



**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université Frères Mentouri Constantine-1**  
**Faculté des Sciences de la Technologie**  
**Département d'Electrotechnique**

N° d'ordre :08/D3C/2021  
N° de série 01//Ele/2021

## **T H È S E**

**Présenté en vue de l'obtention du diplôme de Doctorat 3<sup>ème</sup> cycle en Electrotechnique**  
**Option : Contrôle et diagnostique de la conversion de l'énergie électrique**  
**Par : Yaaqoub LATRECHE**

**Thème :**

# **Etude de l'Intégration de la Production Décentralisée dans les Réseaux de Distribution : Application à l'Énergie Solaire**

Soutenu le : 28 / 01 / 2021

## **Jury**

<b>Président :</b>	Rachid CHENNI	Professeur	UFM Constantine-1
<b>Directeur du Thèse :</b>	Fouad KERROUR	Professeur	UFM Constantine-1
<b>Examineurs :</b>	Djamel RAHEM	Professeur	Université Larbi Ben M'Hidi Oum El Bouaghi
	Kheireddine LAMAMRA	Professeur	Université Larbi Ben M'Hidi Oum El Bouaghi
	Aissa BOUZID	Professeur	UFM Constantine-1

# Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier **ALLAH**, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé, la volonté et tout dont je nécessitais pour l'accomplissement de ce modeste travail.

En second lieu, j'exprime toute ma reconnaissance à mon directeur de thèse Mr. **Fouad KERROUR**, professeur à l'université Frères Mentouri Constantine 1, pour ces conseils, son encouragement, la grande liberté qu'il m'a accordée dans l'encadrement des divers travaux de recherche au sein du laboratoire Modélisation des Dispositifs à Energies Renouvelables et Nanométriques "MoDERNa".

Je souhaiterais également exprimer ma gratitude à mon Co-directeur de thèse Mr. **housem. R.E.H. BOUCHEKARA**, professeur à l'université de Hafr Al Batin, Arabie Saoudite le premier qui m'a donné la chance d'entrer dans le monde de la recherche. Je voudrais lui témoigner toute ma reconnaissance pour sa disponibilité, sa rigueur et ses conseils.

Mes vifs remerciements vont également au Mr. **Rachid CHENNI**, professeur à l'université Frères Mentouri Constantine 1, d'avoir bien voulu présider mon jury de thèse.

Je remercie également Mr. **Djamel RAHEM**, professeur à l'université Larbi Ben M'Hidi Oum El Bouaghi, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'être membre de mon jury de thèse. Je tiens à l'assurer de ma profonde reconnaissance pour l'intérêt qu'il porte à ce travail.

Je tiens à remercier également Mr. **Kheireddine LAMAMRA**, professeur à l'université Larbi Ben M'Hidi Oum El Bouaghi, d'avoir accepté d'évaluer mon travail et d'être membre de ce jury.

Je tiens aussi à remercier, Mr. **Aissa BOUZID**, professeur à l'université Frères Mentouri Constantine 1, d'avoir accepté d'évaluer mon travail et d'être membre de ce jury.

J'adresse également mes remerciements à Mr. **Mokhlis HAZLIE** professeur et directeur de laboratoire des réseaux électriques à l'université de Malaya, kula Lumpur, Malaisie, pour son accueil, son humanité et surtout ses orientations tout au long du stage que j'ai effectué au sein de son laboratoire.

Mes sincères remerciements s'adressent aussi à toute l'équipe du laboratoire "MoDERNa".

Enfin, je ne saurais terminer ce remerciement, sans mentionner tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à rendre cette expérience des plus riches, en particulier sur le plan humain.

# Table des Matières

<b>INTRODUCTION GENERALE.....</b>	<b>8</b>
<b>I. CHAPITRE I : EVOLUTION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION : ETAT DE L'ART.....</b>	<b>8</b>
I.1 INTRODUCTION .....	12
I.2 DESCRIPTION PHYSIQUE D'UN SYSTEME D'ENERGIE ELECTRIQUE .....	13
I.2.1 Génération.....	14
I.2.2 Transmission .....	16
I.2.3 Distribution .....	16
I.3 RESEAU DE DISTRIBUTION PASSIF .....	17
I.3.1 Les postes de transformation HTB/HTA et HTA/BT .....	17
I.3.2 Les architectures des réseaux de distribution .....	19
I.3.3 Conducteur du réseau de distribution.....	21
I.3.3.1 Chute de tension dans un conducteur monophasé .....	21
I.3.3.2 Pertes par effet Joule dans un conducteur.....	21
I.4 RESEAU DE DISTRIBUTION ACTIF .....	22
I.4.1 Stockage distribué .....	24
I.4.2 Véhicule électrique rechargeable.....	24
I.5 GENERATION D'ENERGIE DISTRIBUEE .....	25
I.5.1 Définitions et notions générale de la GD.....	25
I.5.2 Types de la GD.....	26
I.5.3 Technologies de la GD.....	27
I.5.3.1 GD à base d'énergies renouvelables .....	28
I.5.3.2 GD non-renouvelable.....	31
I.5.4 Comparaison entre les différentes technologies de la GD.....	32
I.5.5 Impact de l'intégration de la GD .....	33
I.5.6 Impacts techniques .....	34
I.5.6.1 Impact sur le profil de tension .....	34
I.5.6.2 Impact sur les transits des puissances .....	36
I.5.6.3 Impact sur la qualité d'énergie.....	38
I.5.6.4 La qualité de la tension : .....	38
I.5.6.5 Impacte sur la stabilité du réseau .....	39
I.5.6.6 Impacte sur la sécurité du réseau .....	40
I.5.6.7 Impact sur les calculs technico-économiques des études de planification. ....	42
I.5.7 Impacts non techniques .....	43
I.5.7.1 Coût financier .....	43
I.5.7.2 Rareté de la main d'œuvre qualifiée .....	43
I.5.8 Connexion entre la GD et le réseau.....	43
I.5.8.1 Connexion directe via un générateur synchrone.....	43
I.5.8.2 Connexion directe via un générateur à induction .....	44
I.5.8.3 Connexion indirecte via les convertisseurs d'électroniques de puissance. ....	45
I.6 CONCLUSION .....	45
<b>II. CHAPITRE II : FORMULATIONS DU PROBLEME IOGD.....</b>	<b>46</b>
II.1 INTRODUCTION .....	46

II.2	FORMULATION DU PROBLEMATIQUE DE L'IOGD .....	47
II.2.1	<i>Formulation mono-objectif</i> .....	47
II.2.2	<i>Formulation multi-objectif</i> .....	47
II.3	LES FONCTIONS OBJECTIFS .....	48
II.3.1	<i>Les indices liés aux pertes</i> .....	48
II.3.1.1	<i>Pertes de puissance active</i> .....	49
II.3.2	<i>Les indices liés à la stabilité de tension</i> .....	50
II.3.3	<i>Les indices liés au profil de tension</i> .....	51
II.3.4	<i>Autres indices</i> .....	52
II.4	VARIABLES DE CONCEPTION .....	55
II.4.1	<i>Emplacement de la GD</i> .....	56
II.4.2	<i>Capacité de la GD</i> .....	56
II.4.3	<i>Nombre d'unités de GD</i> .....	56
II.5	CONTRAINTES .....	56
II.5.1	<i>Contraintes d'égalité</i> .....	56
II.5.1.1	<i>Contraintes de flux de puissance</i> .....	56
II.5.2	<i>Contraintes d'inégalité</i> .....	57
II.5.2.1	<i>Limites de tension</i> .....	57
II.5.2.2	<i>Limites sur l'angle de tension</i> .....	57
II.5.2.3	<i>Limites thermiques</i> .....	57
II.5.2.4	<i>Limite du courant de ligne</i> .....	58
II.5.2.5	<i>Facteur de puissance des unités GD</i> .....	58
II.5.2.6	<i>Nombre maximal d'unités de GD</i> .....	58
II.5.2.7	<i>Pénétration maximale des unités de GD</i> .....	58
II.5.2.8	<i>Limites de capacité de la GD</i> .....	58
II.6	CONCLUSION .....	59
<b>III. CHAPITRE III : TECHNIQUES DE RESOLUTION METAHEURISTIQUES</b>		<b>60</b>
III.1	INTRODUCTION .....	60
III.2	TECHNIQUES DE RESOLUTION DU PROBLEME DE L'IOGD .....	61
III.2.1	<i>Techniques analytiques ou déterministes</i> .....	61
III.2.1.1	<i>Règle des 2/3</i> .....	62
III.2.1.2	<i>Filtre de Kalman</i> .....	62
III.2.1.3	<i>Facteur de sensibilité des pertes et l'analyse de sensibilité</i> .....	62
III.2.2	<i>Techniques numériques</i> .....	63
III.2.3	<i>Techniques métaheuristiques</i> .....	64
III.3	ALGORITHME DU CYCLE DE L'EAU (ACE) .....	65
III.3.1	<i>Description générale</i> .....	65
III.3.2	<i>Mécanisme &amp; Principales étapes de l'ACE</i> .....	65
III.4	TECHNIQUES HYBRIDES .....	70
III.5	EVALUATION .....	71
III.6	CONCLUSION .....	71
<b>IV. CHAPITRE IV : IOGD BASEE SUR L'ALGORITHME DU CYCLE DE L'EAU</b>		<b>72</b>
IV.1	INTRODUCTION .....	72
IV.2	FORMULATION DU PROBLEME TRAITEE .....	73

IV.2.1	<i>Fonctions mono-objectives</i> .....	73
IV.2.1.1	Fonction objectif $f_1$ : Pertes de Puissances Réelles (RPL).....	73
IV.2.1.2	Fonction objectif $f_2$ : Stabilité de Tension .....	74
IV.2.1.3	Fonction objectif $f_3$ : Profil de Tension.....	74
IV.2.2	<i>Fonctions multi-objectifs</i> .....	74
IV.2.3	<i>Contraintes d'exploitation</i> .....	75
IV.2.3.1	Contraintes d'égalité.....	75
IV.2.3.2	Contraintes d'inégalité.....	75
IV.3	GESTION DES CONTRAINTES PAR L'ACE.....	76
IV.4	RESULTATS ET DISCUSSION .....	77
IV.5	DESCRIPTION DES RESEAUX TEST .....	77
IV.6	DESCRIPTION DES CAS D'ETUDIES .....	85
IV.7	RESULTATS ET DISCUSSIONS POUR LE RESEAU TEST A 33-JEUX DE BARRE .....	87
IV.7.1	<i>Cas mono-objectif</i> .....	87
IV.7.2	<i>Cas multi-objectifs</i> .....	89
IV.8	RESULTATS ET DISCUSSION POUR LE RESEAU TEST A 69-JEU DE BARRE .....	92
IV.8.1	<i>Cas mono-objectif</i> .....	92
IV.8.2	<i>Cas multi-objectifs</i> .....	94
IV.9	RESULTATS ET DISCUSSIONS POUR LE RESEAU TEST A 85-JEUX DE BARRE.....	97
IV.9.1	<i>Cas mono-objectif</i> .....	97
IV.9.2	<i>Cas multi-objectifs</i> .....	98
IV.10	CONCLUSION.....	99
<b>CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES .....</b>		<b>101</b>
<b>RÉFÉRENCES .....</b>		<b>ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.</b>
<b>ANNEXES .....</b>		<b>110</b>

# Table des Figures

FIGURE I. 1 : DESCRIPTION PHYSIQUE D'UN SYSTEME D'ENERGIE .....	13
FIGURE I. 2 : NIVEAUX DE TENSIONS NORMALISEES .....	13
FIGURE I. 3 : PRODUCTION MONDIALE NETTE D'ELECTRICITE PAR SOURCE D'ENERGIE, 2012–2040 (BILLION DE KILOWATTHEURES).....	14
FIGURE I. 4 : PUISSANCE INSTALLEE PAR SOURCE .....	15
FIGURE I. 5 : UN RESEAU DE DISTRIBUTION PASSIF .....	17
FIGURE I. 6 : SCHEMA DESCRIPTIF DU POSTE SOURCE HTA/BT.....	18
FIGURE I. 7 : ILLUSTRATION DES CHUTES DE TENSION DANS UN CONDUCTEUR .....	21
FIGURE I. 8 : UN RESEAU DISTRIBUTION ACTIF .....	23
FIGURE I. 9 : RESEAU D'ETUDE UTILISE POUR LA MISE EN EVIDENCE DES IMPACTS DE L'INSERTION DE GD.....	35
FIGURE I. 10 : EXEMPLE D'EFFET BENEFIQUE DE L'INSERTION DE GD DANS LE RESEAU TEST .....	35
FIGURE I. 11 : EXEMPLE DE SURTENSION PROVOQUER PAR L'INSERTION DE GD .....	36
FIGURE I. 12 : TRANSIT DES PUISSANCES DANS LE RESEAU TEST SANS GD.....	37
FIGURE I. 13 : TRANSIT DE PUISSANCE DANS LE RESEAU TEST AVEC UNE GD CONNECTEE AU NŒUD 5 .....	37
FIGURE I. 14 : EXEMPLE D'UN EXPORT DE PUISSANCE VERS LE RESEAU DE TRANSPORT.....	37
FIGURE I. 15 : PROBLEME D'AVEUGLEMENT DE PROTECTIONS .....	41
FIGURE I. 16 : PROBLEME DU DECLENCHEMENT INTEMPESTIF DE PROTECTIONS.....	42
FIGURE II. 1 : ILLUSTRATION GRAPHIQUE DE LA FORMULATION DE PROBLEME DE L'IODG ... <b>ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.</b>	
FIGURE III. 1 : LES TYPES DES TECHNIQUES POSSIBLES POUR RESOUDRE LE PROBLEME IOGD .....	61
FIGURE III. 2 : ORGANIGRAMME DE L'ACE .....	66
FIGURE III. 3 : ÉCHANGE DE POSITIONS ENTRE RIVIERES ET RUISSEAUX .....	68
FIGURE III. 4 : VUE SCHEMATIQUE TOTALE DU PROCESSUS DE L'ACE .....	70
FIGURE IV. 1 : SCHEMA UNIFILAIRE DU RESEAU TEST RADIAL A 33-JEUX DE BARRE .....	79
FIGURE IV. 2 : SCHEMA UNIFILAIRE DU RESEAU TEST RADIAL A 69-JEUX DE BARRE .....	81
FIGURE IV. 3 : SCHEMA UNIFILAIRE DU RESEAU TEST RADIAL A 85-JEUX DE BARRE .....	84
FIGURE IV. 4 : MINIMISATION DES PERTES DE LA PUISSANCE ACTIVE POUR LES CAS 1.2A 1.6 .....	88
FIGURE IV. 5 : AMELIORATION DU PROFIL DE TENSION POUR CAS 1.1, A 1.16.....	89
FIGURE IV. 6 : MINIMISATION DE LA FONCTION OBJECTIVE POUR LE CAS 1.20 .....	90
FIGURE IV. 7 : MINIMISATION DE LA FONCTION MULTI-OBJECTIVE POUR LE CAS 1.26.....	91
FIGURE IV. 8 : MINIMISATION DE LA FONCTION MULTI-OBJECTIVE POUR CAS 1.30 .....	91
FIGURE IV. 9 : MINIMISATION DE LA FONCTION OBJECTIVE PRP POUR LES CAS 2.2 A 2.6.....	93
FIGURE IV. 10 : PROFILS DE TENSION POUR LES CAS 2.1 A 2.16 .....	94
FIGURE IV. 11 : MINIMISATION DE LA FONCTION MULTI-OBJECTIVE POUR LE CAS 2.20.....	95
FIGURE IV. 12 : MINIMISATION DE LA FONCTION OBJECTIVE POUR CAS 2.26.....	96
FIGURE IV. 13 : MINIMISATION DE LA FONCTION OBJECTIVE POUR CAS 2.31 .....	96

# Table des Tableaux

TABLEAU I. 1 : CONFIGURATIONS COMMUNS DU RESEAU DE DISTRIBUTION .....	20
TABLEAU I. 2 : SECTIONS STANDARDS ET MATERIAUX UTILISES EN DISTRIBUTION .....	22
TABLEAU I. 3: TYPES DE GD ET LEURS CARACTERISTIQUES.....	27
TABLEAU I. 4 : COMPARAISON GENERALE ENTRE LES TECHNOLOGIES DE LA GD.....	33
TABLEAU IV. 1 : LES CARACTERISTIQUES PRINCIPALES DES RESEAUX DE TEST EXAMINES .....	77
TABLEAU IV. 2 : DONNEES ET SOLUTION DE FLUX DE PUISSANCE POUR LE RESEAU RADIAL A 33 JEUX DE BARRE .....	78
TABLEAU IV. 3 : DONNEES ET SOLUTION DE FLUX DE PUISSANCE POUR LE RESEAU RADIAL A 69- JEUX DE BARRE .....	79
TABLEAU IV. 4 : DONNEES ET SOLUTION DE FLUX DE PUISSANCE POUR LE RESEAU RADIAL A 85- JEUX DE BARRE .....	81
TABLEAU IV. 5 : RESUME DES CAS ETUDIES .....	86
TABLEAU IV. 6 : RESULTATS POUR LES CAS MONO-OBJECTIFS POUR LE RESEAU TEST 33-JEUX DE BARRE .....	88
TABLEAU IV. 7 : RESULTATS POUR LES CAS MULTI-OBJECTIFS POUR LE RESEAU TEST A 33-JEUX DE BARRE.....	90
TABLEAU IV. 8 : RESULTATS POUR LES CAS OBJECTIFS UNIQUES POUR LE RESEAU TEST DE 69-JEUX DE BARRE.....	92
TABLEAU IV. 9 : RESULTATS POUR LES CAS MULTI-OBJECTIFS POUR LE RESEAU TEST A 69-JEUX DE BARRE.....	94
TABLEAU IV. 8 : RESULTATS POUR LES CAS OBJECTIFS UNIQUES POUR LE RESEAU TEST DE 85-JEUX DE BARRE.....	98
TABLEAU IV. 9 : RESULTATS POUR LES CAS MULTI-OBJECTIFS POUR LE RESEAU TEST A 85-JEUX DE BARRE.....	99

## INTRODUCTION GENERALE

---

La grande partie de la demande mondiale en électricité est satisfaite par des centrales électriques conventionnelles. Ces centrales dans leurs majorités sont à base de combustibles fossiles qui émettent des gaz très dangereux pour l'environnement. La question du réchauffement climatique est également un sujet de préoccupation qui est soulevé par ces centrales. Un autre problème qu'on ne peut pas ignorer est la quantité limitée de combustibles fossiles sur la terre, ainsi que le taux de leurs formations qui est très inférieur par rapport au taux de consommation. Donc, à l'heure actuelle, il nous reste de moins en moins de combustibles fossiles, ce qui peut répondre à nos besoins énergétiques pendant quelques décennies seulement [1].

Parmi les trois principales composantes d'un système électrique que sont la génération, le transport et la distribution, cette dernière reste la partie la plus cruciale en termes d'impact sur la fiabilité, la qualité et le coût d'électricité [2]. La principale mission d'un réseaux électrique (Transmission & Distribution) est de fournir l'énergie électrique aux consommateurs sur leur lieu de consommation et sous une forme prête à exploité [3]. Particulièrement les réseaux de distribution ont pour but d'acheminer l'électricité d'un réseau de transport ou de répartition jusqu'au consommateurs finaux. En raison de la simplicité des opérations de contrôle et de protection, ces réseaux sont exploités de manière centralisée et verticale avec des topologies radiales ou faiblement maillées présentant une valeur élevée du rapport ( $R / X$ ), ce qui entraîne un profil de tension incorrect et des pertes de puissance importantes.

Cependant, nous pouvons considérer ce qui se passe actuellement au niveau des réseaux de distribution à partir des évolutions de la structure physique et organisationnelle comme un résultat inévitable d'une gamme d'influences, dont la plus importante est l'intégration croissante des unités de la Génération Distribuée (GD). Ces réseaux passant d'une grande génération centralisée à l'intégration ou l'incorporation de sources décentralisées supplémentaires avec des capacités de génération relativement limitées et connectées directement au réseau. Par conséquent une Intégration Optimale de la Génération Distribuée (IOGD) présente de nombreux avantages (techniques, environnementaux et économiques) [4].

Conventionnellement, la reconfiguration [5] et la compensation de la puissance réactive à travers une planification optimal des batteries de condensateurs [6], sont les deux



solutions les plus adoptées pour améliorer la performance d'un réseau de distribution. Actuellement, et en raison de sa contribution efficace à la résolution de nombreux problèmes, la génération distribuée (ou la production décentralisée) joue un rôle clé dans le développement et l'exploitation des réseaux de distribution efficaces et fiables, bénéficiant des sources durables et propres. Généralement, ces petites centrales représentant une alternative attrayante à la décentralisation et à l'exploitation des sources énergétiques renouvelables.

Cette intégration qui accorde une certaine autonomie pour ces réseaux, constitue des défis socio-technico-économiques. Ce qui a amené plusieurs chercheurs à s'y intéresser. Leur but étant de trouver l'emplacement et la capacité (puissance) optimaux des unités de GD en utilisant différentes techniques. Diverses approches ont été adoptées pour formuler et résoudre le problème de l'intégration optimale de la génération distribuée.

Dans ce contexte, certains des travaux de recherche complets pour le placement de GD utilisant des méthodes analytiques visant à réduire les pertes et l'amélioration du profil de tension en tenant compte de plusieurs conditions de charge, ont été rapportés dans [7], [8], [9], [10],[11], [12], [13], [14]. L'IOGD a été également des formulations de programmation linéaire et non linéaire à nombres entiers mixtes a également été utilisée successivement dans [15] et [16].

Les progrès des techniques informatiques ont conduit à la mise au point de plusieurs algorithmes d'optimisation métaheuristique pour une allocation optimale des GD. Parmi ceux-ci, nous pouvons noter, le troupeau de krill d'opposition (OKH) [17] ; Colonie d'abeilles artificielles chaotiques (CABC) [18] ; (QOSIMBO-Q) [19] ; colonie d'abeilles artificielles (ABC) [20] ; Recherche d'harmonie (HS) [21] ; L'optimisation de l'enseignement et de l'apprentissage (MTLBO) dans [22], l'algorithme de recherche d'organismes symbiotiques quasi-oppositionnels-chaotiques dans [23], dans [24] les auteurs proposent une technique hybride GOA et AI pour optimiser l'allocation du réseau de distribution et le dimensionnement des unités DG. Ici, la technique d'IA a utilisé l'algorithme de recherche de coucou (CS) pour améliorer le comportement de recherche du GOA, une nouvelle méthode heuristique pour une allocation optimale des GD et des banques de condensateurs a été proposée dans [25]. Dans [26] Une technique complète d'optimisation basée sur l'apprentissage (CTLBO) pour une allocation optimale des groupes de GD dans des réseaux de distribution radiaux afin d'améliorer la réduction des pertes sur le réseau, le profil de tension et les économies d'énergie annuelles.

L'intégration de la GD qui accorde une certaine autonomie pour ces réseaux, pose des défis socio-technico-économiques, qu'ont attirés de la recherche et de progrès substantiels.

Notre travail s'insère dans cette optique, nous nous proposons d'améliorer la performance des réseaux électrique de distribution à travers une intégration optimal des unités de la génération distribuée GD, et cela ne peut être atteint que par le développement un cadre de modélisation et simulation qui assure d'atteindre cet objectif. Le problème spécifique à considérer est celui de la sélection de la technologie, l'emplacement et la capacité des unités GD afin de minimiser ou maximiser une fonction objective prédéfini (les pertes réelles de puissance ; la stabilité de tension ; le profil de tension ; etc.) sous des contraintes techniques, opérationnelles et économiques.

D'un point de vue de fond, cette thèse est répartie en quatre principaux chapitres, un chapitre introductif définit le contexte du sujet de cette thèse, deux autres chapitres sont dédiés respectivement à la présentation des différentes formulations de problème de l'Intégration Optimal de la Génération Distribuée (IOGD) et les approches adoptées pour résoudre ce problème et un quatrième chapitre contient l'application et l'analyse des résultats obtenus.

Notre thèse est organisée de la manière suivante :

Le chapitre I, présente de manière globale un état de l'art sur le réseau électrique (génération, transmission et distribution), en insistant plus particulièrement sur les réseaux de distribution et leurs transition ver des réseaux plus actifs ou dynamiques, également la contribution de la GD dans cette évolution, en illustrons les devers impacts de l'intégration de la GD sur les réseaux de distribution.

Le chapitre II à travers un examen détaillé de la littérature existante, met en évidence les différentes formulations, objectifs et contraintes du problème de l'IOGD dans les réseaux de distribution, les conclusions de ce chapitre permettent d'orienter la présente étude vers une formulation avec une classe déterminé de méthodes.

Le chapitre III est consacré à la description des techniques adoptées à la résolution de la problématique de l'IOGD dans les réseaux de distribution en insistant sur les techniques de résolution méta-heuristiques et en détaillant spécifiquement un nouvel algorithme d'optimisation méta-heuristique appelé "l'Algorithme du Cycle de l'Eau" l'algorithme utilisé dans cette étude. Cet algorithme qu'il a été présenté par Hadi Eskander et d'autres en

2012 [27] présente certains avantages par rapport à d'autres algorithmes d'optimisation tels que sa vitesse de convergence élevée et son nombre réduit de paramètres à concevoir [28].

Le chapitre IV décrit en détail l'application d'une approche innovatrice basée sur l'Algorithme du Cycle d'Eau 'ACE' pour déterminer : le jeu de barre, la capacité ainsi que la technologie optimale des unités de la GD qui assurant l'amélioration de certains critères techniques (les pertes de puissance, le profil de tension et la stabilité de tension), et par conséquent l'impact de cette intégration sur ces critères sera discuté à travers une analyse approfondie des résultats obtenus. Dont cette étude notre principale contribution est l'amélioration de la performance des réseaux de distribution à travers l'optimisation d'une fonction à mono et multi objectif et l'investigation d'une multitude de cas afin d'offrir au gestionnaire du réseau de distribution (GRD) de nombreuses options.

Nous finalisons notre travail de thèse par une conclusion résumant l'essentiel de ces travaux de recherche, en précisant les perspectives permettant de poursuivre cette étude.

# I. CHAPITRE I : EVOLUTION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION : ETAT DE L'ART

---

## I.1 INTRODUCTION

Pour mieux comprendre le contexte et les défis de cette thèse, nous allons consacrer ce chapitre introductif à la présentation générale du cadre de ces travaux de recherche. En premier lieu, nous allons décrire brièvement l'organisation structurelle et organisationnelle d'un système électrique dans sa globalité en accordant une attention particulière aux réseaux de distribution conventionnelle (passifs). Ensuite, nous allons décrire la nouvelle structure des réseaux de distribution avec tous les nouveaux acteurs. A la fin de ce chapitre nous allons nous concentrer sur la production décentralisée appelée aussi la Génération Distribuée (GD) en insistant sur les impacts de l'intégration de ces sources sur les réseaux de distribution.

## I.2 DESCRIPTION PHYSIQUE D'UN SYSTEME D'ENERGIE ELECTRIQUE

Un système d'énergie électrique comprend principalement trois sous-systèmes : génération, transmission et distribution comme le montre la Figure I.1. Chacun de ces sous-systèmes est caractérisé par son niveau de tension, dans ce sens il est important de noter que l'interconnexion et la régulation de ces niveaux de tension est assuré par un ensemble de transformateurs pour ajuster la tension électrique en fonction des niveaux de fonctionnement appropriés.

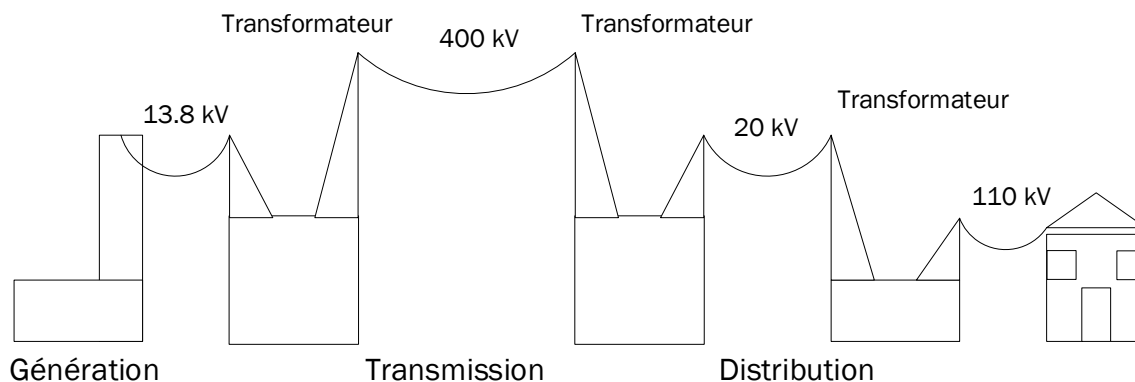


Figure I. 1 : Description physique d'un système d'énergie [29].

