des données.

Le deuxième objectif est le contrôle et la commande d'un panneau photovoltaïque intégré dans le réseau de distribution pour:

- ✓ Mesurer les grandeurs d'entrées et de sorties du panneau photovoltaïque (la température, l'humidité, l'intensité de la lumière) ;
- ✓ Suivre le point de puissance maximal ;
- ✓ Mesurer la tension et le courant de sortie du panneau photovoltaïque ;
- ✓ Connecter ou déconnecter le panneau du réseau ;
- ✓ Ajuster le courant et la tension du panneau pour atteindre une efficacité maximale ;
- ✓ Surveiller la tension de sortie, le courant de sortie, la puissance de sortie du convertisseur DC et le stockage de la batterie du générateur photovoltaïque en temps réel.

5.2 Schéma synoptique de la surveillance

La figure (5.1) montre le schéma synoptique du système de surveillance pour contrôler et commander le panneau solaire.

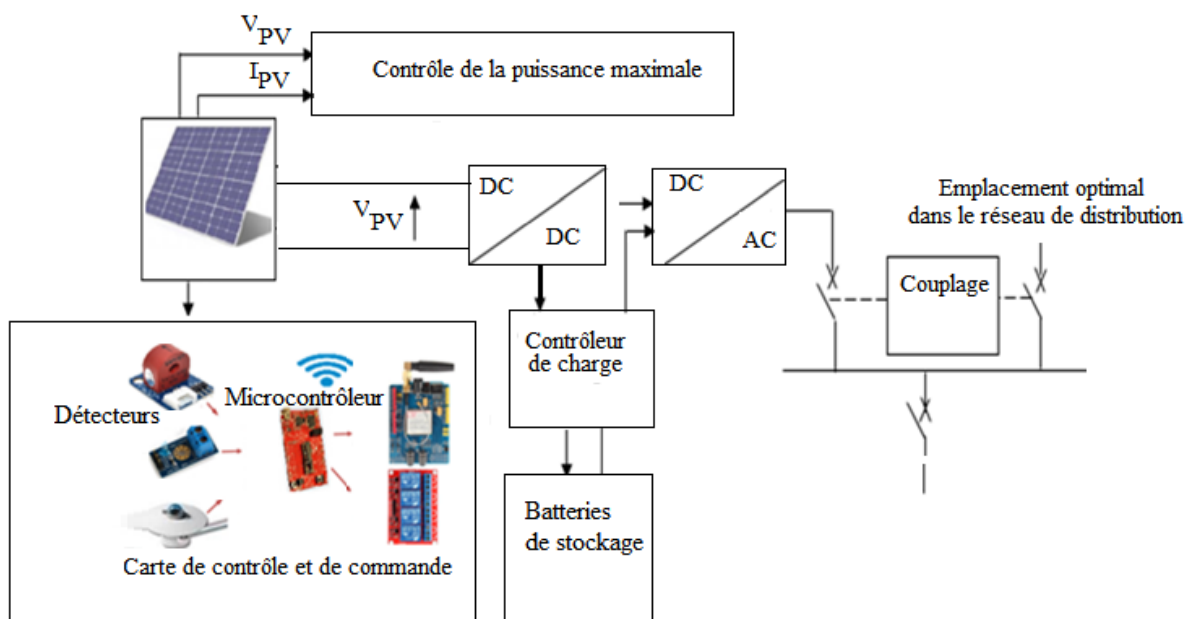


Figure 5.1: Schéma synoptique de la surveillance d'un système PV

Le bloc comprend un panneau photovoltaïque, un système de contrôle de puissance maximale (MPPT), un convertisseur DC/DC, un convertisseur DC/AC, des batteries de stockage et des composants pour surveiller la tension et le courant de sortie.

L'énergie générée par le panneau solaire photovoltaïque est stockée dans des accumulateurs type batterie en passant par un régulateur de charge. Ce dernier assure la protection des batteries de stockage en évitant toute surcharge ou décharge trop importante.

Le comportement du module PV est très sensible aux variations de l'éclairement et de la température car ces dernières ont un effet important sur la puissance fournie par le panneau photovoltaïque [127]. Le rôle de MPPT Photovoltaïque (Maximum Power Point Tracking) est d'assurer une puissance maximale en période où la charge de pointe est plus importante.

Le capteur de température aidera à garder une trace de la température dans le panneau solaire. Le capteur de l'intensité de la lumière aidera à suivre l'intensité lumineuse que reçoivent les panneaux PV.

La relation entre le courant de sortie et la tension du module PV peut être exprimée par l'équation suivante [128] :

$$I_{PV} = [I_{sc} + \alpha_i (T - 25)] \frac{D}{D_{ref}} - I_{sat}(e^{N_1} - 1) - \frac{I_{PV}R_s + V_{PV}}{R_p} \quad (5.1)$$

$$I_{PV} = [I_{sc} + \alpha_i (T - 25)] \frac{D}{D_{ref}} - I_{sat}(e^{N_1} - 1) - \frac{I_{PV}R_s + V_{PV}}{R_p} \quad (5.2)$$

I_{sc} : Le courant de court-circuit nominal du module ;

D : La quantité d'irradiation réelle ;

D_{ref} : la quantité d'irradiation de référence ;

T : Le degré de température en kelvin (K)

α_i : Le coefficient de température actuelle.

Le nombre de modules dans le panneau photovoltaïque est donné par l'équation suivante :

$$NPV_{modules} = \frac{P_D}{P_{MPV}} \quad (5.3)$$

P_D : La puissance demandée

P_{MPV} : la puissance maximale du panneau PV

Le nombre de modules (N_{MS}) nécessaires en série est obtenu comme suit:

$$N_{MS} = \frac{V_{NPV}}{V_{NDC}} \quad (5.4)$$

V_{NPV} : La tension nominale du panneau ;

V_{NDC} : La tension nominale du convertisseur DC.

Le nombre de chaînes du panneau photovoltaïque peut être obtenu selon la relation suivante:

$$N_{\text{chaîne}} = \frac{N_{\text{MPV}}}{N_{\text{MS}}} \quad (5.5)$$

N_{MPV} : Nombre de modules dans le panneau photovoltaïque

N_{MS} : Nombre de modules en séries

La tension maximale réelle (V_{MPV}) du générateur photovoltaïque peut être obtenue par l'équation (5.6) :

$$V_{\text{MPV}} = N_{\text{MS}} \times V_{\text{P}_{\text{MAX}}} \quad (5.6)$$

N_{MS} : Nombre de modules en série ;

$V_{\text{P}_{\text{MAX}}}$: Tension maximale du point de puissance.

Le courant maximal réel (I_{MPV}) du générateur photovoltaïque est obtenu par l'équation suivante :

$$I_{\text{MPV}} = N_{\text{CP}} \times I_{\text{PPM}} \quad (5.7)$$

N_{CP} : Nombre de chaînes parallèles ;

I_{PPM} : Courant maximal.

5.3 Le contrôleur de poursuite de point de puissance maximale

Le contrôleur de poursuite de point de puissance maximale MPPT est conçu pour assurer une puissance maximale malgré les différents changements climatiques [129].

5.3.1 Technique MPPT basée sur des mesures de température

Cette technique est basée sur la mesure de la variation de température des différents modules du panneau photovoltaïque. Dans l'algorithme de suivi du point de puissance maximale utilisant un capteur de température fixé sur la surface arrière du photovoltaïque, la valeur détectée par le capteur est envoyée à l'entrée du microcontrôleur pour le traitement [130].

Le développement d'un algorithme qui utilise la mesure de la température est basé sur le fait que la tension photovoltaïque de sortie est directement proportionnelle à la température sur la surface du panneau photovoltaïque.

$$V_{\text{mpp}}(T) = V_{\text{mpp}}(T_{\text{ref}}) + u_{\text{vmpp}}(T - T_{\text{ref}}) \quad (5.8)$$

Où :

$V_{\text{mpp}}(T)$: La tension maximale du point de puissance;

$V_{\text{mpp}}(T_{\text{ref}})$: La tension maximale du point de puissance à la température de référence;

$u_{\text{vmpp}}(T - T_{\text{ref}})$: Coefficient de température de V_{mpp} ;

T: Température mesurée;

T_{ref}: Température de référence.

L'organigramme utilisé dans la mise en œuvre du contrôleur de poursuite de point de puissance maximale est présenté à la figure (5.2).

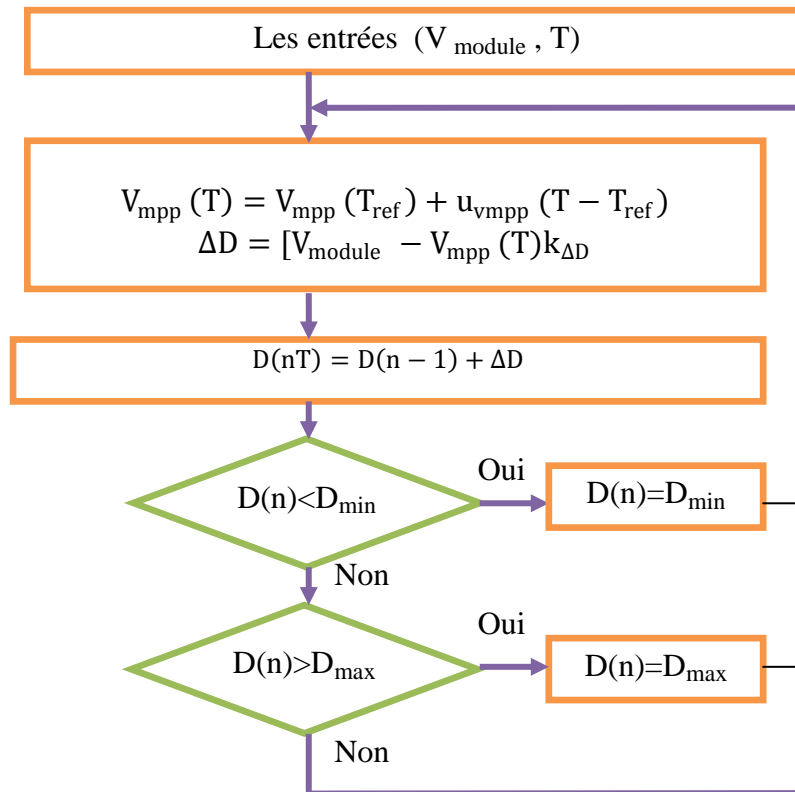


Figure 5.2: Organigramme de la technique MPPT

Les entrées du système sont la tension de sortie du module photovoltaïque **V_{module}** et la température **T** mesurée. La valeur de la tension optimale **V_{mpp}** est évaluée en fonction de la température de référence et la température mesurée.

Dans une deuxième étape, le rapport cyclique incrémental **ΔD** est déterminé par la différence entre la tension réelle du module photovoltaïque **V_{module}** et la tension de point de puissance maximale souhaitée **V_{mpp}**. La constante **k_{ΔD}** est utilisée pour définir la taille de pas **ΔD**.

Enfin, le rapport cyclique **D(n)** est mis à jour afin de maintenir la tension de sortie photovoltaïque aussi proche que possible de la tension maximale du point de puissance.

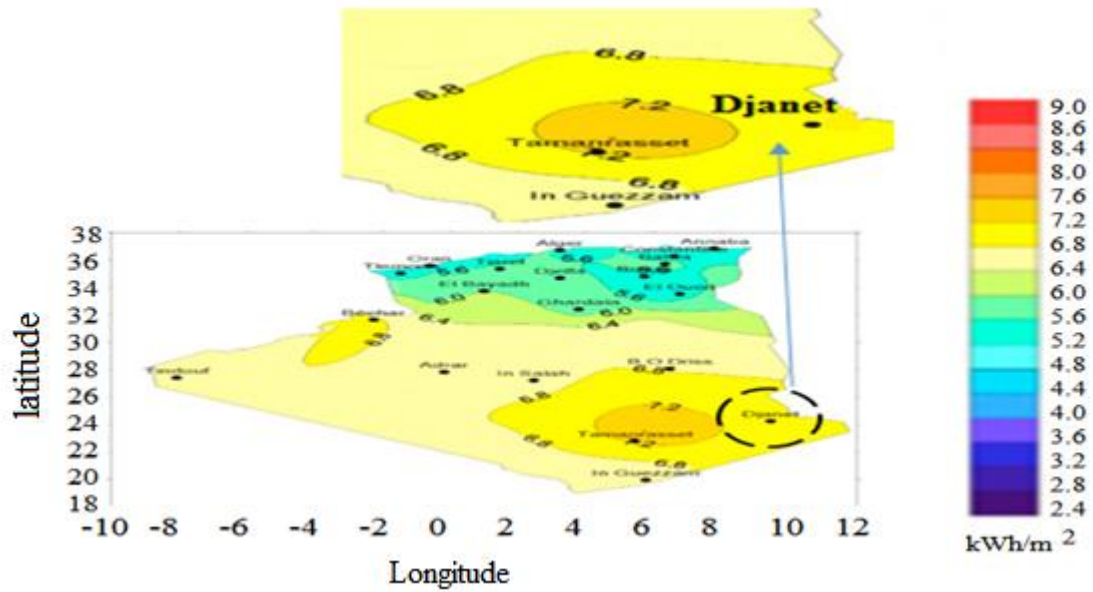


Figure 5.3: Rayonnement solaire photovoltaïque en Algérie [131].

5.4 Convertisseur DC/DC

La tension continue du panneau variera en fonction de l'intensité lumineuse et la température du panneau solaire pendant les 24 heures du jour. Dans un autre côté la tension de la batterie varie en fonction de la charge qui y est connectée au jeu de barre de connexion du panneau solaire. Afin de maintenir une charge optimale de la batterie, il est extrêmement important que la tension et le courant du panneau correspondent à la charge de la batterie requise à ce moment particulier.

Le convertisseur DC/DC lie la source de tension continue à la charge. Il est considéré comme un transformateur de grandeurs électriques continues [132]. Les performances du convertisseur DC/DC lui permettent de réguler la tension de sortie DC malgré les variations de charge et de ligne et de réduire les harmoniques de la tension de sortie DC au dessous du niveau toléré [133]. Sur le marché, il existe plusieurs types de hacheurs DC/DC, dans cette partie, on va présenter les trois convertisseurs suivants :

5.4.1 Convertisseur abaisseur

Le convertisseur DC/DC abaisseur, montré dans la figure (5.4), convertit la tension de la source V_s en une tension plus basse V_o [140,141]. Ce convertisseur est constitué d'un commutateur S , de la diode D , qui protège S , et du filtre inductif L . Lorsque l'interrupteur S est fermé, le courant $i(t)$ circule vers la charge à travers l'inductance L qui se charge au fur et à mesure que le courant $i(t)$ augmente durant $t \in]0, D.T_s[$, lorsque l'interrupteur S s'ouvre, l'inductance L libère l'énergie emmagasinée sous forme magnétique à la charge et la diode D

est en état de conduction afin de protéger l'interrupteur, ce durant $t \in]D, T_s[$. T_s , $T_s[$. La tension et le courant de sortie sont en fonction du rapport cyclique et de la fréquence [134].

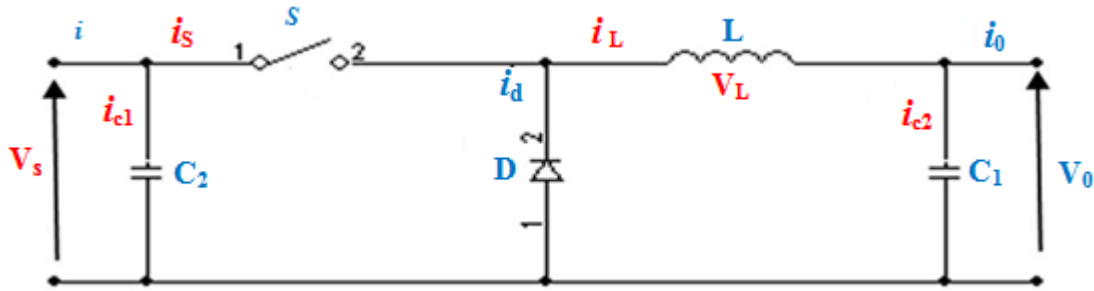


Figure 5.4 : Circuit électrique du hacheur abaisseur.

La Figure (5.5) représente les formes d'ondes des tensions et des courants d'entrée et de sortie.

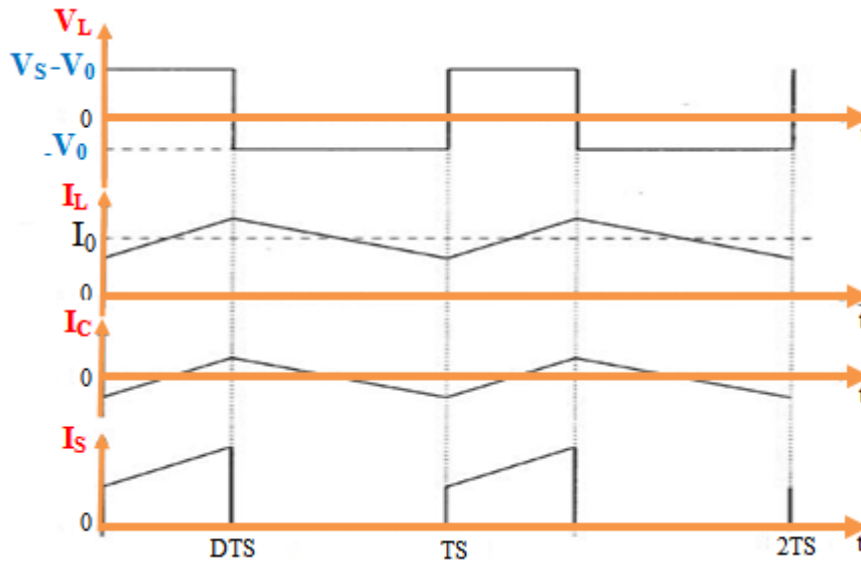


Figure 5.5 : Formes d'ondes des tensions et des courants d'entrée et de sortie

L'expression de la tension moyenne d'inductance peut être facilement dérivée de la forme d'onde. La tension moyenne d'inductance est égale à zéro en régime permanent :

$$V_L(t) = D(V_s - V_0) + (1 - D)(-V_0) = 0 \quad (5.9)$$

La relation de la tension d'entrée V_s et de sortie V_0 en fonction du rapport cyclique D est donnée par l'équation (5.11) :

$$(V_s - V_0)DT_s = V_0(1 - D)T_s \quad (5.10)$$

A partir de l'équation (5.11), le rapport de conversion du hacheur dévolteur est donné par la forme suivante :

$$M(D) = \frac{V_0}{V_s} = D \tag{5.11}$$

Le rapport de conversion $M(D)$ varie proportionnellement avec le rapport cyclique de commutation D .

5.4.2 Convertisseur élévateur

La figure (5.6) représente un convertisseur élévateur qui convertit la tension continue d'entrée en une tension de sortie plus élevée. Ce convertisseur comprend l'interrupteur (S), l'inductance (L), la diode qui protège S en empêchant le retour du courant et le condensateur C_2 qui sert à lisser la tension de sortie [135].

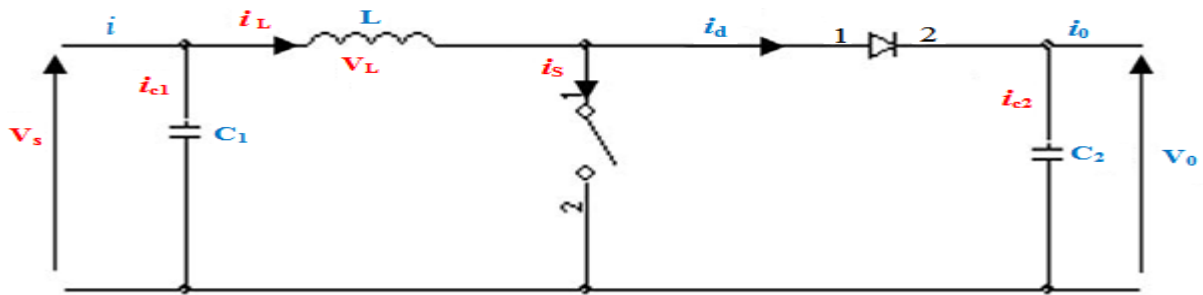


Figure 5.6 : Convertisseur élévateur

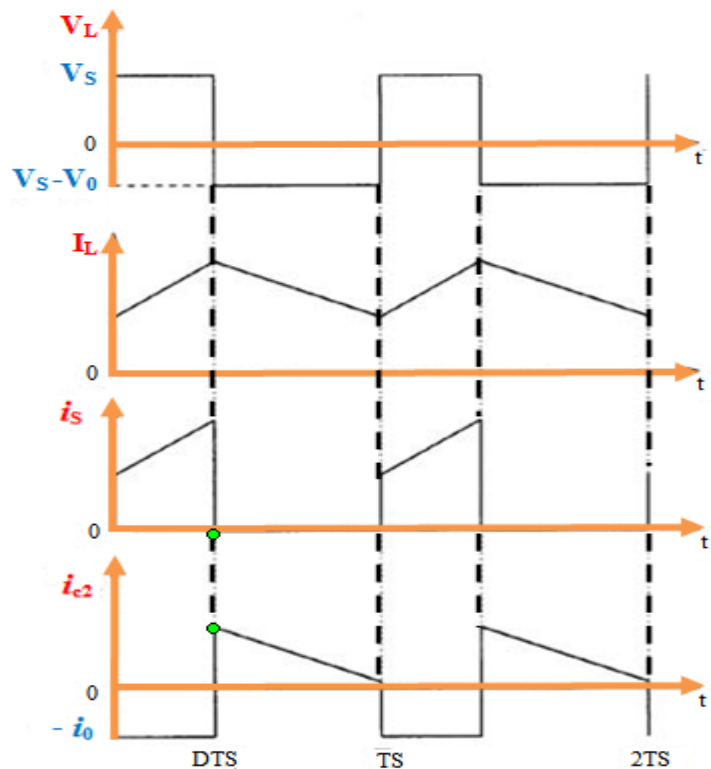


Figure 5.7 : Tensions et courants du convertisseur élévateur de tension

Selon la Figure (5.7), S se ferme et la diode est polarisée en inverse pour $t \in]0, D.T_s[$. L se charge et le courant délivré par la source commence à augmenter progressivement. Pendant cet intervalle de temps on a :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_L(t)}{dt} = i(t) - i_L(t) \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = -i_0(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_S(t) \end{cases} \quad (5.12)$$

Pour $t \in]D.T_s, T_s[$, S est ouvert et L libère la tension emmagasinée qui s'ajoute à celle de la source pour alimenter la charge. On obtient l'ensemble d'équations suivant :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_S(t)}{dt} = i(t) - i_L(t) \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_S(t) - V_0(t) \end{cases} \quad (5.13)$$

A partir des équations (5.12) et (5.13), on peut écrire l'équation suivante :

$$V_S(DT_s) = (V_0 - V_S) * (1 - D) * T_s \quad (5.14)$$

Le rapport de conversion s'écrit sous la forme suivante :

$$M(D) = \frac{V_0}{V_S} = \frac{1}{1-D} \quad (5.15)$$

5.4.3 Convertisseur élévateur - abaisseur

Le convertisseur dévolteur-survolteur, montré dans la figure (5.8), combine les propriétés des deux convertisseurs précédents pour convertir une tension continue d'entrée à une tension de sortie de valeur souhaitée [136].

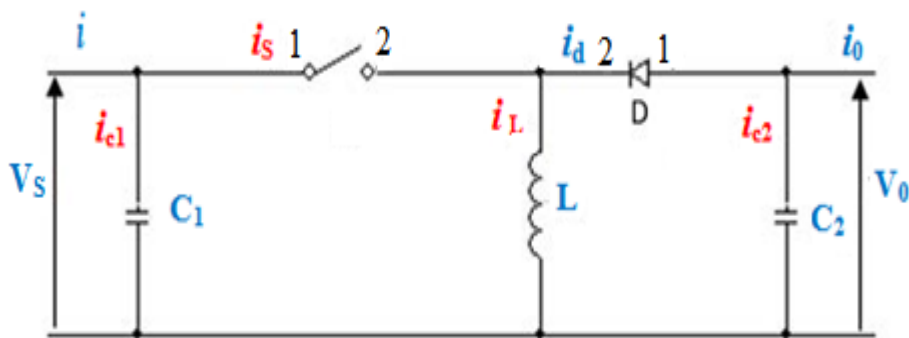


Figure 5.8 : Circuit équivalent du convertisseur élévateur-abaisseur

Selon la figure (5.8), **S** est en état de conduction durant l'intervalle $t \in]0, D.T_s[$.

L'inductance **L** se charge et on a :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_S(t)}{dt} = i(t) - i_L(t) \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = -i_0(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_S(t) \end{cases} \quad (5.16)$$

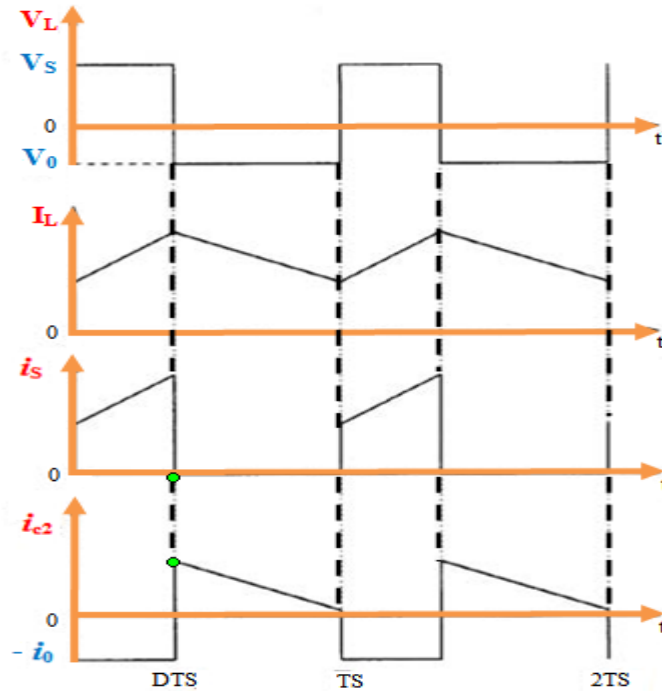


Figure 5.9 : Tensions et courants du convertisseur élévateur-abaisseur

L'interrupteur **S** s'ouvre au début de l'intervalle $t \in]D. T_s, T_s[$. Le courant délivré par **L**, circule à travers la diode pour alimenter la charge. Le courant traverse la charge, la tension de sortie du convertisseur dévolteur-survolteur est négative par rapport à la masse et sa valeur peut être supérieure ou inférieure à la tension d'entrée V_s . On a l'ensemble d'équations suivant :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_S(t)}{dt} = i(t) \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_0(t) \end{cases} \quad (5.17)$$

Le rapport de conversion de convertisseur élévateur-abaisseur s'écrit:

$$V_S(DT_s) = V_0 * (1 - D) * T_s \quad (5.18)$$

M(D) est calculé à partir de l'équation suivante :

$$M(D) = \frac{V_0}{V_s} = \frac{1}{1-D} \quad (5.19)$$

5.5 Onduleur photovoltaïque

Un onduleur photovoltaïque est un type de convertisseur électrique qui convertit le courant continu variable (CC) d'un panneau solaire photovoltaïque (PV) en un courant alternatif (CA) de fréquence de service qui peut être injecté dans un réseau électrique.

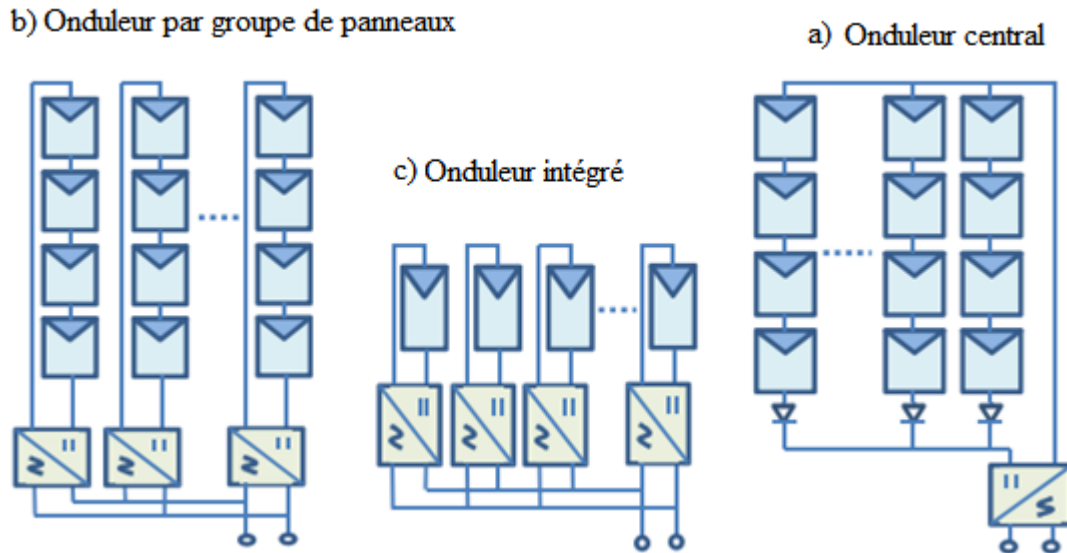


Figure 5.10 : Topologies des onduleurs PV

5.5.1 Modularité des couplages par onduleurs

Il existe principalement trois modes d'utilisation d'onduleurs en réponse à des compromis technico-économiques : l'onduleur général, les onduleurs par réseau de panneaux et les onduleurs intégrés par panneau. Nous décrivons brièvement leur caractéristique ci-dessous.

5.5.1.1 L'onduleur unique générateur

Dans le cas d'onduleur central, les divers panneaux solaires pour une grande installation (>10kW) sont montés en rangées pour former une chaîne, elle-même couplée en parallèle avec des diodes anti-retours à plusieurs autres. Toute la production serait défaillante si l'onduleur centralisé tombait en panne.

5.5.1.2 L'onduleur par groupe de panneaux

Ce type est le plus utilisé pour les installations allant jusqu'à 3 kW de puissance. Pour une puissance plus élevée, il est possible de connecter plusieurs onduleurs séries en parallèle, coté

courant alternatif. L'intérêt de ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type.

5.5.1.3 L'onduleur intégré par panneau

Chaque panneau dispose de son propre onduleur (**Figure 5.11**), ce qui permet d'éviter toutes pertes liées à la différence de puissance entre chaque module.

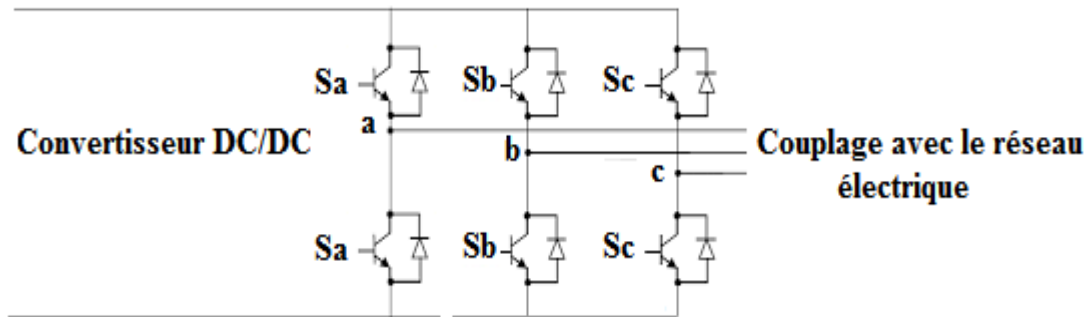


Figure. 5.11 : Schéma d'un onduleur PV

5.6 Contrôleurs de charge

Les contrôleurs de charge sont conçus pour maximiser l'efficacité de sortie d'un panneau solaire. Habituellement utilisés dans un scénario hors réseau, les contrôleurs de charge sont utilisés pour surveiller et réguler la tension de sortie du panneau solaire vers les batteries, qui stockent l'énergie générée. La régulation de la tension de sortie est très importante dans la charge de la batterie car les batteries nécessitent une méthode de charge spécifique avec différents niveaux de tension et de courant pour chaque étape spécifique. Ces méthodes de charge sont nécessaires pour prolonger la durée de vie et les performances de la batterie. C'est là que le contrôleur de charge effectue la majeure partie du travail.

Selon le type de contrôleur, la tension d'entrée sera régulée pour correspondre à la tension requise de la batterie à la sortie. Cela peut être fait en utilisant des contrôleurs de charge standard ou MPPT. Les contrôleurs de charge standards seront généralement utilisés dans une situation où la tension d'entrée du panneau solaire est supérieure à la tension de la batterie. Dans ce cas, la tension sera réduite par le contrôleur tandis que le courant émis par le panneau restera le même. Cela entraînera une perte de puissance de la puissance totale produite par les panneaux. Le contrôleur de charge MPPT utilise des technologies intelligentes, telles que des microcontrôleurs, pour calculer la puissance de sortie la plus élevée possible à tout moment. Dans ce scénario, la tension sera surveillée et régulée sans perte de puissance. Par conséquent, dans les mêmes conditions que ci-dessus, où la tension d'entrée est supérieure à la tension de

sortie, le contrôleur de charge MPPT abaissera la tension et augmentera simultanément le courant vers les batteries, ce qui se traduira par une efficacité de transfert de puissance perdue pendant le processus de stockage.

5.7 Appareils utilisés pour la surveillance

Un moniteur système est un composant matériel ou logiciel utilisé pour surveiller les ressources et les performances du système.

5.7.1 Capteur de tension

Ce capteur est responsable du calcul de la tension en temps réel du panneau solaire en fonctionnement qui est représenté à gauche de l'organigramme. La borne de sortie du panneau se connectera au circuit diviseur de tension où la tension sera répartie entre deux résistances en fonction des valeurs de résistance qui seront déterminées ensuite.

5.7.2 Capteur de courant

La sortie du panneau est connectée en série avec une résistance shunt. L'objectif est de laisser passer autant de courant que possible, car la tension aux bornes de la résistance shunt est trop petite pour être utilisée pour des mesures réelles.

5.7.3 Capteurs de température

Afin de fournir à l'utilisateur des informations sur la température du panneau solaire, ainsi que la température des batteries, un capteur de température devra être en contact physique direct avec le panneau solaire et la batterie. Le capteur à utiliser doit être implémenté de telle façon qu'une lecture précise de la température puisse être recueillie et en cas de défaillance inattendue du capteur, il doit être facile à remplacer.

5.7.4 Capteur de la lumière

Pour que la lumière atteigne la surface de la terre, elle doit traverser une atmosphère très épaisse remplie de différents types de gaz. Pendant les jours pluvieux ou nuageux, il devient encore plus difficile pour la lumière de pénétrer ces barrières et de se frayer un chemin. Considérant que la lumière est le carburant de ce système, tous ces facteurs physiques et environnementaux qui empêchent la lumière d'atteindre le panneau solaire auront un énorme impact sur la performance globale du PV. L'intensité de la lumière un jour donné est extrêmement importante pour le projet car c'est le principal facteur qui stimulera la production d'énergie dans le panneau solaire.

5.7.5 Microcontrôleur

Le microcontrôleur est implanté sur le système. Il est relié aux différents capteurs à travers ses entrées et aux périphériques de commande et de communications avec les autres systèmes à travers ses sorties.

5.7.5.1 Transmission des données à travers l'émetteur GSM

Le module GSM est un modem qui peut être relié avec un microcontrôleur pour lui donner la possibilité d'exploiter la bibliothèque GSM. La bibliothèque GSM est un ensemble de classes, commandes et instruction prédéfinis. Cet ensemble permet au microcontrôleur d'envoyer des SMS, et même d'émettre et recevoir des appels téléphoniques. La transmission des données se fait à travers l'émetteur GSM utilisé initialement pour les téléphones mobiles. Il est particulièrement adapté aux objets connectés, car il permet de transmettre et de recevoir des données de divers types (voix, texte, vidéos), sur de très grandes distances et en temps réel.