Au-delà de sa fonction d'acheminer l'électricité jusqu'aux consommateurs, le système électrique, dans son ensemble, cumule plusieurs autres fonctions, qui sont d'assurer la continuité d'alimentation, l'équilibre entre la production et la consommation, la sécurité des biens et des personnes. Bien entendu, ces fonctions doivent être assurées à moindre coût [30]. La Figure I.2 montre les niveaux de tensions normalisés.

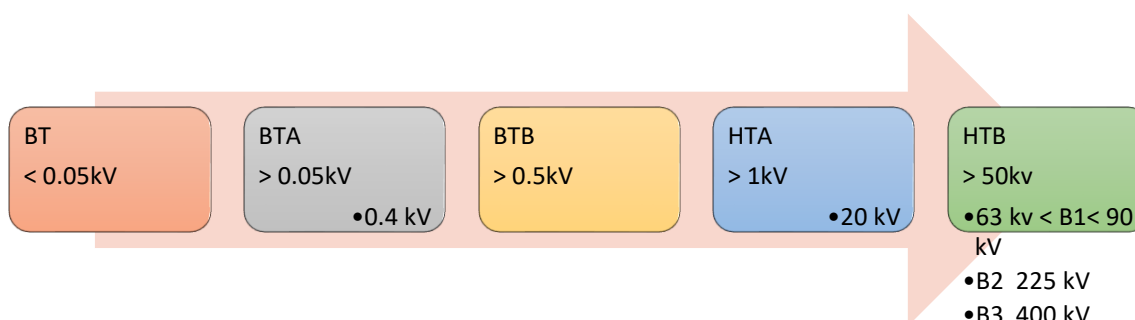


Figure I. 2 : Niveaux de tensions normalisées [30].

Les réseaux de transport et de répartition qu'ils ont une vocation internationale, nationale et régionale se composent respectivement de la Haute Tension, de catégorie B3 (400 kV) pour la transmission et des catégories B2 (225 kV) et B1 (90 kV-63 kV) pour la répartition.

Les réseaux de répartition ou les réseaux de Haute Tension de niveau B (HTB) alimentent principalement les clients industriels et les réseaux de distribution.

Le réseau de distribution qui est divisé en deux sous-catégories suivant une orientation plutôt régionale et locale :

- La Haute Tension de niveau A (HTA), anciennement appelée la moyenne tension qui converge désormais dans de nombreux pays vers des gammes de tension entre 15 kV et 25 kV.
- Le réseau de distribution Basse Tension (BT) très majoritairement égale à 400 V [30].

La section suivante examine chaque sous-système séparément.

### I.2.1 Génération

Historiquement, l'énergie électrique est produite d'une manière centralisée par de grandes centrales éloignées des zones de consommation et connectées au réseau de transport via des transformateurs élévateurs. Ces grands alternateurs sont ordinairement des machines synchrones entraînées par des turbines. Les sources d'énergie primaire classiques entraînant ces turbines sont principalement des énergies fossiles, nucléaires ou hydrauliques. La puissance de ces centrales peut aller de quelques centaines de mégawatt pour les petites centrales à gaz ou à charbon, à 1650 MW pour les tranches des centrales nucléaires de dernière génération. Les centrales de production peuvent être différenciées selon le type d'énergie primaire qui entraîne leurs alternateurs. La Figure I.3 présente l'évolution de la production mondiale d'électricité par différentes sources d'énergie [31].

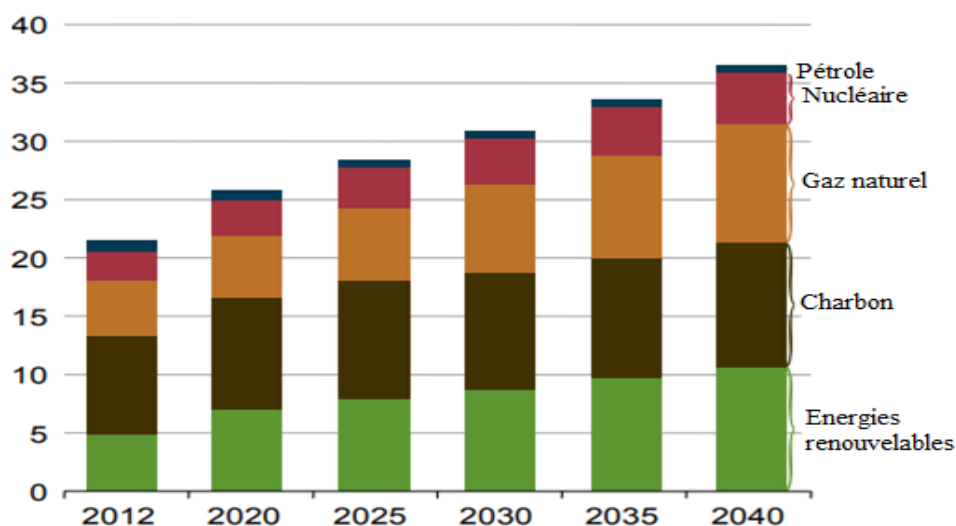


Figure I. 3: Evolution présente et future de la production mondiale nette d'électricité par source d'énergie, 2012–2040 (milliard de kilowattheures).

En Algérie par exemple, la capacité de production d'électricité installée a connu ces dernières années une évolution conséquente. Celle-ci est passée de 7492 MW en 2005 à 17238,6

MW en 2015, soit près de 10000 MW de plus mise en service en dix ans. La répartition de la puissance installée par source pour l'année 2015 est illustrée dans la Figure I.4 [68].

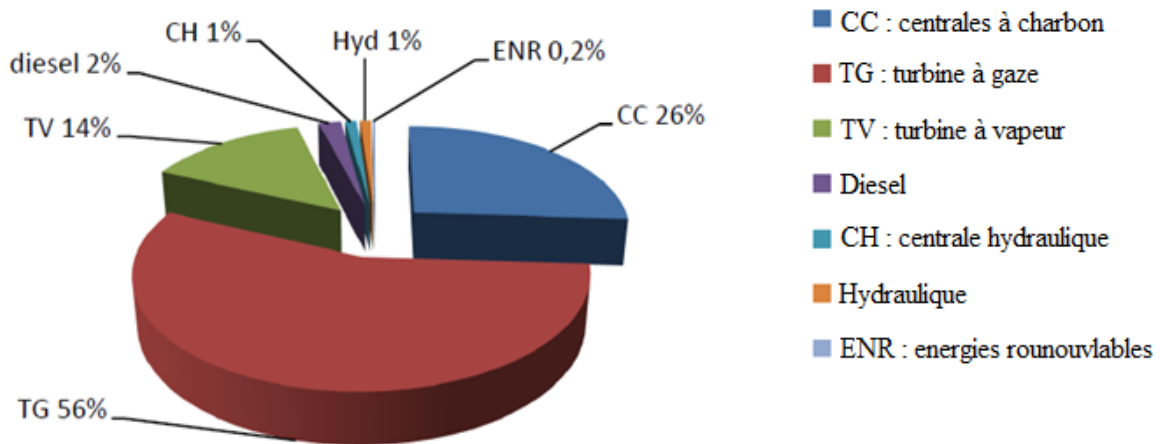


Figure I. 4 : Puissance installée par source [97].

Certaines des sources explorées sont les sources renouvelables tel que les énergies solaires, éoliennes et marémotrices. Les sources et techniques conventionnelles et non conventionnelles de la production d'énergie sont brièvement examinés ici en insistant sur les tendances futures.

Les centrales nucléaires sont généralement en déclin en raison des problèmes de sécurité potentielles et de la gestion coûteuse à long terme des résidus nucléaires. Cependant, une fois construit, leur fonctionnement n'entraîne aucun impact environnemental direct. Les centrales électriques au fioul et au charbon sont également en déclin en raison de leur impact environnemental élevé en termes d'émissions de polluants (oxyde d'azote NOx et oxydes de soufre (SOx) et de dioxyde de carbone (CO2)).

Les centrales électriques au gaz naturel sont de plus en plus courantes en raison de leur efficacité et de leur flexibilité élevée, ce qui permet de compenser la demande et les fluctuations de la production d'énergie renouvelable. En outre, ils ont un impact environnemental limité et sont économiquement compétitifs.

Une fois construites, les installations hydroélectriques n'entraînent aucun impact environnemental et ont une flexibilité opérationnelle élevée. Cependant, l'exploitation des centrales hydroélectriques dépend de ressources limitées, à savoir, l'eau du réservoir. Par conséquent, leur fonctionnement est contraint. De plus, les emplacements géographiques appropriés pour construire des centrales hydroélectriques sont limités.

Les installations renouvelables dépendantes des conditions météorologiques, telles que les centrales électriques solaires et éoliennes, n'ont aucun impact sur l'environnement.

Cependant, leur production est stochastique (variable et, dans une certaine mesure, inconnue à l'avance). Ainsi, ils ont besoin d'un soutien à partir d'installations contrôlables telles que les centrales électriques au gaz naturel.

Enfin, il est important de noter que les installations de stockage aident à intégrer un niveau croissant de production renouvelable dépendante des conditions météorologiques puisque ces installations permettent de déplacer l'excédent de production en périodes de faible demande (par exemple, pendant la nuit) vers des périodes de forte demande (le milieu de la journée) [29].

### **I.2.2 Transmission**

La transmission de l'énergie électrique produite dans les centrales de production aux réseaux de distribution est assurée par les réseaux de transport. Cela est fait sur des longues distances et à des niveaux de tension très élevés. Ces niveaux de tension sont composés respectivement de la Haute Tension catégorie B3 (400 kV) et B2 (225 kV) et B1 principalement du 90 et du 63 kV pour la répartition. Les réseaux de répartition alimentent principalement les gros clients industriels comme les entreprises ferroviaires et les réseaux de distribution par exemple. Du point de vue topographique, pour des réseaux de transport robuste et pour des raisons principalement liées à la sécurité de fonctionnement, ces réseaux sont des réseaux maillés.

### **I.2.3 Distribution**

Parmi les trois sous-systèmes, les réseaux de distribution qui constituent la partie la plus importante du système d'énergie électrique sont défini comme la partie qui est chargés de distribuer l'énergie électrique à partir des points de transformation du réseau de transmission aux consommateurs finaux (client).

L'énergie électrique est transférée aux réseaux de distribution MT locaux par des transformateurs abaisseurs (tension généralement comprise entre 10kV et 50kV) et enfin aux réseaux de distribution BT (230V / 400V). Même si la plupart des réseaux MT sont planifiés en boucle ou maillés, ils sont généralement exploités en configuration radiale afin de simplifier les schémas de protection et de réduire les courants de court-circuit. Cela signifie qu'il existe un itinéraire d'approvisionnement unique descendant de la sous-station primaire (transformateur HT / MT) vers chaque consommateur.



### I.3 RESEAU DE DISTRIBUTION PASSIF

Un réseau de distribution consiste en des sous-stations de distribution, des lignes de distribution, des pylônes, des transformateurs de distribution, des batteries de condensateurs, etc. La structure de base des réseaux de distribution passif est illustrée par la Figure I.5.

Comme le montre la Figure I.5, en l'absence des unités de la GD, un réseau de distribution est considéré comme passif, avec un flux de puissance unidirectionnel de la source aux charges.

La présente étude s'applique au niveau de la distribution, c'est pourquoi les principaux éléments de ce réseau sont présentés ici.

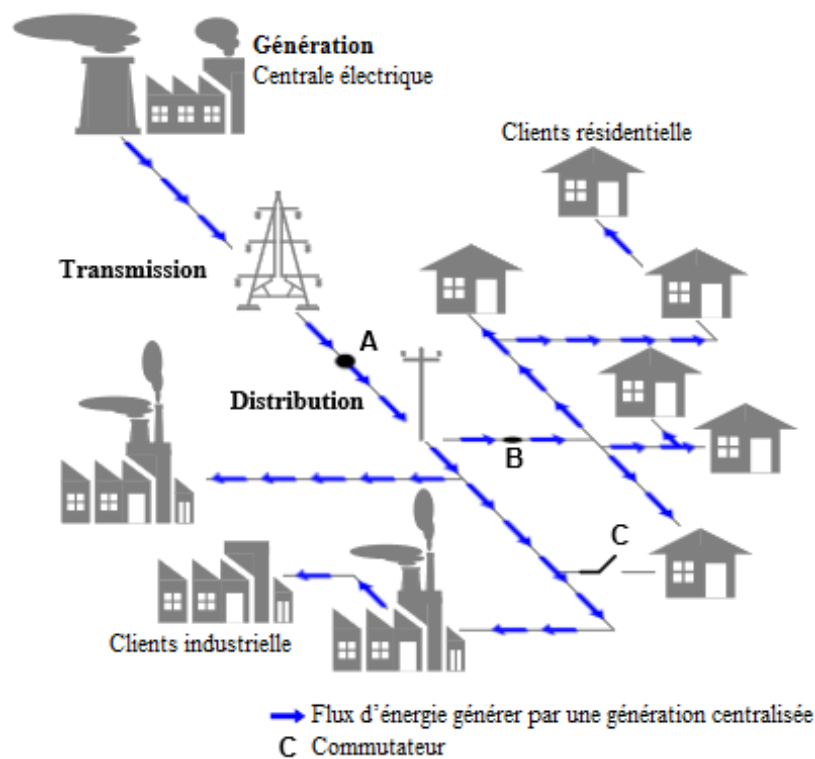


Figure I. 5 : Un réseau de distribution passif [32].

#### I.3.1 Les postes de transformation HTB/HTA et HTA/BT

Les postes sources ou les postes HTB/HTA définissent la frontière entre le réseau de répartition et le réseau de distribution alimentant la plus grande majorité des consommateurs à travers la MT, puis la BT. Le primaire des transformateurs de ces postes sources est connecté au réseau de transport à des niveaux de tension compris entre 63 kV et 225 kV. Pour des raisons de fiabilité, la majorité des postes sources sont composés de deux transformateurs fonctionnant en régime radial, de façon indépendante en opération normale. En cas de défaillance, des interrupteurs permettent d'isoler le transformateur en défaut et de transiter la charge sur l'autre

transformateur. Le réseau de transport étant maillé, le primaire des postes sources est généralement alimenté par deux lignes HTB. Au secondaire, un ou plusieurs jeux de barre alimentent les départs HTA. Comme le montre la Figure I.6 [33], qui illustre les principales architectures des postes HTB/HTA.

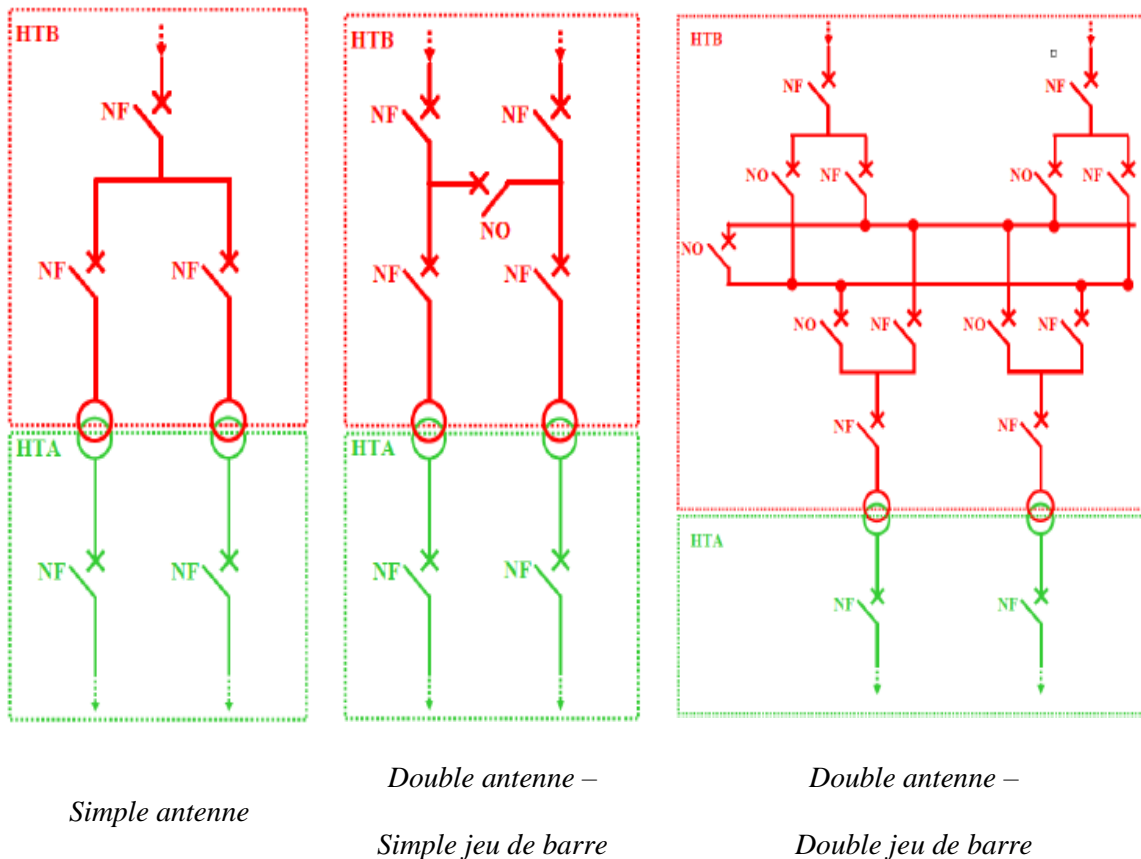


Figure I. 6 : Schéma descriptif du poste source HTA/BT.

Pour alimenter les consommateurs finaux en énergie électrique des postes HTA/BT sont utilisés, cela constitue le dernier étage de conversion du niveau de tension. Ces postes HTA/BT proche des clients sont également appelés « postes de distribution publique », abaissent la tension à 400 V entre phases pour alimenter le réseau de distribution BT.

Les postes HTA/BT ont deux types :

- Postes sur pylônes : ils sont limités à une puissance de 160 kVA, ils sont alimentés par le réseau aérien HTA et ils sont généralement utilisés en milieu rural ou péri-urbain.
- Postes préfabriqués ou en immeuble : ils peuvent atteindre une puissance de 1 000 kVA et sont alimentés par le réseau HTA souterrain ou aérien. Ils remplacent de plus en plus les postes sur pylônes dans le cadre d'enfouissement du réseau de distribution.

### I.3.2 Les architectures des réseaux de distribution

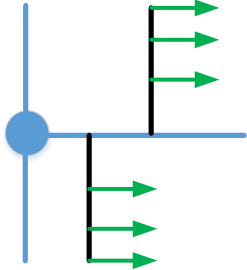
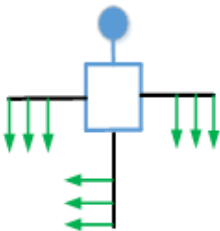
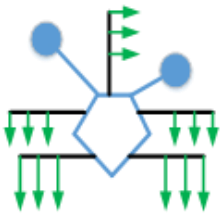
La structure d'un réseau de distribution est définie par l'ensemble des composants et les liens de connectivité qui existent entre eux.

Au point de départ les divers éléments reliés entre eux sont appelés configuration du réseau de distribution, la topologie (reconfiguration), qui constitue une configuration spécifique du réseau, à un instant donné de fonctionnement. Le choix de cette dernière représente toujours un résultat de compromis technico-économiques.

Les réseaux de distribution d'énergie électrique ont généralement une structure radiale, mais pour assurer la continuité du service, ils peuvent éventuellement être mis en boucle dans des zones urbaines où on a une densité des charges élevée. Certaines grandes villes ont la possibilité de mailler le réseau même à basse tension. Le réseau bouclé ou maillé, bien que plus coûteux en raison de la complexité des systèmes de contrôle et de protection, est un réseau robuste et assure une meilleure continuité de service [34].

Les trois configurations principales (radiale, bouclée et maillée) utilisées dans le réseau de distribution et leurs avantages et inconvénients sont décrites dans le Tableau I.1 [35].

Tableau I. 1 : Configurations communs du réseau de distribution.

Configuration du réseau	Connexion du réseau	Description
<b>Réseau radial</b>		<p><b>Avantages</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Configuration simple puisque la source est alimentée à une extrémité.</li> <li>▪ Coordination de la protection et surveillance du réseau faciles.</li> <li>▪ Le coût d'investissement est faible (selon la taille du réseau).</li> </ul> <p><b>Inconvénients</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fluctuation de la tension pour les consommateurs à la fin du distributeur si la charge totale connectée sur le distributeur change.</li> <li>▪ Les réseaux radiaux provoquent la déconnexion des utilisateurs finaux en cas de panne du chargeur ou du distributeur auquel ils sont connectés.</li> </ul>
<b>Réseau bouclé</b>		<p><b>Avantages</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La puissance est fournie aux deux extrémités, en cas de défaut sur l'extrémité de départ, la puissance peut être fournie par l'autre extrémité, moins de chute de tension le long de la ligne et moins de fluctuation de tension.</li> <li>▪ Un plus grand nombre d'utilisateurs finaux peut être connecté au système par rapport au réseau radial.</li> </ul> <p><b>Inconvénients</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Coût d'investissement plus élevé en raison d'une coordination de protection complexe (protection différentielle de ligne).</li> <li>▪ L'opération de commutation pour la localisation des défauts est plus complexe.</li> </ul>
<b>Réseau maillé</b>		<p><b>Avantages</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Plus d'une source d'alimentation / sous-station est connectée ce qui augmente la fiabilité.</li> <li>▪ Augmentation de l'efficacité : la puissance peut être fournie par différentes centrales pendant les heures de pointe.</li> </ul> <p><b>Inconvénients</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Coordination complexe de la protection en raison du flux de puissance provenant de différentes sources.</li> </ul>

### I.3.3 Conducteur du réseau de distribution

Le choix des conducteurs et leurs caractéristiques techniques est très important et peut avoir des conséquences importantes sur le réseau. En effet, les conducteurs installés par le Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) vont imposer le courant nominal de départ, mais aussi les pertes par effet Joule, les chutes de tension et partiellement le déséquilibre de tension. Afin de comprendre comment les conducteurs agissent sur le courant, les pertes et les chutes de tension, un rappel est présenté ci-dessous [33]:

#### I.3.3.1 Chute de tension dans un conducteur monophasé

Un conducteur est caractérisé par sa résistance linéique  $r$  et sa réactance linéique  $x$ . La chute de tension est la conséquence de la circulation d'un courant dans un conducteur, cf. à la loi de maille (Figure I.7.a), exprimée par :

$$\Delta V = R \cdot I_{\text{ligne}} \cdot \cos \theta + X \cdot I_{\text{ligne}} \cdot \sin \theta + j(X \cdot I_{\text{ligne}} \cdot \cos \theta - R \cdot I_{\text{ligne}} \cdot \sin \theta) \quad (\text{I. 1})$$

Où :  $\Delta V$  est la chute de tension complexe,  $I_{\text{ligne}}$  le courant complexe circulant dans la ligne,  $\theta$  l'angle entre le courant de ligne et la tension en bout de ligne,  $R$  et  $X$  la résistance et la réactance de la ligne, obtenues à partir de la longueur de la ligne et de la résistance et la réactance linéique.

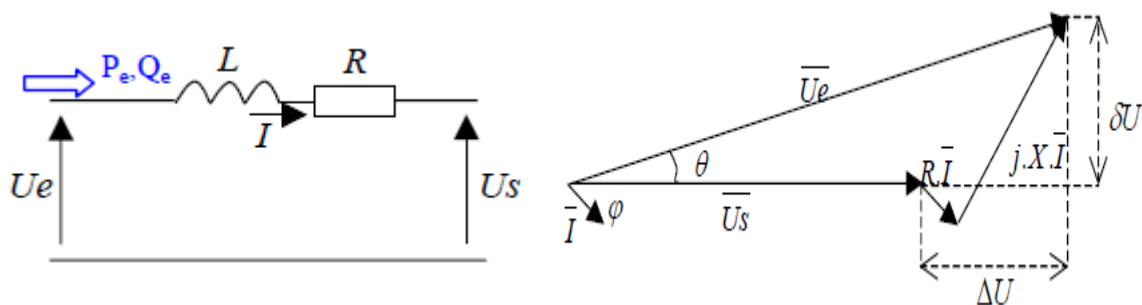


Schéma équivalent

Diagramme vectoriel

Figure I. 7 : Illustration des chutes de tension dans un conducteur.

#### I.3.3.2 Pertes par effet Joule dans un conducteur

Jusqu'au début des années 2000, la distribution souterraine était principalement réservée aux zones à forte densité de population. Désormais, les techniques d'enfouissement des lignes se sont démocratisées et le réseau de distribution est de plus en plus enfoui, pour des raisons d'esthétique et de prévention des risques météorologiques.

Il semble difficile de présenter de façon exhaustive les différents types de conducteurs utilisés dans les réseaux de distribution. Cependant, les sections standards utilisées pour les lignes aériennes ou les câbles souterrains sont résumés dans le Tableau I.2.

Tableau I. 2 : Sections standards et matériaux utilisés dans les réseaux de distribution.

Niveaux de tension	HTA (20 kV)	BT (400 V)
Lignes aériennes	Almélec : 3 x 75 mm <sup>2</sup> , 3 x 148 mm <sup>2</sup> , 3 x 228 mm <sup>2</sup>	Cuivre : 3 x 48 mm <sup>2</sup> + neutre 38 mm <sup>2</sup> 3 x 22 mm <sup>2</sup> + neutre 22 mm <sup>2</sup>
Câbles souterrains	Aluminium : 3 x 95 mm <sup>2</sup> , 3 x 150 mm <sup>2</sup> , 3 x 240 mm <sup>2</sup>	Aluminium : 3 x 150 mm <sup>2</sup> + neutre 70 mm <sup>2</sup> 3 x 70 mm <sup>2</sup> + neutre 50 mm <sup>2</sup> 3 x 50 mm <sup>2</sup> + neutre 35 mm <sup>2</sup>

En plus de créer une chute de tension, la circulation d'un courant dans un conducteur engendre des pertes par effet Joule (équation (I.2)). Ces pertes définissent le courant maximal admissible dans le conducteur. Pour un conducteur souterrain, c'est sa capacité à dissiper la chaleur générée par les pertes par effet Joule, qui va limiter son courant, tandis que pour un conducteur aérien c'est la dégradation de ses propriétés mécaniques.

$$P_j = R * I_{ligne}^2 \quad (I. 2)$$

Dans cette section, nous avons décortiqué les réseaux de distribution classiques maintenant nous allons décrire l'évolution de ces réseaux vers les réseaux actifs ou intelligents.

#### I.4 RESEAU DE DISTRIBUTION ACTIF

Conventionnellement, et comme nous l'avons expliqué précédemment, dans un système d'énergie électrique (Figure I. 5), le rôle des réseaux de distribution ne dépasse que la livraison de l'électricité reçue des centrales de production à travers des lignes de transmission aux consommateurs finaux, tout en garantissant la robustesse nécessaire, avec ce qui est possible en termes d'efficacité et de qualité.

En présence des unités de la GD telles que les petite centrales biomasse, éolienne et solaire photovoltaïque notamment à forte pénétration et situées à proximité des charges, le réseau passif devient un réseau actif avec un flux de puissance bidirectionnelle entre le côté charge et la sous-station. La Figure I. 8 montre un exemple typique d'une structure d'un réseau actif [32].