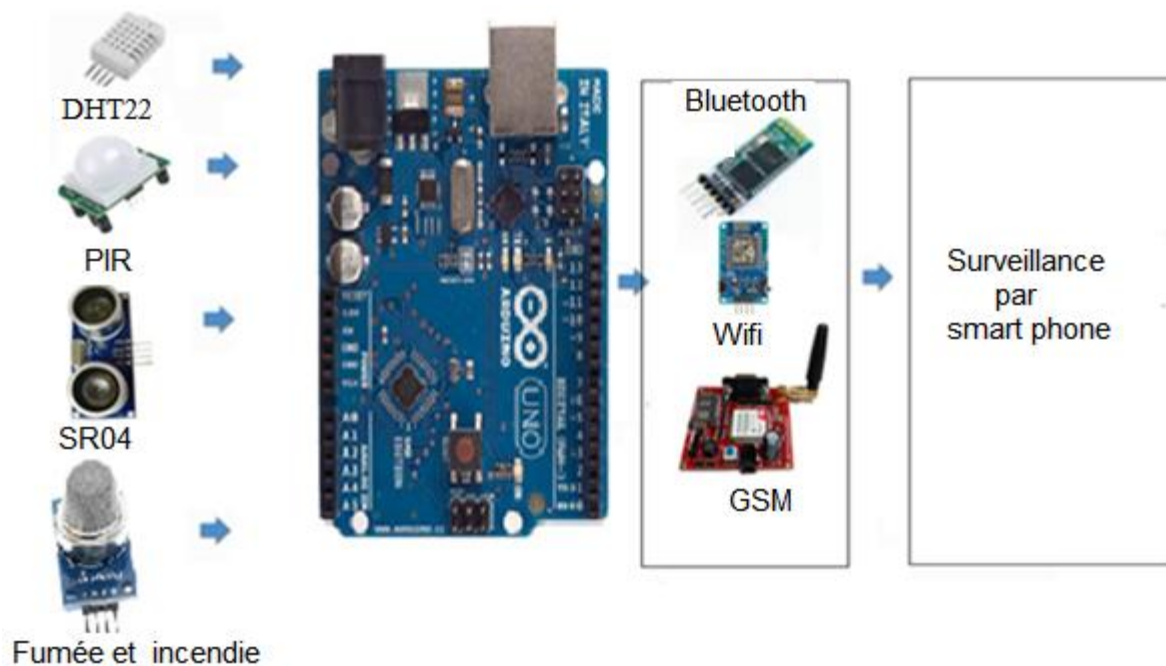


Figure 5.12 : Principe de transmission des données vers le smart phone

La figure comporte les éléments suivants :

- Détecteurs pour mesurer les différents paramètres (Température, Tension, courant) ;
- Un microcontrôleur ;
- Modules de transmission (Bluetooth, Wifi , GSM) ;
- Un smart phone contenant une application Android .

5.7.6 L'application Android

WINDEV Mobile est un programme développé par PC SOFT, il simplifie le développement des applications sous Android .

La partie graphique du programme WINDEV comporte un écran de téléphone avec plusieurs options, pour mettre les éléments prédéfinis. Il existe des éléments graphiques comme des boutons, des labels et des éléments non graphiques comme des capteurs de géo-localisation ou encore des fonctions pour effectuer des actions de la transmission des données à travers plusieurs canaux.

Notre application Android comporte les parties suivantes :

- ④ Une partie pour contrôler les tensions, les courants et les puissances générées par les unités de production décentralisées.
- ④ Une partie pour la commande de la connexion et la déconnexion des panneaux photovoltaïques du réseau de distribution électrique.
- ④ Une partie de simulation des données du réseau de distribution.

5.7.7 Enregistrement des données

Les données seront enregistrées dans une base de données illustrée comme suit :

Idata	bdata	transformateur	convertisseur_ac_dc	load_flow
IDdata 123 depart 123 arrivé 123 Résistance 123 Réactance Abc Réseau	IDbdata 123 Jeux_de_barres 123 P_kW 123 Q_kVar 123 PDG 123 QDG 123 Vj Abc type_DG	IDtransformateur Abc Type Abc Raccordement 123 Temp_maximale 123 Temp_minimum Abc Isolement 123 Prise_de_réglage ...	IDconvertisseur_ac... Abc Caractéristiques	IDload_flow 123 Jeux_de_barres 123 V_PU 123 Angle
branches	Batterie	onduleur	convertisseur_dc_dc	
IDbranches Abc Branche 123 Résistance 123 Réactance 123 courant_branches 123 PLOSS 123 QLOSS	IDBatterie Abc Type Abc Caractéristiques Abc Méthode_de_charge Abc Compensation_en_te... Abc Tension_batterie_nomi... Abc Courant_de_charge Abc largeur Abc Profondeur Abc Hauteur	IDonduleur Abc Caractéristiques 123 Rendement Abc Technologie Abc Tension_nominale Abc Plage_de_tension Abc Plage_de_fréquence Abc Facteur_de_puissance Abc Distorsion_du_courant_d_entrée_THDi Abc Fonction_Soft_start Abc Protection_anti_retour Abc Taux_de_distorsion_de_tension Abc Capacité_de_surcharge	IDconvertisseur_d... Abc Caractéristiques	

Figure. 5.13 : Les tables de la base de données

5.7.8 Principales fenêtres de l'application

Dans cette partie, nous illustrons les principales fenêtres pour l'application.

La figure (5.14) représente la fenêtre de connexion à l'application.



Figure. 5.14 : Fenêtre de connexion à l'application

5.7.8.1 Menu principal

Le menu principal de l'application comporte les icônes suivantes :

- ✓ Ajouter un nouveau réseau de distribution électrique ;
- ✓ Ajouter les données des lignes ;
- ✓ Ajouter les données des jeux de barres ;
- ✓ Exécution de l'écoulement de puissance ;
- ✓ Reconfiguration optimale en présence de la production décentralisée ;
- ✓ Surveillance des paramètres de la production décentralisée ;
- ✓ Données des transformateurs ;
- ✓ Paramètres des convertisseurs (DC/DC – DC/AC – Batteries de stockages – capteurs) ;
- ✓ Paramètres de l'administrateur pour ajouter ou modifier les droits d'accès à l'application.

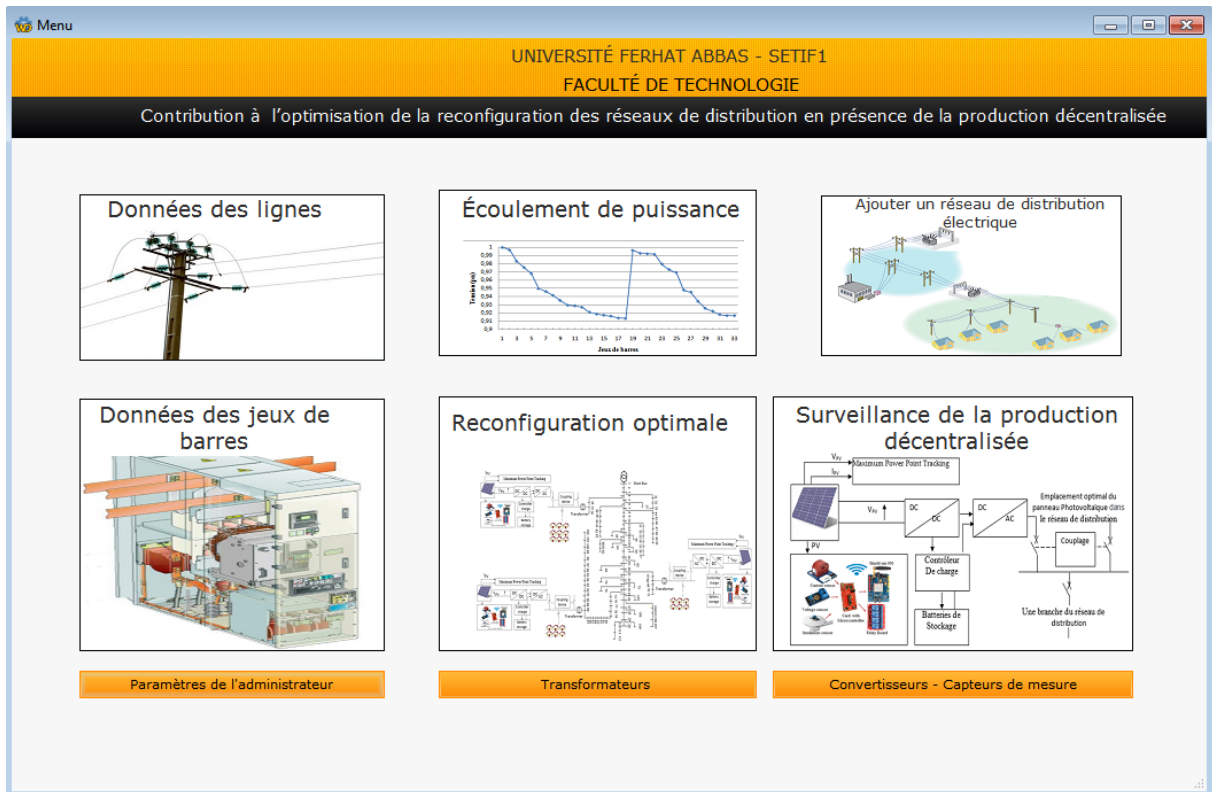


Figure. 5.15 : Menu principal de l'application

5.7.8.2 Fenêtre d'ajout d'un nouveau réseau

La fenêtre d'ajout des réseaux de distribution permet de définir le nombre de jeux de barres, le nombre de branches, la tension et la puissance de base pour chaque réseau.

Réseau	Nombre de jeux de barres	Nombre de branches	Jeu de barres de référence	Tension de base	Puissance de base
Réseau test IEEE 33-bus	33	32	1	12,66kV	10MVA
Réseau test IEEE 34-bus	34	33	1	12.66kV	10MVA
Réseau test IEEE 69-bus	69	68	1	12.66kV	100MVA
Réseau réel 112 (Djanet)	112	111	1	30kV	100MVA

Figure. 5.16 : Fenêtre d'ajout des réseaux de distribution

5.7.8.3 Fenêtre d'importation des données des jeux de barres

La fenêtre de la figure (5.17), nous permet d'importer les données suivantes :

- ✓ La puissance active demandée ;
- ✓ La puissance réactive demandée.

Jeu de barres	P(kW)	Q(kVar)	PDG (kW)	QDG(kW)
1	0	0	0	0
2	100	60	0	0
3	90	40	0	0
4	120	80	0	0
5	60	30	0	0
6	60	20	0	0
7	200	100	0	0
8	200	100	0	0
9	60	20	0	0
10	60	20	0	0
11	45	30	0	0
12	60	35	0	0
13	60	35	0	0
14	120	80	0	0
15	60	10	0	0
16	60	20	0	0
17	60	20	0	0
18	90	40	0	0

Figure 5.17 : Fenêtre d'importation des données des jeux de barres

5.7.8.3 Importation des informations des branches

La fenêtre ci-dessous, permet d'importer les valeurs des résistances et des réactances des branches.

Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivées	Résistance (Ohm)	Réactance (Ohm)
1	2	0,0922	0,0470
2	3	0,4930	0,2512
3	4	0,3661	0,1864
4	5	0,3811	0,1941
5	6	0,8190	0,7070
6	7	0,1872	0,6188
7	8	0,7115	0,2351
8	9	1,0299	0,7400
9	10	1,0440	0,7400
10	11	0,1967	0,0651
11	12	0,3744	0,1298
12	13	1,4680	1,1549
13	14	0,5416	0,7129
14	15	0,5909	0,5260
15	16	0,7462	0,5449

Figure. 5.18 : Fenêtre d'importation des données des branches

5.7.8.4 Fenêtre d'exécution de l'écoulement de puissance

La fenêtre de calcul de l'écoulement de puissance nous permet de tracer l'allure de la tension et de consulter :

- ✓ Les pertes de puissance active et réactive dans le cas d'installation des condensateurs et d'insertion des DGs ;
- ✓ La reconfiguration optimale en présence de la production décentralisée ;
- ✓ La nouvelle topologie du réseau de distribution
- ✓ L'impression des résultats

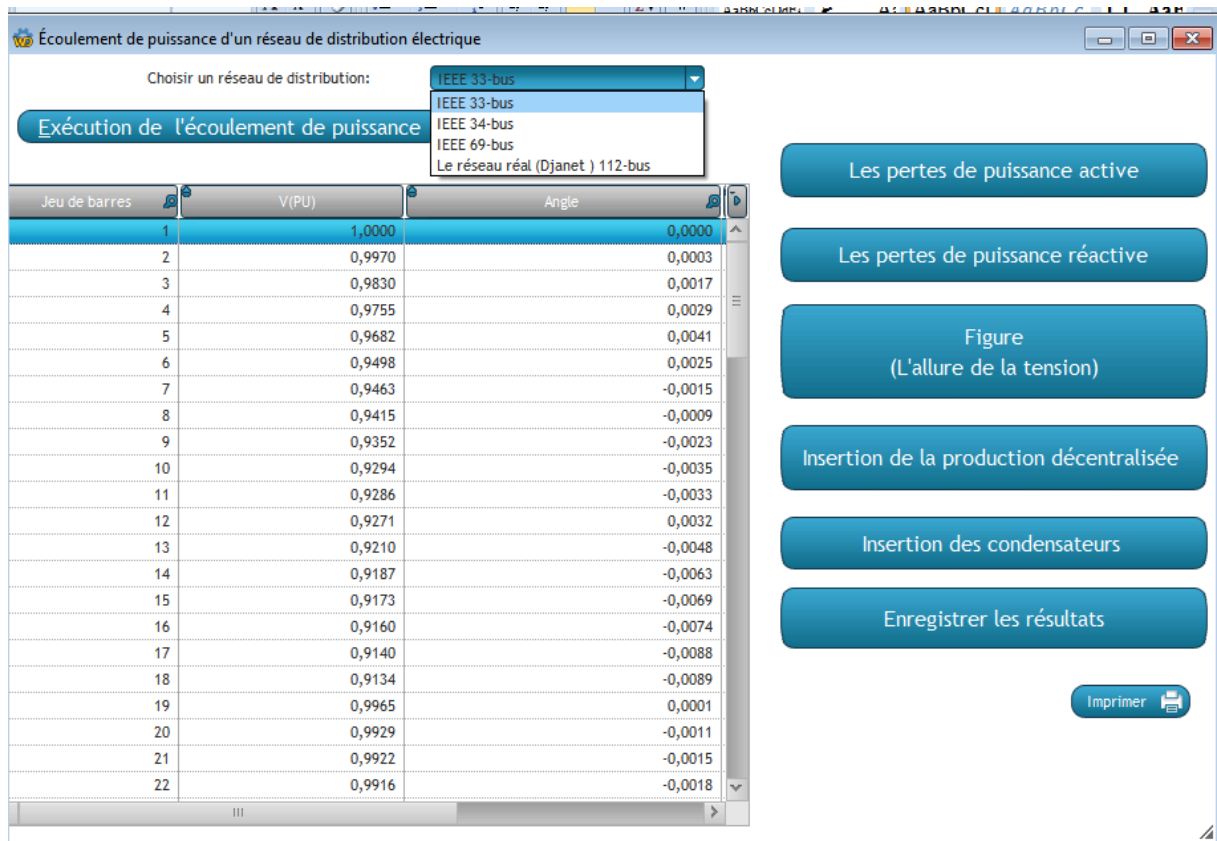


Figure. 5.19 : Fenêtre d'exécution de l'écoulement de puissance

5.8. Surveillance par smart phone

Dans cette partie, nous utilisons une application ANDROID comportant les fenêtres de l'application précédente avec d'autres options qui sont :

- ✓ La transmission des données par Bluetooth, Wifi et GSM ;
- ✓ La localisation du panneau photovoltaïque par GPS ;
- ✓ La commande de la connexion et la déconnexion du panneau PV à distance.

La figure suivante représente l'interface de création de l'application Android dans WINDEV MOBILE 24.

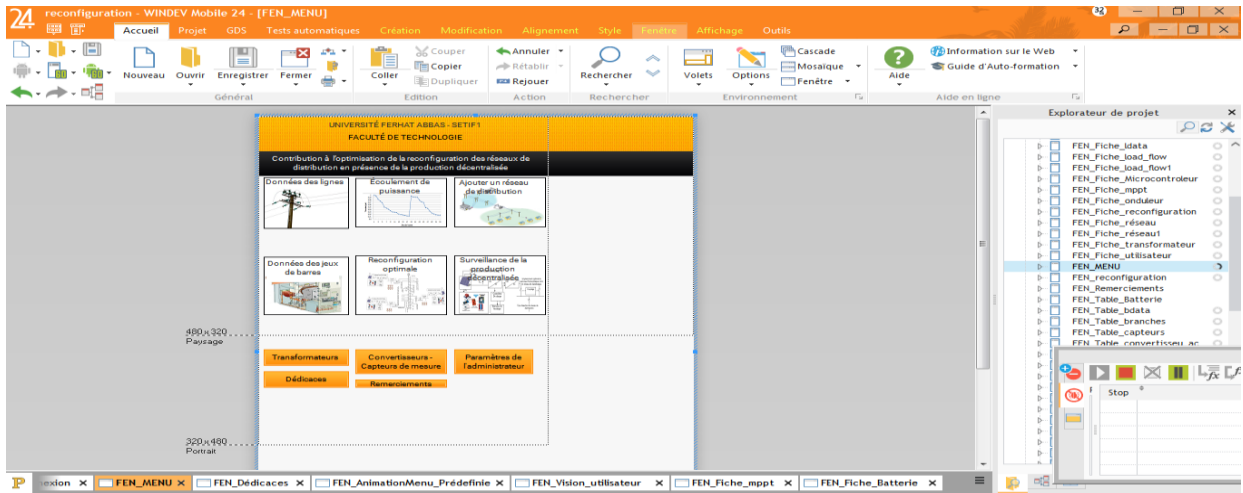


Figure. 5.20 : Interface de programmation de l'application dans WINDEV MOBILE

L'application permet de surveiller les paramètres du panneau photovoltaïque et de consulter:

- ✓ L'état des cellules photovoltaïques
- ✓ La tension et le courant de sortie du panneau solaire ;
- ✓ L'état des convertisseurs DC/DC et DC/AC ;
- ✓ L'état de l'onduleur ;
- ✓ La variation de la température ;
- ✓ La variation de l'intensité lumineuse ;
- ✓ Les valeurs mesurées par les détecteurs
- ✓ La connexion du PV au réseau.

La fenêtre de la figure (5.21) représente l'interface de l'application lors du test sur l'émulateur SDK Android dans WINDEV MOBILE 24.

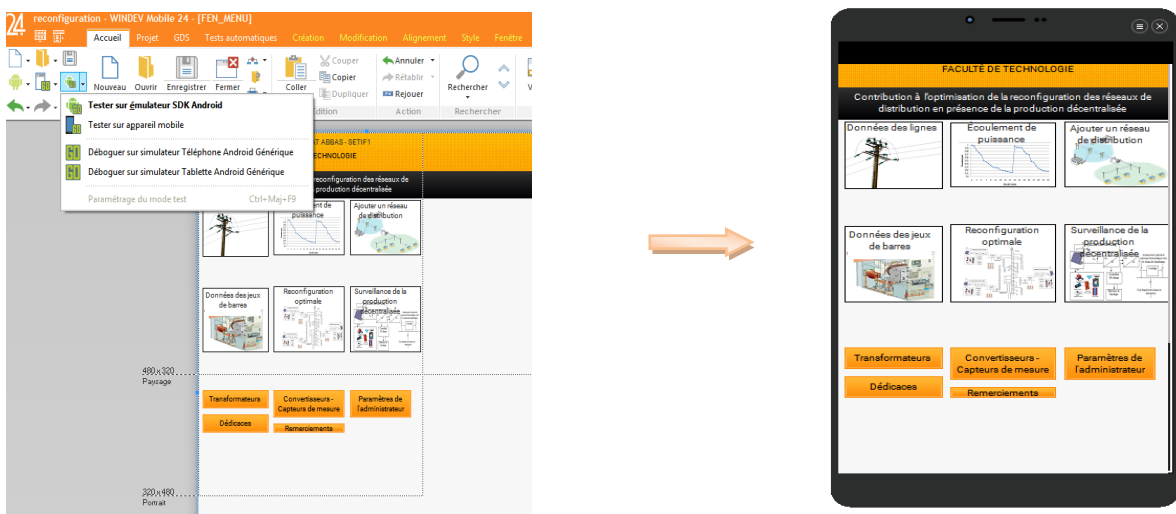


Figure. 5.21 : Test sur l'émulateur SDK Android

Nous introduisons les paramètres des trois panneaux solaires installés au niveau du réseau de distribution réel 112 jeux de barres dans notre application. La quantité d'insolation du Soleil sur la surface de la terre est en moyenne de 1368 W / m² [132]. Les deux variables de l'irradiation solaire et de la température de la cellule PV affectent directement la puissance de sortie du générateur photovoltaïque et, par conséquent, affectent le MPPT. Chaque panneau solaire est connecté à un convertisseur DC / DC.

Tableau 5.1: Paramètres et caractéristiques du générateur photovoltaïque.

Paramètres	Valeur
Fabricant	M55 Siemens Solar
Tension maximale autorisée	600 V
Plage de la température	-40 °C to +85 ° C
Classe DC/DC	650VDC ±5%
Courant maximum du convertisseur DC/DC	3111 A
Efficacité de l'onduleur (Rendement)	98%
Courant maximum du convertisseur DC/AC	2714 A

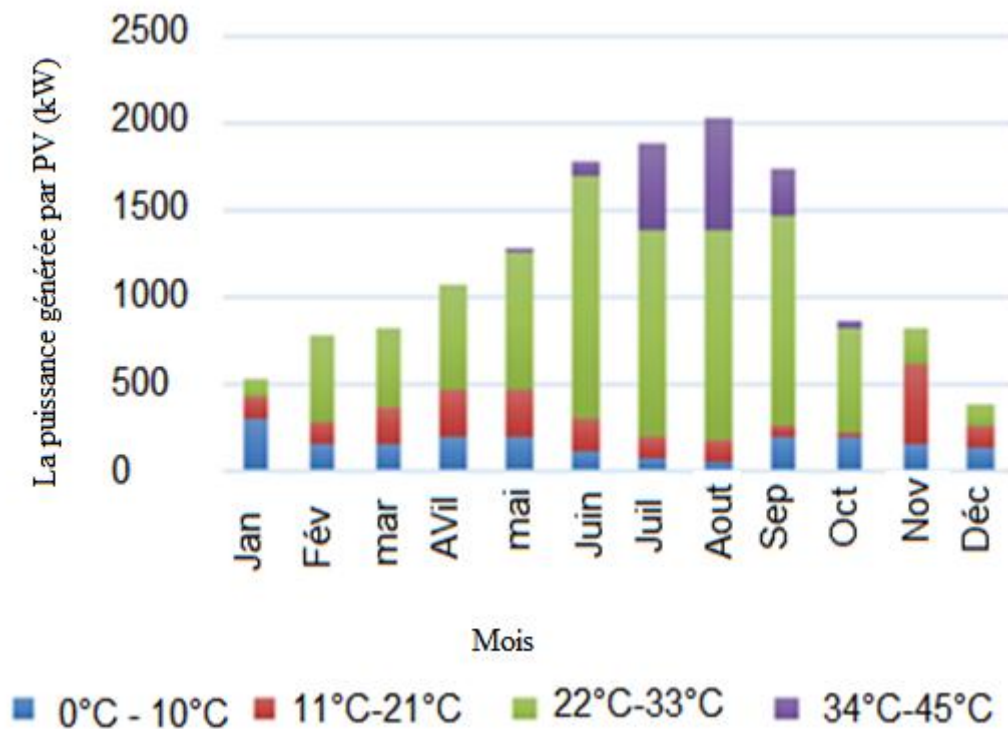


Figure 5.22: Production mensuelle totale du générateur PV sur la période surveillée

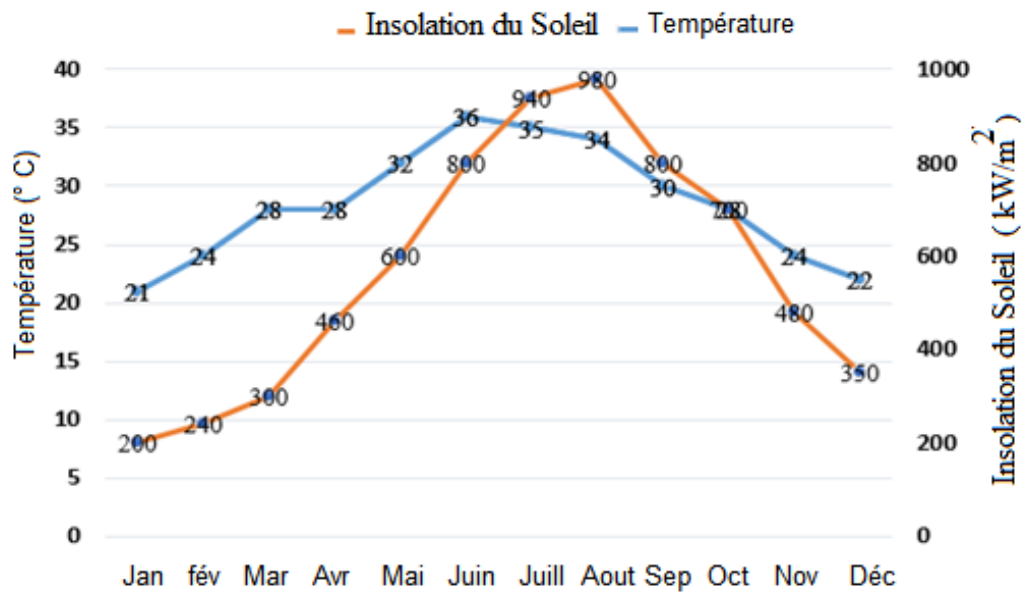


Figure 5.23: Rayonnement solaire moyen mensuel et température ambiante

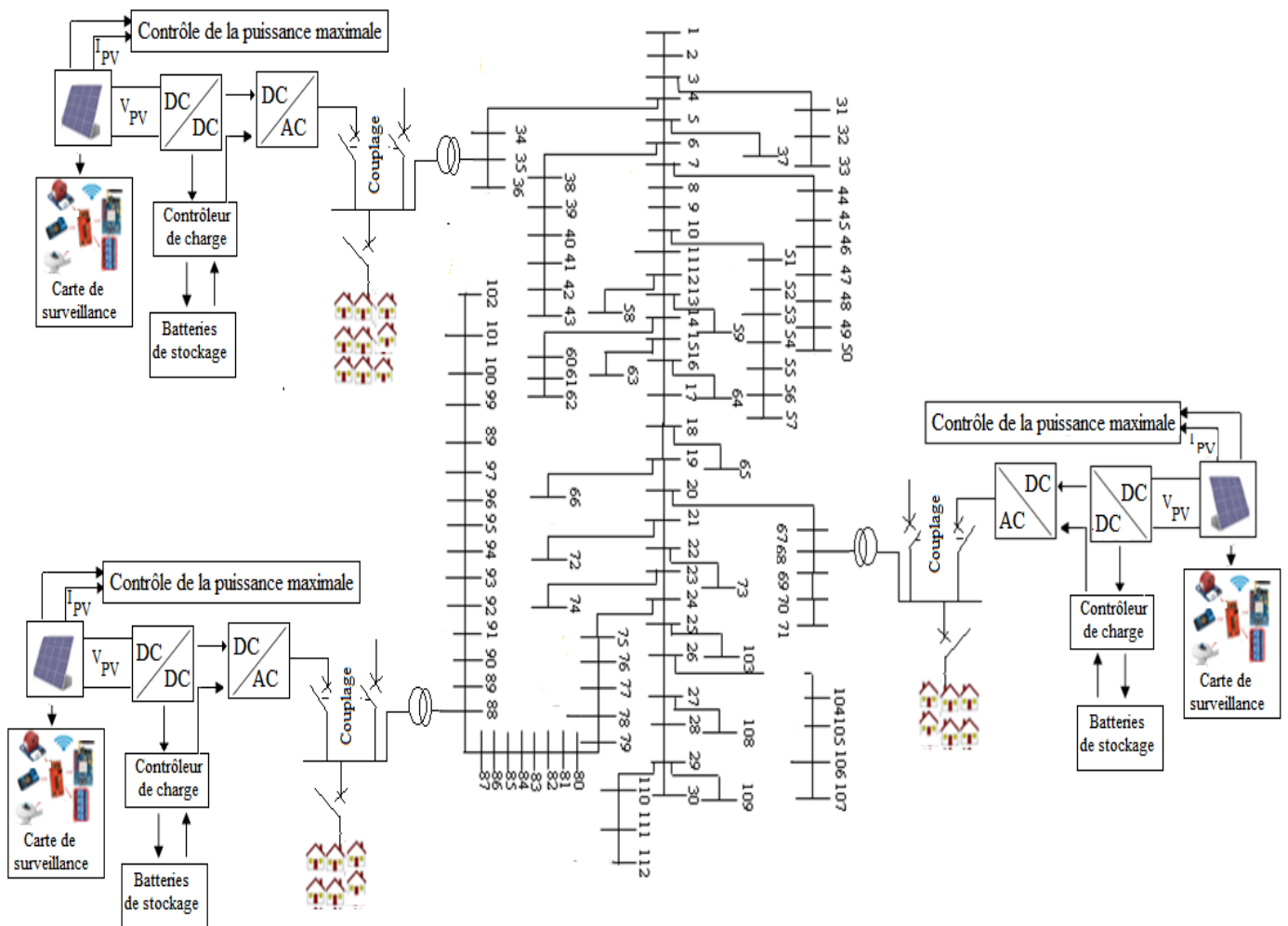


Figure 5.24 : Localisation de trois panneaux solaires dans le réseau réel 112 – bus

Dans cette section, nous avons utilisé l'algorithme GA-SSA pour trouver l'emplacement optimal des panneaux photovoltaïques installés dans le réseau réel 112- jeux de barres. Le premier panneau solaire situé au jeu de barres 35 dans le réseau de distribution 112-jeux de barres génère une puissance suffisante pour un nombre maximum de 192 maisons. Le deuxième panneau solaire situé au jeu de barres 88 dans le même réseau de distribution génère une puissance suffisante pour un nombre maximum de 48 maisons. Le troisième panneau solaire situé au jeu de barres 68 dans le réseau génère une puissance suffisante pour un nombre maximum de 96 maisons. La partie restante de la charge serait alimentée par le réseau radial. Les trois onduleurs sont connectés au réseau de distribution réel via un transformateur de distribution 380 V / 30 kV de 1000 kVA. Nous utilisons l'équation (5.3) pour calculer le nombre de modules dans le champ PV, l'équation (5.4) pour calculer le nombre de modules PV nécessaires en série et l'équation (5.5) pour calculer le nombre de chaînes du champ photovoltaïque.

Le générateur photovoltaïque installé au niveau du jeu de barres 35 génère une puissance de crête de 1500 kW.

Le nombre de modules du générateur photovoltaïque situé au niveau du jeu de barres 35 est:

$$NPV_{\text{modules}} (\text{JB } 35) = \frac{1500 \times 10^3}{415} = 3618 \text{ modules}$$

Pour réduire l'ondulation du courant de sortie et réguler la tension du côté cc de l'onduleur, le nombre de modules PV nécessaires en série (N_{pvs}) est obtenu comme suit:

$$NPV_{\text{series}} (\text{JB } 35) = \frac{650}{72.9} = 9 \text{ modules}$$

Le nombre de chaînes du générateur photovoltaïque est:

$$N_{\text{chaîne}} (\text{JB } 35) = \frac{3618}{9} = 402 \text{ chaînes}$$

Le générateur photovoltaïque est conçu pour générer une puissance de crête de 750 kW.

Le nombre de modules du générateur photovoltaïque situé au jeu de barres 88 est:

$$NPV_{\text{modules}} (\text{JB } 88) = \frac{750 \times 10^3}{415} = 1809 \text{ modules}$$

Le nombre de modules PV en série sur le jeu de barres 88 est:

$$NPV_{\text{series}} (\text{JB } 88) = \frac{650}{72.9} = 9 \text{ modules}$$

Le nombre de chaînes du panneau photovoltaïque est:

$$N_{\text{chaînes}} (\text{JB } 88) = \frac{1809}{9} = 201 \text{ chaînes}$$

Le troisième générateur photovoltaïque situé au jeu de barres 68 dans le même réseau est conçu pour générer une puissance de crête de 1120,5 kW.

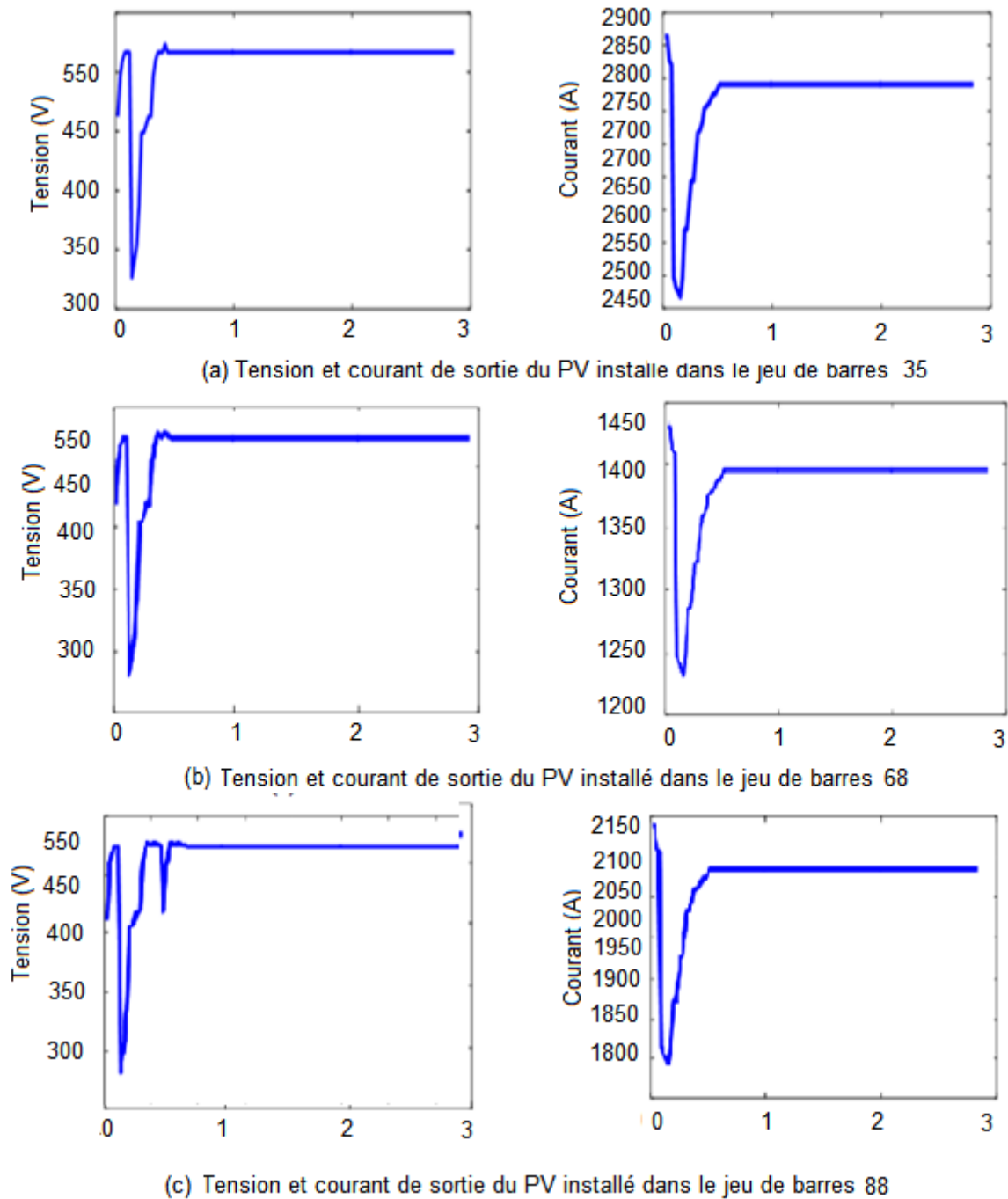


Figure 5.25: La tension et le courant de sortie du panneau photovoltaïque

Le nombre de modules du générateur photovoltaïque situé au jeu de barres 35 est :

$$NPV_{\text{modules}} (\text{JB } 68) = \frac{1120.5 \times 10^3}{415} = 2700 \text{ modules}$$

Le nombre de modules PV en série au jeu de barres 88 est:

$$NPV_{\text{series}} (\text{JB } 68) = \frac{650}{72.9} = 9 \text{ modules}$$

Le nombre de chaînes du générateur photovoltaïque est:

$$N_{\text{chaînes}} (JB 68) = \frac{2700}{9} = 300 \text{ chaînes}$$

La tension de sortie du générateur photovoltaïque installé au jeu de barres 35 est de 537V, le courant de sortie est de 2790A, la puissance de sortie CC est de 1500kW.