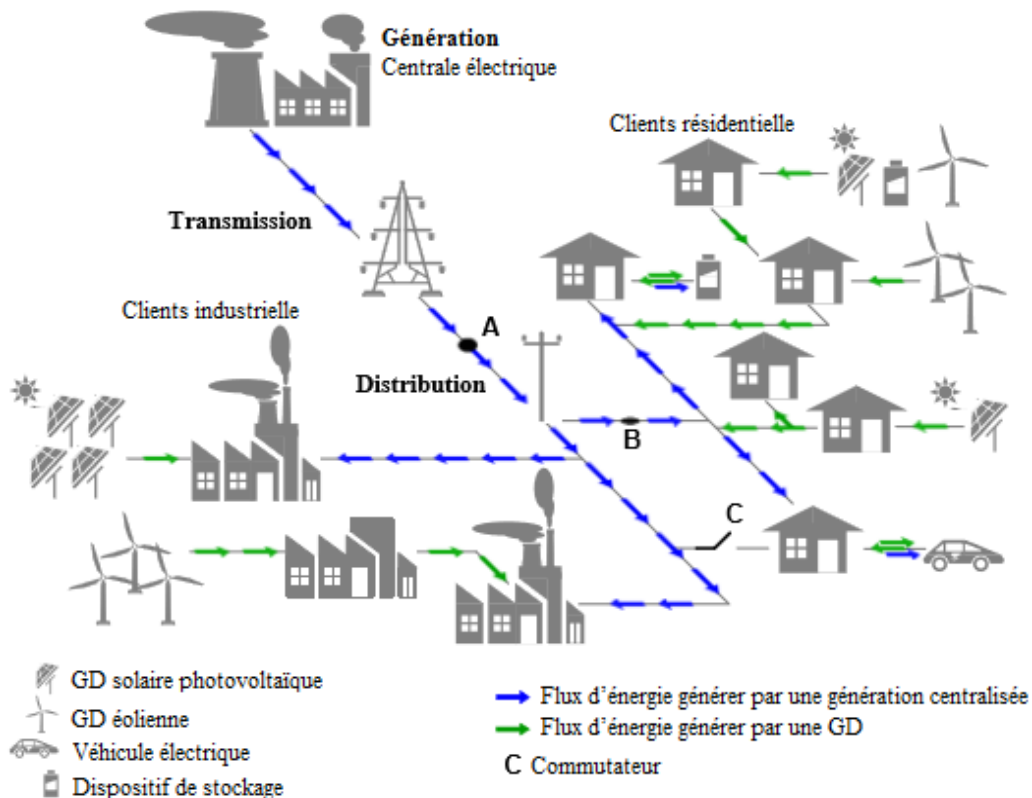


Figure I. 8 : Un réseau distribution actif [32].

Du point de vue des utilités, les unités de GD, peuvent conduire à des réductions fiables des flux et des pertes de puissance, à l'amélioration de la capacité et de la charge, etc. Cependant, la forte pénétration des unités de GD ainsi que leur intermittence et leur variabilité peuvent créer diverses perturbations dans le réseau de distribution. Les réseaux de distribution sont maintenant confrontés à de nouveaux défis et évolutions, qui ont un impact significatif sur la planification et l'exploitation de ces réseaux [36].

Depuis quelques années, nous observons une forte augmentation de la pénétration de la GD dans les réseaux de distribution, ce qui entraîne certains besoins dans le fonctionnement de ce réseau. Parallèlement, le déploiement de nouveaux dispositifs communicants dans les réseaux de distribution (Smart Grids) voire Figure 1.8, leur permettant des échanges de communications, d'information, et ainsi une meilleure vision de leurs systèmes d'exploitation [37]. Les technologies les plus importantes qui ont émergé et clairement contribué à transformer ces réseaux vers des réseaux plus dynamiques sont :

- La génération d'énergie distribuée.
- Les systèmes de Stockage.
- Les véhicules électriques rechargeable (VER).

C'est ce que nous allons expliciter dans les sections suivantes.

### I.4.1 Stockage distribué

Le stockage distribué dans un réseau électrique intelligent est considéré comme un dispositif qui stocke de l'énergie électrique pendant la période où l'offre d'électricité dépasse la demande d'énergie et qui l'envoie aux utilisateurs finaux lorsque l'offre est inférieure à la demande. L'un des principaux inconvénients des ressources d'énergie renouvelable est l'incertitude qui empêche la possibilité de la commercialiser lorsque c'est nécessaire. L'idée d'utiliser le stockage distribué ou décentralisé est de stocker l'énergie excédentaire provenant de la production décentralisée intermittente (solaire et éolienne), et de la distribuer rapidement en cas de besoin. Il est généralement recommandé que le stockage distribué et la génération d'énergie distribuée puissent former une combinaison naturelle. Cette intégration du stockage distribué et de la génération d'énergie distribuée présente les avantages suivants :

- L'électricité produite par la GD peut être stockée à l'avance et utilisée en cas de besoin.
- La capacité de production et de transmission d'électricité pour les charges en périodes de pointe peut être réduite ou différée en termes d'investissement dans l'infrastructure par le potentiel total de stockage réparti plus des charges contrôlables.
- Une tarification plus flexible peut être obtenue, où le coût de stockage est inclus dans la tarification. Par conséquent, moins de variation de tarifs de l'énergie serait facturée aux clients.
- La production d'électricité à grande échelle pour la charge de base, à savoir le charbon et le gaz naturel, pourrait être contrôlée plus efficacement et plus facilement avec un rendement constant.
- Une réponse d'urgence peut être obtenue rapidement où le stockage distribué pourrait fournir de l'électricité de secours pour répondre à l'exigence de fiabilité croissante.

### I.4.2 Véhicule électrique rechargeable

Un Véhicule Electrique Rechargeable (VER) est alimenté par de l'électricité pouvant être rechargée par différentes sources d'alimentation, l'énergie étant stockée dans sa batterie rechargeable. Le VER présente à la fois les avantages d'un véhicule électrique hybride classique et d'un véhicule tout électrique. Les coûts d'exploitation et de maintenance d'un VER sont relativement faibles, tandis sa pollution de l'air est également faible. Parce qu'il est alimenté par l'électricité, la dépendance au pétrole est réduite. En règle générale, seuls 15% à 20% de l'énergie du carburant est effectivement utilisée pour conduire le véhicule, tandis que



l'efficacité à bord des véhicules électriques est d'environ 80%. Les véhicules électriques peuvent à la fois prendre ou donner de l'électricité au réseau électrique.

### I.5 GENERATION D'ENERGIE DISTRIBUEE

#### I.5.1 Définitions et notions générale de la GD

La notion de génération d'énergie distribuée ou tout simplement la génération distribuée est apparu sous diverses appellations, par exemple en Amérique du Nord le terme utilisé est 'Génération Dispersé', le terme 'Génération Intégrée' est utilisé en Amérique du Sud alors que le terme 'Production Décentralisée' est adoptée en Europe et dans certains pays asiatiques [38]. Cependant, le terme " génération distribué " est recommandée par de nombreux auteurs [39].

Dans [39], certaines définitions de la GD ont été abordés et discutés par les auteurs en fonction : 1) du nom, 2) des objectifs, 3) de l'emplacement, 4) de l'évaluation, 5) de la fourniture d'électricité, et 6) des contraintes opérationnelles.

Il est rapporté également dans [38] qu'il y a un grand nombre de termes et de définitions de la GD dans la littérature, dans le même article les auteurs ont résumé les définitions de la GD basé sur: 1) le but, 2) l'emplacement, 3) l'évaluation, 4) le secteur de livraison, 5) la technologie, 6) l'impact environnemental, 7) le mode de fonctionnement, 8) la propriété, et 9) la pénétration. Après une revue critique de toutes les questions mentionnées ci-dessus et les définitions de la GD, les auteurs ont proposé une définition générale de la GD qui est *"toute source d'énergie électrique décentralisé d'une capacité limitée intégrée directement au réseau ou située à proximité des points de consommation d'énergie "*. Cette définition a été largement adoptée par de nombreux chercheurs.

Le Conseil International des Grands Réseaux Electriques (CIGRE) considère que la GD n'est ni planifiée, ni dispatchée d'une manière centralisée, et généralement connectée au réseau de distribution, d'une puissance inférieure à 50-100 MW [13].

Divers auteurs décrivent la GD comme une source de production d'électricité incorporée dans le réseau de distribution d'une puissance allant de quelques kW à quelques dizaines de MW [38].

Parmi les exemples de catégories et de classements de la GD, citons la production micro-distribuée (entre 1 W et 5 kW), la GD de petite taille (entre 5 kW et 5 MW), la GD de moyenne taille (entre 5 MW et 50 MW) et la GD de grande taille (entre 50 MW et 300 MW).

Il existe aussi deux facteurs qui permettent de quantifier la présence de GD dans le réseau. [40] qui sont :

1. Le niveau de pénétration de la GD ( $\tau_{GD}$ ) qui est la fraction de la charge totale du système servie par la (ou les) GD, et qui est défini par l'équation suivante :

$$\tau_{GD} = \frac{P_{GD}}{P_{load}} \times 100\% \quad (\text{I. 3})$$

Où  $P_{GD}$  est la puissance maximale produite par les unités de la GD et  $P_{load}$  la puissance maximale consommée par la charge.

2. Le niveau de dispersion de la génération distribuée ( $Disp_{GD}$ ) reflète le nombre d'emplacements dans le réseau, où la GD est installée. Ce niveau est défini par l'équation suivante :

$$Disp_{GD} = \frac{NB_{GD}}{NB_{load}} \times 100\% \quad (\text{I. 4})$$

Où  $NB_{GD}$  est le nombre de nœuds dans lesquels une GD est connecté et  $NB_{load}$  le nombre total de nœuds de charge.

### I.5.2 Types de la GD

Il existe de nombreuses classifications des unités de la GD à partir des points de construction, technologie et capacité, etc. Les GD peuvent être également classifiées selon leur capacité de fourniture de puissance active et réactive, à partir de cette classification on a quatre types de GD qui sont décrites dans le Tableau I.3 [41] [42].

Tableau I. 3: Types de GD et leurs caractéristiques.

Type GD	Caractéristiques
<b>Type1</b>	Ce type des GD ne peut injecter que de l'énergie active et fonctionne avec un facteur de puissance unitaire  <b>Exemple</b> : les cellules photovoltaïques, les micro-turbines, les piles à combustible, qui sont intégrés au réseau principal à l'aide de convertisseurs / onduleurs.
<b>Type 2</b>	Ce type de GD ne peut injecter que de la puissance réactive et fonctionne à facteurs de puissance nuls.  <b>Exemple</b> : Les compensateurs synchrones tels que les turbines à gaz.
<b>Type 3</b>	Ce type de GD est capable d'injecter à la fois de la puissance active et réactive et fonctionne dans la gamme des facteurs de puissance (0,80 à 0,99).  <b>Exemple</b> : Les unités GD basées sur des machines synchrones (cogénération, turbine à gaz, etc.).
<b>Type 4</b>	Ce type de GD est capable d'injecter une puissance active, mais consomme une puissance réactive, et fonctionne dans la plage du facteur de puissance (0,80 à 0,99).  <b>Exemple</b> : Les générateurs à induction, principalement utilisés dans les parcs éoliens. Cependant, les systèmes à générateur à induction à double alimentation (DFIG) peuvent consommer ou produire de la puissance réactive, c'est-à-dire qu'ils fonctionnent de la même manière que les générateurs synchrones, ils injectent de la puissance active mais consomment de la puissance réactive.

### I.5.3 Technologies de la GD

Les technologies de la GD peuvent être classés en deux catégories en fonction de l'énergie primaire, 1) à base de sources énergétiques conventionnelles (les moteurs à combustion interne, les turbines à gaz et les micro-turbines) et 2) à base de sources d'énergie renouvelables (solaire, éolien, biomasse, etc.). La puissance nominale des GD peut aller de quelques kilowatts à 100 MW. Alors que les petites unités (entre quelques kilowatts et quelques mégawatts) sont généralement installées dans des réseaux de distribution, les grandes unités (entre quelques dizaines de mégawatts et 100 MW) sont susceptibles d'être installées dans des réseaux de répartition [43] [44].

Cela étant dit, les unités de GD sont généralement liées aux énergies renouvelables. Le type d'énergie primaire peut déterminer les caractéristiques de la GD raccordée dans le réseau de distribution comme suit [45] :

- **Décentralisé** : la GD est dite décentralisé à cause de sa petite production par rapport aux centrales traditionnelles. De ce fait, la GD est raccordée dans le réseau de distribution plutôt que dans le réseau de transport, et les énergies produites par la GD sont plutôt consommées par les charges dans le réseau local.
- **Renouvelable** : ce terme désigne une source d'énergie qui se constitue ou se reconstitue plus rapidement qu'elle n'est utilisée. Les énergies renouvelables n'engendrent pas ou peu de déchets ou d'émissions polluantes.
- **Intermittent** : le terme génération intermittente est souvent utilisé pour désigner la forte variation dans le temps des énergies éolienne et solaire [46]. À cause de la nature incertaine des ressources (soleil, vent, déchets, ...) la génération renouvelable distribuée est généralement intermittente. C'est-à-dire que cette génération ne peut fournir une puissance constante au réseau.
- **Contrôlable** : si la GD est intermittente, le gestionnaire du réseau ne peut pas effectuer un dispatching avec de telles productions, cependant si la GD ne dépend pas de conditions météorologiques, mais des exigences énergétiques des clients ou (plus exceptionnellement) du réseau. La production est basée sur des sources d'énergie primaires telles que le biocarburant, le diesel, le gaz naturel, qui ont moins d'impact écologique par rapport à la génération conventionnelle du point de vue des émissions de gaz à effet de serre. Ces énergies sont contrôlables vu que la production dépend des combustibles fournis par l'opérateur de la centrale au système de conversion de puissance.

Dans ce qui suit, nous présenterons certaines des technologies les plus importantes de la GD.

### I.5.3.1 GD à base d'énergies renouvelables

Afin de réduire la dépendance à la production d'énergie électrique à partir des combustibles fossiles, les technologies d'énergie renouvelable distribuée sont de plus en plus importantes dans les systèmes d'alimentation en énergie de nombreux pays. L'énergie renouvelable distribuée incorpore diverses technologies, telles que l'énergie solaire, les éoliennes, les piles à combustible, les petites centrales hydroélectriques, la biomasse, l'énergie géothermique et systèmes d'énergie océanique (vagues et marées) [41].

### **Solar photovoltaïque :**

Le système d'énergie solaire photovoltaïque représente un potentiel prometteur en tant que source d'énergie alternative et en tant que système de GD pour répondre à la nécessité impérieuse de préserver les centrales à base de combustibles fossiles. Les technologies solaires photovoltaïques converti directement le rayonnement solaire en courant continue en utilisent certaines des propriétés des semi-conducteurs, ces technologies sont caractérisées par zéro émission, un fonctionnement silencieux et une longue durée de vie. Ils nécessitent également peu d'entretien et aucun coût de carburant. En outre, l'énergie solaire est redondante et inépuisable. Cependant, il est dépendant du temps, intermittent et indisponible la nuit. Compte tenu d'un niveau de pénétration des systèmes photovoltaïques élevé et de la variation de la demande, les réseaux de distribution peuvent subir des fluctuations de courant, ainsi que des pics de tension imprévues, des pertes élevées et une faible stabilité de la tension. Un autre inconvénient est que les technologies à base d'énergie photovoltaïque nécessitent un coût d'investissement élevé [47].

### **Eolienne :**

Les turbines éoliennes sont des dispositifs qui convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en électricité, à l'instar de l'énergie solaire photovoltaïque, les éoliennes ne produisent pas d'émissions atmosphériques et ne nécessitent aucun coût en carburant. L'énergie éolienne est également redondante et inépuisable. Cependant, le principal défi réside dans le fait que les éoliennes ont un rendement imprévisible et intermittent et un coût d'investissement élevé. En outre, l'apparition simultanée d'une production éolienne excessive avec une faible demande pourrait entraîner des augmentations de tension, des pertes élevées et une faible tension dans les réseaux de distribution [47].

### **Hydroélectrique :**

La force gravitationnelle de l'eau tombant d'un niveau élevé au niveau du sol peut être convertie efficacement en énergie électrique. Cette forme d'électricité produite à partir d'hydroélectricité s'appelle hydroélectricité. L'hydroélectricité est une source d'énergie renouvelable et ses applications à petite échelle peuvent être utilisées pour des générations distribuées.

### **Biomasse :**

La génération de l'électricité à partir des centrales à biomasse en utilisant un cycle de vapeur dans lequel des matières premières de biomasse, telles que des déchets, sont converties

en vapeur dans une chaudière. La vapeur résultante est ensuite utilisée pour faire tourner une turbine qui est connectée à un générateur. Alternativement, les matériaux de biomasse peuvent être convertis en biogaz. Ce biogaz peut être nettoyé et mis aux normes du gaz naturel lorsqu'il devient biométhane. Le biogaz peut être utilisé dans des turbines à gaz, des moteurs à piston ou des piles à combustible pour générer de l'électricité. L'avantage est qu'en tant que source d'énergie renouvelable, les centrales à biomasse produisent de faibles émissions. Comme cela est mentionné dans la référence [48], les turbines à gaz ont des tailles plus petites que toute autre source d'énergie rotative et offrent une fiabilité plus élevée que les moteurs alternatifs. Ils ont également une réponse supérieure aux variations de charge et une excellente régulation de la fréquence en régime permanent par rapport aux turbines à vapeur ou aux moteurs alternatifs. De plus, les turbines à gaz nécessitent moins d'entretien et produisent moins d'émissions que les moteurs alternatifs [47].

### **Géothermique :**

La géothermie consiste à utiliser la chaleur des nappes d'eau souterraine pour entraîner une turbine. Fréquemment exploitée en cogénération chauffage / électricité, elle permet d'alimenter un réseau d'eau chaude et de produire de l'électricité de nombreuses façons, depuis les grandes centrales électriques jusqu'aux petits systèmes de pompage. En 2015, la capacité géothermique mondiale était de 12,8 GW, dont 3,5 GW installés aux États-Unis. À la fin de 2021, la part de l'énergie géothermique sur le marché mondial devrait se situer entre 14,5 et 17,6 GW. La valeur de 12,8 GW est répartie dans le monde entier : 568 MW sont installés en Asie, 563 MW en Amérique centrale, 15 MW dans les Caraïbes, 563 MW en Amérique centrale, 2 178 MW en Europe, 611 MW au Moyen-Orient / Afrique et 3 548 en Afrique. Amérique du Nord, 364 MW en Amérique du Sud et 4 318 MW dans le Pacifique Sud.

### **L'énergie des vagues et des marées :**

L'énergie des vagues est la puissance attirée par les vagues. Lorsque le vent souffle sur la mer ou la surface de l'océan, son énergie est transférée à la vague. La production d'énergie est mesurée en fonction de la vitesse, de la hauteur, de la longueur et de la densité de l'eau. L'océan couvre environ 70% de la surface de la terre et pourrait certainement apporter une contribution majeure aux besoins mondiaux en électricité. Selon les mêmes prédictions, une fois que la technologie deviendrait mature, l'énergie houlomotrice pourrait atteindre 10% de la demande d'électricité de l'union européenne d'ici 2050. Les évaluations du potentiel houlomoteur mondial montrent que les pays comme l'Australie, la Nouvelle-Zélande, l'Afrique du Sud, le

Chili, la Grande-Bretagne, l'Irlande et les États-Unis ont une densité moyenne de 40 à 60 kW/m.

### I.5.3.2 GD non-renouvelable

#### **Les petites centrales thermiques :**

Ce type de centrale se réfère aux centrales électriques à combustible fossile de quelques kW jusqu'à 100 MW. Elles utilisent essentiellement des moteurs et turbines à combustion. Les moteurs sont caractérisés par des faibles coûts, la possibilité de récupération thermique par cogénération thermique et électrique, leur flexibilité, et une assez grande fiabilité. Les émissions sont réduites avec la combustion du gaz naturel, par rapport aux émissions des moteurs à combustibles fossiles. Cependant, ces générateurs présentent des inconvénients : les générateurs créent une pollution sonore et ont un coût de maintenance élevé. Les turbines à combustion (gaz) sont couramment utilisées dans l'industrie pétrolière. Le développement des micro-turbines favorise l'installation de petites centrales thermiques.

#### **Les micro-turbines :**

Ce sont des turbines à combustion qui produisent de l'énergie électrique dans la gamme de puissance qui va de 10 à 500 kW. Le générateur électrique fonctionne à une vitesse de rotation élevée (de 50 000 à 120 000 tours/min) et la fréquence des tensions et courants de sortie sont de l'ordre de 10 000 hertz. Ceci impose l'utilisation d'un convertisseur d'électronique de puissance type redresseur-onduleur pour adapter la sortie au réseau électrique. Les micro-turbines sont généralement caractérisées par des niveaux faibles d'émissions de gaz et la plupart utilisent le gaz naturel. L'utilisation des combustibles obtenus à partir de la biomasse (méthane ou éthanol) est également possible, et rend la micro-turbine encore plus écologique. En outre, le faible coût d'investissement, le rendement élevé, le faible niveau de bruit, la durabilité encouragent l'utilisation des micro-turbines.

#### **La cogénération :**

C'est la production simultanée d'électricité et de chaleur. Les moteurs à combustion externe ou tout autre cycle (Stirling, Rankine), les turbines à combustion, les micro-turbines et même la pile à combustible peuvent être utilisés dans des montages de cogénération. La cogénération à large échelle est généralement basée sur la combustion de combustibles fossiles ou de déchets ménagers. La « chaleur résiduelle » résultant de la production d'électricité est ensuite valorisée pour d'autres applications. Générant plusieurs produits simultanés, le rendement global d'une unité de cogénération peut atteindre jusqu'à 80%. Dans les petites unités

de cogénération, la production de chaleur est le processus dominant et l'électricité est un sous-produit [40].

### **La pile à combustible :**

Les piles à combustible produisent directement de l'électricité à partir d'hydrogène et d'oxygène par réaction inverse de l'électrolyse de l'eau. C'est une énergie sur laquelle beaucoup d'espoirs sont fondés, bien que l'hydrogène ne se trouve pas sous forme directement exploitable dans la nature, il faut en effet de l'énergie pour le produire [49].

### **I.5.4 Comparaison entre les différentes technologies de la GD**

Dans cette section, nous comparons les types les plus courants des différentes technologies de la GD. Le Tableau 1.4 présente une comparaison générale entre les technologies GD. Comme le montre ce tableau, les technologies telles que les turbines à gaz, les micro-turbines et les piles à combustible ont deux types d'efficacité, car elles permettent, en fonction de la consommation de carburant, d'utiliser la cogénération. C'est-à-dire que ces technologies peuvent utiliser la chaleur dégagée pour le chauffage et également atteindre un rendement élevé. Le Tableau I.4 indique également que le coût d'installation de cellules solaires par kilowatt est supérieur à celui d'autres sources. Dans ce tableau, les coûts d'installation, d'exploitation et de maintenance de ces technologies sont également mentionnés. Il est à noter que les informations répertoriées dans ce tableau sont fournies à une date donnée pour les technologies. À mesure que le temps passe et que la technologie avance, les prix devraient baisser. Le Tableau I.4 compare la capacité de différentes technologies GD. Comme on peut le voir dans ce tableau, les technologies qui consomment du carburant ont une capacité de répartition et n'ont pas besoin de système de stockage d'énergie. En revanche, les technologies renouvelables telles que les cellules solaires et les éoliennes ne consomment pas de carburant, mais en raison de leur nature variable, elles ont besoin d'un système de stockage de l'énergie. Ce groupe de technologies est connu comme une source d'énergie verte en raison de la consommation réduite de carburant. L'inconvénient des technologies renouvelables est qu'elles ne peuvent pas être utilisées pour réduire les pics, améliorer la fiabilité, améliorer la qualité de l'énergie et utiliser la cogénération [50].



Tableau I. 4 : Comparaison générale entre les technologies de la GD

Technologie	Turbine à gaz	Micro-turbine	Pile à combustible	Éolienne	Cellule photovoltaïque
<b>Puissance</b>	15 kW–30 WM	25 kW–500 kW	1 kW–20 WM	300 kW–5 WM	300 kW–2 WM
<b>Efficacité électrique (%)</b>	25–30	20–30	30–60	20–40	5–15
<b>Efficacité totale (%)</b>	80–90	80–85	80–90		
<b>Coût d'installation (\$ / kW)</b>	400–1200	1200–1700	1000–5000	1000–5000	6000–10,000
<b>O &amp; M (\$ / MWh)</b>	3–8	5–10	5–10	1–4	10
<b>Type de carburant</b>	Gaz naturel, biogaz, propane	Gaz naturel, biogaz, propane, diesel, hydrogène	Gaz naturel, biogaz, propane	Vent	Lumière du soleil
<b>Emission de CO2 (kg / MWh)</b>	580–680	720	430–490	0	0
<b>Emission de NOx (kg / MWh)</b>	0.3–0.5	0.1	0.005–0.01	0	0

### I.5.5 Impact de l'intégration de la GD

Généralement, les réseaux électriques à base de GD peuvent fonctionner en mode indépendant ou autonome et en mode connecté au réseau. Pour le premier mode, la capacité d'une unité GD n'est sélectionnée qu'en fonction des exigences de charge. Mais, dans le dernier cas, cette contrainte n'est pas déterminante. Bien que le mode de fonctionnement connecté au réseau soit généralement préféré en raison des échanges d'énergie bilatéraux, la condition d'îlotage est une préoccupation majeure à prendre en compte. L'îlotage signifie qu'une ou plusieurs centrales électriques, isolées du réseau électrique national, alimentent une partie du réseau électrique de manière indépendante, à la suite de défaillances du réseau principal. Le fonctionnement en îlot n'est pas souhaitable, car ce mode peut causer des problèmes indésirables, tels que la création de risques pour le personnel de maintenance et de réparation, ainsi que des dommages matériels dus à l'instabilité de la tension et de la fréquence. Certains problèmes liés à l'interconnexion sont abordés ci-dessous [50].

L'intégration de la GD aux réseaux de distribution a apporté de nombreux avantages techniques, économiques et environnementaux, la réduction des pertes de puissance par conséquent la réduction du coût d'énergie ainsi que l'amélioration du profil de tension sont

parmi les principaux problèmes qui peuvent être résolus par une intégration optimale de la GD. Cependant, l'intégration des unités GD peut constituer un sérieux défi pour les méthodes et les outils d'exploitation existants, une pénétration massive des unités de la GD affectera la configuration existante du réseau, les paramètres de protection devront alors être analysés et modifiés en prenant en compte les changements dans le réseau, de même, trouver les valeurs optimales des unités de la GD (puissance et emplacement) afin de minimiser une fonction objectif prédéfinie tout en répondant à diverses contraintes ou critères est une tâche très compliquée.

Ainsi, il est important d'identifier tous les impacts possibles rencontrés dans le problème d'insertion de la GD afin de fournir une résolution appropriée ou des actions d'atténuation nécessaires, les impacts rencontrés peuvent être généralement classés comme des impacts techniques et non techniques.

### **I.5.6 Impacts techniques**

La forte pénétration de la GD est rendue possible grâce au progrès technologique et à l'augmentation de la demande de ressources énergétiques renouvelables. Cependant, l'afflux de puissance énorme et la nature décentralisée des GD peuvent conduire à l'instabilité du système. Un impact significatif sur le profil de tension et la puissance réactive pourrait menacer le fonctionnement sûr et fiable du système d'alimentation [51]. Les impacts techniques peuvent être classés comme suit :

#### **I.5.6.1 Impact sur le profil de tension**

La chute de tension dépend directement des puissances actives et réactives injectées mais également du type et de la longueur des conducteurs utilisés. L'utilisation de conducteurs pour transporter l'énergie aux consommateurs est responsable d'une chute de tension, c'est-à-dire que la tension relevée aux nœuds consommateurs est plus faible que la tension relevée au niveau du poste source. Une tension trop faible provoque le dysfonctionnement du matériel chez le consommateur et une tension trop forte peut endommager les équipements du réseau et ceux du consommateur. Ainsi un compromis technico-économique exige que la tension sur le réseau de distribution doive rester dans les limites de +/- 5 % de la tension nominale.

Pour pallier ce problème, on utilise des transformateurs régleurs en charge au niveau du poste source HTB/HTA. Ces sont des transformateurs dont on peut changer les prises c'est à dire faire varier le rapport de transformation et donc soit diminuer soit augmenter la tension. La chute de tension en régime triphasé s'exprime par la formule suivante :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{r \times L \times P_{tri} + x \times L \times Q_{tri}}{U^2} \quad (I. 5)$$

Pour montrer les effets de la GD sur le plan de tension, prenons l'exemple de la Figure I.9. Le réseau est constitué de 5 charges régulièrement espacées de 5 km consommant au total 10 MW. Les conducteurs utilisés sont en aluminium et ont une section de 150 mm<sup>2</sup>. Les paramètres des conducteurs sont donc  $r = 0,206 \Omega/\text{km}$  et  $x = 0,1 \Omega/\text{km}$ . Le nœud 1 représente le transformateur du poste source HTB/HTA (63 kV/20 kV) doté d'un régleur en charge.

Comme le montre la Figure I.10, nous constatons qu'au nœud 2 la tension est de 1,02 pu. Cela correspond à la tension de consigne du régleur en charge. Si nous connectons une unité de GD de 2 MW au nœud 6, l'énergie est consommée plus localement que dans le cas sans GD. La puissance active injectée étant moins importante au nœud 3, 4, 5, la chute de tension est moins importante aussi. Le plan de tension avec une GD connectée permet dans ce cas de remonter la tension tout en restant dans les limites admissibles. Ceci est bénéfique pour le réseau car cela permet de diminuer les pertes.