Au niveau du jeu de barres 88 du réseau de distribution radial, la tension de sortie du générateur photovoltaïque est de 551V; le courant de sortie est de 1395A, la puissance de sortie CC est de 750 kW.

La tension de sortie du générateur photovoltaïque installé au jeu de barres 68 est de 552 V, le courant de sortie est de 2028 A, la puissance de sortie CC est de 1120,5 kW.

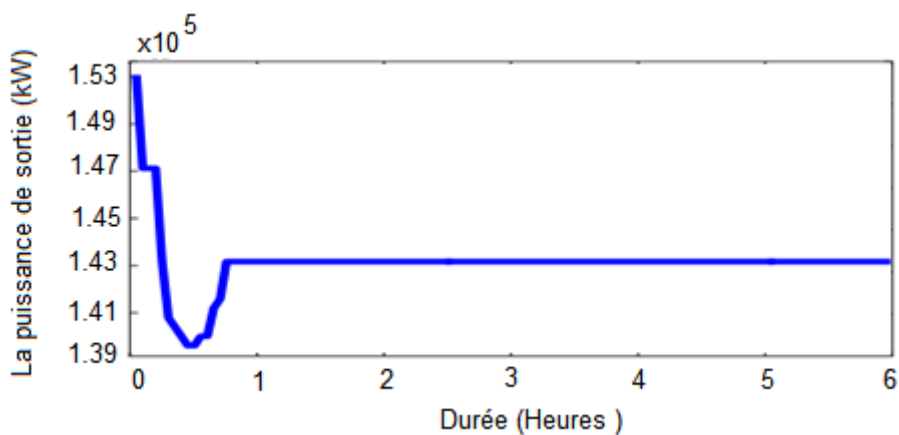


Figure 5.26 : La puissance de sortie du PV installé au jeu de barres 35

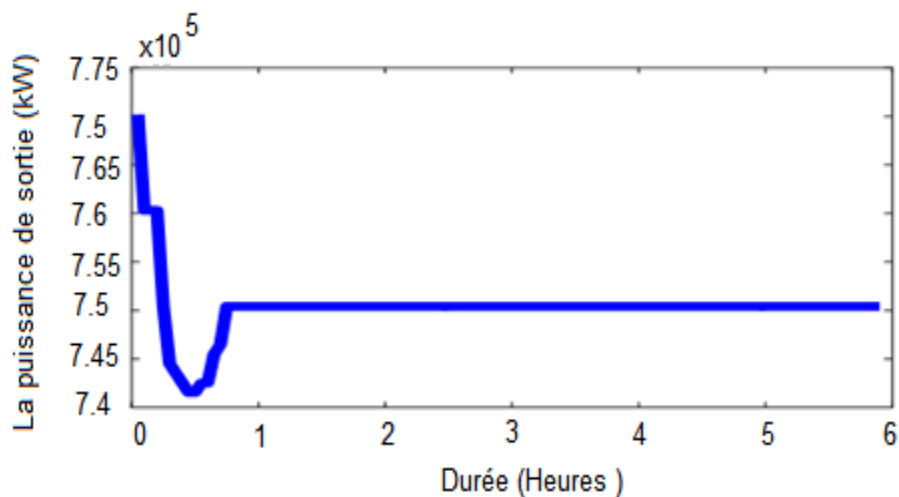


Figure 5.27 : La puissance de sortie du PV installé au jeu de barres 88

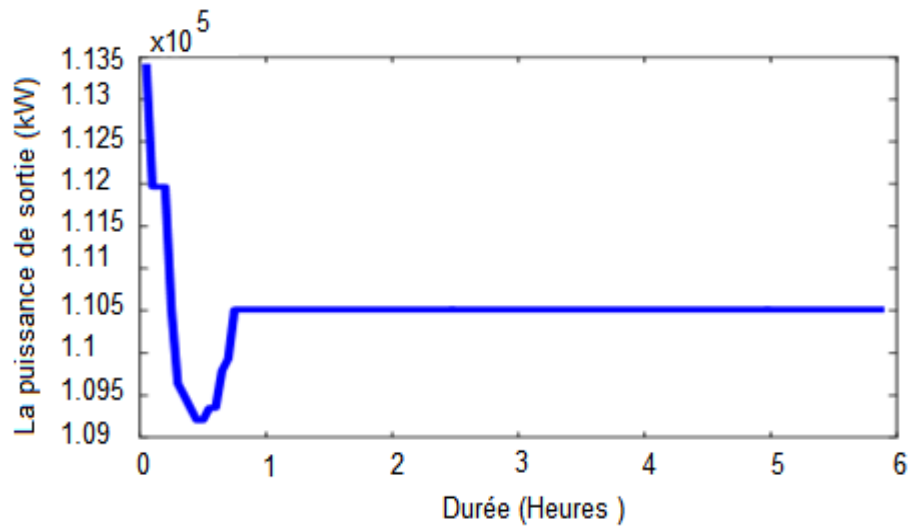


Figure 5.28 La puissance de sortie du PV installé au jeu de barres 68

La puissance active totale générée par les trois PV est égale à 3370,5 kW. Le système fonctionne au point de puissance optimal avec une grande capacité de stockage des batteries. Avec l'installation du panneau photovoltaïque dans le réseau de distribution, on peut assurer la fourniture de puissance à toutes les charges aux heures de pointe.

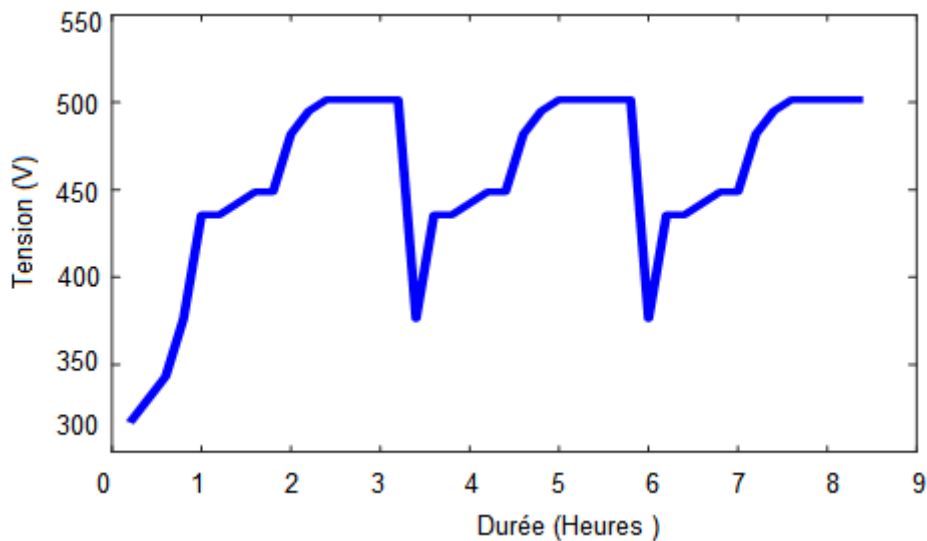


Figure 5.29: La tension au niveau de la batterie de stockage

Les détecteurs de tension et de courant envoient les valeurs mesurées au microcontrôleur pour le traitement. Le microcontrôleur émet les valeurs traitées via l'émetteur GSM. Dans le smart phone, une application a été installée pour afficher les tensions et les courants mesurés.

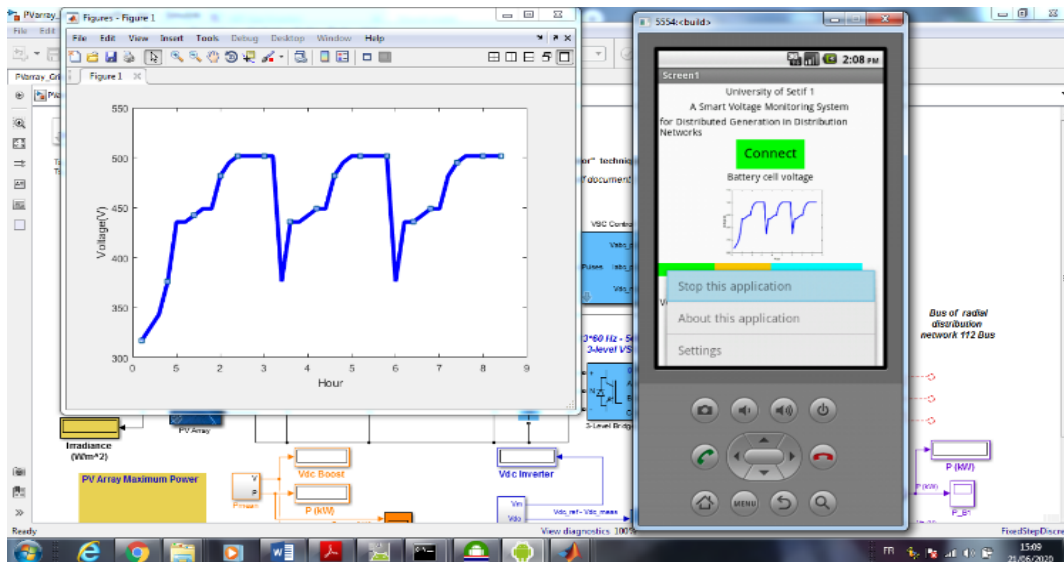


Figure 5.30 : Affichage des résultats de simulation MATLAB sur l'émulateur ANDROID

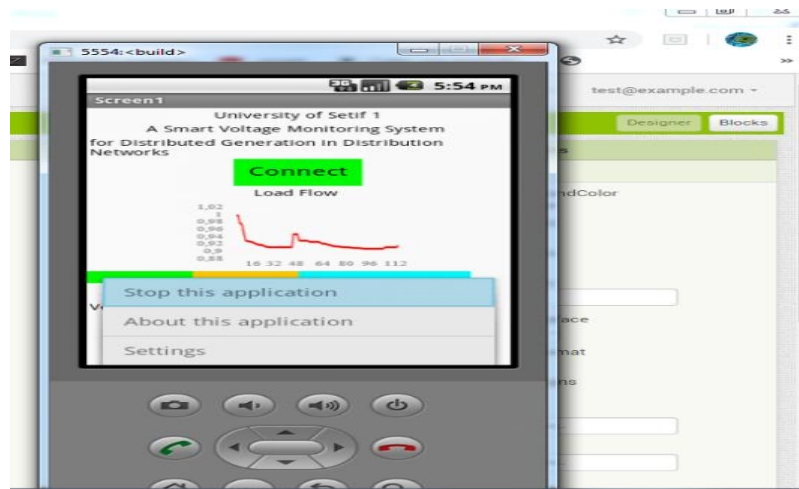


Figure 5.31: Ecoulement de puissance dans l'émulateur ANDROID

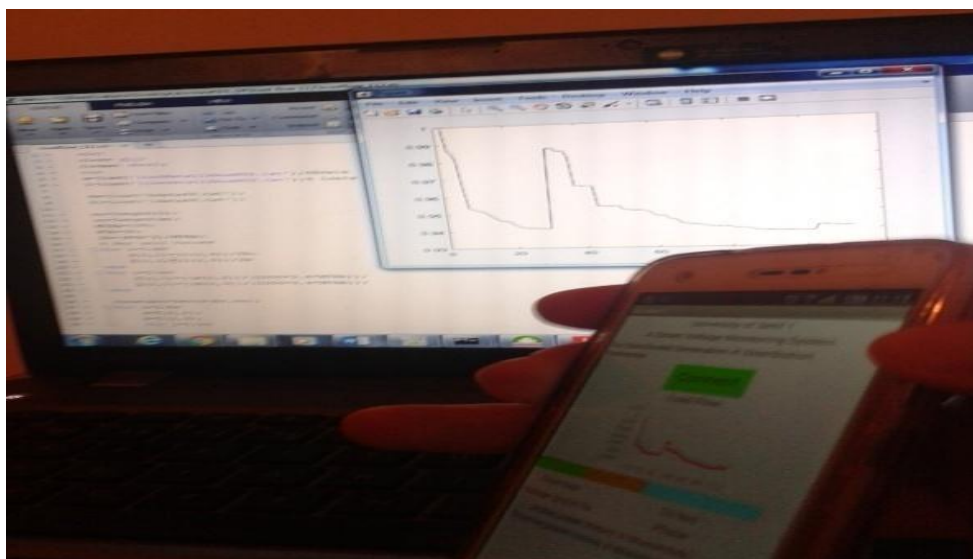


Figure 5.32: Simulation des résultats dans le smart phone

5.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents composants utilisés pour la surveillance et la commande à distance des systèmes photovoltaïques dans l'objectif de gérer le réseau de distribution.

Nous avons réalisé ainsi une application Android et une application windows pour surveiller trois panneaux solaires connectés au réseau de distribution de Djanet (extrême sud de l'Algérie) avec 112 jeux de barres. Pour le contrôle de ces sites, nous avons mis en œuvre le suivi du point de puissance maximale, ajuster la puissance tout en consommant le moins d'énergie possible en fonction des paramètres mesurés par les capteurs installés. Nous avons utilisé également un microcontrôleur afin d'exécuter le programme de surveillance pour ajuster le courant et la tension du système dans l'objectif d'atteindre une efficacité maximale. Nous avons intégré aussi le système de contrôleur de charge pour transférer une grande partie de l'énergie du panneau solaire vers les batteries de stockage.

Chapitre 06

Conclusion Générale et Perspectives

6.1 Contexte

L'optimisation de la reconfiguration du réseau de distribution en présence de la production décentralisée par les méthodes métaheuristiques permet de réaliser un bon compromis efficacité et taux de réussite pour minimiser les pertes totales de puissance en assurant un bon profil de tension. Dans cette thèse nous avons appliqué la méthode d'optimisation pour trouver la taille et l'emplacement des DGs et des condensateurs installés ainsi les interrupteurs normalement ouverts à fermer et les interrupteurs normalement fermés à ouvrir dans le but de voir une topologie du réseau de distribution qui assure la continuité de fourniture de l'énergie électrique à tous les consommateurs.

Au début, on a fait le calcul de l'écoulement de puissance dans les deux types du réseau de distribution : réseau radial et réseau faiblement maillé. Puis on a opté pour une autre technique basée sur l'intégration des DGs et les condensateurs dans le réseau de distribution d'une façon optimale, d'où le recours à la méthode d'optimisation métaheuristique hybride entre l'algorithme génétique et l'algorithme des essaims de salpes.

Pour cela, deux scénarios ont été étudiés, une insertion optimale d'une DG et de deux DGs dans les réseaux de distribution radial IEEE33-bus , IEEE34-bus , IEEE69-bus et le réseau réel 112 – bus de point de vue d'emplacement et de taille opérationnelle pour minimiser les pertes totales de puissance active du système en améliorant le profil de tension. Les résultats obtenus ont montré l'efficacité de l'intégration optimale des DGs par l'application de l'algorithme de GA-SSA comparé à un autre algorithme.

La technique d'optimisation de la reconfiguration du réseau de distribution par la recherche d'une nouvelle topologie optimale a été utilisée pour les mêmes objectifs en assurant le maintien de la structure radiale et l'alimentation de toutes les charges connectées au réseau. Étudiée aussi pour deux scénarios : reconfiguration optimale sans présence des DGs et reconfiguration optimale en présence des DGs. Les résultats de la reconfiguration du

réseau en présence des DGs étaient les meilleures par rapport à ceux de la configuration initiale et reconfiguration sans DGs et cela par l'identification de l'optimal fermé / ouvert des interrupteurs en donnant les pertes de puissance minimale tout en maintenant la tension des jeux de barres dans les limites acceptables en présence des DGs.

Aussi, le contrôle et la surveillance des unités de production décentralisées nous permettent le suivi en temps réel des grandeurs d'entrées et de sorties (tension, courant, puissance) de ces unités pour voir une meilleure gestion du réseau. La surveillance se fait par une application ANDROID installé sur les Smartphones pour le contrôle et la commande à distance et une autre application installée sur le PC pour faire des tests et les calculs de l'écoulement de puissances dans les différents scénarios.

6.2 Contribution

L'objectif de cette thèse est d'une part, de développer une méthode d'optimisation basée sur la reconfiguration du réseau de distribution radial pour améliorer l'efficacité de la gestion du système de distribution par différentes méthodes sans et avec la présence des générations dispersées. D'autre part, de développer une méthode de surveillance à distance des unités de production décentralisées connectées au réseau de distribution avant et après la reconfiguration.

Dans cette thèse plusieurs méthodes métaheuristiques sont utilisées pour traiter la reconfiguration du réseau de distribution par l'ouverture et la fermeture des branches en présence des unités de la production décentralisée. Nous avons utilisés la méthode L'algorithmes génétique d'optimisation (GA), l'algorithme des essaims de salpes (SSA) et l'hybridation des deux algorithmes pour traiter le placement unique et simultané de la génération dispersée et les batteries de condensateurs dans un réseau de distribution radial. L'application de ces algorithmes se fait avec différents niveaux de charge pour maximiser les avantages de l'intégration de la production décentralisée dans le réseau de distribution avec un coût minimum dans l'objectif de minimiser les pertes de puissance active et réactive et d'améliorer le profil de tension

6.3 Perspectives

Le thème de recherche traité est d'actualité et très intéressant dans le domaine des énergies renouvelables, surtout avec la connexion au réseau électrique. On peut développer et continuer ce sujet de recherche dans les futurs travaux à travers quelques perspectives suggéré dont on cite :

- Un nouveau plan de protection pourrait être nécessaire pour augmenter la fiabilité du réseau de distribution reconfiguré en présence des DGs et des condensateurs ;
- Intégration d'autres types de systèmes de production d'énergie comme (biomasse, petites centrales hydrauliques, éoliennes) avec la connexion au réseau électrique ;
- La surveillance à distance de tous les consommateurs importants ;
- Développer d'autres méthodes métaheuristiques nouvelles dont le but de résoudre le problème d'optimisation ;
- Utiliser les nouvelles technologies d'information et de communication pour la télésurveillance, la télé-information et la télé-expertise du réseau de distribution électrique.

ANNEXE 1

Table (A.1) Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution radial IEEE 33-bus

Branche N°.	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivées	Résistance (Ω)	Réactance (Ω)
1	1	2	0.0922	0.0470
2	2	3	0.4930	0.2512
3	3	4	0.3661	0.1864
4	4	5	0.3811	0.1941
5	5	6	0.8190	0.7070
6	6	7	0.1872	0.6188
7	7	8	0.7115	0.2351
8	8	9	1.0299	0.7400
9	9	10	1.0440	0.7400
10	10	11	0.1967	0.0651
11	11	12	0.3744	0.1298
12	12	13	1.4680	1.1549
13	13	14	0.5416	0.7129
14	14	15	0.5909	0.5260
15	15	16	0.7462	0.5449
16	16	17	1,2889	1.7210
17	17	18	0.7320	0.5739
18	2	19	0.1640	0.1565
19	19	20	1.5042	1.3555
20	20	21	0.4095	0.4784
21	21	22	0.7089	0.9373
22	3	23	0.4512	0.3084
23	23	24	0.8980	0.7091
24	24	25	0.8959	0.7071
25	6	26	0.2031	0.1034
26	26	27	0.2842	0.1447
27	27	28	1.0589	0.9338
28	28	29	0.8043	0.7006
29	29	30	0.5074	0.2585
30	30	31	0.9745	0.9629
31	31	32	0.3105	0.3619
32	32	33	0.3411	0.5302

Table (A.2) Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution radial IEEE 33-bus

Bus Number	P(kW)	Q(kVAr)
1	0	0
2	100	60
3	90	40
4	120	80
5	60	30
6	60	20
7	200	100
8	200	100
9	60	20
10	60	20
11	45	30
12	60	35
13	60	35
14	120	80
15	60	10
16	60	20
17	60	20
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	40
23	90	50
24	420	200
25	420	200
26	60	25
27	60	25
28	60	20
29	120	70
30	200	600
31	150	70
32	210	100
33	60	40

ANNEXE 2

Table (B.1) Les données du réseau de distribution radial IEEE 34-Bus

Branche N°.	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivées	Resistance(Ω)	Reactance (Ω)
1	1	2	0.117	0.048
2	2	3	0.10725	0.044
3	3	4	0.16445	0.04565
4	4	5	0.1495	0.000415
5	5	6	0.1495	0.0415
6	6	7	0.3144	0.054
7	7	8	0.2096	0.036
8	8	9	0.3144	0.054
9	9	10	0.2096	0.036
10	10	11	0.131	0.0225
11	11	12	0.1048	0.018
12	3	13	0.1572	0.027
13	13	14	0.2096	0.036
14	14	15	0.1048	0.018
15	15	16	0.0524	0.009
16	4	17	0.1794	0.0498
17	17	18	0.16445	0.04565
18	18	19	0.2079	0.0473
19	19	20	0.189	0.043
20	20	21	0.189	0.00043
21	21	22	0.262	0.00045
22	22	23	0.262	0.00045
23	23	24	0.3144	0.054
24	24	25	0.2096	0.036
25	25	26	0.131	0.0225
26	26	27	0.1048	0.018
27	7	28	0.1572	0.027
28	28	29	0.1572	0.027
29	29	30	0.1572	0.027
30	10	31	0.1572	0.027
31	31	32	0.2096	0.036
32	32	33	0.1572	0.027
33	33	34	0.1048	0.018

Table (B.2) Les données du réseau de distribution radial IEEE 34-Bus

Bus Number	P(kW)	Q(kVAr)
1	0	0
2	437.0000	270.7500
3	0	0
4	437.0000	270.7500
5	437.0000	270.7500
6	0	0
7	0	0
8	437.0000	270.7500
9	437.0000	270.7500
10	0	0
11	437.0000	270.7500
12	226.0500	138.6000
13	122.4000	76.5000
14	122.4000	76.5000
15	122.4000	76.5000
16	26.3250	14.6250
17	437.0000	270.7500
18	437.0000	270.7500
19	437.0000	270.7500
20	437.0000	270.7500
21	437.0000	270.7500
22	437.0000	270.7500
23	437.0000	270.7500
24	437.0000	270.7500
25	437.0000	270.7500
26	437.0000	270.7500
27	227.0500	170.2500
28	150.0000	96.0000
29	150.0000	96.0000
30	150.0000	96.0000
31	101.4600	61.4100
32	101.4600	61.4100
33	101.4600	61.4100
34	101.4600	61.4100

ANNEXE 3

Table (C.1) Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution radial IEEE 69-bus

Branche N°.	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivées	Résistance (pu)	Réactance (pu)
1	1	2	0.000001	0.000001
2	2	3	0.000001	0.000001
3	3	4	0.000001	0.000002
4	4	5	0.000016	0.000018
5	5	6	0.000228	0.000116
6	6	7	0.000238	0.000121
7	7	8	0.000058	0.000029
8	8	9	0.000031	0.000016
9	9	10	0.000511	0.000169
10	10	11	0.000117	0.000039
11	11	12	0.000444	0.000147
12	12	13	0.000643	0.000212
13	13	14	0.000651	0.000215
14	14	15	0.00066	0.000218
15	15	16	0.000123	0.000041
16	16	17	0.000234	0.000077
17	17	18	0.000003	0.000001
18	18	19	0.000204	0.000068
19	19	20	0.000131	0.000043
20	20	21	0.000213	0.00007
21	21	22	0.000009	0.000003
22	22	23	0.000099	0.000033
23	23	24	0.000216	0.000071
24	24	25	0.000467	0.000154
25	25	26	0.000193	0.000064
26	26	27	0.000108	0.000036
27	3	28	0.000003	0.000007
28	28	29	0.00004	0.000098
29	29	30	0.000248	0.000082
30	30	31	0.000044	0.000014
31	31	32	0.000219	0.000072
32	32	33	0.000523	0.000176

33	33	34	0.001066	0.000352
34	34	35	0.00092	0.000304
35	4	36	0.000002	0.000005
36	36	37	0.000053	0.00013
37	37	38	0.000181	0.000442
38	38	39	0.000051	0.000125
39	8	40	0.000058	0.00003
40	40	41	0.000207	0.00007
41	9	42	0.000109	0.000055
42	42	43	0.000127	0.000065
43	43	44	0.000177	0.00009
44	44	45	0.000176	0.000089
45	45	46	0.000992	0.000333
46	46	47	0.000489	0.000164
47	47	48	0.00019	0.000063
48	48	49	0.000241	0.000073
49	49	50	0.000317	0.000161
50	50	51	0.000061	0.000031
51	51	52	0.00009	0.00046
52	52	53	0.000443	0.000226
53	53	54	0.00065	0.000331
54	11	55	0.000126	0.000038
55	55	56	0.000003	0.000001
56	12	57	0.000461	0.000152
57	57	58	0.000003	0.000001
58	3	59	0.000003	0.000007
59	59	60	0.00004	0.000098
60	60	61	0.000066	0.000077
61	61	62	0.000019	0.000022
62	62	63	0.000001	0.000001
63	63	64	0.000454	0.000531
64	64	65	0.000193	0.000226
65	65	66	0.000026	0.00003
66	66	67	0.000006	0.000007
67	67	68	0.000068	0.000086
68	68	69	0.000001	0.000001

Table (C.2) Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution radial IEEE 69-bus

Bus Number	P(pu)	Q(pu)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0.026	0.022
8	0.404	0.3
9	0.75	0.54
10	0.3	0.22
11	0.28	0.19
12	1.45	1.04
13	1.45	1.04
14	0.08	0.055
15	0.08	0.055
16	0	0
17	0.455	0.3
18	0.6	0.35
19	0.6	0.35
20	0	0
21	0.01	0.006
22	1.14	0.81
23	0.053	0.035
24	0	0
25	0.28	0.2
26	0	0
27	0.14	0.1
28	0.14	0.1
29	0.26	0.186
30	0.26	0.186
31	0	0
32	0	0
33	0	0
34	0.14	0.1
35	0.195	0.14
36	0.06	0.04
37	0	0

38	0.79	0.564
39	0.79	0.564
40	3.847	2.745
41	3.847	2.745
42	0.036	0.027
43	0.0435	0.035
44	0.264	0.19
45	0.24	0.172
46	0	0
47	0	0
48	0	0
49	1	0.72
50	0	0
51	12.44	8.88
52	0.32	0.23
53	0	0
54	2.27	1.62
55	0.59	0.42
56	0.18	0.13
57	0.18	0.13
58	0.28	0.2
59	0.28	0.2
60	0.26	0.1855
61	0.26	0.1855
62	0	0
63	0.24	0.171
64	0.24	0.17
65	0.012	0.01
66	0	0
67	0.06	0.043
68	0	0
69	0.3922	0.263

ANNEXE 4

Table (D.1) Caractéristiques techniques du réseau de distribution radial 112-bus

Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivé	R(Ohms)	X (Ohms)	P(kW)	Q(kVAr)
1	2	0.01232	0.007	0	0
2	3	0.633318	0.6209	0	0
3	4	0.0714	0.07	0	0
4	5	0.1785	0.175	0	0
5	6	0.826812	0.8106	0	0
6	7	0.6069	0.595	0	0
7	8	0.05355	0.0525	0	0
8	9	0.026775	0.02625	0	0
9	10	0.026775	0.02625	150	0
10	11	0.044068	0.0161	0	0
11	12	0.0714	0.07	0	0
12	13	0.0714	0.07	0	0
13	14	0.0714	0.07	0	0
14	15	0.0714	0.07	0	0
15	16	0.0714	0.07	463.7696	347.827
16	17	0.0084	0.0028	0	0
17	18	0.00357	0.0035	0	0
18	19	0.155196	0.0567	0	0
19	20	0,05705	0.156154	0	0
20	21	0.16286	0.0595	0	0
21	22	0.06426	0.063	0	0
22	23	0.02142	0.021	0	0
23	24	0.02142	0.021	0	0
24	25	0.001071	0.00105	0	0
25	26	0.001785	0.00175	0	0
26	27	0.357	0.35	0	0

27	28	0.01916	0.007	0	0
28	29	0.011496	0.0042	52.70111	39.5258
29	30	1.0538	0.385	0	0
30	31	0.04998	0.049	52.70111	39.5258
31	32	0.06706	0.0245	42.16088	31.6206
32	33	0.479	0.175	0	0
33	34	0.479	0.175	42.1608	31.6206
34	35	0.66102	0.2415	42.16088	31.6206
35	36	0.068976	0.0252	0	0
36	37	0.01916	0.007	0	0
37	38	0.1437	0.0525	0	0
38	39	0.1437	0.0525	0	0
49	40	0.06706	0.0245	42.1608	31.6206
40	41	0.533606	0.19495	52.7011	39.5258
41	42	0.060354	0.02205	26.3505	19.7629
42	43	0.03832	0.014	0	0
43	44	0.01916	0.007	0	0
44	45	0.13412	0.049	52.7011	39.5258
45	46	0.106338	0.03885	0	0
46	47	0.061312	0.0224	52.7011	39.5258
47	48	0.0098		52.7011	39.5258
48	49	0.130288	0.0476	84.3217	63.2413
49	50	0.117834	0.04305	0	0
50	51	0.2856	0.28	0	0
51	52	0.0958	0.035	0	0
52	53	0.0958	0.035	84.3217	63.2413
53	54	0.27303	0.09975	42.1608	31.6206
54	55	0.092926	0.03395	52.7011	39.5258
55	56	0.2874	0.105	26.3505	19.7629
56	57	0.15807	0.05775	52.7011	39.5258
57	58	0.045984	0.0168	52.7011	39.5258
58	59	0.08143	0.02975	0	0

59	60	0.107296	0.0392	52.7011	39.5258
60	61	0.0479	0.0175	52.7011	39.5258
61	62	0.0958	0.035	26.3505	19.7629
62	63	0.13412	0.049	131.752	98.8145
63	64	0.0135	0.0045	52.7011	39.5258
64	65	0.29698	0.1085	21.0804	15.8103
65	66	0.03832	0.014	0	0
66	67	0.10538	0.0385	63.2413	0
67	68	0.01015	0.01015	0	0
68	69	0.289316	0.1057	105.402	79.0516
69	70	0.11975	0.04375	42.1608	31.6206
70	71	0.078556	0.0287	210.804	158.103
71	72	0.03832	0.014	210.804	158.103
72	73	0.05269	0.01925	42.1608	31.6206
73	74	0.0479	0.0175	0	0
74	75	0.008925	0.00875	90	0
75	76	0.008925	0.00875	100.132	75.
76	77	0.04284	0.042	0	0
77	78	0.01785	0.0175	42.1608	31.6206
78	79	0.045026	0.01645	0	0
79	80	0.02142	0.021	42.1608	31.6206
80	81	0.336258	0.12285	0	0
81	82	0.00714	0.007	52.7011	189.525
82	83	0.02874	0.0105	0	0
83	84	0.01916	0.007	0	0
84	85	0.01428	0.014	52.7011	39.5258
85	86	0.34488	0.126	52.7011	39.5258
86	87	0.2395	0.0875	0	0
87	88	0.08568	0.084	52.7011	39.5258
88	89	0.01916	0.007	0	0
89	90	0.03927	0.0385	52.7011	39.5258
90	91	0.020118	0.00735	0	0

91	92	0.0357	0.035	52.7011	39.5258
92	93	0.0479	0.0175	0	0
93	94	0.02142	0.021	52.7011	39.5258
94	95	0.03832	0.014	0	0
95	96	0.01428	0.014	0	0
96	97	0.05748	0.021	52.7011	39.5258
97	98	0.1437	0.0525	52.7011	39.5258
98	99	0.05748	0.021	0	0
99	100	0.02856	0.028	52.7011	39.5258
100	101	0.14849	0.05425	0	0
101	102	0.01428	0.014	42.1608	31.6206
102	103	0.127414	0.04655	0	0
103	104	0.001916	0.0007	0	0
104	105	0.0958	0.035	42.1608	31.6206
105	106	0.5748	0.21	52.7011	39.5258
106	107	0.10059	0.03675	0	0
107	108	0.135303	0.13265	52.7011	39.5258
108	109	0.0479	0.0175	0	0
109	110	0.0958	0.035	42.1608	31.6206
110	111	0.02874	0.003	42.1608	31.6206
111	112	0.0958	0.035	0	0

Bibliographie

- [1] N. Benalouache," L'énergie solaire pour la production d ' électricité au Maghreb : transition énergétique et jeux d ' échelles ", Thèse de doctorat de l'université de Sfax, Juin 2017.
- [2] G. BERSALLI," Evaluation et évolution des politiques de promotion des énergies renouvelables : la transition des secteurs électriques en Amérique Latine ", Thèse de doctorat de l'université grenoble alpes,Mai 2016.
- [3] H. Si and H. Nguyen," Development of a dynamic grouping maintenance strategy for a geographically dispersed production system ", Thèse de doctorat de l'université de Lorraine, Septembre 2019.
- [4] A. S. Abubakar, K. R. Ekundayo, and A. A. Olaniyan," Optimal reconfiguration of radial distribution networks using improved genetic algorithm ", Niger. J. Technol. Dev., vol. 16, no. 1, p. 10, 2019, [doi: 10.4314/njtd.v16i1.2](#).
- [5] K. Fouad," Systèmes des énergies renouvelables et leurs intégrations dans les réseaux électriques ", Thèse de doctorat de l'université d'oran, Septembre 2017.
- [6] S. Rezaeian Marjani, V. Talavat, and S. Galvani, "Optimal allocation of D-STATCOM and reconfiguration in radial distribution network using MOPSO algorithm in TOPSIS framework," Int. Trans. Electr. Energy Syst., vol. 29, no. 2, pp. 1–25, 2019, [doi: 10.1002/etep.2723](#).
- [7] L. Djamel," production décentralisée Et couplage au réseau ", Thèse de doctorat de l'université Mentouri constantine, Juin 2008.
- [8] S. K. Injeti and V. K. Thunuguntla, "Optimal integration of DGs into radial distribution network in the presence of plug-in electric vehicles to minimize daily active power losses and to improve the voltage profile of the system using bio-inspired optimization algorithms," Prot. Control Mod. Power Syst., vol. 5, no. 1, 2020, [doi: 10.1186/s41601-019-0149-x](#).
- [9] M. Z. Mohamed, "Etude des protections des réseaux électriques mt (30 & 10 kV)," Thèse de magister de l'université Mentouri constantine, Juillet 2010.
- [10] K. G.H. and G. G.R., "Experimental studies on power transformer model winding provided with MOVs," J. Electr. Syst. Inf. Technol., vol. 4, no. 1, pp. 279–288, 2017, [doi: 10.1016/j.jesit.2016.08.001](#).
- [11] P. Kayal and C. K. Chanda, "Optimal mix of solar and wind distributed generations considering performance improvement of electrical distribution network," Renew. Energy, vol. 75, pp. 173–186, 2015, [doi: 10.1016/j.renene.2014.10.003](#).
- [12] E. D. N and M. M. Cosson, " Stabilité du réseau électrique de distribution. Analyse du point de vue automatique d'un système complexe", Thèse de doctorat de l'université Paris-Saclay ,Septembre 2016.