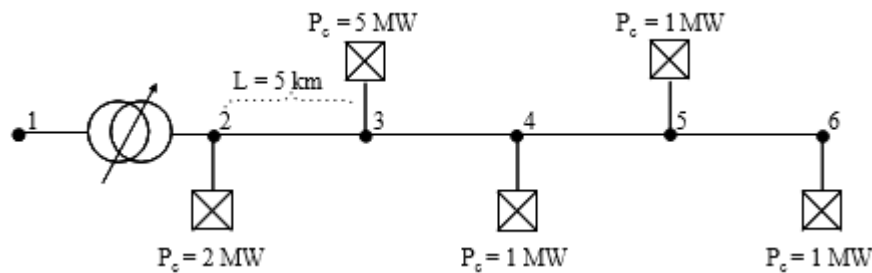


Figure I. 9 : Réseau d'étude utilisé pour la mise en évidence des impacts de l'insertion de GD

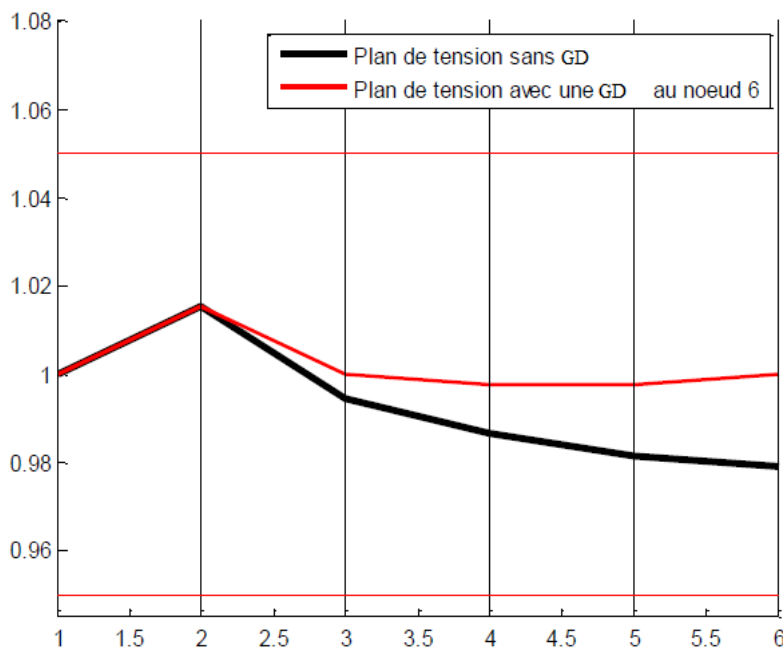


Figure I. 10 : Exemple d'effet bénéfique de l'insertion d'une unité de GD dans le réseau test.

En revanche, une mauvaise insertion de la GD peut aussi provoquer des surtensions comme l'illustre la Figure I.11. Si nous insérons une unité de GD de 10 MW au nœud 5, l'injection de puissance provoque une augmentation de la tension qui dépasse la limite supérieure admissible.

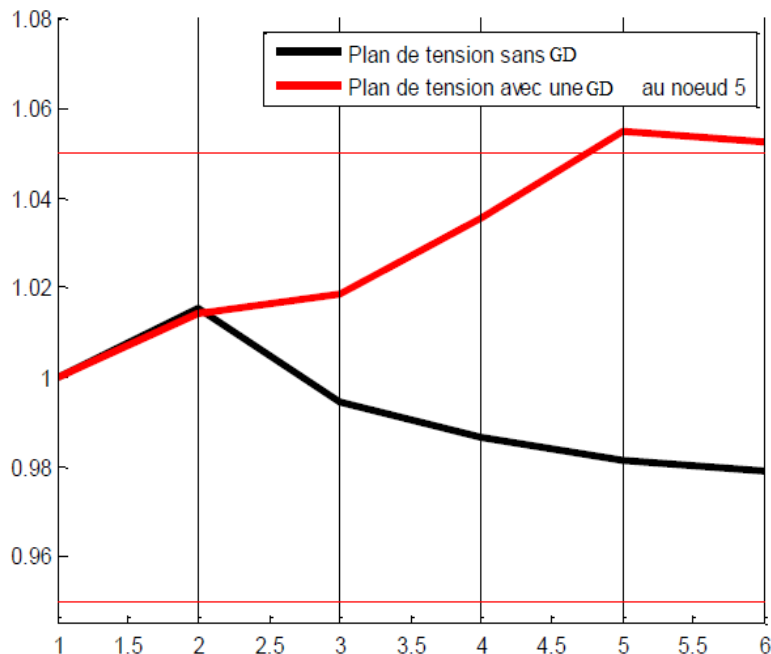


Figure I. 11 : Exemple de surtension provoqué par l'insertion d'une unité de GD dans le réseau test.

Les GD connectées à un départ peuvent provoquer le changement de prises du régulateur en charge. Ainsi, d'autres départs de ce régulateur en charge peuvent voir leur tension diminuer en raison du changement de prises du régulateur, avec la logique de compoundage appliquée au régulateur en charge.

### I.5.6.2 Impact sur les transits des puissances

L'insertion des unités de GD dans le réseau de distribution modifie le transit de puissance dans le réseau. Nous reprenons ici l'exemple précédent de la Figure I.9. La Figure I.12 montre les transits de puissance obtenus sur ce réseau test sans GD. Les flux de puissance sont unidirectionnels et proviennent du réseau amont, le réseau de transport. Le transformateur HTB/HTA symbolise la frontière entre le réseau de distribution et le réseau de transport.

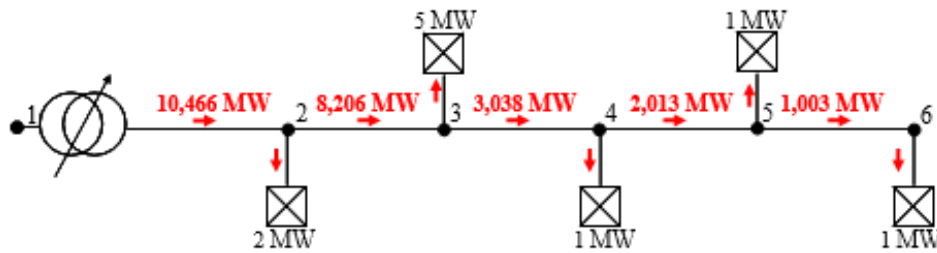


Figure I. 12 : Transit des puissances dans le réseau test sans GD.

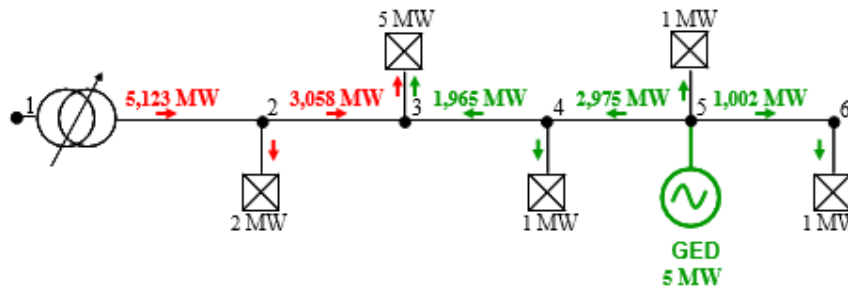


Figure I. 13 : Transit de puissance dans le réseau test avec une GD connectée au nœud 5.

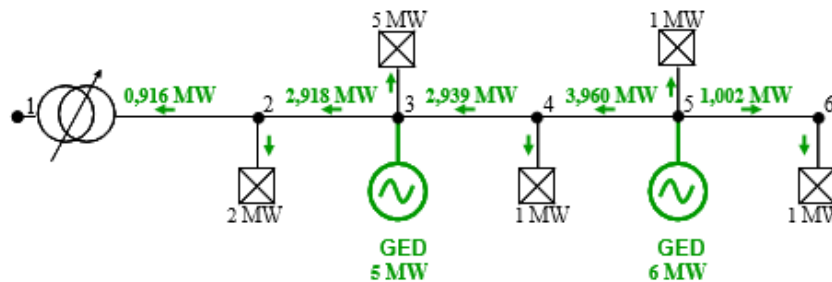


Figure I. 14 : Exemple d'un export de puissance vers le réseau de transport.

Maintenant, nous insérons une unité de GD au nœud 5 avec une puissance de 5 MW comme le montre la Figure I.13. On suppose que cette GD fonctionne à sa puissance maximale. Non seulement elle alimente la charge connectée au même nœud mais, en plus, elle va exporter de la puissance vers les autres charges. Les flux de puissance deviennent alors bidirectionnels. La puissance provenant du réseau de répartition est alors de 5,123 MW. Par ailleurs, dans le cas précédent où la puissance provenait intégralement du réseau amont, les pertes sur le réseau de distribution étaient de 465,6 kW. Dans le cas d'une GD connectée au nœud 5, les pertes sont réduites à 122,5 kW. L'introduction de cette GD a donc diminué les pertes sur le réseau d'un facteur 3.8.

Les pertes sont calculées par la formule suivante :

$$Pertes = \frac{R}{U^2} \times (P^2 + Q^2) \quad (I. 6)$$

Ainsi grâce à la production locale de cette GD, les transits de puissance active ont diminué et par conséquent les pertes également.

Selon le nombre et la taille des unités de GD connectées au réseau, on peut se trouver dans une situation d'export d'énergie vers le réseau de transport. La Figure I-14 illustre un exemple de cas d'export de puissance, ce cas correspond à l'insertion d'une unité de GD au nœud 3 de 5 MW et une unité GD au nœud 5 de 6 MW.

### **I.5.6.3 Impact sur la qualité d'énergie**

Malgré une amélioration positive, l'intégration de la GD peut avoir un impact négatif sur la qualité de l'énergie du réseau. Puisque les unités de GD ne sont pas équipées de LFC (contrôle de fréquence de charge), les GD peuvent avoir un impact négatif sur la fréquence du système. De plus, les sources d'énergie intermittente, en particulier solaire ou éolienne, peuvent provoquer une variation de tension transitoire. De même, les GD basées sur les onduleurs et une pénétration plus élevée des GD vont introduire des harmoniques qui peuvent augmenter le niveau de Taux de distorsion harmonique (Total harmonic distortion) THD dans le système [4].

### **I.5.6.4 La qualité de la tension :**

L'insertion de GD dans le réseau de distribution peut également altérer la qualité de l'onde de tension. Celle-ci est déterminée grâce à un ensemble d'indices [51].

#### **Le « flicker » :**

Il s'agit de variations rapides de la tension inférieures à 10 % de la tension nominale de manière répétitive. Il provient du fonctionnement de certaines machines comme les fours à arcs par exemple. Le « flicker » n'a aucune incidence sur les matériels. Cependant il provoque une gêne visuelle car il est responsable du papillotement des ampoules à incandescence. Le « flicker » peut apparaître en raison de l'intermittence des GD si celles-ci sont des éoliennes ou encore des panneaux photovoltaïques.

#### **Les creux de tension :**

Il s'agit d'une diminution brutale de la tension qui peut aller jusqu'à 90 % de la tension nominale pendant une durée comprise entre 10 ms et 1 minute. Le fonctionnement des protections limite la durée des creux de tension à la suite de défauts polyphasés. Ils peuvent intervenir également lorsqu'une GD se couple au réseau.

#### **Les harmoniques :**

Les harmoniques sont une déformation de l'onde de tension ou de courant. Certaines GD (à base d'énergie photovoltaïque entre autres) peuvent avoir des interfaces d'électronique de puissance. Or ce sont ces dispositifs d'électronique de puissance qui sont responsables de la

création d'harmoniques plutôt hautes fréquences qui peuvent provoquer un vieillissement prématuré des matériels. Par ailleurs, elles sont responsables de gênes acoustiques dans les transformateurs et de vibrations dans les machines tournantes.

### **Les déséquilibres du système triphasé :**

Le déséquilibre du système triphasé est dû à un mauvais équilibrage des phases et peut provoquer des déséquilibres de tension (diminutions ou élévations). Ces déséquilibres au niveau de la moyenne tension peuvent apparaître lors du raccordement de GD monophasées sur le réseau basse tension, au même titre que les charges monophasées classiques.

### **I.5.6.5 Impacte sur la stabilité du réseau**

#### **Fiabilité de l'alimentation :**

La fiabilité de l'alimentation électrique est cruciale pour le fonctionnement du réseau. L'équilibre entre la production et la charge est primordial pour la sécurité et la fiabilité du système. La nature intermittente de plusieurs types de GD (par exemple l'énergie solaire et l'énergie éolienne) peut poser un sérieux problème, car l'opérateur de réseau doit être en mesure de planifier la quantité de production afin de respecter la charge demandée. De même, un excès de production pourrait nuire à l'équilibre du système en raison de la limitation des capacités d'exportation. Cela peut être vu pendant les périodes où la pénétration de l'énergie éolienne est élevée. Afin d'atténuer cela, la GD devrait être réduite afin de maintenir l'équilibre entre la production et la charge [4].

#### **Stabilité transitoire :**

L'intégration de la GD dans le réseau de distribution a modifié la topologie du système. La participation de GD à la production active d'énergie nécessite que l'opérateur évalue la stabilité transitoire et la stabilité dynamique à long terme du système. Différents types de GD introduisent différents niveaux d'instabilité dans le système. Pour y remédier, une bonne coordination et des mesures de contrôle appropriées doivent être prises. Il est également important d'observer le niveau de pénétration de la GD. Un niveau plus élevé de pénétration de la GD pourrait affecter la stabilité du système. Différents facteurs tels que le point de fonctionnement, l'emplacement de l'interconnexion et les paramètres de contrôle de la GD influent sur la stabilité inter-zones. Il est nécessaire de procéder à une analyse approfondie pour déterminer le point de fonctionnement réalisable des GD [4].

Dans la partie précédente, les impacts de l'insertion de la GD sur les grandeurs électriques ont été mis en évidence. Ceux-ci laissent penser que le réseau de distribution n'a pas été conçu

pour accueillir ces unités. Nous allons donc détailler dans ce qui suit les impacts possibles de l'insertion de la GD sur le plan de protection et sur les calculs technicoéconomiques réalisés en planification.

### **I.5.6.6 Impacte sur la sécurité du réseau**

#### **L'îlotage :**

L'îlotage du réseau de distribution est un aspect important qui nécessite une attention appropriée. Ceci est un problème critique car la sécurité du personnel du système électrique est mise en danger si une technique de détection d'îlotage appropriée n'est pas mise en œuvre pendant les pannes. Cependant, cela prive le client des avantages de l'intégration de la GD, c'est-à-dire de fournir de l'énergie pendant l'indisponibilité de la puissance du réseau. Ceci constitue un défi intéressant pour l'opérateur de réseau car l'instance correcte d'îlotage doit être détectée et une opération de post-îlotage doit être effectuée avant la resynchronisation du réseau. Les techniques passives, actives ou hybrides doivent être évaluées avant de choisir la technique d'îlotage appropriée et la zone de non-détection doit être minimale pour assurer une détection d'îlotage réussie [4].

#### **Protection :**

Avec le niveau croissant de pénétration des GD, le système de protection existant doit être réanalysé pour prendre en compte l'intégration de la GD. L'intégration de grandes unités de GD pourrait avoir un effet négatif sur la coordination de la protection du réseau de distribution. Le système de protection du système de distribution reste une tâche difficile. En effet, une infrastructure adéquate pour surveiller et observer les paramètres du système installés sur la ligne de transmission n'est pas disponible dans le système de distribution. A ce titre, il est primordial pour les gestionnaires de réseau d'obtenir des informations sur les différents paramètres du réseau, de coordonner le fonctionnement des relais de protection et de s'adapter à l'architecture du réseau de distribution. Les différents types de GD (synchrones, à induction ou à alimentation électronique) influenceront le schéma de protection. Le système de protection devra protéger les services publics, les GD et le client. L'un des principaux éléments du système de protection devra être l'aspect anti-îlotage. Dans le même esprit, une analyse dynamique du réseau de distribution (avec GD) est également nécessaire pour évaluer les performances du système de protection.

Les réseaux de distribution électrique typiques ont une structure radiale avec une source unique, où les schémas de protection dépendent des relais, des réenclencheurs et des fusibles.



Dans cette structure, les alimentations principales sont protégées contre les pannes temporaires par des réenclencheurs, tandis que les fusibles sont situés au début des flancs latéraux et sous-latéraux pour se protéger contre les pannes persistantes. Lorsque des GD sont ajoutés à un réseau de distribution, les flux de courant / d'énergie deviennent plus compliqués dans des conditions normales et de défaillance en raison des sources multiples du réseau. Il est important et nécessaire d'analyser les impacts des groupes de périphériques sur la sélectivité, la sensibilité et la fiabilité de la configuration de protection de relais d'origine. Par ailleurs, la forte pénétration des GD dans les réseaux de distribution a des effets défavorables sur le schéma de protection existant. Ceci est attribué à la variation du niveau de courant de défaut et de sa direction, ce qui entraîne un déséquilibre de coordination et un déclenchement faible.

La modification des courants de court-circuit due à l'insertion de la GD peut conduire à une modification du réglage des protections voire même à leur changement. Deux principaux problèmes apparaissent à la suite d'une insertion de la GD : le problème d'aveuglement des protections et celui du déclenchement intempestif des protections.

**Problème d'aveuglement des protections :**

Le problème d'aveuglement des protections se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ possédant une GD. Ce problème est illustré sur la Figure I-15. En effet, en l'absence de GD, le seuil de la protection P2 est réglé à  $I_{seuil\ P2} = I_{df\ 1}$  (courant de défaut provenant du réseau amont). Si on raccorde une GD, alors la GD va participer au courant de défaut. Le courant de défaut apporté par le réseau amont,  $I_{df\ 2}$ , est alors plus faible que  $I_{df\ 1}$  est donc inférieur au seuil de la protection P2 qui ne déclenche pas d'où le terme d'aveuglement.

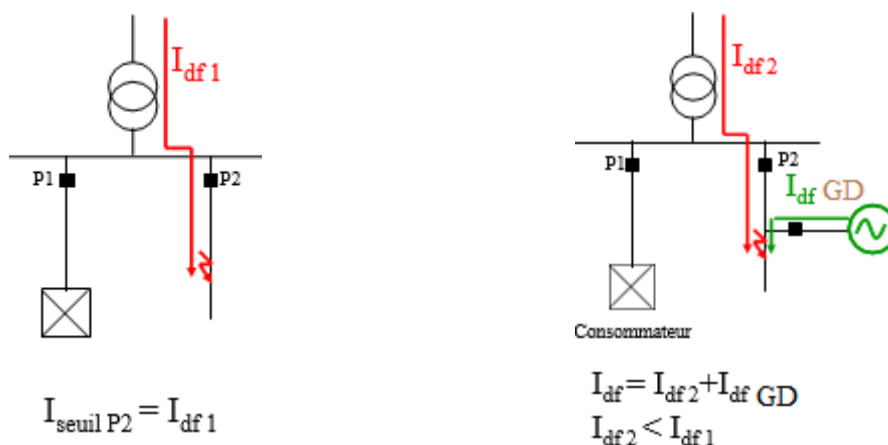


Figure I. 15 : Problème d'aveuglement de protections.

**Problème du déclenchement intempestif des protections :**

Le problème de déclenchement intempestif des protections (illustré sur la Figure I.16) se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ adjacent au départ possédant une GD. En effet, la GD participant au courant de défaut peut faire déclencher la protection P2 si le courant de défaut apporté par la GD est supérieur au seuil de la protection P2.

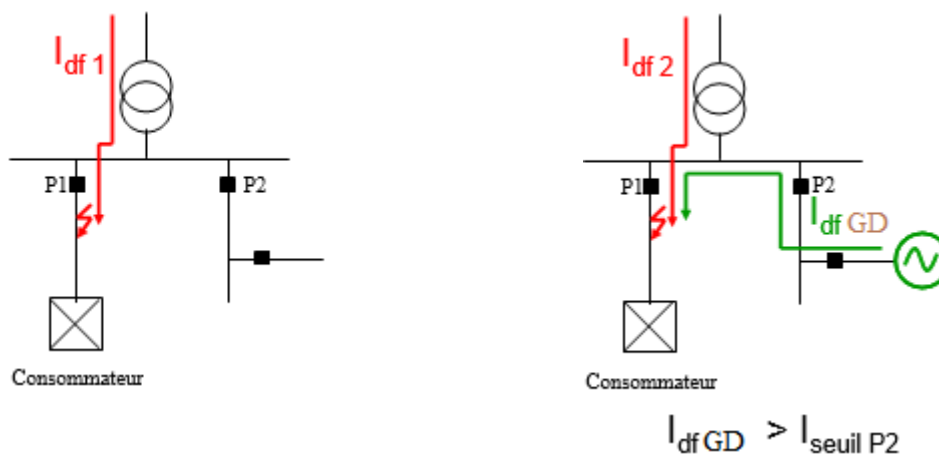


Figure I. 16 : Problème du déclenchement intempestif de protections

**Impact sur la Ferro-résonance :**

Des conditions de Ferro-résonance classiques peuvent se produire avec ou sans GD interconnecté (par exemple, une résonance entre la réactance de magnétisation du transformateur et la capacité d'un câble souterrain sur une phase ouverte). Cependant, en ajoutant des unités de GD au système, la surtension et la résonance peuvent augmenter dans les cas suivants : la puissance nominale connectée de la GD est supérieure à la puissance nominale de la charge connectée, la présence de grands bancs de condensateurs (30 à 400% de la puissance nominale), pendant la formation de GD sur une île non mise à la terre [52].

**I.5.6.7 Impact sur les calculs technico-économiques des études de planification**

Comme cela a été démontré, l'introduction de la GD au niveau de la distribution modifie les transits de puissance et le plan de tension. Ainsi, c'est un paramètre qui doit être introduit dans les études de planification. Par exemple, une décision de renforcement de réseau sans GD et avec GD n'aura pas les mêmes coûts actualisés. Il est en effet possible que selon qu'il y ait une GD ou non, les parties du réseau à renforcer changent. Les coûts actualisés des pertes, ou encore de l'énergie non distribuée, peuvent donc être très différents [51].

### I.5.7 Impacts non techniques

Il y a plusieurs problèmes non techniques associés à l'intégration de la GD. Ces questions jouent un rôle important dans la réalisation de la mise en œuvre de la GD dans le système de distribution. La nature des problèmes varie des changements de politique aux moyens financiers de mise en œuvre à base de GD.

#### I.5.7.1 Coût financier

Le coût d'installation des unités de GD est relativement élevé. C'est parce que la technologie GD par KW installé est plus élevée par rapport aux centrales électriques. Le coût d'achat et d'installation de l'équipement est initialement élevé. Les planificateurs de réseau doivent se pencher sur cette question afin de rendre l'intégration de la GD financièrement réalisable. Une politique gouvernementale telle que le tarif de rachat visant à favoriser un niveau élevé de pénétration des GD devrait également être envisagée [4].

#### I.5.7.2 Rareté de la main d'œuvre qualifiée

Avec la mise en œuvre de la technologie GD, il est important que des travailleurs compétents dans ce domaine particulier soient disponibles. Les entreprises doivent se pencher sur l'aspect de la formation de la main-d'œuvre requise.

Les impacts techniques et non techniques décrits donnent un aperçu général sur les aspects que l'opérateur de système ou le planificateur de réseau doit examiner avant de réaliser une intégration de la GD dans un environnement pratique. Le progrès technologique sans cesse croissant et la nature variable de la GD présente un défi unique à la structure conventionnelle du système d'alimentation. Avec intégration optimale de la GD, le système de distribution ne peut plus être considéré comme une structure passive qui consomme de l'énergie mais comme une structure active qui consomme et génère de l'énergie pour le réseau.

### I.5.8 Connexion entre la GD et le réseau

Les unités de GD peuvent être connectées directement au réseau, dans le cas des générateurs synchrones et des générateurs à induction, et indirectement, à l'aide de convertisseurs d'électroniques de puissance [50].

#### I.5.8.1 Connexion directe via un générateur synchrone

En connexion directe avec le réseau via un générateur synchrone, le générateur synchrone est couplé à l'arbre de sortie du générateur de données et la sortie d'un générateur synchrone est connectée directement au réseau électrique. Dans ce type de connexion, la synchronisation avec

le réseau électrique et le contrôle de l'excitation du générateur créent des difficultés. Selon la connexion directe du générateur au réseau, les générateurs agissent comme une source de tension et lorsqu'un court-circuit se produit dans le réseau, toute l'énergie produite sera transférée de la GD au réseau.

Le problème susmentionné nous avertit de la nécessité de protéger le générateur en cas de court-circuit. En cas de coupure de réseau, la GD est en mesure de fournir une partie de l'énergie électrique du réseau, ce qui est un avantage dans ce type de connexion. Un autre avantage important de la connexion directe du générateur synchrone au réseau est la possibilité de produire de la puissance réactive.

### **I.5.8.2 Connexion directe via un générateur à induction**

Ce type de connexion est souvent utilisé pour les éoliennes et est devenu obsolète avec l'émergence de nouvelles technologies. Le système de commande de la connexion directe du générateur à induction est plus simple que le système de commande du générateur synchrone car, en connexion directe du générateur à induction, l'excitateur du champ n'existe pas. De plus, la connexion du générateur à induction est plus facile par rapport à la connexion du générateur synchrone au réseau, ce qui est un autre avantage de ce type de connexion en raison de l'absence d'amplitudes de rotation de phase et de tension. Pour connecter le générateur à induction au réseau, il suffit d'une augmentation de la vitesse du rotor du générateur à induction supérieure à la vitesse synchrone avant de connecter le générateur à induction au réseau. En connexion directe du générateur à induction au réseau une fois le réseau coupé, le générateur à induction sera déconnecté ; problème qui n'est pas vrai pour le générateur synchrone. En raison de la capacité inhérente du générateur synchrone une fois le réseau coupé, le générateur synchrone peut continuer à fonctionner indépendamment. Les générateurs à induction comparés aux générateurs synchrones produisent non seulement de la puissance réactive, mais consomment également de la puissance réactive. Ainsi, chaque fois que les générateurs à induction sont connectés au réseau, la tension sera détruite. Les inconvénients de ce type de générateur incluent la possibilité de travailler en mode moteur, dans le cas où la vitesse du rotor est inférieure à la vitesse synchrone, ce qui entraîne une consommation de courant du réseau. Au démarrage du générateur à induction, ce courant provoque un choc important sur le réseau. Il convient de noter qu'avec l'émergence du générateur à induction à double alimentation, tous les problèmes ont été résolus et que les générateurs peuvent se connecter directement au réseau.

### I.5.8.3 Connexion indirecte via les convertisseurs d'électroniques de puissance

Dans ce type de connexion, une source GD ne peut pas être directement connectée au réseau. Une source GD est connectée au réseau à l'aide d'un convertisseur. Un groupe de générateurs tels que les piles à combustible et les cellules photovoltaïques produisent l'énergie électrique directe. Par conséquent, ce type de ressource n'est pas autorisé à être connecté directement au réseau. Ce type de source GD peut être connecté aux ressources du réseau à l'aide du convertisseur. Une alternative consiste à augmenter le niveau de tension en utilisant un convertisseur continu-continu, puis à le connecter au réseau via un convertisseur continu-alternatif. Mais le plus important, ce sont les sources GD telles que les micro-turbines à gaz qui produisent de l'énergie électrique à haute fréquence. Pour connecter ces types de générateurs au réseau, une alimentation en courant alternatif avec une fréquence de 50 Hz est requise. Par conséquent, la puissance haute fréquence est convertie en une tension alternative de 50 Hz via un convertisseur alternatif-alternatif (cyclo-convertisseur ou convertisseur matriciel).

Dans le second cas, le courant alternatif haute fréquence (dans la plage du kilohertz) peut être converti initialement en courant continu, puis converti en courant alternatif 50 Hz. Les coûts de cette technique augmentent, mais en raison de l'augmentation du nombre total de variables de contrôle, la qualité de sortie du système est supérieure.

## I.6 CONCLUSION

Dans le but de comprendre le contexte et les défis de cette étude, nous avons évoqué dans ce chapitre les généralités relatives au système électrique généralement et particulièrement aux réseaux de distribution qui représentent l'axe principale de ce travail.

Ensuite nous avons décrit la transition structurelle des réseaux de distribution avec tous ces nouveaux concepts qui apparaissent. Ensuite nous avons terminé ce chapitre par une vision plus claire sur la GD en abordant les principaux concepts de cette dernière et en insistant sur les impacts de l'intégration de la GD sur tous les plans des réseaux de distribution.

Le chapitre suivant a pour objet de présenter les diverses formulations en termes de fonction objectif (type, objectifs et contraintes) du problème de l'intégration optimale de la génération distribuée dans les réseaux de distribution.