- [13] P. H. Andersen, J. A. Mathews, and M. Rask, "Integrating private transport into renewable energy policy: The strategy of creating intelligent recharging grids for electric vehicles," *Energy Policy*, vol. 37, no. 7, pp. 2481–2486, 2009, [doi: 10.1016/j.enpol.2009.03.032](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.03.032).
- [14] Y. HE, "Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs. Apport de la flexibilité de la demande," Thèse de doctorat de l'école doctorale Stits; Mars 2015.
- [15] F. Çanka Kiliç and D. Kaya, "Energy production, consumption, policies, and recent developments in Turkey," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 11, no. 6, pp. 1312–1320, 2007, [doi: 10.1016/j.rser.2005.09.001](https://doi.org/10.1016/j.rser.2005.09.001).
- [16] T. Minh , " Couplage Onduleurs Photovoltaïques et Réseau , aspects contrôle / commande et rejet de perturbations ", Thèse de doctorat de l'université de Grenoble, Janvier 2012.
- [17] A. Ahmed, "Planification des reseaux electriques de distribution pour une presence massive de la generation d'energie dispersee," Thèse de doctorat de l'université de Djillali Liabes De Sidi-Bel-Abbes, 2016.
- [18] M. Sarr, B. Niang, O. Ba, and M. Thiam, "Determining the maximal penetration rate in photovoltaic power: Case of SENELEC network in Senegal," 6th IEEE Int. Conf. Smart Grid, ic Smart Grids 2018, pp. 171–183, 2019, [doi: 10.1109/ISGWCP.2018.8634445](https://doi.org/10.1109/ISGWCP.2018.8634445).
- [19] S. Nojavan, M. Jalali, and K. Zare, "Optimal allocation of capacitors in radial/mesh distribution systems using mixed integer nonlinear programming approach," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 107, pp. 119–124, 2014, [doi: 10.1016/j.epsr.2013.09.019](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.09.019).
- [20] J. M. Yusta, H. M. Khodr, and A. J. Urdaneta, "Optimal pricing of default customers in electrical distribution systems: Effect behavior performance of demand response models," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 5–6, pp. 548–558, 2007, [doi: 10.1016/j.epsr.2006.05.001](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.05.001).
- [21] B. Bayer and A. Marian, "Innovative measures for integrating renewable energy in the German medium-voltage grids," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 336–342, 2020, [doi: 10.1016/j.egy.2019.12.028](https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.12.028).
- [22] M.-C. Alvarez-Hérault, " Architectures des réseaux de Distribution du futur en présence de Production décentralisée ", Thèse de doctorat de l'Institut polytechnique de Grenoble, Décembre 2009.
- [23] M. Angel, F. Garcia, I. Des, and R. D. E. Transport, "Interaction des reseaux de transport et de distribution en presence de production decentralisee," Thèse de doctorat de l'institut polytechnique de Grenoble, Juillet 2008.
- [24] T. T. Tommy Andy, " Contribution à la mise en œuvre et à la commande d'un micro réseau de cogénération modulaire," Thèse de doctorat de université du Québec, Décembre 2019.

- [25] M. H. Kakueinejad, A. Heydari, M. Askari, and F. Keynia, "Optimal planning for the development of power system in respect to distributed generations based on the binary dragonfly algorithm," *Appl. Sci.*, vol. 10, no. 14, 2020, [doi: 10.3390/app10144795](https://doi.org/10.3390/app10144795).
- [26] T. Bahar, O. Singh, and V. Yadav, "Multiple Dispersed Generation Allocation using Analytical Approach," 2019 3rd Int. Conf. Recent Dev. Control. Autom. Power Eng. RDCAPE 2019, pp. 710–715, 2019, [doi: 10.1109/RDCAPE47089.2019.8979123](https://doi.org/10.1109/RDCAPE47089.2019.8979123).
- [27] J. C. R. Fernández, "Integration capacity of geothermal energy in supermarkets through case analysis," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 34, no. September 2018, pp. 49–55, 2019, [doi: 10.1016/j.seta.2019.04.007](https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.04.007).
- [28] D. Azofra, E. Martínez, E. Jiménez, J. Blanco, and J. C. Saenz-Díez, "Comparison of the influence of biomass, solar-thermal and small hydraulic power on the Spanish electricity prices by means of artificial intelligence techniques," *Appl. Energy*, vol. 121, pp. 28–37, 2014, [doi: 10.1016/j.apenergy.2014.01.064](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.01.064).
- [29] G. Ardizzon, G. Cavazzini, and G. Pavesi, "A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 31, pp. 746–761, 2014, [doi: 10.1016/j.rser.2013.12.043](https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.043).
- [30] H. Balat, "A renewable perspective for sustainable energy development in Turkey: The case of small hydropower plants," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 11, no. 9, pp. 2152–2165, 2007, [doi: 10.1016/j.rser.2006.03.002](https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.03.002).
- [31] V. K. Singh and S. K. Singal, "Operation of hydro power plants-a review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, no. November 2016, pp. 610–619, 2017, [doi: 10.1016/j.rser.2016.11.169](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.169).
- [32] M. Hanmandlu and H. Goyal, "Proposing a new advanced control technique for micro hydro power plants," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 30, no. 4, pp. 272–282, 2008, [doi: 10.1016/j.ijepes.2007.07.010](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2007.07.010).
- [33] M. A. Sari, M. Badruzzaman, C. Cherchi, M. Swindle, N. Ajami, and J. G. Jacangelo, "Recent innovations and trends in in-conduit hydropower technologies and their applications in water distribution systems," *J. Environ. Manage.*, vol. 228, no. August, pp. 416–428, 2018, [doi: 10.1016/j.jenvman.2018.08.078](https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.08.078).
- [35] C. Liu et al., "A high-precise model for the hydraulic power take-off of a raft-type wave energy converter," *Energy*, vol. 215, p. 119107, 2021, [doi: 10.1016/j.energy.2020.119107](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119107).
- [36] N. Sriram and M. Shahidehpour, "Renewable biomass energy," 2005 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet., vol. 1, pp. 612–617, 2005, [doi: 10.1109/pes.2005.1489459](https://doi.org/10.1109/pes.2005.1489459).
- [37] S. Basil Massawe and A. Olorunnisola, "The Environmental Challenges of Biomass Utilisation for Combined Heat and Power Generation in a Paper Mill in Tanzania," *J. Fundam. Renew. Energy Appl.*, vol. 06, no. 01, pp. 1–6, 2015, [doi: 10.4172/2090-4541.1000202](https://doi.org/10.4172/2090-4541.1000202).

- [38] D. Koruba, J. Z. Piotrowski, and J. Latosińska, "Biomass - Alternative renewable energy source to the fossil fuels," *E3S Web Conf.*, vol. 14, no. March 2016, pp. 1–10, 2017, [doi: 10.1051/e3sconf/20171402015](https://doi.org/10.1051/e3sconf/20171402015).
- [39] N. Norouzi and M. Fani, "The prioritization and feasibility study over renewable technologies using fuzzy logic: A case study for Takestan plains," *Res. Artic. J. Energy Manag. Technol.*, vol. 5, no. 2, p. 12, 2020, [doi: 10.22109/jemt.2020.219626.1230](https://doi.org/10.22109/jemt.2020.219626.1230).
- [40] E. Hayfa and B. H. Rania, "The impact of the biomass energy use on CO2 emissions: A Panel data model for 15 countries," *IREC 2014 - 5th Int. Renew. Energy Congr.*, pp. 0–5, 2014, [doi: 10.1109/IREC.2014.6826986](https://doi.org/10.1109/IREC.2014.6826986).
- [41] I. Ozturk and F. Bilgili, "Economic growth and biomass consumption nexus: Dynamic panel analysis for Sub-Sahara African countries," *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 110–116, 2015, [doi: 10.1016/j.apenergy.2014.10.017](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.10.017).
- [42] E. Akbostanci, S. Türüt-Aşik, and G. I. Tunç, "The relationship between income and environment in Turkey: Is there an environmental Kuznets curve," *Energy Policy*, vol. 37, no. 3, pp. 861–867, 2009, [doi: 10.1016/j.enpol.2008.09.088](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.088).
- [43] M. Ahiduzzaman and A. K. M. S. Islam, "Greenhouse gas emission and renewable energy sources for sustainable development in Bangladesh," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 9, pp. 4659–4666, 2011, [doi: 10.1016/j.rser.2011.07.086](https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.086).
- [44] A. Maafi, "A survey on photovoltaic activities in Algeria," *Renew. Energy*, vol. 20, no. 1, pp. 9–17, 2000, [doi: 10.1016/S0960-1481\(99\)00096-8](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(99)00096-8).
- [45] K. Gairaa and Y. Bakelli, "Solar Energy Potential Assessment in the Algerian South Area: Case of Ghardaïa Region," *J. Renew. Energy*, vol. 2013, pp. 1–11, 2013, [doi: 10.1155/2013/496348](https://doi.org/10.1155/2013/496348).
- [46] M. Halbwx et al., "Micro and nano-structuration of silicon by femtosecond laser: Application to silicon photovoltaic cells fabrication," *Thin Solid Films*, vol. 516, no. 20, pp. 6791–6795, 2008, [doi: 10.1016/j.tsf.2007.12.117](https://doi.org/10.1016/j.tsf.2007.12.117).
- [47] S. Chander, A. Purohit, A. Sharma, Arvind, S. P. Nehra, and M. S. Dhaka, "A study on photovoltaic parameters of mono-crystalline silicon solar cell with cell temperature," *Energy Reports*, vol. 1, pp. 104–109, 2015, [doi: 10.1016/j.egyr.2015.03.004](https://doi.org/10.1016/j.egyr.2015.03.004).
- [48] J. De Wild, A. Meijerink, J. K. Rath, W. G. J. H. M. Van Sark, and R. E. I. Schropp, "Towards upconversion for amorphous silicon solar cells," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 94, no. 11, pp. 1919–1922, 2010, [doi: 10.1016/j.solmat.2010.06.006](https://doi.org/10.1016/j.solmat.2010.06.006).
- [49] A. B. Baci, M. Salmi, Y. Menni, S. Ghafourian, M. Sadeghzadeh, and M. Ghalandari, "A New Configuration of Vertically Connecting Solar Cells: Solar Tree," *Int. J. Photoenergy*, vol. 2020, 2020, [doi: 10.1155/2020/8817440](https://doi.org/10.1155/2020/8817440).
- [50] A. Ramadan, S. Kamel, A. Korashy, and J. Yu, "Photovoltaic Cells Parameter Estimation Using an Enhanced Teaching–Learning-Based Optimization Algorithm," *Iran. J. Sci. Technol. - Trans. Electr. Eng.*, vol. 44, no. 2, pp. 767–779, 2020, [doi: 10.1007/s40998-019-00257-9](https://doi.org/10.1007/s40998-019-00257-9).

- [51] P. Rodrigo, E. F. Fernández, F. Almonacid, and P. J. Pérez-Higueras, "Models for the electrical characterization of high concentration photovoltaic cells and modules: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 26, pp. 752–760, 2013, [doi: 10.1016/j.rser.2013.06.019](https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.019).
- [52] G. Goch, W. Knapp, and F. Härtig, "Precision engineering for wind energy systems," *CIRP Ann. - Manuf. Technol.*, vol. 61, no. 2, pp. 611–634, 2012, [doi: 10.1016/j.cirp.2012.05.011](https://doi.org/10.1016/j.cirp.2012.05.011).
- [53] A. Mikhail, "Wind Energy Conversion Systems.," *Electr. Conserv. Q.*, vol. 3, no. 4, pp. 6–9, 1983, [doi: 10.1201/b11525-2](https://doi.org/10.1201/b11525-2).
- [54] S. Wang and S. Wang, "Impacts of wind energy on environment: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, no. 2015, pp. 437–443, 2015, [doi:10.1016/j.rser.2015.04.137](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.137).
- [55] C. İlkiliç, "Wind energy and assessment of wind energy potential in Turkey," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 2, pp. 1165–1173, 2012, [doi: 10.1016/j.rser.2011.11.021](https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.021).
- [56] T. Ma and M. S. Javed, "Integrated sizing of hybrid PV-wind-battery system for remote island considering the saturation of each renewable energy resource," *Energy Convers. Manag.*, vol. 182, no. December 2018, pp. 178–190, 2019, [doi: 10.1016/j.enconman.2018.12.059](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.12.059).
- [57] S. S. Arefin and N. Das, "Optimized Hybrid Wind-Diesel Energy System with Feasibility Analysis," *Technol. Econ. Smart Grids Sustain. Energy*, vol. 2, no. 1, 2017, [doi: 10.1007/s40866-017-0025-6](https://doi.org/10.1007/s40866-017-0025-6).
- [58] M. S. Ngan and C. W. Tan, "Assessment of economic viability for PV/wind/diesel hybrid energy system in southern Peninsular Malaysia," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 1, pp. 634–647, 2012, [doi: 10.1016/j.rser.2011.08.028](https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.028).
- [59] H. Ibrahim, A. Ilinca, R. Younès, J. Perron, and T. Basbous, "Study of a hybrid wind-diesel system with compressed air energy storage," *2007 IEEE Canada Electr. Power Conf. EPC 2007*, pp. 320–325, 2007, [doi: 10.1109/EPC.2007.4520350](https://doi.org/10.1109/EPC.2007.4520350).
- [60] H. Ibrahim, A. Ilinca, R. Younès, J. Perron, and T. Basbous, "Study of a hybrid wind-diesel system with compressed air energy storage," *2007 IEEE Canada Electr. Power Conf. EPC 2007*, pp. 320–325, 2007, [doi: 10.1109/EPC.2007.4520350](https://doi.org/10.1109/EPC.2007.4520350).
- [61] S. Sami and D. Icaza, "Numerical Modeling, Simulation and Validation of Hybrid Solar Photovoltaic, Wind Turbine and Fuel Cell Power System," *J. Technol. Innov. Renew. Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 96–112, 2015, [doi: 10.6000/1929-6002.2015.04.03.3](https://doi.org/10.6000/1929-6002.2015.04.03.3).
- [62] M. J. M. Pathak, P. G. Sanders, and J. M. Pearce, "Optimizing limited solar roof access by exergy analysis of solar thermal, photovoltaic, and hybrid photovoltaic thermal systems," *Appl. Energy*, vol. 120, pp. 115–124, 2014, [doi: 10.1016/j.apenergy.2014.01.041](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.01.041).

- [63] Z. Mokrani, D. Rekioua, and T. Rekioua, "Modeling, control and power management of hybrid photovoltaic fuel cells with battery bank supplying electric vehicle," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 27, pp. 15178–15187, 2014, [doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.03.215](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.03.215).
- [64] S. Sathiyamoorthy, B. E. Caroline, and J. G. Jayanthi, "Recent Advancements on Science and Engineering Innovation: IEEE Proceedings of the International Conference on Emerging Trends in Science Engineering and Technology , INCOSSET-2012, 13th & 14th December 2012, Tiruchchirāppalli, Tamilnadu, India," pp. 462–466, 2012.
- [65] A. Kaabeche, M. Belhamel, and R. Ibtouen, "Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system," *Energy*, vol. 36, no. 2, pp. 1214–1222, 2011, [doi: 10.1016/j.energy.2010.11.024](https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.11.024).
- [66] A. R. Prasad and E. Natarajan, "Optimization of integrated photovoltaic-wind power generation systems with battery storage," *Energy*, vol. 31, no. 12, pp. 1943–1954, 2006, [doi: 10.1016/j.energy.2005.10.032](https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.10.032).
- [67] C.L. Nge, I. U. Ranaweera, O. M. Midtgård, and L. Norum, "A real-time energy management system for smart grid integrated photovoltaic generation with battery storage," *Renew. Energy*, vol. 130, pp. 774–785, 2019, [doi: 10.1016/j.renene.2018.06.073](https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.06.073).
- [68] S. Ghosh and K. S. Sherpa, "Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks," *Fuel Energy Abstr.*, vol. 37, no. 2, p. 111, 1996, [doi: 10.1016/0140-6701\(96\)87676-4](https://doi.org/10.1016/0140-6701(96)87676-4).
- [69] K. D. Singh and S. Ghosh, "A New Efficient Method for Load-Flow Solution for Radial Distribution Networks," *Przełąd Elektrotechniczny*, vol. 87, no. 12a, pp. 66–73, 2011.
- [70] V. D. Gayki, T. S. Masane, R. J. Ingle, and S. R. Shelke, " Study of Simple Load Flow Technique for Distribution System , " *International Journal of Advance Engineering and Research Design of Retaining Wall*, vol. 5, no. May, p. 1513, 2018.
- [71] G. P. Y. S. R. Kishore, "Power Loss Allocation of Balanced Radial Distribution Systems," *Int. J. Sci. Res.*, vol. 4, no. 9, pp. 360–366, 2015, [Online]. Available: <https://www.ijsr.net/archive/v4i9/SUB157998.pdf>.
- [72] T. Husain, M. Mujtahid, A. Assistant, and M. M. Ansari, "Distribution Load Flow Analysis for Rdial & Mesh Distribution System," *Int. J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 7, no. 73, pp. 157–168, 2016.
- [73] W. F. Tinney, S. Member, and C. E. Hart, "Power Flow Solution by Newton's Method," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-86, no. 11, pp. 1449–1460, 1967, [doi: 10.1109/TPAS.1967.291823](https://doi.org/10.1109/TPAS.1967.291823).
- [74] B. Stott and O. Alsac, "Fast decoupled load flow," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 859–869, 1974, [doi: 10.1109/TPAS.1974.293985](https://doi.org/10.1109/TPAS.1974.293985).