## II. CHAPITRE II : FORMULATIONS DU PROBLEME IOGD

---

### II.1 INTRODUCTION

Le développement rapide des technologies de la GD sous différentes formes et capacités est en train d'affecté profondément la planification des réseaux de distribution. Malgré les avantages offerts par ces technologies (renouvelable et non-renouvelable), plusieurs problèmes techniques et économiques peuvent résulter de l'intégration inappropriée de la GD, par conséquent, une Intégration (on peut dire aussi insertion ou incorporation) Optimale de la GD (IOGD) est d'une importance primordiale pour que la performance du réseau de distribution puisse atteindre la qualité, la stabilité de la tension, la fiabilité et la rentabilité attendues [53].

Après avoir exposé dans le premier chapitre le contexte de notre travail, nous allons maintenant présenter un état de l'art en matière de formulation du problème de l'IOGD. Rappelons pour commencer que l'IOGD peut être mathématiquement formulé come un problème d'optimisation et en fonction du nombre d'objectif l'IOGD dans les réseaux de distribution il peut être formulé de deux façons ; 1) formulation mono-objectif ou 2) formulation multi-objectifs. L'objectif de ce chapitre est tout d'abord d'explicitier les deux formulations d'une manière globale. Puis, en second lieu, nous développons les objectifs utilisés et enfin, nous présentons toutes les contraintes d'égalité et d'inégalité possibles liées à cette problématique.

## II.2 FORMULATION DU PROBLEMATIQUE DE L'IOGD

Comme susmentionné, l'IOGD peut être formulé comme un problème d'optimisation mono-objectif ou multi-objectifs selon le nombre d'objectifs à optimiser.

### II.2.1 Formulation mono-objectif

L'IOGD peut être formulé comme un problème d'optimisation mono-objectif comme suit :

$$\begin{aligned} & \text{Minimiser } f(\mathbf{x}) \\ & \text{Sujet à } g(\mathbf{x}) = 0 \\ & \text{et } h(\mathbf{x}) \leq 0 \end{aligned} \tag{II. 1}$$

Où :

$f(\mathbf{x})$ : est la fonction objectif.

$g(\mathbf{x})$ : est l'ensemble des contraintes d'égalité.

$h(\mathbf{x})$ : est l'ensemble des contraintes d'inégalité.

$\mathbf{x}$  : est le vecteur des variables de conception.

### II.2.2 Formulation multi-objectif

La configuration moderne d'un réseau de distribution impose un changement de fonctions et objectifs adoptés dans la planification. Il oblige le gestionnaire du réseau de distribution à prendre en compte plusieurs objectifs en même temps et qui peuvent être mutuellement contradictoires.

L'IOGD peut être formulé comme un problème multi-objectifs comme suit :

$$\begin{aligned} & \text{Minimiser } F(\mathbf{x}) = [f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_k(\mathbf{x})]^T \\ & \text{Sujet à } g(\mathbf{x}) = 0 \\ & \text{et } h(\mathbf{x}) \leq 0 \end{aligned} \tag{II. 2}$$

Où :

$f_i(\mathbf{x})$ : est la  $i^{\text{ème}}$  fonction objectif.

$F(\mathbf{x})$ : est le vecteur des fonctions objectifs.

La Figure II.1 illustre les diverses formulations du problème de l'IOGD. Dans les sections suivantes nous allons décrire les différentes composantes de ce problème avec plus de détails.

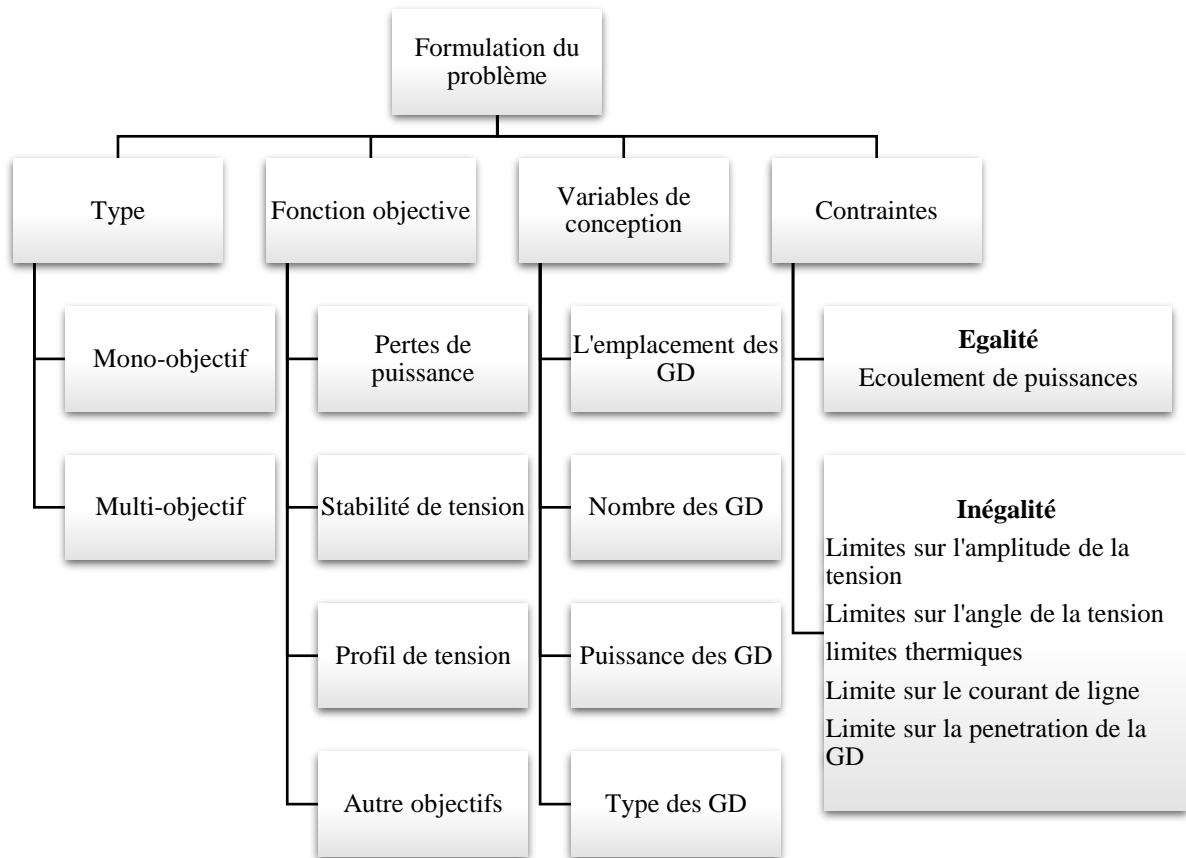


Figure II. 1 : Illustration graphique de la formulation du problème de l'IOGD [4]

### II.3 LES FONCTIONS OBJECTIFS

Il existe plusieurs fonctions objectif pouvant être utilisées dans la formulation du problème de l' IOGD, parmi lesquelles on peut citer : les indices liés aux pertes de puissance et d'énergie, les indices liés à la stabilité de tension, les indices liés au profile de tension, etc., ce que nous allons développer dans les sections suivantes.

#### II.3.1 Les indices liés aux pertes

Le réseau de distribution établit un lien entre le réseau de transmission à haute tension et les consommateurs à basse tension. Par conséquent, les pertes ( $RI^2$ ) dans un réseau de distribution sont élevées en raison de la basse tension et du courant élevé. Les sociétés de distribution ont un intérêt économique à réduire ces pertes dans leurs réseaux [54].

Les pertes de puissance active et réactive est la fonction objectif la plus couramment adopté dans la résolution du problème l'IOGD. Les auteurs dans [55] ont établi que les pertes au niveau de la distribution représentent le pourcentage le plus élevé des pertes totales du système énergétique, avoisinant 27% des pertes totales. Il est rapporté également dans [56] que



jusqu'à 13% du total de l'énergie générée est gaspillée sous forme de pertes dans les réseaux de distribution.

Les unités de GD peuvent aider à réduire le flux de courant dans les lignes et, par conséquent, contribuer à réduire les pertes de puissance. La quantité de pertes dépend de la quantité de courant et de la résistance de la ligne (ou de la réactance pour les pertes de puissance réactive). Par conséquent, les pertes des lignes peuvent être réduites en réduisant le flux de courant de ligne ou la résistance ou les deux. Lorsqu'une unité de GD est installée pour fournir de l'énergie localement à la charge, le flux de courant dans certaines parties du réseau est réduit et, par conséquent, les pertes de ligne sont également réduites. Cependant, il convient de mentionner que, dans certains cas, la GD peut augmenter les pertes de ligne, selon l'emplacement et la puissance de la GD, la capacité relative de la charge, la topologie du réseau et d'autres facteurs.

Dans la littérature, de nombreux indices liés aux pertes de puissance sont rapportés. Pour une meilleure prise en charge de ces indices, nous explicitons dans ce qui suit, certains d'entre eux. Pour le reste des indices (Voire Annex II.A).

### II.3.1.1 Pertes de puissance active

Il existe plusieurs indices de pertes de puissance active. Dans cette section nous allons présenter quelques-uns de ces indices.

#### **Indice # 1 :**

Les pertes de puissance active peuvent être exprimé par l'expression suivante :

$$P_{\text{Pertes}} = \sum_{(i,j) \in B} g_{ij}(V_i^2 + V_j^2 - 2V_iV_j \cos \theta_{ij}) \quad (\text{II. 3})$$

Où :  $(i, j)$  sont les deux nœuds d'une branche,  $B$  est l'ensemble des branches du système de distribution,  $V_i$  et  $V_j$  représentent respectivement les grandeurs de tension des nœuds  $i$  et  $j$ ,  $g_{ij}$  désigne la conductance entre le nœud  $i$  et le nœud  $j$ , et  $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$ .

#### **Indice # 2 :**

Les pertes de puissance active peuvent être également exprimé par l'expression suivante :

$$P_{\text{Pertes}} = \sum_{j=1}^{n_f} \sum_{k=1}^{n_s} R_k |I_k|^2 \quad (\text{II. 4})$$

Où :  $R_k$  est la résistance de la branche  $k$  et  $I_k$  indique le courant qui passe la branche  $k$  et  $n_f$  représente le nombre total de branches.

**Indice # 3 :**

Les pertes d'énergie annuelle totale pour une durée d'une heure peuvent être également exprime par l'expression suivante :

$$E_{\text{pertes}} = 365 \times \left( \sum_{t=1}^{24} P_{\text{pertes}}^t \times t \right) \quad (\text{II. 5})$$

Où :  $E_{\text{pertes}}$  représente les pertes d'énergie sur un an,  $P_{\text{pertes}}^t$  indique les pertes de puissance active à chaque étape pendant une heure.

**II.3.2 Les indices liés à la stabilité de tension**

La stabilité de la tension est devenue une préoccupation majeure dans le fonctionnement d'un réseau électrique moderne. Le point de seuil de stabilité de tension ou le point d'effondrement de tension est déterminé à partir de l'analyse de la stabilité de tension. Certaines techniques, à savoir la technique de courbe de nez, l'analyse de sensibilité V-Q et les indices de stabilité de tension sont utiles pour mesurer la stabilité de tension du système ou découvrir les jeux de barre critiques dans les réseaux [57]. Parmi les différentes techniques, des méthodes basées sur des indices de stabilité de tension ont émergé et sont un outil efficace pour l'analyse de la stabilité de tension hors ligne. Un certain nombre d'indices de stabilité de tension et des formules utiles proposées par différents auteurs pour évaluer la stabilité du système dans les études liées à l'IOGD sont décrits ci-dessous. Pour le reste des indices (Voire Annex II.B).

**Indice # 1 :**

L'indice de stabilité le plus utilisé pour identifier le nœud le plus sensible à l'effondrement de la tension est celui proposé par [58] et il est donné par l'expression suivante:

$$SI(m2) = |V_{(m1)}|^4 - 4.0[P_{(m2)}X_{(jj)} - Q_{(m2)}R_{(jj)}]^2 - 4.0[P_{(m2)}R_{(jj)} + Q_{(m2)}X_{(jj)}]|V_{(m1)}|^2 \quad (\text{II. 6})$$

$$f = \max(SI(n_i)) \quad i = 1,2,3 \dots, N_n$$

Où :  $SI(m2)$  est l'indice de stabilité de la tension du nœud  $m2$  ( $m2 = 2,3, \dots, NB$ ).

Pour un fonctionnement stable des réseaux de distribution radiaux,  $SI(m2)$  doit être supérieur a 0; pour  $m2 = 2,3, \dots, NB$ .

Le nœud pour lequel la valeur de l'indice de stabilité est minimale est le nœud le plus sensible à l'effondrement de la tension.

En utilisant cet indice, il est possible de mesurer le niveau de stabilité de la tension des réseaux de distribution radiaux. Ainsi, des mesures appropriées peuvent être prises si l'indice indique un faible niveau de stabilité.

**Indice # 2 :**

L'indice  $L_{ij}$  proposé par [59] et développé dans [60] est donné par l'expression suivante :

$$L_{ij} = \frac{4 \left[ (P_j X_{ij} - Q_j R_{ij})^2 + (P_j R_{ij} - Q_j X_{ij}) V_i^2 \right]}{V_i^4} \quad (\text{II. 7})$$

**Indice # 3 :**

L'indice de stabilité en tension PVSI développé par [61] est donné par l'expression suivante :

$$PVSI = \frac{4P_2 R_{12} |Z_{12}|}{(X_{12} \sin \delta_{12} + R_{12} \cos \delta_{12})^2 V_1^2} \quad (\text{II. 8})$$

**II.3.3 Les indices liés au profil de tension**

L'une des justifications pour incorporer la GD est d'améliorer le profil de tension des réseaux de distribution et maintenir la tension dans une plage acceptable au niveau des clients finaux [44]. Par l'intégration de la GD, le profil de tension peut être améliorée car elle peut fournir une partie importante de la puissance active et réactive à la charge, ce qui contribue à diminuer le courant au long d'une section de la ligne de distribution, qui, à son tour, se traduira par une augmentation de l'amplitude de tension au niveau du site du client.

Il existe des indices liés au profil de tension dans la littérature et certains d'entre eux sont décrits ci-dessous.

**Indice # 1 :**

Le premier indice lié au profile de la tension est donner par l'expression suivante :

$$V_{\text{Profil}} = \sum_{i=0}^{nb} \left( \frac{V_i - V_i^{spec}}{V_i^{max} - V_i^{min}} \right)^2 \quad (\text{II. 9})$$

Où :  $V_i$  représente la tension au jeu de barres  $i$ ,  $V_i^{spec}$  est la valeur de tension spécifiée,  $V_i^{max}$  et  $V_i^{min}$  sont les limites de tension maximale et minimale du bus  $i$ , respectivement,

Le même index peut être étendu pour gérer différentes périodes de temps comme suit :

$$VSF_{total} = \sum_{m=1}^{k-1} (2V_{m+1} - V_m) \quad (\text{II. 10})$$

Où :  $k$  est la période temporelle ; pour une année,  $Nh$  est égal à 8760 h.

**Indice # 2 :**

Un deuxième indice lié au profile de la tension est donner par l'expression suivante :

$$V_{\text{Profil}} = \sum_{i=1}^{n_b} (V_i - V_{\text{nominale}})^2 \quad (\text{II. 11})$$

Où :  $V_i$  représente la tension au jeu de barres  $i$  ;  $V_{\text{nominale}}$  est la tension nominale (généralement égale à 1 p.u.) et  $n_b$  le nombre de jeux de barres.

**Indice # 3 :**

Un troisième indice lié au profile de la tension est donner par l'expression suivante :

$$VP = \sum_{j=1}^{n_f} \sum_{k \in Ib} |V_k - V_{ref,k}| \quad (\text{II. 12})$$

Où  $Ib$  est la collection des jeux de barres de charge et  $V_{ref,k}$  est la tension nominale au jeu de barres de charge  $k$

**II.3.4 Autres indices**

Outre les indices susmentionnés, il existe d'autres indices utilisés comme fonction objectif pour la résolution du problème de l'IOGD qui ont été regroupés dans les sections suivantes.

**Indice # 1 :**

L'indice de l'équilibrage de charge (LB) peut être décrit comme suit :

$$LB = \sum_{j=1}^{n_f} \sum_{k=1}^{n_s} \left( \frac{I_k}{\frac{1}{n_f} \sum_{k=1}^{n_f} I_k} \right)^2 \quad (\text{II. 13})$$

Où  $I_k$  est le courant passant par la ligne  $k$  et  $n_f$  est le nombre total de départs alors que  $n_s$  correspond au nombre total des sections du système.

**Indice # 2 :**

L'indice de la capacité maximale du de courant de branche (MBCI) peut être décrit comme suit :

$$MBCI = \max \frac{I_i^{DG}}{IC_i}, \quad \text{for } i = 1, 2, 3, \dots, NB - 1 \quad (\text{II. 14})$$

Où :  $I_i^{DG}$  est l'amplitude du courant dans la branche  $i$  due au placement de la DG dans le réseau de distribution alors que la capacité maximale du courant est représentée par  $IC_i$ , pour  $i$  étant le numéro de la ligne ou branche.

**Indice # 3 :**

L'indice d'équilibrage de courant des sections (SCI) est donné par l'expression suivante :

$$SCI = \frac{\sum_{s=1}^L \frac{Is_m - Isa_s}{\max(Is_m, Isa_s)}}{L} \quad (\text{II. 15})$$

Où :  $Is_m$  est la moyenne du courant de section de ligne après le placement des DG et des bancs de condensateurs shunt (SCB),  $Isa_s$  est la moyenne du courant de section de la ligne après le placement des DG et des SCB,  $s$  est la section de ligne et  $L$  est le nombre total de sections de ligne.

**Indice # 4 :**

L'indice de la limite de flux de ligne (IC) est donné par l'expression suivante :

$$IC = \max_{i=1}^{NL} \left( \frac{|\overline{S}_{ij}|}{|\overline{CS}_{ij}|} \right) \quad (\text{II. 16})$$

Où :  $\overline{S}_{ij}$  est la puissance qui circule dans la ligne reliant le jeu de barres  $i$  et  $j$ ,  $\overline{CS}_{ij}$  est la capacité de la ligne  $i$  et  $j$  et  $NL$  est le nombre de lignes.

**Indice # 5 :**

L'indice du problème de la chute de tension est donné par l'expression suivante :

$$S_{DIST} = \sum_{i=1}^{N_F} L_{DIST_i} \quad (\text{II. 17})$$

Où :  $L_{DIST_i}$  est la charge perturbée pour le  $i$  ème défaut et  $N_F$  est le nombre total de défauts sur une durée donnée.

**Indice # 6 :**

Les indices de court-circuit triphasé-terre et monophasé-terre (ISC3 et ISC1) sont donnés par les expressions suivantes :

$$ISC3^k = 1 - \frac{\max \left( \frac{I_{SC} abc_i^k}{I_{SC} abc_i^0} \right)}{\frac{I_{SC} abc_*^k}{I_{SC} abc_*^0}} \quad (II. 18)$$

$$ISC1^k = 1 - \frac{\max \left( \frac{I_{SC} \phi_i^k}{I_{SC} \phi_i^0} \right)}{\frac{I_{SC}^k}{I_{SC}^0}}$$

Où : pour la  $k$  ième configuration du réseau de distribution,  $I_{SC} abc_i^k$  désigne le courant de défaut triphasé via le noeud  $i$ ,  $I_{SC} abc_i^0$  représente le même paramètre mais sans DG. De même, pour la  $k$  ième configuration de réseau de distribution,  $I_{SC} abc_*^k$  et  $I_{SC} abc_*^0$  sont utilisés pour symboliser le plus grand courant de défaut triphasé dans tout le réseau avec et sans DG respectivement. La même notation s'applique à  $I_{SC} \phi_i^k$  et  $I_{SC} \phi_i^0$ , qui sont utilisés pour représenter le courant de défaut monophasé pour la  $k$  ième configuration du réseau de distribution avec et sans GD, respectivement. Pour les plus grands courants de défaut en une phase, les notations de  $I_{SC}^k$  et  $I_{SC}^0$  sont utilisées avec les mêmes annotations des indices et des exposants.

Étant donné que la variation du courant de court-circuit maximal (SCC) est évaluée entre les scénarios pendant la connexion et la déconnexion de la GD,  $ISC3$  et  $ISC1$  sont associés à des problèmes de sensibilité et de protection.

ISC est également exprimé dans [62] et [63] par :

$$ISC = \frac{I_{SC}^{sans DG} - I_{SC}^{avec DG}}{I_{SC}^{sans DG}} \quad (II. 19)$$

Où :  $I_{SC}^{sans DG}$  est le courant de court-circuit maximal avant l'intégration de la GD et  $I_{SC}^{avec DG}$  est le courant de court-circuit maximal après l'intégration de la GD.

**Indice # 7 :**

Il existe dans la littérature un indice lié au cout de la GD qui est donné par l'expression suivante :

$$C_{DG} = K_{size} \sum_{i=1}^{N_{DG}} P_{DG_i} \quad (\text{II. 20})$$

Où :  $C_{DG}$  est le coût total associé aux unités de la GD,  $P_{DG_i}$  est la taille de chaque  $i$ ème GD,  $N_{DG}$  représente le nombre total des unités de GD connectées,  $K_{size}$  symbolise le coût de GD par kW.

### **Indice # 8 :**

L'indice de la réduction de l'impact environnemental (EIRI) est donné par l'expression suivante :

$$EIRI = \sum_{i=1}^{NP} (EI)_i (EIRI)_i \quad \text{with} \quad (EIRI)_i = \frac{PE_{iw/DG}}{PE_{iwo/DG}} \quad (\text{II. 21})$$

Où :  $(EI)_i$  est un facteur de pondération  $0 \leq (EI)_i \leq 1$  et  $\sum_{i=1}^{NP} (EI)_i = 1$  pour le  $i$  – ème polluant. Les polluants totaux d'intérêt sont représentés par  $NP$ . Pour  $i$ ème ce polluant,  $PE_{iwo/DG}$  et  $PE_{iw/DG}$  sont les représentations de la quantité d'émission sans et avec GD, respectivement.

Par la suite, ils sont donnés par :

$$EPE_{iw/DG} = \sum_{j=1}^B (EG)_{Aj} (AE)_{ij} + \sum_{k=1}^H (EDG)_k (AE)_{ik} \quad (\text{II. 22})$$

$$PE_{iwo/DG} = \sum_{j=1}^B (EG)_j (AE)_{ij}$$

Où :  $(EG)_{Aj}$  est l'énergie électrique (en MWh) produite par la source d'énergie conventionnelle correspondante avec GD,  $(EG)_j$  représente le même paramètre sans GD.

Par la suite,  $(AE)_{ij}$  est l'émission pour la  $j$ –ème installation conventionnelle par MWh d'énergie produite de  $i$  – ème polluant, et  $(EDG)_k$  représente l'émission pour la  $k$  – ème "centrale DG par MWh d'énergie produite de  $i$  – ème le polluant,  $(AE)_{ij}$  représente l'énergie produite (en MWh) par la  $i$  – ème DG,  $B$  représente le nombre total de centrales conventionnelles, tandis que  $H$  représente le nombre total de centrales GD.

## **II.4 VARIABLES DE CONCEPTION**

Principalement il existe quatre types de variables de conception pour l'IOGD qui sont décrit dans les sections suivantes [64].

### II.4.1 Emplacement de la GD

L'emplacement de la GD signifie le jeu de barre optimal (ou les jeux de barres) où la GD doit être intégré.

### II.4.2 Capacité de la GD

La capacité de la GD définit la quantité (puissance) optimale en MW et/ou en MVAR à intégrer.

### II.4.3 Nombre d'unités de GD

Selon le nombre des unités de la GD, il y a deux possibilités : intégrer une seule unité de GD ou intégrer plusieurs unités de GD.

## II.5 CONTRAINTES

La problématique de l'OIDG est soumise à diverses contraintes opérationnelles pouvant être catégorisées en contraintes d'égalité et contraintes d'inégalité. Les contraintes prises en compte dans la résolution du problème de l'OIDG dans un réseau de distribution radiale sont discutées ci-dessous.

### II.5.1 Contraintes d'égalité

#### II.5.1.1 Contraintes de flux de puissance

Les contraintes de flux de puissance sont basées sur des équations de puissance active et réactive. La somme de la puissance active d'entrée doit être égale à la somme de la puissance de sortie active de chaque bus. Le système de distribution comprend deux types de bus : les bus de charge et les bus de sous-station. Chaque type de bus a une expression de flux de charge différente. Pour les bus à la demande (différents des bus de sous-station), l'expression (17) est utilisée et, pour les bus de sous-station, l'expression (18) est considérée. Ce flux de puissance prend également en compte la puissance réactive dans chaque type de nœud

$$\begin{aligned}
 P_{gi} &= P_i + V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \\
 Q_{gi} &= Q_i + V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})
 \end{aligned}
 \tag{II. 23}$$

Où :

$$n_i = 1; 2; \dots; n_n$$

$P_{gi}$  est la puissance active du générateur au jeu de barres  $n_i$



$Q_{gi}$  est la puissance réactive du générateur au jeu de barres  $n_i$

$P_i$  est la demande de puissance active au jeu de barres  $n_i$

$Q_i$  est la demande de puissance réactive au jeu de barres  $n_i$

$V_i$  est la tension au jeu de barres  $n_i$

$\delta_i$  est l'angle de phase de la tension au jeu de barres  $n_i$

$N = ni - 1$  est le nombre total de branches dans le réseau de distribution donné

$N$  est le nombre total de jeux de barres dans le réseau de distribution donné

## II.5.2 Contraintes d'inégalité

### II.5.2.1 Limites de tension

La tension de fonctionnement nodale doit être comprise entre une limite minimale et une limite maximale. Dans [65] et dans [20], il est indiqué que la limite acceptable se situe entre  $\pm 5\%$  de la valeur de tension nominale et dans [66], il est indiqué qu'elle correspond à  $\pm 10\%$  de la tension nominale. Cette contrainte peut être exprimée comme suit :

$$V_{min} \leq Vi \leq V_{max} \quad (\text{II. 24})$$

### II.5.2.2 Limites sur l'angle de tension

Les angles de tension sur n'importe quel jeu de barres doivent être comprise entre deux limites acceptables comme le montre l'expression suivante :

$$\delta_{min} \leq \delta \leq \delta_{max} \quad (\text{II. 25})$$

### II.5.2.3 Limites thermiques

Nommé aussi la capacité des départs ou contrainte de débit d'alimentation, capacité des embranchements ou capacité des lignes de distribution ou débit d'alimentation.

Le flux de puissance dans tout départ de distribution doit être inférieur à la capacité thermique de la ligne. Cela peut être formulé comme suit :

$$|S_{nk}| \leq |S_{nk}^{max}|, \quad k = 1, \dots, N \quad (\text{II. 26})$$

Où :  $S_{nk}$  représente la puissance apparente sur le jeu de barres  $n_k$ ,  $S_{nk}^{max}$  désigne son maximum sur le même jeu de barres.  $N$  est le nombre total de branches et  $k$  est le numéro de branche qui alimente le bus  $n_k$ .

### II.5.2.4 Limite du courant de ligne

Nommé aussi la charge maximale admissible des lignes ou la contrainte de capacité maximale de courant de branche.

Le courant de ligne de chaque branche ne doit pas dépasser la capacité de charge actuelle de la branche. Cela peut être formulé comme suit :

$$I \leq I_{max} \quad (\text{III. 27})$$

Où :  $I_{max}$  représente la capacité maximale de transport de courant de la ligne de distribution.

### II.5.2.5 Facteur de puissance des unités GD

Le facteur de puissance de des unités de la GD doit être compris entre deux limites supérieure et inférieure. Cela peut être formulé comme suit :

$$pf_{DG_{lower}} < pf_{DG} < pf_{DG_{upper}} \quad (\text{II. 28})$$

### II.5.2.6 Nombre maximal d'unités de GD

La contrainte sur le nombre maximal d'unités de GD est définie comme suit :

$$N_{DG} \leq N_{DG}^{max} \quad (\text{II. 29})$$

Où  $N_{DG}$ ,  $N_{DG}^{max}$  sont respectivement le nombre réel et le nombre maximal d'unités de GD.

### II.5.2.7 Pénétration maximale des unités de GD

La limite de pénétration maximale est calculée en fonction de la charge totale demandée dans le système de distribution. Cette limite est donnée par l'expression suivante :

$$\sum_{i \in \Omega_g} P_{DGi} \leq k\% \times \sum_{i \in \Omega_L} P_{Li} \quad (\text{II. 30})$$

Où  $\Omega_g$  est l'ensemble nodal de GD,  $k\%$  est la limite de pénétration maximale exprimée en pourcentage de la charge et  $\Omega_L$  est l'ensemble nodal de charge dans le réseau de distribution.

### II.5.2.8 Limites de capacité de la GD

La puissance générée par les unités de GD doit être comprise entre deux limites pré-spécifiées minimale et maximale. La capacité maximale des unités pouvant être installés sur le réseau est limitée par le taux de pénétration de l'unité.

La somme de la production totale de GD est limitée par le niveau de pénétration maximal de GD.

La contrainte de capacité de la puissance générée à un facteur de puissance unitaire est donnée par :

$$\sum_{i=1}^{N_{DG}} P_{gi} \leq (D_{pf} \times P_{load}) \quad (\text{II. 31})$$

Si la GD génère à la fois de la puissance active et réactive, alors l'équation précédente peut être modifiée comme suit :

$$\sum_{i=1}^{N_{DG}} S_{gi} \leq (D_{pf} \times S_{load}) \quad (\text{II. 32})$$

Où  $N_{DG}$  est le nombre de GD dans le réseau ;  $D_{pf}$  est la limite de pénétration maximale exprimée en pourcentage de la charge de du réseau ;  $P_{load}$  est la charge totale active du système.  $S_{load}$  est la charge apparente totale du réseau.

## II.6 CONCLUSION

Nous avons essayé dans ce chapitre de détailler les différentes formulations du problème de l'IOGD, premièrement par le choix du type de la fonction objectif (mono ou multi-objectifs), deuxièmement par le choix des fonctions ou l'indices à optimiser (pertes de puissance ou d'énergie, profil de tension, stabilité de tension, ...), troisièmement par le choix du type de GD, quatrièmement et finalement par le choix des contraintes qui peuvent restreindre chaque fonction objective.

Le chapitre suivant a pour objet de discuter les méthodes adoptées dans la résolution du problème de l'IOGD où nous accorderons une attention particulière aux méthodes méta-heuristiques.

## **III. CHAPITRE III : TECHNIQUES DE RESOLUTION METAHEURISTIQUES**

---

### **III.1 INTRODUCTION**

Les différentes stratégies des algorithmes appliqués pour chercher la solution optimale à une fonction objective, consistent à trouver la meilleure solution parmi toutes celles possibles en visant la maximisation ou la minimisation d'une fonction mono ou multi-objectifs en respectant également certaines contraintes d'égalité et/ou d'inégalité, cette solution peut être interprétée comme une solution suffisamment proche de la meilleure solution.

Ce troisième chapitre met en évidence les principaux techniques ou méthodes adoptées pour trouver une solution optimale au problème de l'IOGD. Une partie de ce chapitre sera consacrée à la méthode utilisée dans cette étude qui est l'Algorithme du Cycle d'Eau 'ACE' (en Anglais Water Cycle Algorithm). Cette méthode fait partie des algorithmes métaheuristiques non exacts, permettent de résoudre des problèmes d'optimisation basés sur une stratégie de recherche dans un espace de solutions réalisables, cette stratégie de recherche vise à explorer l'espace de solution de manière effective et efficace, et elle peut être facilement appliquée à différents problèmes d'ingénierie.

### III.2 TECHNIQUES DE RESOLUTION DU PROBLEME DE L'IOGD

Principalement, la planification optimale des unités de GD signifie la détermination d'un ensemble de variables de décision liées à ces unités, (par exemple : puissance, emplacement, type) pour minimiser ou maximiser une fonction objectif prédéfinie, cette fonction peut inclure un ou plusieurs objectifs, sous réserve de plusieurs contraintes d'égalité et/ou d'inégalité, comme il est détaillé dans le deuxième chapitre. Ces objectifs sont basés sur certains critères techniques, tels que la minimisation des pertes et l'amélioration du profil de tension, ou des critères économiques, tels que la maximisation des profits [53].

Au cours des dernières décennies, de nombreuses méthodes ont été proposées pour aborder la problématique de l'IOGD au niveau de la distribution, ces approches peuvent être classés en quatre catégories (comme le montre la Figure III.1) :

- (1) techniques analytiques,
- (2) techniques numériques,
- (3) techniques métaheuristiques et
- (4) techniques hybrides.

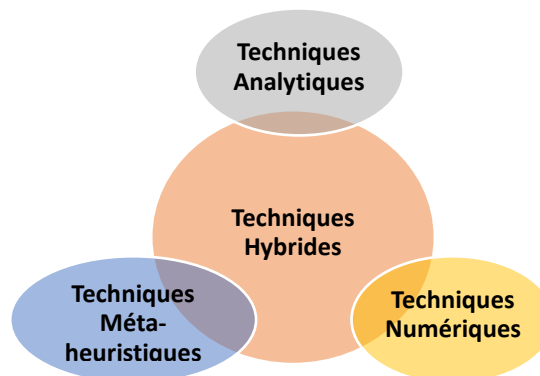


Figure III. 1 : Les types de techniques possibles pour résoudre le problème de l'IOGD [4].

Dans les sections suivantes nous allons décrire une à une ces techniques.

#### III.2.1 Techniques analytiques ou déterministes

L'intérêt d'utiliser des méthodes analytiques s'est considérablement accru au cours des dernières années, dans cette section, certaines méthodes d'optimisation conventionnelles utilisées pour résoudre le problème de l'IOGD sont passées en revue.

Les approches analytiques représentent le réseau par un modèle mathématique et l'évaluent en utilisant une solution numérique directe. Quelques exemples sont la « règle des 2/3 » et les méthodes basées sur la sensibilité comme le facteur de sensibilité aux pertes (FSP).

### III.2.1.1 Règle des 2/3

La règle des 2/3 consiste à appliquer une règle intuitive simple pour le placement approximatif des unités de GD dans les réseaux de distribution sur la base d'un affichage graphique du flux de puissance. Cette méthode analytique suggère que si nous considérons que le volume de l'unité de GD est égal à 2/3 de la charge uniforme et que l'emplacement est défini à 2/3 de la distance du départ, le débit total VAR-kilomètres de flux peut être minimisé. Pour plusieurs unités, il peut également être généralisé à la règle «  $2 / (2N + 1)$  ».

Cette règle a été appliquée dans un cas où la charge est répartie de manière uniforme sur un réseaux radial. En fait, les 2/3 de la génération entrante ont été choisis comme la puissance de l'unité de GD à être placés à 2/3 de la longueur de la ligne afin de minimiser les pertes et les impacts de tension [67].

### III.2.1.2 Filtre de Kalman

Il est également connu sous le nom d'estimation quadratique linéaire (LQE). Sa précision dépend du nombre d'échantillons. Il est utilisé pour l'allocation de plusieurs unités de GD avec moins d'échantillons. L'augmentation du nombre d'échantillons augmente la charge et le temps de calcul. Il est utilisé pour déterminer la puissance des unités de GD et l'indice de localisation optimal (jeu de barres optimal) pour incorporer les unités de GD [68].

### III.2.1.3 Facteur de sensibilité des pertes et l'analyse de sensibilité

La méthode du facteur de sensibilité aux pertes est essentiellement utilisée pour réduire le nombre de solutions possibles formant l'espace de recherche en linéarisant l'équation non linéaire originale autour du point de fonctionnement initial. Cette approche a été largement appliquée pour déterminer la puissance et l'emplacement des unités de GD à l'aide de la formule de pertes exacte développée par Elgerd [69], telle qu'elle a été appliquée dans [13]. L'utilisation des méthodes analytiques en combinaison avec un facteur de sensibilité aux pertes est très courante dans la littérature en raison de la simplicité de sa mise en œuvre [8] [12].

La méthode d'analyse de sensibilité consiste à modifier certains paramètres afin de voir leur impact sur les résultats finaux. Les méthodologies qui utilisent l'analyse de sensibilité aident à réduire le temps de calcul, ce qui peut être critique, en particulier avec les grands systèmes de cas réels. En fait, la méthode d'analyse de sensibilité est très efficace pour évaluer

les incertitudes telles que celles résultant de la nature intermittente des GD. En fait, les différents résultats dans les variables de sortie dépendent des différentes sources d'incertitude associées aux entrées où cet impact est évalué au moyen d'une analyse de sensibilité. L'incertitude dans la sortie du système modélisé peut être répartie entre différentes sources d'incertitude dans ses entrées. Dans [70], les auteurs ont étudié la sensibilité des pertes de puissance réelles et réactives en prenant en compte la capacité de la GD, l'espace de recherche et le temps de calcul.

### III.2.2 Techniques numériques

Dans ces approches, le problème de l'OIDG est formulé en utilisant l'une des formulations suivantes : Programmation linéaire (PL), Programmation non linéaire (PNL), Programmation non linéaire mixte (PNLMI), puis elle est résolue en utilisant des méthodes d'optimisation classiques.

La PL est un type de programmation mathématique utilisé pour résoudre un modèle mathématique dans lequel les exigences sont représentées par des relations linéaires permettant de maximiser ou de minimiser la fonction objectif. L'une des méthodes permettant de résoudre les problèmes de LP est la méthode simplex basée sur les arêtes polytopes du solide de visualisation pour déterminer la solution optimale. La PL est largement utilisée dans les problèmes d'optimisation des réseaux électriques, car elle donne la solution exacte, telle que la recherche de la puissance optimale des unités de GD [71].

Le système PL a été mis en œuvre pour améliorer l'effet de la demande de puissance réactive des générateurs sur les tensions du système et pour augmenter le nombre de générateurs raccordés tout en respectant les limites de tension de distribution.

Cependant, le modèle mathématique à résoudre s'appelle MINLP lorsque les variables sont continues et discrètes et que la fonction objectif et les contraintes sont non linéaires (comme avec les équations du bilan de puissance et du coût. Le MINLP a été utilisé dans plusieurs recherches [72] [73], dans lesquels les emplacements optimaux des unités de GD étaient déterminés de manière économique et opérationnelle sur la base de l'indice de sensibilité aux pertes de puissance. Dans [74], les auteurs ont utilisé une technique MINLP pour déterminer les emplacements et les puissances optimaux des unités de GD dans le réseau de distribution dans le but de minimiser les pertes de puissance et d'améliorer la stabilité de la tension. Une méthode MINLP a été adoptée dans [75], où l'efficacité des calculs a été améliorée en divisant le problème de planification de la GD en deux phases 1) incorporation et 2) dimensionnement.

Les techniques MINLP peuvent souvent produire des résultats très précis au prix d'une complexité de calcul élevée. Cependant, ces techniques nécessitant la détermination simultanée d'un ensemble de variables de décision, l'évolutivité de la solution MINLP est considérablement compromise dans le cas de grands réseaux de distribution. Les variables et le temps de calcul sont les principaux inconvénients de la MINLP [76] [53].

### III.2.3 Techniques métaheuristiques

Une méthode métaheuristique est définie comme un processus de génération itérative qui guide une heuristique subordonnée en combinant intelligemment des différents concepts pour explorer et exploiter l'espace de recherche. Les stratégies d'apprentissage sont utilisées pour structurer l'information afin de trouver efficacement des solutions quasi optimales. Les problèmes techniques et non techniques complexes et « découplés » impliqués dans les problèmes d'optimisation des réseaux électriques peuvent être facilement modélisés et inclus dans le processus d'optimisation. Les métaheuristiques ne nécessitent pas la formulation « fermée » des différents aspects abordés, contrairement à l'optimisation classique. Les algorithmes métaheuristiques peuvent également prendre en charge des problèmes de nombre entier mixte communs aux problèmes d'optimisation des réseaux électriques et plus particulièrement traitant le problème de l'IOGD [77].

Les métaheuristiques, dans leur définition d'origine, sont des méthodes de solution qui orchestrent une interaction entre des procédures d'amélioration locales et des stratégies de niveau supérieur afin de créer un processus capable d'échapper aux optima locaux et d'effectuer une recherche robuste dans un espace de solution [78], une autre définition est donnée dans [77] qui définit les méthode métaheuristique comme un processus de génération itérative qui guide une heuristique subordonnée en combinant intelligemment des concepts différents pour explorer et exploiter l'espace de recherche. Les stratégies d'apprentissage sont utilisées pour structurer l'information afin de trouver efficacement des solutions quasi optimales.

Les méthodes métaheuristiques sont un outil très intéressant pour résoudre le problème de l'IOGD. Quelques exemples des méthodes métaheuristiques utilisées pour l'OIDG sont l'algorithme génétique ou bien Genetic Algorithm en anglais (GA) [79] [80], L'optimisation par essaim de particules ou bien Particle Swarm Optimization en Anglais (PSO) [81], l'évolution différentielle ou bien Differential Evolution (DE) [82], algorithme de sauts de grenouilles ou bien Shuffled Frog Leaping Algorithm en anglais (SFLA) [83], algorithme de colonies des abeilles artificielle ou bien Artificial Bee Colony en anglais (ABC) [84], cuckoo search algorithm [80], A quasi-oppositional-chaotic symbiotic organisms search algorithm [23], a



Decomposition Based Multiobjective Evolutionary Algorithm [85], Ant Lion Optimization Algorithm [86], Grasshopper Optimization Algorithm (GOA) et Cuckoo Search (CS) technique [24], Sine Cosine Algorithm (SCA) [87], Big Bang-Big crunch (BBBC) algorithm [88], backtracking search algorithm (BSA) [89].

Parmi les métaheuristiques d'optimisation globale les plus populaires, développées pour résoudre des problèmes d'optimisation discrète, on trouve des algorithmes de recherche locale, mono-agent (cad se basant sur une unique solution, modifiée itérativement), comme le recuit simulé ou bien Simulated Annealing (SA) en anglais [90] et la recherche tabou ou bien Tabu Search en anglais [91]. Ces métaheuristiques ont la capacité de s'extraire d'une solution minimum locale et ainsi permettre de continuer à explorer le domaine de recherche de la fonction vers une meilleure solution.

Les métaheuristiques ont prouvé leur potentiel à fournir des solutions quasi optimales aux problèmes réels, lorsque les autres méthodes sont parfois incapables d'atteindre la meilleure solution dans un délai de calcul raisonnable, en particulier lorsque le minimum global est entouré de nombreux minima locaux [92] [93].

Dans le cadre de cette étude, nous appliquerons une de ces techniques qui s'est avéré utile pour résoudre certains problèmes d'ingénierie, c'est ce que nous décrirons en détail ci-dessous.

### III.3 ALGORITHME DU CYCLE DE L'EAU (ACE)

#### III.3.1 Description générale

L'ACE est un algorithme métaheuristique à base de population récemment développé par (Eskandar et al) dans [27], les concepts clés de l'algorithme s'inspirent de la nature sont basés sur l'observation du processus du cycle de l'eau dans la nature et sur la manière dont les rivières et les ruisseaux s'écoulent vers la mer [93].

#### III.3.2 Mécanisme & Principales étapes de l'ACE

Lors de ce processus, l'eau des précipitations se déplace vers le bas d'un endroit à un autre pour former des ruisseaux et des rivières, qui se jettent finalement dans la mer. L'eau évaporée des ruisseaux et des rivières monte dans l'atmosphère et se condense par temps froid. Par la suite, l'eau revient sur terre par les précipitations.

L'ACE décrit trois parties importantes du processus du cycle de l'eau : la précipitation, la condensation et l'évaporation. Le code source original de l'ACE peut être obtenu auprès de Sadollah et al. [94].

Semblable à d'autres algorithmes métaheuristiques, l'ACE commence par une population initiale appelée gouttes de pluie. Premièrement, nous supposons que nous avons de la pluie ou des précipitations. La meilleure solution (meilleure goutte de pluie) est choisie comme étant la mer, ensuite, un certain nombre de bonnes gouttes de pluie sont choisies comme rivière et le reste des gouttes de pluie sont considérées comme des ruisseaux qui s'écoulent vers les rivières et la mer [27]. La Figure III.2 ci-dessous montre l'organigramme de l'ACE.

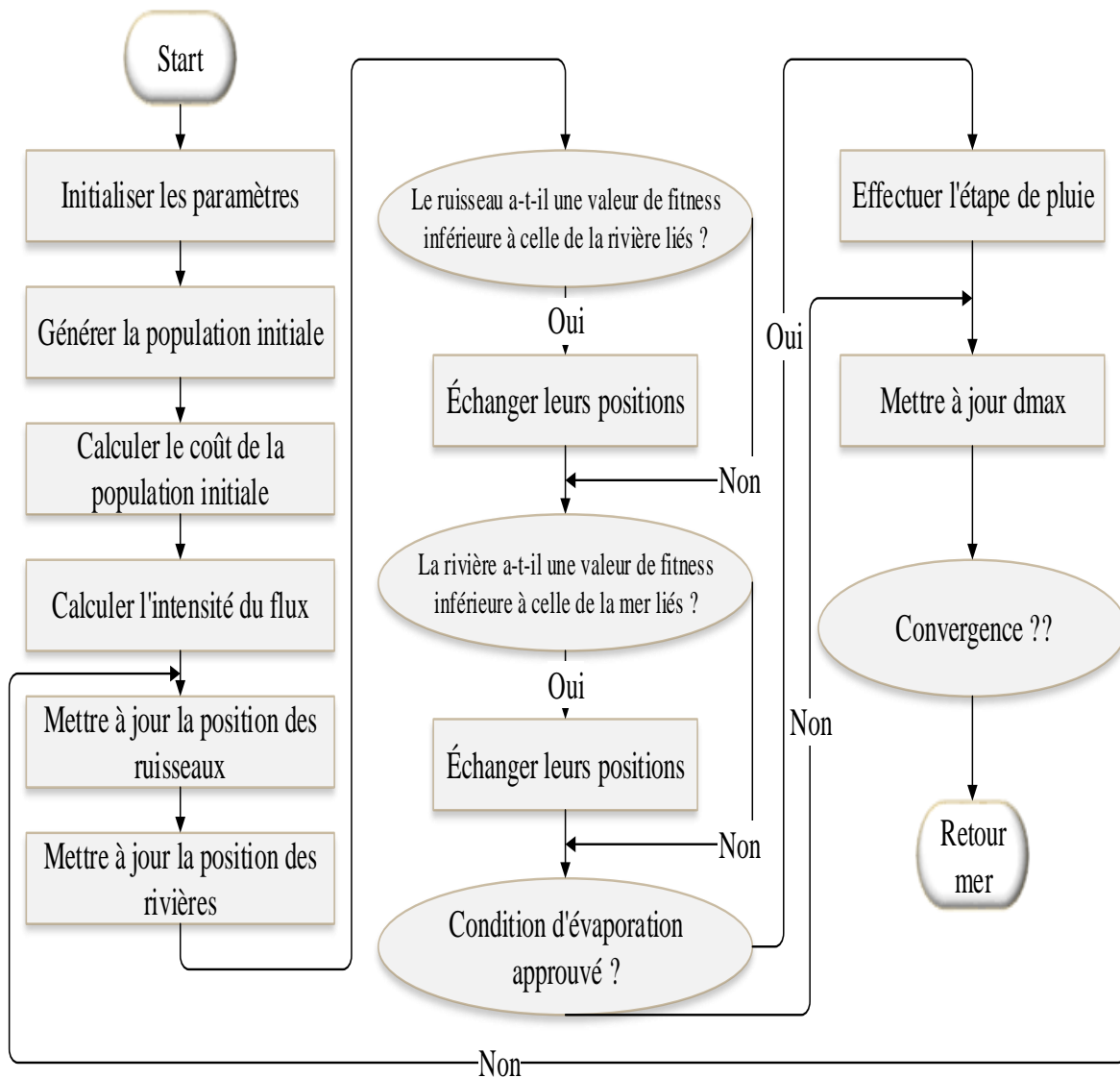


Figure III. 2 : Organigramme de l'ACE [93]

Les étapes de l'ACE sont détaillées comme suit :

- **Étape 1** : Sélection des paramètres initiaux

Sélectionnez les paramètres initiaux de l'ACE :  $N_{sr}$ ,  $d_{max}$ ,  $N_{pop}$ ,  $max\_iteration$ , etc.

▪ **Etape 2 :**

Afin de résoudre un problème d'optimisation à l'aide des méthodes métaheuristiques à base d'une population, il est nécessaire que les valeurs des variables du problème soient formées sous la forme d'un tableau, dans les terminologies GA et PSO, un tel tableau est respectivement appelé 'chromosome' et 'position des particules'. En conséquence, dans l'ACE, on parle de "goutte de pluie" pour une solution unique.

Semblable à la majorité des algorithmes d'optimisation métaheuristique à base de population, l'ACE crée d'abord une population initiale et les ruisseaux en utilisant les équations. (III. 2), (III. 3) et (III. 4). Dans ces équations données, fleuve, rivière et mer démontrent des réseaux dimensionnels  $1 \times N_{var}$ , les solutions sont définies comme suit :  $stream = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_{N_{var}}]$ ,  $N_{sr}$  est le nombre total de fleuves et de mers,  $N_{stream}$  désigne un nombre total de ruisseaux.

$$raindrop = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_{N_{var}}] \quad (III. 1)$$

$$X = Population = \begin{bmatrix} raindrop_1 \\ raindrop_2 \\ raindrop_3 \\ \vdots \\ raindrop_{N_{pop}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1^1 & x_2^1 & \dots & x_{N_{var}}^1 \\ x_1^2 & x_2^2 & \dots & x_{N_{var}}^2 \\ x_1^3 & x_2^3 & \dots & x_{N_{var}}^3 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_1^{N_{pop}} & x_2^{N_{pop}} & \dots & x_{N_{var}}^{N_{pop}} \end{bmatrix} \quad (III. 2)$$

$$N_{sr} = Nombre\ de\ rivières + 1 \quad (III. 3)$$

$$(N_s = N_{pop} - N_{sr}) \quad (III. 4)$$

▪ **Etape 3 :** Estimer la valeur de la fonction objectif (ou le coût) de chaque goutte d'eau

La taille de la population est représentée ici par  $N_{pop}$ . Certaines des meilleures solutions ( $N_{sr}$ ) sont considérées comme des rivières et la meilleure rivière est considérée comme la mer dans l'équation. (III. 5).

$$C_i = Cost_i = f(x_1^i; x_2^i; \dots; x_{N_{var}}^i) \quad i = 1, 2, 3, \dots, N_{pop} \quad (III. 5)$$

▪ **Etape 4 :** Déterminer l'intensité du débit pour les rivières et la mer

L'équation (III. 6) est donnée :  $NS_n$  est le nombre de ruisseaux qui se jettent dans des rivières ou des mers spécifiques.

$$NS_n = round \left( \left( \frac{Cost_n}{\sum_{i=1}^{N_{sr}} Cost_i} \right) \times N_s \right), \quad n = 1, 2, \dots, N_{sr} \quad (III. 6)$$

▪ **Etape 5 :** Mouvement des ruisseaux et des rivières

Le mouvement des ruisseaux vers les rivières peut être analysé comme indiqué par l'équation (III. 7) où le nombre 'rand' désigne un nombre aléatoire uniformément distribué et sa valeur est comprise entre 0 et 1. Le changement de positions n'est possible que lorsque la solution fournie par un ruisseau est meilleure que celle joignant la rivière, puis les positions des rivières et des ruisseaux sont échangées.

La Figure III.3 illustre l'échange de positions entre les ruisseaux et les rivières.

$$X_{Stream}^{i+1} = X_{Stream}^i + rand \times c \times (X_{River}^i - X_{Stream}^i) \quad (III. 7)$$

- **Étape 6 :** Similaire à l'étape 5

Les rivières se dirigent vers la mer qui est le lieu le plus descendant en utilisant l'équation (III.8).

$$X_{River}^{i+1} = X_{River}^i + rand \times c \times (X_{Sea}^i - X_{River}^i) \quad (III. 8)$$

- **Étape 7 :**

Échange de positions entre ruisseau et rivière où l'étoile représente la rivière et le cercle de couleur bleu indique le meilleur cours d'eau parmi d'autres.

L'échange de rivières existantes avec de nouvelles rivières captées offrant la meilleure valeur possible, comme illustré à la Figure III. 3.

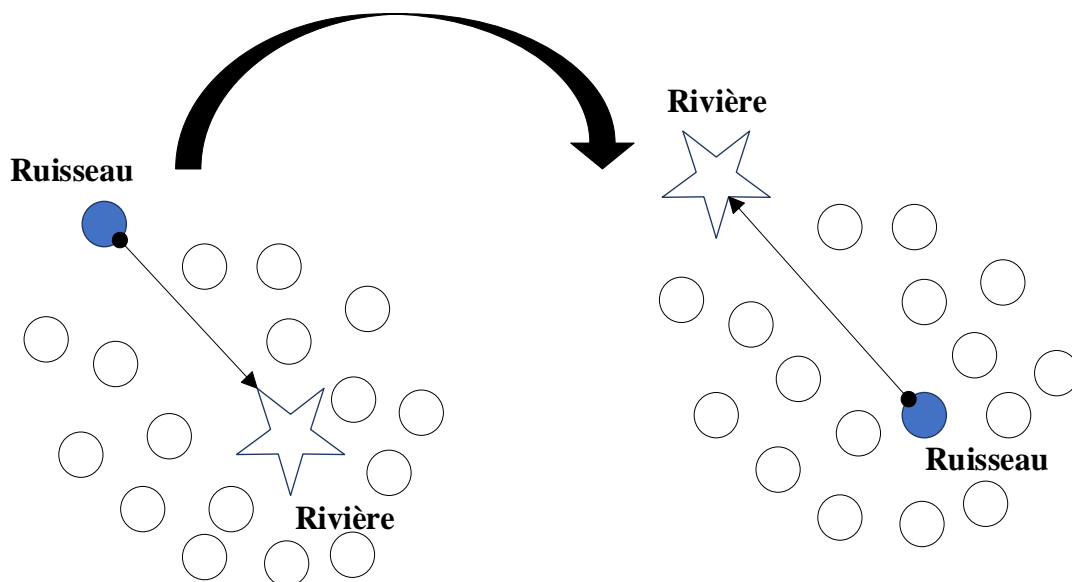


Figure III. 3 : Échange de positions entre rivières et ruisseaux [27]

▪ **Etape 8 :**

Cette étape est assez similaire à celle de la Figure III. 3, et la permutation de la position sera exactement identique à celle de l'étape 7 ; si la solution donnée par une rivière est meilleure que la mer, leurs positions seront également échangées.

▪ **Etape 9 :** Condition d'évaporation

La condition d'évaporation aidera à éviter de se trouver coincé dans des solutions optimales locales. Le mouvement du fleuve vers la mer peut être déterminé par un autre pseudocode. Dans ce pseudo-code,  $d_{max}$  est un petit nombre proche de zéro. Lorsque la distance entre le fleuve et la mer est proche de  $d_{max}$ , elle sera considérée comme ce fleuve / ce ruisseau rejoint la mer et les conditions d'évaporation seront appliquées.

Une valeur élevée pour  $d_{max}$  diminue la recherche, tandis qu'une valeur faible encourage l'intensité de la recherche près de la mer. Pour cette raison,  $d_{max}$  contrôle l'intensité de la recherche près de la mer. La valeur de  $d_{max}$  diminue de manière adaptative en fonction de l'équation. (III. 9).

$$d_{max}^{i+1} = d_{max}^i - \frac{d_{max}^i}{\text{MaxIteration}} \quad (\text{III. 9})$$

▪ **Etape 10 :**

Le processus de pluie aura lieu en utilisant les équations (III.10) et (III.11) lorsque la condition d'évaporation est satisfaite comme suit : dans l'équation. (III.10), LB et UB sont les limites inférieure et supérieure des variables de conception définies par un problème donné.

$$X_{Stream}^{new} = LB + \text{rand} \times (UB - LB) \quad (\text{III. 10})$$

$$X_{Stream}^{new} = X_{sea} + \sqrt{\mu} \times \text{randn}(1, N_{var}) \quad (\text{III.11})$$

Le  $\mu$  représente la plage de la région de recherche, sa valeur est égale à 0.1 dans l'équation. (III. 11) représente l'écart type et 1 correspond à la variance.

En passant par ces étapes, les individus créés avec la variance 1 constituent les meilleures solutions optimales au problème.

▪ **Etape 11 :**

En utilisant l'équation (III. 10) on réduit la valeur de  $d_{max}$ .

▪ **Étape 12 :**

Dans la dernière étape, les critères de convergence sont examinés, si la condition de fin est satisfaite, l'algorithme est stoppé, sinon on retourne à l'étape 5.

Une vue schématique de l'ACE est donnée à la Figure III.4 où le carré représente la mer, les cercles représentent les ruisseaux d'eau et les étoiles représentent les rivières. Les formes colorées correspondent aux anciennes positions et les formes en blanc correspondent aux nouvelles positions.