- [75] M. E. Baran and F. F. Wu, "Optimal capacitor placement on radial distribution systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 4, no. 1, pp. 725–734, 1989, [doi: 10.1109/61.19265](https://doi.org/10.1109/61.19265).
- [76] H. D. Chiang, "A decoupled load flow method for distribution power networks: algorithms, analysis and convergence study," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 13, no. 3, pp. 130–138, 1991, [doi: 10.1016/0142-0615\(91\)90001-C](https://doi.org/10.1016/0142-0615(91)90001-C).
- [77] S. Janković and B. Ivanović, "Application of combined Newton-Raphson method to large load flow models," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 127, pp. 134–140, 2015, [doi: 10.1016/j.epsr.2015.05.024](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.05.024).
- [78] A. Pazderin and S. Yuferev, "Power flow calculation by combination of Newton-Raphson method and Newton's method in optimization," *IECON Proc. (Industrial Electron. Conf.)*, no. 3, pp. 1693–1696, 2009, [doi: 10.1109/IECON.2009.5414826](https://doi.org/10.1109/IECON.2009.5414826).
- [79] H. Mokhlis, A. Shahriari, and J. A. Laghari, "Fast and accurate second order load flow method based on fixed Jacobian matrix," *Appl. Math. Comput.*, vol. 269, pp. 584–593, 2015, [doi: 10.1016/j.amc.2015.07.075](https://doi.org/10.1016/j.amc.2015.07.075).
- [80] S. Ouali and A. Cherkaoui, "An Improved Backward / Forward Sweep Power Flow Method Based on a New Network Information Organization for Radial," vol. 2020, 2020
- [81] H. S. Oh, "A unified and efficient approach to power flow analysis," *Energies*, vol. 12, no. 12, 2019, [doi: 10.3390/en12122425](https://doi.org/10.3390/en12122425).
- [82] J. H. Teng, "A direct approach for distribution system load flow solutions," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 18, no. 3, pp. 882–887, 2003, [doi: 10.1109/TPWRD.2003.813818](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.813818).
- [83] V. Vita, "Development of a decision-making algorithm for the optimum size and placement of distributed generation units in distribution networks," *Energies*, vol. 10, no. 9, 2017, [doi: 10.3390/en10091433](https://doi.org/10.3390/en10091433).
- [84] A. F. Abdul kadir, A. Mohamed, H. Shareef, and M. Z. Che Wanik, "Optimal placement and sizing of distributed generations in distribution systems for minimizing losses and THDv using evolutionary programming," *Turkish J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 21, no. SUPPL. 2, pp. 2269–2282, 2013, [doi: 10.3906/elk-1205-35](https://doi.org/10.3906/elk-1205-35).
- [85] A. Kumar Sharma and V. V. S. N. Murty, "Analysis of Mesh Distribution Systems Considering Load Models and Load Growth Impact with Loops on System Performance," *J. Inst. Eng. Ser. B*, vol. 95, no. 4, pp. 295–318, 2014, [doi: 10.1007/s40031-014-0108-x](https://doi.org/10.1007/s40031-014-0108-x).
- [86] Z. A. Memon, R. Trincherro, Y. Xie, F. G. Canavero, and I. S. Stievano, "An Iterative Scheme for the Power-Flow Analysis of Distribution Networks based on Decoupled Circuit Equivalents in the Phasor Domain," *Energies*, vol. 13, no. 2, pp. 1–16, 2020, [doi: 10.3390/en13020386](https://doi.org/10.3390/en13020386).

- [87] A. Mohanty and P. K. Modi, "Optimal location and sizing of distributed generation in a power distribution system," *Cogener. Distrib. Gener. J.*, vol. 25, no. 4, pp. 20–39, 2010, [doi: 10.1080/15453669.2010.10132362](https://doi.org/10.1080/15453669.2010.10132362).
- [88] A. O. Salau, Y. W. Gebru, and D. Bitew, "Optimal network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile enhancement in distribution systems," *Heliyon*, vol. 6, no. 6, p. e04233, 2020, [doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e04233](https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2020.e04233).
- [89] S. Beygzadeh, E. Salajegheh, P. Torkzadeh, J. Salajegheh, and S. S. Naseralavi, "An Improved Genetic Algorithm for Optimal Sensor Placement in Space Structures Damage Detection," *Int. J. Sp. Struct.*, vol. 29, no. 3, pp. 121–136, 2014, [doi: 10.1260/0266-3511.29.3.121](https://doi.org/10.1260/0266-3511.29.3.121).
- [90] K. Muthukumar and S. Jayalalitha, "Integrated approach of network reconfiguration with distributed generation and shunt capacitors placement for power loss minimization in radial distribution networks," *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 52, pp. 1262–1284, 2017, [doi: 10.1016/j.asoc.2016.07.031](https://doi.org/10.1016/j.asoc.2016.07.031).
- [91] S. Ashwani Kumar and R. T. Bhimarasetti, "Multiple Distribution Generation Location in Reconfigured Radial Distribution System Distributed generation in Distribution System," *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 164, no. 1, 2018, [doi: 10.1088/1755-1315/164/1/012011](https://doi.org/10.1088/1755-1315/164/1/012011).
- [92] S. Nawaz, S. Singh, and S. Awasthi, "Power Loss Minimization in Radial Distribution System using Network Reconfiguration and Multiple DG Units," *Eur. J. Sci. Res.*, vol. 148, no. 4, pp. 474–483, 2018.
- [93] A. S. Abubakar, K. R. Ekundayo, and A. A. Olaniyan, "Optimal reconfiguration of radial distribution networks using improved genetic algorithm," *Niger. J. Technol. Dev.*, vol. 16, no. 1, p. 10, 2019, [doi: 10.4314/njtd.v16i1.2](https://doi.org/10.4314/njtd.v16i1.2).
- [94] S. Kamel, H. Hamour, L. Nasrat, J. Yu, K. Xie, and M. Khasanov, "Radial Distribution System Reconfiguration for Real Power Losses reduction by Using Salp Swarm Optimization Algorithm," *2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Asia, ISGT 2019*, pp. 720–725, 2019, [doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881446](https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2019.8881446).
- [95] V. Vai, S. Suk, R. Lorm, C. Chhlonh, S. Eng, and L. Bun, "applied sciences Optimal Reconfiguration in Distribution Systems with Distributed Generations Based on Modified Sequential Switch Opening and Exchange," 2021.
- [96] S. Shojaeian and E. Ghandehari, "A Heuristic Multiobjective Method for Radial Distribution Networks Reconfiguration," *Chinese J. Eng.*, vol. 2013, pp. 1–4, 2013, [doi: 10.1155/2013/654074](https://doi.org/10.1155/2013/654074).
- [97] C. H. N. D. R. Barbosa, M. H. S. Mendes, and J. A. De Vasconcelos, "Robust feeder reconfiguration in radial distribution networks," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 619–630, 2014, [doi: 10.1016/j.ijepes.2013.08.015](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.08.015).
- [98] C. Gerez, L. I. Silva, E. A. Belati, A. J. Sguarezi Filho, and E. C. M. Costa, "Distribution Network Reconfiguration Using Selective Firefly Algorithm and a Load

- Flow Analysis Criterion for Reducing the Search Space,” IEEE Access, vol. 7, pp. 67874–67888, 2019, [doi: 10.1109/ACCESS.2019.2918480](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2918480).
- [99] C. D. L and R. S, “Distribution Network Reconfiguration For Loss Reduction Using,” Constraints, vol. 10, no. 7, pp. 1–4, 2005.
- [100] R. Sellami, I. Khenissi, R. Neji, and T. Bouktir, “Optimal reconfiguration of radial distribution networks for an hourly variation in daily load consumption,” 6th IEEE Int. Energy Conf. ENERGYCon 2020, pp. 1013–1018, 2020, [doi: 10.1109/ENERGYCon48941.2020.9236453](https://doi.org/10.1109/ENERGYCon48941.2020.9236453).
- [101] D. B. Prakash and C. Lakshminarayana, “Multiple DG placements in radial distribution system for multi objectives using Whale Optimization Algorithm,” Alexandria Eng. J., vol. 57, no. 4, pp. 2797–2806, 2018, [doi: 10.1016/j.aej.2017.11.003](https://doi.org/10.1016/j.aej.2017.11.003).
- [102] J. A. Sa’ed, M. Amer, A. Bodair, A. Baransi, S. Favuzza, and G. Zizzo, “A simplified analytical approach for optimal planning of distributed generation in electrical distribution networks,” Appl. Sci., vol. 9, no. 24, 2019, [doi: 10.3390/app9245446](https://doi.org/10.3390/app9245446).
- [103] Y. Thangaraj and R. Kuppan, “Multi-objective simultaneous placement of DG and DSTATCOM using novel lightning search algorithm,” J. Appl. Res. Technol., vol. 15, no. 5, pp. 477–491, 2017, [doi: 10.1016/j.jart.2017.05.008](https://doi.org/10.1016/j.jart.2017.05.008).
- [104] I. M. Ahmed, S. Kamel, H. Abdel-Mawgoud, and J. Yu, “Optimal Allocation of PV Based DG in Distribution Networks at Different Load Levels,” 2018 20th Int. Middle East Power Syst. Conf. MEPCON 2018 - Proc., no. 2, pp. 649–654, 2019, [doi: 10.1109/MEPCON.2018.8635122](https://doi.org/10.1109/MEPCON.2018.8635122).
- [106] K. M. S. Alzaidi, O. Bayat, and O. N. Uçan, “Multiple DGS for reducing total power losses in radial distribution systems using hybrid WOA-SSA algorithm,” Int. J. Photoenergy, vol. 2019, 2019, [doi: 10.1155/2019/2426538](https://doi.org/10.1155/2019/2426538).
- [107] M. Sevaux, Metaheuristiques , Strategies pour l’optimisation : de la production de biens et de services. Habilitation à diriger des recherches, Université de Valenciennes, 2004.
- [108] D. F. Teshome and K. L. Lian, “An improved distribution system reconfiguration using hybrid GA with PSO,” 2015 IEEE 15th Int. Conf. Environ. Electr. Eng. IEEEIC 2015 - Conf. Proc., pp. 77–82, 2015, [doi: 10.1109/EEEIC.2015.7165386](https://doi.org/10.1109/EEEIC.2015.7165386).
- [109] K. S. Sambaiah and T. Jayabarathi, “Optimal allocation of renewable distributed generation and capacitor banks in distribution systems using salp swarm algorithm,” Int. J. Renew. Energy Res., vol. 9, no. 1, pp. 96–107, 2019.
- [110] T. L. A. De Carvalho and N. R. Ferreira, “Optimal allocation of distributed generation using ant colony optimization in electrical distribution system,” SBSE 2018 - 7th Brazilian Electr. Syst. Symp., pp. 1–6, 2018, [doi: 10.1109/SBSE.2018.8395672](https://doi.org/10.1109/SBSE.2018.8395672).

- [111] A. I. Tajudin, A. A. Abd Samat, P. Saedin, and M. A. Mohamad Idin, "Application of Artificial Bee Colony Algorithm for Distribution Network Reconfiguration," *Appl. Mech. Mater.*, vol. 785, pp. 38–42, 2015, [doi: 10.4028/www.scientific.net/amm.785.38](https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/amm.785.38).
- [112] S. Anantasate, C. Chokpanyasuwan, W. Pattaraprakorn, and P. Bhasaputra, "Multi-objective Optimal Placement of Distributed Generation Using Bee Colony Optimization," *GMSARN Int. J.*, vol. 3, no. 2, pp. 55–64, 2009.
- [113] I. Journal et al., "Comparison of bacterial foraging optimization and artificial," vol. 6, no. 6, pp. 1–14, 2017.
- [114] Z. Huang, "An improved differential evolution algorithm based on statistical log-linear model," *Sensors and Transducers*, vol. 159, no. 11, pp. 277–281, 2013.
- [115] K. B. Kela and L. D. Arya, "Reliability Optimization of Radial Distribution Systems Employing Differential Evolution and Bare Bones Particle Swarm Optimization," *J. Inst. Eng. Ser. B*, vol. 95, no. 3, pp. 231–239, 2014, [doi: 10.1007/s40031-014-0094-z](https://doi.org/10.1007/s40031-014-0094-z).
- [116] L. D. Arya and A. Koshti, "Modified Shuffled Frog Leaping Optimization Algorithm Based Distributed Generation Rescheduling for Loss Minimization," *J. Inst. Eng. Ser. B*, vol. 99, no. 4, pp. 397–405, 2018, [doi: 10.1007/s40031-018-0334-8](https://doi.org/10.1007/s40031-018-0334-8).
- [117] A. O. Salau, Y. W. Gebru, and D. Bitew, "Optimal network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile enhancement in distribution systems," *Heliyon*, vol. 6, no. 6, p. e04233, 2020, [doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e04233](https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2020.e04233).
- [118] R. Fanish and J. S. Bhadoriya, "Optimal Placement of Multi DG in 33 Bus," *Ijareeie*, vol. 4, no. 4, pp. 3758–3764, 2015.
- [119] K. Nadhir, D. Chabane, and B. Tarek, "Firefly algorithm based energy loss minimization approach for optimal sizing & placement of distributed generation," 2013 5th Int. Conf. Model. Simul. Appl. Optim. ICMSAO 2013, no. April, 2013, [doi: 10.1109/ICMSAO.2013.6552580](https://doi.org/10.1109/ICMSAO.2013.6552580).
- [120] S. J. Sadjadi, M. G. Ashtiani, R. Ramezani, and A. Makui, "A firefly algorithm for solving competitive location-design problem: a case study," *J. Ind. Eng. Int.*, vol. 12, no. 4, pp. 517–527, 2016, [doi: 10.1007/s40092-016-0160-z](https://doi.org/10.1007/s40092-016-0160-z).
- [121] X. S. Yang and X. He, "Firefly algorithm: recent advances and applications," *Int. J. Swarm Intell.*, vol. 1, no. 1, p. 36, 2013, [doi: 10.1504/ijsi.2013.055801](https://doi.org/10.1504/ijsi.2013.055801).
- [122] A. S. Abubakar, K. R. Ekundayo, and A. A. Olaniyan, "Optimal reconfiguration of radial distribution networks using improved genetic algorithm," *Niger. J. Technol. Dev.*, vol. 16, no. 1, p. 10, 2019, [doi: 10.4314/njtd.v16i1.2](https://doi.org/10.4314/njtd.v16i1.2).
- [123] C. Djabali and T. Bouktir, "Simultaneous Allocation of Multiple Distributed Generation and Capacitors in Radial Network Using Genetic-Salp Swarm Algorithm," *Electr. Eng. Electromechanics*, vol. 0, no. 4, pp. 59–66, 2020, [doi: 10.20998/2074-272x.2020.4.08](https://doi.org/10.20998/2074-272x.2020.4.08).

- [124] A. O. Salau, Y. W. Gebru, and D. Bitew, "Optimal network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile enhancement in distribution systems," *Heliyon*, vol. 6, no. 6, p. e04233, 2020, [doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e04233](https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2020.e04233).
- [125] A. Mohamed Imran and M. Kowsalya, "A new power system reconfiguration scheme for power loss minimization and voltage profile enhancement using Fireworks Algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 62, pp. 312–322, 2014, [doi: 10.1016/j.ijepes.2014.04.034](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.04.034).
- [126] C. Gerez, L. I. Silva, E. A. Belati, A. J. Sguarezi Filho, and E. C. M. Costa, "Distribution Network Reconfiguration Using Selective Firefly Algorithm and a Load Flow Analysis Criterion for Reducing the Search Space," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 67874–67888, 2019, [doi: 10.1109/ACCESS.2019.2918480](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2918480).
- [127] M. M. Aman, G. B. Jasmon, A. H. A. Bakar, and H. Mokhlis, "A new approach for optimum simultaneous multi-DG distributed generation Units placement and sizing based on maximization of system loadability using HPSO (hybrid particle swarm optimization) algorithm," *Energy*, vol. 66, pp. 202–215, 2014, [doi: 10.1016/j.energy.2013.12.037](https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.12.037).
- [128] M. Marcu, T. Niculescu, R. I. Slusariuc, and F. G. Popescu, "Modeling and simulation of temperature effect in polycrystalline silicon PV cells," *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 133, no. 1, 2016, [doi: 10.1088/1757-899X/133/1/012005](https://doi.org/10.1088/1757-899X/133/1/012005).
- [129] I. A. Ibrahim, T. Khatib, A. Mohamed, and W. Elmenreich, "Modeling of the output current of a photovoltaic grid-connected system using random forests technique," *Energy Explor. Exploit.*, vol. 36, no. 1, pp. 132–148, 2018, [doi: 10.1177/0144598717723648](https://doi.org/10.1177/0144598717723648).
- [130] N. H. Golkhandan, "9th Annual International Power Electronics, Drive Systems, and Technologies Conference, PEDSTC 2018," *9th Annu. Int. Power Electron. Drive Syst. Technol. Conf. PEDSTC 2018*, vol. 2018-January, pp. 330–334, 2018.
- [131] K. Abdeladim, A. Razagui, S. Semaoui, and A. Hadj Arab, "Updating Algerian solar atlas using MEERA-2 data source," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 281–287, 2020, [doi: 10.1016/j.egyr.2019.08.057](https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.08.057).
- [132] M. H. Taghvaei, M. A. M. Radzi, S. M. Moosavain, H. Hizam, and M. Hamiruce Marhaban, "A current and future study on non-isolated DC-DC converters for photovoltaic applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 17, pp. 216–227, 2013, [doi: 10.1016/j.rser.2012.09.023](https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.023).
- [133] J. Moreno-Valenzuela and O. García-Alarcón, "On control of a boost DC-DC power converter under constrained input," *Complexity*, vol. 2017, [doi: 10.1155/2017/4143901](https://doi.org/10.1155/2017/4143901).
- [134] M. Ma, X. Liu, and K. Y. Lee, "Maximum power point tracking and voltage regulation of two-stage grid-tied PV system based on model predictive control," *Energies*, vol. 13, no. 6, 2020, [doi: 10.3390/en13061304](https://doi.org/10.3390/en13061304).

- [135] A. A. de M. Bento, “Hybrid Operational High Step-Up DC–DC Converter,” *J. Control. Autom. Electr. Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 350–359, 2020, [doi: 10.1007/s40313-019-00548-w](https://doi.org/10.1007/s40313-019-00548-w).
- [136] K. Eguchi, A. Shibata, and Y. Harada, “A direct high step-down DC/DC converter using cascade ring-type converters,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 119–124, 2020, [doi: 10.1016/j.egy.2019.11.051](https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.11.051).