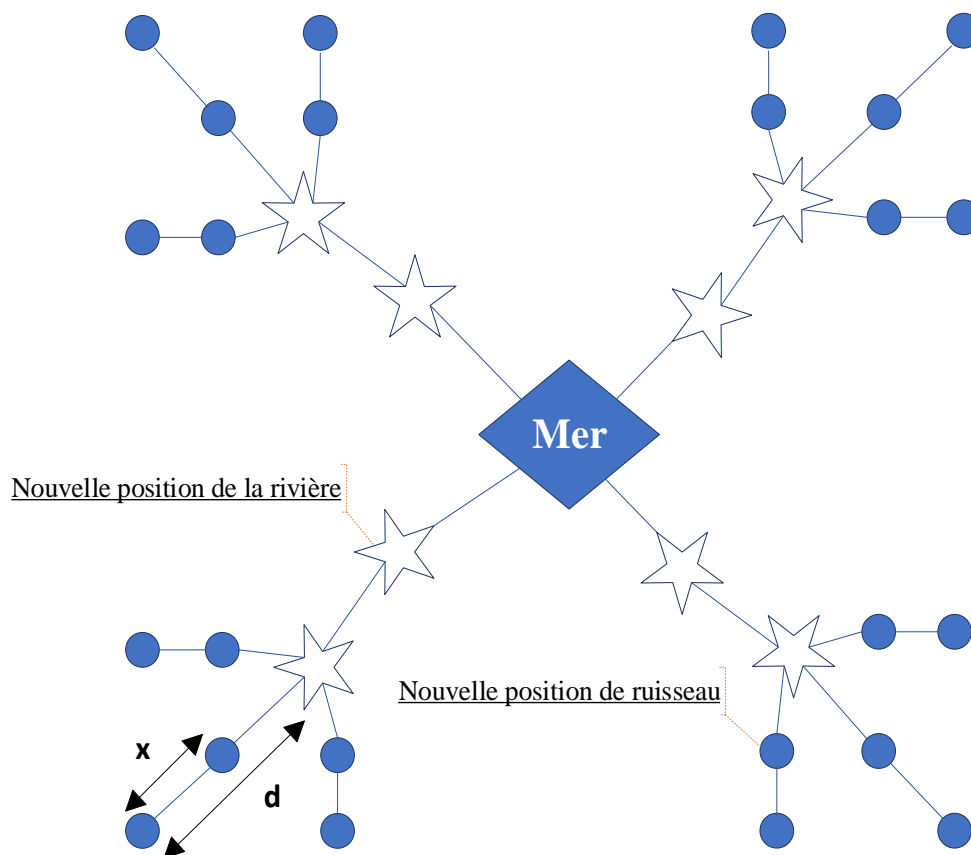


Figure III. 4 : Vue schématique globale du processus de l'ACE [27].

### III.4 TECHNIQUES HYBRIDES

Nous nous référons aux techniques hybrides lorsque deux techniques ou plus des techniques susmentionnées sont utilisées en même temps. Par exemple, une technique analytique comme le facteur de sensibilité à la perte (LSF) est utilisée pour déterminer

l'emplacement de l'unité de GD tandis qu'une méthode métaheuristique comme le PSO est utilisée pour le dimensionnement optimal (détermination de la puissance) de l'unité de GD.

### III.5 EVALUATION

Les approches analytiques offrent l'avantage d'un temps de calcul réduit. Cependant, lorsque le problème est complexe, l'application de telles approches devient très difficile. Les approches numériques, lorsqu'elles sont applicables, sont précises et nécessitent un temps de calcul faible, mais la formulation de l'IOPD en tant que problème d'optimisation à résoudre par de telles méthodes nécessite certaines hypothèses simplificatrices et cela n'est pas toujours évident. Les métaheuristiques sont très intéressantes car elles sont faciles à mettre en œuvre et elles s'appliquent à presque toutes les formulations du problème de l'IOPD sans aucun changement dans l'approche de résolution. Cependant, ces approches nécessitent généralement un temps de calcul élevé. Les approches hybrides peuvent combiner les avantages de deux approches ou plus. Cependant, ils ne sont pas applicables à tous les problèmes [4].

Les métaheuristiques ne fournissent aucune garantie quant à la qualité de la solution., mais, ils ont des avantages importants, par exemple la capacité de rechercher non seulement des optima locaux, mais également l'optimum global ; et la nécessité d'évaluer la valeur de la fonction uniquement à des points sélectionnés de l'espace de recherche sans nécessiter le calcul des dérivées qui est parfois impossible à obtenir.

### III.6 CONCLUSION

Ce chapitre avait pour but d'exposer les diverses méthodes qui peuvent être utilisés dans la résolution du problème de l'IOPD, nous avons décrit les deux grandes catégories entre conventionnelles (analytique, numérique) et intelligentes (métaheuristique) en accordant une attention particulière à la méthode de l'ACE qui est la méthode appliquée dans cette étude.

Le dernier chapitre vise à développer une approche intelligente pour assurer une incorporation optimale des unités de la GD dans des réseaux de distribution radiaux dont l'objectif est d'améliorer les performances de ces réseaux à travers l'optimisation de certain objectif technique prédéfinie.

## **IV. CHAPITRE IV : IOGD BASEE SUR L'ALGORITHME DU CYCLE DE L'EAU**

---

### **IV.1 INTRODUCTION**

Au cours de la dernière décennie, la résolution du problème de l'IOGD dans les réseaux de distribution via des algorithmes métaheuristiques a suscité une attention considérable de la part de plusieurs chercheurs. De nombreux algorithmes métaheuristiques ont donc été adoptés au cours des dernières années, qui sont dans leur majorité inspirés de divers phénomènes naturels ou physiques.

Après avoir donné un aperçu sur ces méthodes dans le précédent chapitre, nous allons les appliquer dans le cas du problème de l'intégration optimale de la génération distribuée dans les réseaux de distribution. Pour cela nous proposons une approche innovante à base d'un algorithme métaheuristique, dont notre principale contribution est l'amélioration de la performance des réseaux de distribution à travers l'optimisation d'une fonction à mono ou multi objectif et l'investigation d'une multitude de cas afin d'offrir à l'opérateur du réseau de nombreuses options.

Nous entamons notre étude en formulant le problème de l'IOGD traitée en fonction de trois objectifs techniques, qui sont :

- Réduction des pertes active de puissance
- Maximisation de la stabilité de la tension
- Amélioration du profil de tension

Par la suite nous appliquons l'algorithme du cycle d'eau sur trois réseaux de distribution radiaux a 33, a 69 et a 85 jeux de barres. Puis nous analyserons les résultats obtenus avec des remarques importants sur l'emplacement, le type et la puissance des unités de GD à incorporer.



## IV.2 FORMULATION DU PROBLEME TRAITÉE

Dans cette section, nous allons définir les fonctions objectifs et les contraintes techniques du modèle d'optimisation qui nous permet de déterminer les positions et les puissances optimales des unités de GD à incorporer dans le réseau de distribution, à cette fin, trois fonctions objectifs sont formulées en fonction des trois objectifs techniques suivants :

- Réduction des pertes de puissance réelle
- Amélioration de la stabilité de la tension
- Correction du profil de tension

Les trois fonctions correspondantes ainsi que les contraintes imposées à ces objectifs sont illustrées dans le chapitre II. Cependant nous avons jugé important de les reprendre dans ce qui suit en insérant les diverses fonctions et contraintes que nous avons adoptées. En outre, certaines combinaisons entre ces objectifs correspondant à des cas multi-objectifs sont également formulées dans la section suivante.

### IV.2.1 Fonctions mono-objectives

Dans les sous-sections suivantes, les trois fonctions objectives utilisées parmi celles décrites dans le chapitre II, dans notre approche sont détaillées et réécrite pour une meilleure compréhension.

#### IV.2.1.1 Fonction objectif $f_1$ : Pertes de Puissances Réelles (RPL)

L'un des objectifs que nous voulons traiter dans notre étude est la réduction des pertes de puissances réelles (en anglais Real Power Losses RPL) des réseaux radiaux de distribution qui sont donnés par l'expression suivante :

$$RPL = \sum_{i=1}^N R_{ni} |I_{ni}|^2 \quad (IV.1)$$

Où :  $i$  est le numéro de la branche qui alimente le jeu de barres  $ni$ ,  $ni$  est le numéro du jeu de barres de réception et  $N$  est le nombre total de branches.

Il ressort clairement de cette dernière équation que toute changement de la valeur du courant ou de la résistance de la ligne affectera directement la quantité des pertes de puissances réelles dans la ligne.

Afin de réduire les pertes de puissances réelles dans le réseau de distribution, la première fonction objectif ( $f_1 = RPL$ ) doit être minimisée.

#### IV.2.1.2 Fonction objectif $f_2$ : Stabilité de Tension

Le second objectif traité dans ce chapitre l'amélioration de la stabilité de la tension. L'indice de stabilité de tension (en anglais voltage Stability Index VSI) peut être exprimé par l'expression suivante [58] :

$$VSI = \min \left( \frac{1}{SI(n_i)} \right) \quad n_i = 2,3, \dots, nb \quad (IV.2)$$

Où :  $SI$  du nœud  $n$  est donné par :

$$SI(n_i) = |V_{mi}|^4 - 4[P_{ni}(n_i)R_{ni} + Q_{ni}(n_i)X_{ni}]|V_{mi}|^4 - 4[P_{ni}(n_i)X_{ni} + Q_{ni}(n_i)R_{ni}]^2 \quad (IV.3)$$

Où  $V_{mi}$  est la tension du jeu de barre  $mi$ ,  $P_{ni}(n_i)$  est la puissance réelle totale de la charge alimentée par le jeu de barre  $ni$ ,  $Q_{ni}(n_i)$  est la puissance réactive totale de la charge alimentée par le jeu de barre  $ni$ ,  $R_{ni}$  est la résistance de la branche  $i$ ,  $X_{ni}$  est la réactance de la branche  $i$ . Afin d'améliorer la stabilité de la tension du réseau  $f_2 = VSI$  doit être minimisé.

#### IV.2.1.3 Fonction objectif $f_3$ : Profil de Tension

La troisième fonction objectif traitée dans ce chapitre consiste à améliorer le profil de tension (en anglais Voltage Profile VP). Le VP est exprimé par l'expression suivante :

$$VP = \sum_{n=1}^n (V_{ni} - V_{rated})^2 \quad (IV.4)$$

Où  $V_{ni}$  est la tension du jeu de barre  $ni$  et  $V_{rated}$  est la tension nominale (généralement prise comme 1 p.u).

Afin d'améliorer le profil de tension du réseau, la troisième fonction objectif ( $f_3 = VP$ ) doit être minimisée.

#### IV.2.2 Fonctions multi-objectifs

Pour les cas multi-objectifs, plusieurs objectifs peuvent être combinés en une seule fonction objectif afin de traiter ces objectifs simultanément. Par conséquent, la fonction objectif globale peut être exprimée par :

$$F = \sum w_i \times f_i \quad (IV.5)$$

Où  $w_i$  sont des facteurs de pondération utilisés pour l'équilibre entre les différentes fonctions objectif.

### IV.2.3 Contraintes d'exploitation

Deux types des contraintes d'exploitation sont imposées ici ; des contraintes d'égalité et des contraintes d'inégalité.

#### IV.2.3.1 Contraintes d'égalité

- **Contraintes sur les flux de puissances**

Les contraintes sur les flux de puissances sont basées sur les équations des puissance active et réactive où la somme de ces puissances doit être équilibrée dans chaque jeu de barre. Les contraintes sur les flux de puissances peuvent être exprimées mathématiquement comme suit :

$$P_{gni} - P_{dni} + V_{ni} \sum_{j=1}^{NB} V_{nj} Y_{nj} \cos(\delta_{ni} - \delta_{nj} - \theta_{nj}) = 0 \quad (IV.6)$$

$$Q_{gni} - Q_{dni} + V_{ni} \sum_{j=1}^{NB} V_{nj} Y_{nj} \sin(\delta_{ni} - \delta_{nj} - \theta_{nj}) = 0 \quad (IV.7)$$

Où  $ni = 1, 2, \dots, n_n$ ,  $P_{gni}$  est la puissance réelle du générateur connecté au jeu de barre  $ni$ ,  $Q_{gni}$  est la puissance réactive du générateur connecté jeu de barre  $ni$ ,  $P_{dni}$  est la puissance réelle demandée au jeu de barre  $ni$ ,  $Q_{dni}$  est la puissance réactive demandée au jeu de barre  $ni$ ,  $V_{ni}$  est la tension au jeu de barre  $ni$ ,  $\delta_{ni}$  est l'angle de phase de la tension au jeu de barre  $ni$ ,  $N = (n_n - 1)$  est le nombre total de branches dans le réseau donné, et  $n_n$  est le nombre total de jeux de barres dans le réseau.

#### IV.2.3.2 Contraintes d'inégalité

Les contraintes d'inégalité comprennent : les limites de tension, les limites thermiques et les limites de puissances des GD.

- **Limites de tension**

La tension à chaque jeu de barre doit être maintenue dans ses valeurs standard maximales et minimales comme suit :

$$V_{ni}^{\min} \leq V_{ni} \leq V_{ni}^{\max} \quad (IV. 8)$$

Où  $V_{ni}^{\min}$ ,  $V_{ni}^{\max}$  sont respectivement la tension minimale et maximale au jeu de barre  $ni$ .

▪ **Limites thermiques**

La valeur de la puissance apparente dans n'importe quelle branche doit être inférieure à la valeur maximale, la limite thermique peut être exprimée comme suit :

$$|S_{ni}| \leq |S_{ni}^{max}|, i = 1, \dots, N \quad (IV. 9)$$

Où  $S_{ni}$ ,  $S_{ni}^{max}$  sont la puissance apparente actuelle et la puissance apparente maximale au jeu de barre  $n_i$ , respectivement,  $i$  est le numéro de la branche qui alimente le jeu de barre  $n_i$ .

▪ **Limites de puissances de la GD**

La limite de la puissance générée par les unités de GD peut être obtenue en limitant la puissance réelle. La somme de la génération totale de ces unités est limitée par le niveau de pénétration maximal des GD. La contrainte de capacité de la puissance générée par les unités de GD à un facteur de puissance unitaire (exemple énergie solaire) est donnée par :

$$\sum_{i=1}^{N_{GD}} P_{gi} \leq (D_{pf} \times P_{charge}) \quad (IV. 10)$$

Si la GD génère les deux puissance active et réactive simultanément, l'équation (IV.11) peut être modifié comme :

$$\sum_{i=1}^{N_{GD}} S_{gi} \leq (D_{pf} \times S_{charge}) \quad (IV. 11)$$

Où  $N_{DG}$  est le nombre des unités de GD connecté au réseau,  $D_{pf}$  est la limite de pénétration maximale en pourcentage de pointe de la charge du réseau,  $P_{charge}$  et  $S_{charge}$  sont respectivement, la puissance active et apparente totale de la charge connectée au réseau.

### IV.3 GESTION DES CONTRAINTES PAR L'ACE

Pour pouvoir trouver des solutions admissibles sous avec les contraintes imposées l'ACE suit les règles suivantes :

- **Règle 1** : toute solution réalisable (qui satisfait toutes les contraintes) est considérée comme meilleure que toutes les solutions irréalisables.
- **Règle 2** : accepter des solutions irréalisables (considérer comme des solutions réalisables) avec une petite violation avec une certaine tolérance (cette tolérance varie avec les itérations, de 0,01 dans la première itération à 0,001 dans la dernière itération).

- **Règle 3** : les solutions réalisables sont classées en fonction de la valeur de la fonction objectif.
- **Règle 4** : les solutions irréalisables sont classées en fonction du degré de violation des contraintes.

#### IV.4 RESULTATS ET DISCUSSION

Dans cette section, l'approche proposée pour une résolution optimale de l'IOGD a été mise en œuvre sous environnement « MATLAB » et exécutés sur un ordinateur personnel doté d'un processeur Core i5 de 2,67 GHz avec 4 Go de RAM.

#### IV.5 DESCRIPTION DES RESEAUX TEST

Trois réseaux radiaux ont été choisi pour cette étude, ces réseaux sont à 33, à 69 et a 85 jeux de barres [35], [95], [96], il convient de mentionner que les deux premiers réseaux sont les réseaux les plus couramment utilisés pour l'investigation de la problématique de l'IOGD. Un résumé descriptif des principales caractéristiques de ces trois réseaux est donné dans le Tableau IV.1.

Tableau IV. 1 : Les caractéristiques principales des réseaux de test examinés

Réseau teste	Réseau radial à 33 jeux de barre	Réseau radial à 69 jeux de barre	Réseau radial à 85 jeux de barre
Nombre de jeux de barre	33	69	85
Nombre de branches	32	68	84
Charge réelle totale (MW)	3.7150	3.8021	2.51428
Charge réactive totale (Mvar)	2.3000	2.6945	2.5650783
$P_{\text{perte}}$ (MW)	0.2110	0.2250	0.2993075
$Q_{\text{perte}}$ (Mvar)	0.1430	0.1021	0.1878123
VSI	1	1	1
VP	0.1338	0.0993	0.777956
$V^{\text{max}}$ (p. u.)	1.05	1.05	1.05
$V^{\text{min}}$ (p. u.)	0.95	0.95	0.95
$S^{\text{max}}$ (MVA)	5	5	5

Pour le premier réseau, les données des jeux de barre, des lignes et la solution de l'écoulement de puissances de ce réseau sont données dans le Tableau IV.2, tandis que le schéma unifilaire est représenté sur la Figure IV.1.

Tableau IV. 2 : Données et solution de l'écoulement de puissance pour le réseau radial à 33 jeux de barres.

Numéro Jeu de barre	Numéro Jeu de barre	R	X	$P_{charge}$	$Q_{charge}$	V
De	A	(p.u.)	(p.u.)	(Jeu de barre A) (kW)	(Jeu de barre A) (kVAR)	(Jeu de barre A) (p.u.)
1	2	0.0575	0.0293	100.00	60.00	0.9970
2	3	0.3076	0.1567	90.00	40.00	0.9829
3	4	0.2284	0.1163	120.00	80.00	0.9755
4	5	0.2378	0.1211	60.00	30.00	0.9681
5	6	0.5110	0.4411	60.00	20.00	0.9497
6	7	0.1168	0.3861	200.00	100.00	0.9462
7	8	0.4439	0.1467	200.00	100.00	0.9413
8	9	0.6426	0.4617	60.00	20.00	0.9351
9	10	0.6514	0.4617	60.00	20.00	0.9292
10	11	0.1227	0.0406	45.00	30.00	0.9284
11	12	0.2336	0.0772	60.00	35.00	0.9269
12	13	0.9159	0.7206	60.00	35.00	0.9208
13	14	0.3379	0.4448	120.00	80.00	0.9185
14	15	0.3687	0.3282	60.00	10.00	0.9171
15	16	0.4656	0.3400	60.00	20.00	0.9157
16	17	0.8042	1.0738	60.00	20.00	0.9137
17	18	0.4567	0.3581	90.00	40.00	0.9131
2	19	0.1023	0.0976	90.00	40.00	0.9965
19	20	0.9385	0.8457	90.00	40.00	0.9929
20	21	0.2555	0.2985	90.00	40.00	0.9922
21	22	0.4423	0.5848	90.00	40.00	0.9916
3	23	0.2815	0.1924	90.00	50.00	0.9794
23	24	0.5603	0.4424	420.00	200.00	0.9727
24	25	0.5590	0.4374	420.00	200.00	0.9694
6	26	0.1267	0.0645	60.00	25.00	0.9477
26	27	0.1773	0.0903	60.00	25.00	0.9452
27	28	0.6607	0.5826	60.00	20.00	0.9337
28	29	0.5018	0.4371	120.00	70.00	0.9255
29	30	0.3166	0.1613	200.00	600.00	0.9220
30	31	0.6080	0.6008	150.00	70.00	0.9178
31	32	0.1937	0.2258	210.00	100.00	0.9169
32	33	0.2128	0.3308	60.00	40.00	0.9166

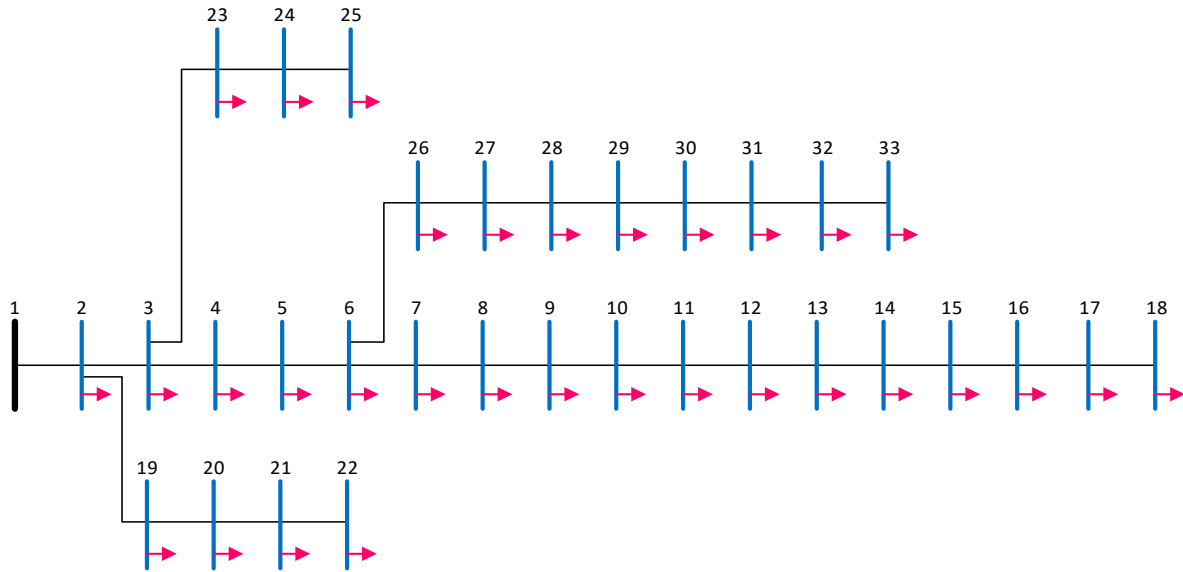


Figure IV. 1 : Schéma unifilaire du réseau test radial à 33 jeux de barres.

Pour le second réseau, les données des jeux de barre, des lignes et la solution de l'écoulement de puissances de ce réseau sont données dans le Tableau IV.3, tandis que le schéma unifilaire est représenté sur la Figure IV.2.

Tableau IV. 3 : Données et solution de l'écoulement de puissance pour le réseau radial à 69 jeux de barres.

Numéro Jeu de barre	Numéro Jeu de barre	R	X	$P_{charge}$	$Q_{charge}$	V
De	A	(p.u.)	(p.u.)	(Jeu de barre A) (kW)	(Jeu de barre A) (kVAR)	(Jeu de barre A) (pu)
1	2	0.0000	0.0001	0.00	0.00	1.0000
2	3	0.0000	0.0001	0.00	0.00	0.9999
3	4	0.0001	0.0002	0.00	0.00	0.9998
4	5	0.0016	0.0018	0.00	0.00	0.9990
5	6	0.0228	0.0116	2.60	2.20	0.9901
6	7	0.0238	0.0121	40.40	30.00	0.9808
7	8	0.0058	0.0029	75.00	54.00	0.9786
8	9	0.0031	0.0016	30.00	22.00	0.9774
9	10	0.0511	0.0169	28.00	19.00	0.9724
10	11	0.0117	0.0039	145.00	104.00	0.9713
11	12	0.0444	0.0147	145.00	104.00	0.9682
12	13	0.0643	0.0212	8.00	5.50	0.9653
13	14	0.0651	0.0215	8.00	5.50	0.9624
14	15	0.0660	0.0218	0.00	0.00	0.9595
15	16	0.0123	0.0041	45.50	30.00	0.9590
16	17	0.0234	0.0077	60.00	35.00	0.9581
17	18	0.0003	0.0001	60.00	35.00	0.9581
18	19	0.0204	0.0068	0.00	0.00	0.9576

**Chapitre IV | IOGD Basée sur l'Algorithme du Cycle de l'Eau**

19	20	0.0131	0.0043	1.00	0.60	0.9573
20	21	0.0213	0.0070	114.00	81.00	0.9568
21	22	0.0009	0.0003	5.30	3.50	0.9568
22	23	0.0099	0.0033	0.00	0.00	0.9567
23	24	0.0216	0.0071	28.00	20.00	0.9566
24	25	0.0467	0.0154	0.00	0.00	0.9564
25	26	0.0193	0.0064	14.00	10.00	0.9563
26	27	0.0108	0.0036	14.00	10.00	0.9563
3	28	0.0003	0.0007	26.00	18.60	0.9999
28	29	0.0040	0.0098	26.00	18.60	0.9999
29	30	0.0248	0.0082	0.00	0.00	0.9997
30	31	0.0044	0.0014	0.00	0.00	0.9997
31	32	0.0219	0.0072	0.00	0.00	0.9996
32	33	0.0523	0.0176	14.00	10.00	0.9993
33	34	0.1066	0.0352	19.50	14.00	0.9990
34	35	0.0920	0.0304	6.00	4.00	0.9989
3	36	0.0003	0.0007	26.00	18.60	0.9999
36	37	0.0040	0.0098	26.00	18.60	0.9997
37	38	0.0066	0.0077	0.00	0.00	0.9996
38	39	0.0019	0.0022	24.00	17.00	0.9995
39	40	0.0001	0.0001	24.00	17.00	0.9995
40	41	0.0454	0.0531	1.20	1.00	0.9988
41	42	0.0193	0.0226	0.00	0.00	0.9986
42	43	0.0026	0.0030	6.00	4.30	0.9985
43	44	0.0006	0.0007	0.00	0.00	0.9985
44	45	0.0068	0.0086	39.20	26.30	0.9984
45	46	0.0001	0.0001	39.20	26.30	0.9984
4	47	0.0002	0.0005	0.00	0.00	0.9998
47	48	0.0053	0.0130	79.00	56.40	0.9985
48	49	0.0181	0.0442	384.70	274.50	0.9947
49	50	0.0051	0.0125	384.70	274.50	0.9942
8	51	0.0058	0.0030	40.50	28.30	0.9785
51	52	0.0207	0.0070	3.60	2.70	0.9785
9	53	0.0109	0.0055	4.30	3.50	0.9747
53	54	0.0127	0.0065	26.40	19.00	0.9714
54	55	0.0177	0.0090	24.00	17.20	0.9669
55	56	0.0176	0.0089	0.00	0.00	0.9626
56	57	0.0992	0.0333	0.00	0.00	0.9401
57	58	0.0489	0.0164	0.00	0.00	0.9290
58	59	0.0190	0.0063	100.00	72.00	0.9248
59	60	0.0241	0.0073	0.00	0.00	0.9197
60	61	0.0317	0.0161	1244.0	888.00	0.9123
61	62	0.0061	0.0031	32.00	23.00	0.9120
62	63	0.0090	0.0046	0.00	0.00	0.9117
63	64	0.0443	0.0226	227.00	162.00	0.9098
64	65	0.0650	0.0331	59.00	42.00	0.9092
11	66	0.0126	0.0038	18.00	13.00	0.9713



66	67	0.0003	0.0001	18.00	13.00	0.9713
12	68	0.0461	0.0152	28.00	20.00	0.9678
68	69	0.0003	0.0001	28.00	20.00	0.9678

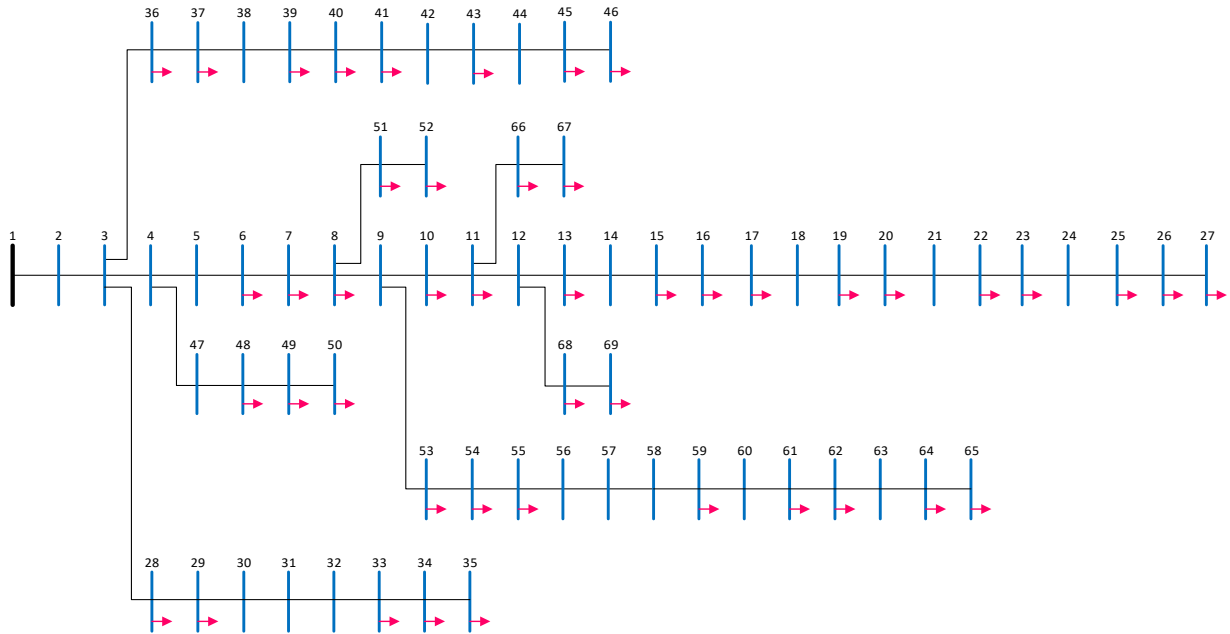


Figure IV. 2 : Schéma unifilaire du réseau test radial à 69 jeux de barres.

Pour le troisième réseau, les données des jeux de barre, des lignes et la solution de l'écoulement de puissances de ce réseau sont données dans le Tableau IV.4, tandis que le schéma unifilaire est représenté sur la Figure IV.3.

Tableau IV. 4 : Données et solution de l'écoulement de puissance pour le réseau radial à 85 jeux de barres.

Numéro Jeu de barre	Numéro Jeu de barre	R	X	$P_{charge}$	$Q_{charge}$	V
De	A	(p.u.)	(p.u.)	(Jeu de barre A) (kW)	(Jeu de barre A) (kVAR)	(Jeu de barre A) (pu)
1	1	2	0.0893	0.0620	0	0
2	2	3	0.1347	0.0926	0	0
3	3	4	0.1793	0.1231	56	57.1314
4	4	5	0.0893	0.0612	0	0
5	5	6	0.3595	0.2463	35.28	35.9928
6	6	7	0.2248	0.1537	0	0
7	7	8	0.9893	0.6777	35.28	35.9928
8	8	9	0.0893	0.0612	0	0
9	9	10	0.4942	0.3388	0	0
10	10	11	0.4496	0.3083	56	57.1314
11	11	12	0.4496	0.3083	0	0

Chapitre IV | IOGD Basée sur l'Algorithme du Cycle de l'Eau

12	12	13	0.4942	0.3388	0	0
13	13	14	0.2248	0.1537	35.28	35.9928
14	14	15	0.2694	0.1843	35.28	35.9928
15	2	16	0.6017	0.2496	35.28	35.9928
16	3	17	0.3760	0.1562	112	114.2629
17	5	18	0.6777	0.2810	56	57.1314
18	18	19	0.5264	0.2182	56	57.1314
19	19	20	0.3760	0.1562	35.28	35.9928
20	20	21	0.6769	0.2810	35.28	35.9928
21	21	22	1.2793	0.5306	35.28	35.9928
22	19	23	0.1504	0.0620	56	57.1314
23	7	24	0.7521	0.3124	35.28	35.9928
24	8	25	0.3760	0.1562	35.28	35.9928
25	25	26	0.3008	0.1248	56	57.1314
26	26	27	0.4512	0.1868	0	0
27	27	28	0.2256	0.0934	56	57.1314
28	28	29	0.4512	0.1868	0	0
29	29	30	0.4512	0.1868	35.28	35.9928
30	30	31	0.2256	0.0934	35.28	35.9928
31	31	32	0.1504	0.0620	0	0
32	32	33	0.1504	0.0620	14	14.2829
33	33	34	0.6769	0.2810	0	0
34	34	35	0.5264	0.2182	0	0
35	35	36	0.1504	0.0620	35.28	35.9928
36	26	37	0.3008	0.1248	56	57.1314
37	27	38	0.8281	0.3438	56	57.1314
38	29	39	0.4512	0.1868	56	57.1314
39	32	40	0.3760	0.1562	35.28	35.9928
40	40	41	0.8281	0.3438	0	0
41	41	42	0.2256	0.0934	35.28	35.9928
42	41	43	0.3760	0.1562	35.28	35.9928
43	34	44	0.8281	0.3438	35.28	35.9928
44	44	45	0.7529	0.3124	35.28	35.9928
45	45	46	0.7529	0.3124	35.28	35.9928
46	46	47	0.4512	0.1868	14	14.2829
47	35	48	0.5264	0.2182	0	0
48	48	49	0.1504	0.0620	0	0
49	49	50	0.3008	0.1248	36.28	37.013
50	50	51	0.3760	0.1562	56	57.1314
51	48	52	1.1289	0.4686	0	0
52	52	53	0.3760	0.1562	35.28	35.9928
53	53	54	0.4512	0.1868	56	57.1314
54	52	55	0.4512	0.1868	56	57.1314
55	49	56	0.4512	0.1868	14	14.2829
56	9	57	0.2256	0.0934	56	57.1314
57	57	58	0.6769	0.2810	0	0
58	58	59	0.1504	0.0620	56	57.1314

59	58	60	0.4512	0.1868	0	0
60	60	61	0.6017	0.2496	56	57.1314
61	61	62	0.8281	0.3430	56	57.1314
62	60	63	0.1504	0.0620	14	14.2829
63	63	64	0.6017	0.2496	0	0
64	64	65	0.1504	0.0620	0	0
65	65	66	0.1504	0.0620	56	57.1314
66	64	67	0.3760	0.1562	0	0
67	67	68	0.7521	0.3124	0	0
68	68	69	0.9025	0.3744	56	57.1314
69	69	70	0.3760	0.1562	0	0
70	70	71	0.4512	0.1868	35.28	35.9928
71	67	72	0.1504	0.0620	56	57.1314
72	68	73	0.9785	0.4058	0	0
73	73	74	0.2256	0.0934	56	57.1314
74	73	75	0.8281	0.3438	35.28	35.9928
75	70	76	0.4512	0.1868	56	57.1314
76	65	77	0.0752	0.0306	14	14.2829
77	10	78	0.5264	0.2182	56	57.1314
78	67	79	0.4512	0.1868	35.28	35.9928
79	12	80	0.6017	0.2496	56	57.1314
80	80	81	0.3008	0.1248	0	0
81	81	82	0.0752	0.0306	56	57.1314
82	81	83	0.9025	0.3744	35.28	35.9928
83	83	84	0.8281	0.3438	14	14.2829
84	13	85	0.6769	0.2810	35.28	35.9928

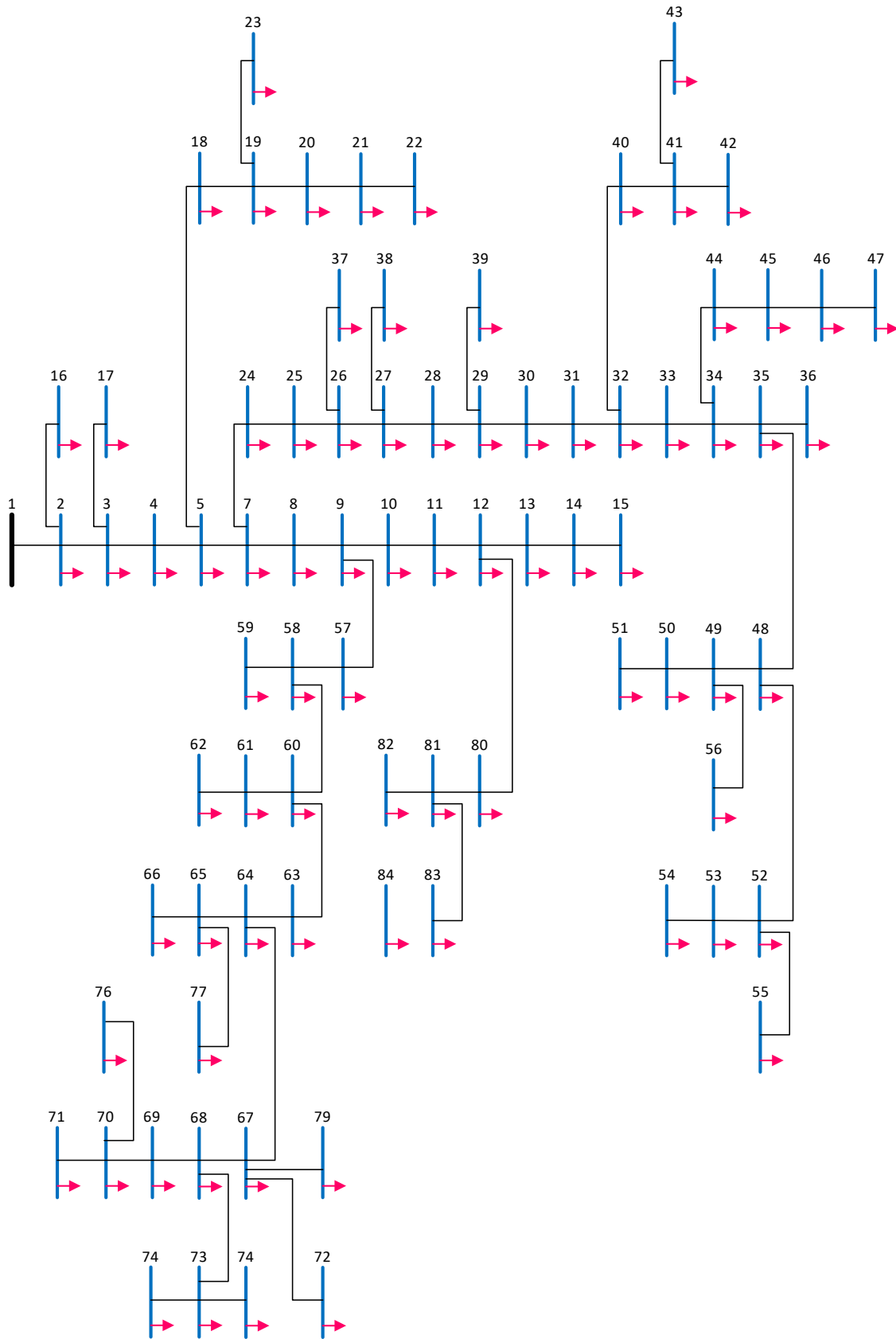


Figure IV. 3 : Schéma unifilaire du réseau test radial à 85 jeux de barres.

## IV.6 DESCRIPTION DES CAS D'ETUDIÉS

Tout au long de cette étude, nous ne nous intéressons pas au nombre d'unité de GD, nous supposons que ce nombre est fixe est égale à 3 unités à incorporer. Concernant le type de GD, en premier lieu, et pour chaque cas d'étude, on suppose que les trois unités de GD sont to types photovoltaïque ensuite on considère qu'elles peuvent injecter simultanément les deux puissances active et réactive à travers la variation du facteur de puissance (FP).

Par conséquent, une analyse approfondie de 93 cas d'études a été faite afin de résoudre le problème de l'OIDG comme indiqué dans le tableau IV.5. A partir de ce tableau on peut brièvement décrire les différents cas d'études comme suit :

- Les cas 1.1 à 1.31 sont liés au premier réseau test (33 jeux de barre), les cas 2.1 à 2.31 sont liés au deuxième réseau test (69 jeux de barre) et enfin les cas 3.1 à 3.31 sont liés au deuxième réseau test (69 jeux de barre).
- Les cas 1.1, 2.1 et 3.1 sont les cas de base où aucune GD n'est incorporée. Ces cas sont considérés comme référence aux autres cas à des fins de comparaison.
- Les quinze premiers cas de chaque système de test sont des cas mono-objectifs et les autres cas sont des cas multi-objectifs.
- Pour les cas 1.2 à 1.6, l'objectif est de réduire les pertes de puissance réelles (PPR), pour le cas 1.2 les trois unités de GD sont de type photovoltaïque et les cas 1.3 à 1.6 les trois unités de GD sont de type 3 (GD capable d'injecter à la fois de la puissance active et réactive) avec des facteurs de puissance de 0,95, 0,9, 0,85 et 0,8, respectivement.
- Pour les cas 1.7 à 1.11, l'objectif est d'améliorer la stabilité de tension (VSI), pour le cas 1.7 les trois unités de GD sont de type photovoltaïque et les cas 1.8 à 1.11 les trois unités de GD sont capable d'injecter à la fois de la puissance active et réactive avec des facteurs de puissance de 0,95, 0,9, 0,85 et 0,8, respectivement.
- Pour les cas 1.12 à 1.16, l'objectif est d'améliorer le profil de tension (VP), pour le cas 1.12 les trois unités de GD sont de type photovoltaïque et les cas 1.13 à 1.16 les trois unités de GD sont capable d'injecter à la fois de la puissance active et réactive avec des facteurs de puissance de 0,95, 0,9, 0,85 et 0,8, respectivement.
- Pour les cas 1.17 à 1.21, l'objectif est d'optimiser RPL et VSI simultanément avec la même description liée au type de GD.

- Pour les cas 1.22 à 1.26, l'objectif est d'optimiser RPL et VP simultanément avec la même description liée au type de GD.
- Dans les cas 1.27 à 1.31, l'objectif est d'optimiser VSI et VP simultanément avec la même description liée au type de GD.
- Les mêmes cas d'études sont étudiés pour les deux autres réseaux, entre 2.2 et 2.31 pour le réseau à 69 jeux de barre et entre 3.2 et 3.31 pour le réseau de barre à 85 jeux de barre.

Tableau IV. 5 : Résumé des cas étudiés.

CAS	Objectif	FP	Réseau test
<b>CAS 1.1</b>	<b>Cas de base</b>		<b>33-jeux de barre</b>
CAS 1.2 à CAS 1.6	RPL	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	33-jeux de barre
CAS 1.7 à CAS 1.11	VSI	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	33-jeux de barre
CAS 1.12 a CAS 1.16	VP	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	33-jeux de barre
CAS 1.17 a CAS 1.21	RPL & VSI	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	33-jeux de barre
CAS 1.22 a CAS 1.26	RPL & VP	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	33-jeux de barre
CAS 1.27 à CASE 1.31	VSI & VP	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	33-jeux de barre
<b>CAS 2.1</b>	<b>Cas de base</b>		<b>69-jeux de barre</b>
CAS 2.2 a CAS 2.6	RPL	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	69-jeux de barre
CAS 2.7 a CAS 2.11	VSI	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	69-jeux de barre
CAS 2.12 a CAS 2.16	VP	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	69-jeux de barre
CAS 2.17 a CAS 2.21	RPL & VSI	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	69-jeux de barre
CAS 2.22 a CAS 2.26	RPL & VP	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	69-jeux de barre
CAS 2.27 a CAS 2.31	VSI & VP	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	69-jeux de barre
<b>CAS 3.1</b>	<b>Cas de base</b>		<b>85-jeux de barre</b>
CAS 3.2 a CAS 3.6	RPL	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	85-jeux de barre
CAS 3.7 a CAS 3.11	VSI	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	85-jeux de barre
CAS 3.12 a CAS 3.16	VP	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	85-jeux de barre
CAS 3.17 a CAS 3.21	RPL & VSI	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	85-jeux de barre
CAS 3.22 a CAS 3.26	RPL & VP	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	85-jeux de barre
CAS 3.27 a CAS 3.31	VSI & VP	1, 0.95, 0.9, 0.85 and 0.8	85-jeux de barre

## IV.7 RESULTATS ET DISCUSSIONS POUR LE RESEAU TEST A 33-JEUX DE BARRE

### IV.7.1 Cas mono-objectif

Les résultats obtenus pour l'IOGD avec une formulation mono-objectif liés au réseau à 33-jeux de barre sont présentés dans le Tableau IV.6. A partir de ce tableau nous pouvons faire les remarques suivantes :

- Dans le cas initial 1.1,  $RPL = 0.2110$  MW, pour les cas de 1.2 à 1.6 visant à réduire les pertes de puissance réelles, le minimum RPL obtenu pour ces cas est de  $0.014225$  MW pour un  $FP = 0.8$  (cas 1.6). Pour ces cas, les jeux de barres idéals pour l'emplacement des unités de GD sont les jeux de barres numéro 13, 24 et 30 alors que la puissance de chaque unité dépend du facteur de puissance. L'illustration de la minimisation de RPL est représentée sur la Figure IV.4.
- Pour les cas 1.7 à 1.11, la valeur optimale de VSI est de  $0.822703$  obtenu pour  $FP = 0.85$  (cas 1.10). On peut voir que le meilleur emplacement et la meilleure puissance de chaque unité de GD dépend du FP.
- Pour les cas 1.12 à 1.16, la valeur minimale d VP est égale à  $2.22 \times 10^{-4}$  pour un  $PF = 0.8$  (cas 1.16). Pour ces cas, les jeux de barres idéals pour l'emplacement des unités de GD sont les jeux de barres numéro 13, 23, 24, 25, 29 et 30 alors que la puissance de chaque unité dépend du facteur de puissance. Le VP est représenté sur la Figure IV.5 afin de montrer l'amélioration du profil de tension de tous les jeux de barres par rapport au cas initial de référence.
- Enfin, il convient de mentionner que par rapport au cas 1.1, sans GD, RPL est réduit de  $0.210997$  MW à  $0.014225$  MW (dans le cas 1.6), VSI est réduit de 1 à  $0.822703$  (dans le cas 1.10), et VP est réduit de  $0.133794$  à  $2.22 \times 10^{-4}$  (dans le cas 1.16).

Tableau IV. 6 : Résultats pour les cas mono-objectifs pour le réseau 33-jeux de barre

CAS #	Jeux de barre			Puissance (P [MW])			FP	Fonctions Objectif		
	GD <sub>1</sub>	GD <sub>2</sub>	GD <sub>3</sub>	GD <sub>1</sub>	GD <sub>2</sub>	GD <sub>3</sub>		RPL	VSI	VP
CAS 1.1	-	-	-	-	-	-	-	0.210997	1	0.133794
CAS 1.2	13	24	30	0.801706	1.09133	1.053643	1	0.072786	1	0.0151
CAS 1.3	13	24	30	0.830131	1.124668	1.239597	0.95	0.028534	1	0.002078
CAS 1.4	13	24	30	0.79099	1.071442	1.236369	0.9	0.018405	0.998929	0.000878
CAS 1.5	13	24	30	0.741694	1.005293	1.199931	0.85	0.014584	0.997809	0.000609
CAS 1.6	13	24	30	0.688188	0.933736	1.146475	0.8	0.014225	0.998259	0.000626
CAS 1.7	10	11	32	2.100652	1.372366	0	1	0.272135	0.822707	0.025093
CAS 1.8	6	30	32	0.888185	2.423977	0.488649	0.95	0.138628	0.822704	0.019185
CAS 1.9	29	30	31	2.05991	0.682619	0.474792	0.9	0.131357	0.822703	0.022154
CAS 1.10	8	11	30	1.680609	0.729383	1.17007	0.85	0.080208	0.822703	0.025997
CAS 1.11	8	11	25	1.240594	1.207791	0.76195	0.8	0.092864	0.822708	0.023217
CAS 1.12	13	25	30	1.196655	0.524835	1.993288	1	0.115228	0.977675	0.000512
CAS 1.13	13	24	29	0.876717	1.237255	1.613168	0.95	0.034403	0.977705	0.000224
CAS 1.14	13	24	29	0.802479	1.158046	1.477856	0.9	0.021975	0.977351	0.000225
CAS 1.15	13	24	30	0.775136	1.152035	1.273134	0.85	0.015488	0.980042	0.000236
CAS 1.16	13	23	30	0.705667	1.655993	1.133818	0.8	0.021284	0.980415	0.000222

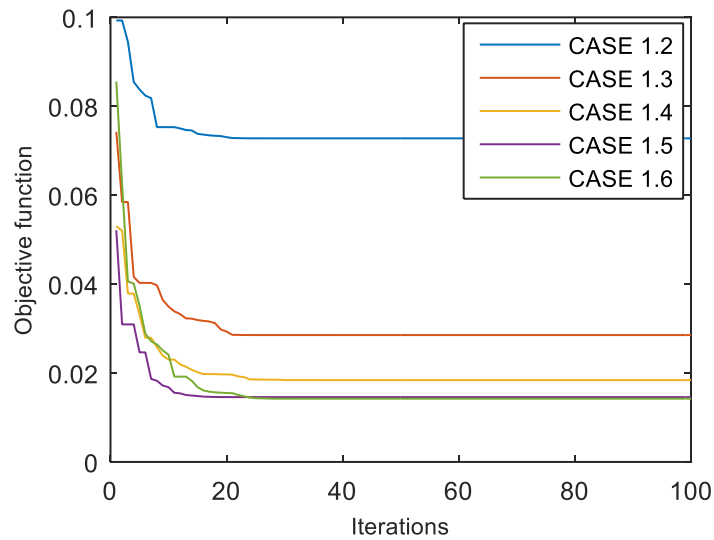


Figure IV. 4 : Minimisation des pertes de la puissance active pour les CAS 1.2 à 1.6.



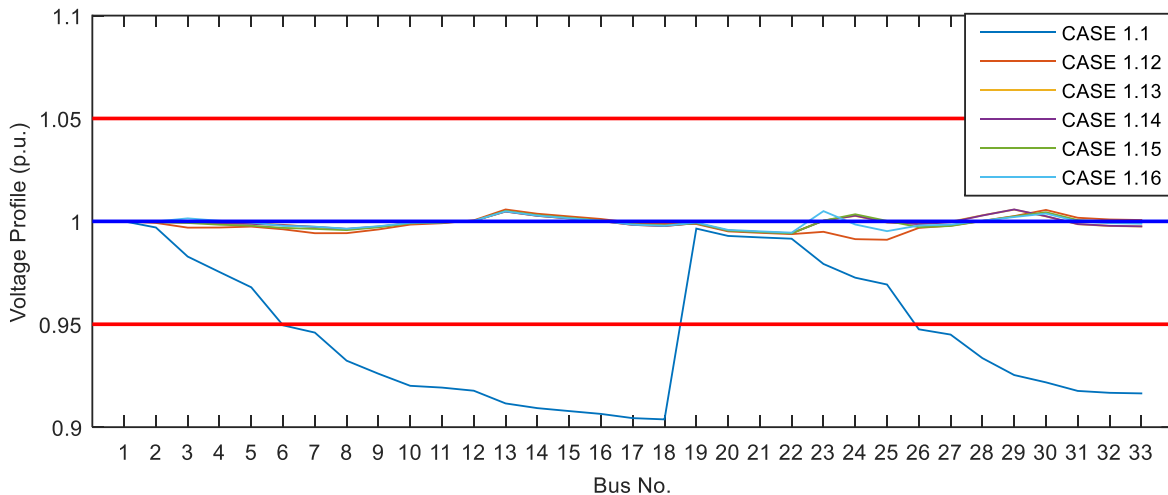


Figure IV. 5 : Amélioration du profil de tension pour les cas 1.1, à 1.16.

#### IV.7.2 Cas multi-objectifs

Les résultats obtenus pour les cas d'IOGD multi-objectif liés au réseau à 33-jeux de barre sont résumés dans le Tableau IV.7. A partir de ce tableau nous pouvons faire les remarques suivantes :

- Pour les cas 1.17 à 1.21, l'objectif étant de réduire les pertes réelles de puissance RPL et d'améliorer la stabilité de la tension VSI simultanément. La fonction objectif minimale obtenue pour ces cas est le cas 1.20 (RPL = 0.038244 MW et VSI = 0.822862502). Les jeux de barres idéals pour l'emplacement des unités de GD sont les jeux de barres numéro 18, 24 et 30. De plus, nous avons représenté ces résultats sur la Figure IV.6, qui montre les évolutions des deux termes de la fonction objectif du cas 1.20 au cours des itérations.
- Pour les cas 1.22 à 1.26, les pertes réelles de puissance RPL sont réduites et le profil de tension VP est amélioré en même temps. Pour tous ces cas, les meilleurs emplacements des unités GD sont aux jeux de barres 13, 24 et 30. La meilleure fonction objectif obtenue est le cas 1.26 avec des valeurs de RPL et VP égales à 0.014313412 MW et 0.000383784, respectivement. Pour une meilleure appréciation de l'évolution des deux fonctions objectif RPL et VP en fonction des itérations, pour le cas optimal 1.26, nous les représentons sur la Figure IV.7. A partir de cette figure nous pouvons clairement voir que l'objectif a été atteint pour le cas 1.26, avec un minimum d'itération (#20), ce qui confirme l'efficacité de l'approche adoptée.
- Lorsque VSI et VP sont minimisés simultanément, pour les cas 1.27 à 1.31, le meilleur cas obtenu est le cas 1.30 avec des valeurs optimales de VSI et de VP égales à 0.822877209 et 0.007229347, respectivement. Les jeux de barres idéals pour l'emplacement des unités de

GD sont les jeux de barres numéro 18, 24 et 31. Les évolutions par rapport aux itérations, des deux objectifs du cas 1.30 sont représentées sur la Figure IV.8. A partir de cette figure, on peut constater qu'il y a convergence à partir de l'itération 75.

Tableau IV. 7 : Résultats pour les cas multi-objectifs pour le réseau à 33-jeux de barre

CAS #	Jeux de barre			Puissances (P [MW])			FP	RPL	VSI	VP
	GD <sub>1</sub>	GD <sub>2</sub>	GD <sub>3</sub>	GD <sub>1</sub>	GD <sub>2</sub>	GD <sub>3</sub>				
CAS 1.17	6	18	32	1.458887	1.581497	0.666754	1	0.167818	0.823004	0.009255
CAS 1.18	18	24	30	1.219945	1.196376	1.321778	0.95	0.061375	0.822893	0.007463
CAS 1.19	17	25	30	1.143979	0.854117	1.39138	0.9	0.045107	0.823592	0.009553
CAS 1.20	18	24	30	1.006548	1.019921	1.212302	0.85	0.038245	0.822863	0.007405
CAS 1.21	16	25	30	1.148762	0.720303	1.113964	0.8	0.0411	0.822938	0.013135
CAS 1.22	13	24	30	0.969596	1.133342	1.209449	1	0.07589	1	0.007418
CAS 1.23	13	24	30	0.886759	1.138098	1.299634	0.95	0.028952	1	0.000972
CAS 1.24	13	24	30	0.822722	1.080324	1.270085	0.9	0.018552	0.991262	0.000483
CAS 1.25	13	24	30	0.765807	1.012993	1.222067	0.85	0.014669	0.989019	0.000378
CAS 1.26	13	24	30	0.713161	0.941592	1.164762	0.8	0.014313	0.990131	0.000384
CAS 1.27	18	22	30	1.645049	0.064266	1.841831	1	0.190187	0.82303	0.008056
CAS 1.28	18	19	32	1.296402	1.420718	1.170207	0.95	0.083665	0.82292	0.007967
CAS 1.29	5	18	30	0.076926	1.133166	1.288523	0.9	0.061124	0.822885	0.007914
CAS 1.30	18	24	31	1.048316	1.179685	0.935189	0.85	0.043557	0.822877	0.007229
CAS 1.31	18	32	32	1.0374	0.393316	0.828287	0.8	0.066292	0.822975	0.008704

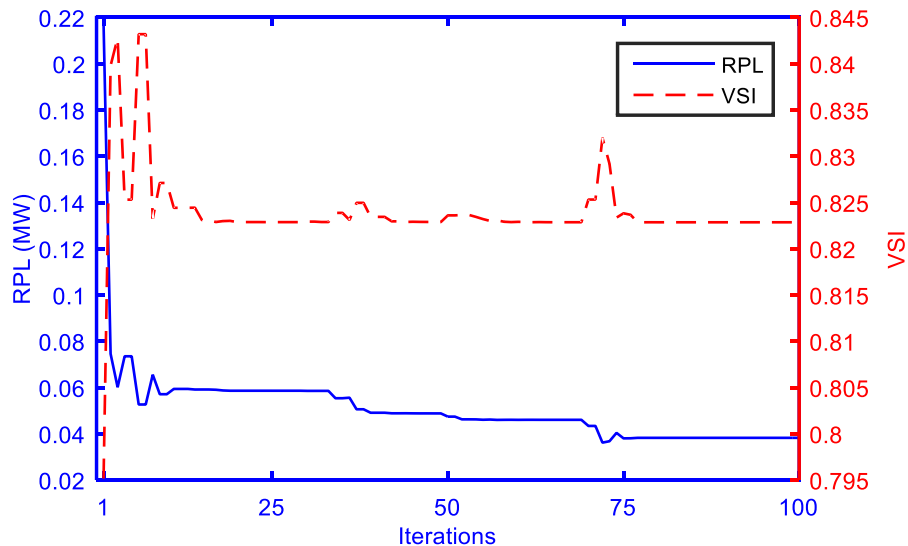


Figure IV. 6 : Minimisation de la fonction objectif pour le CAS 1.20

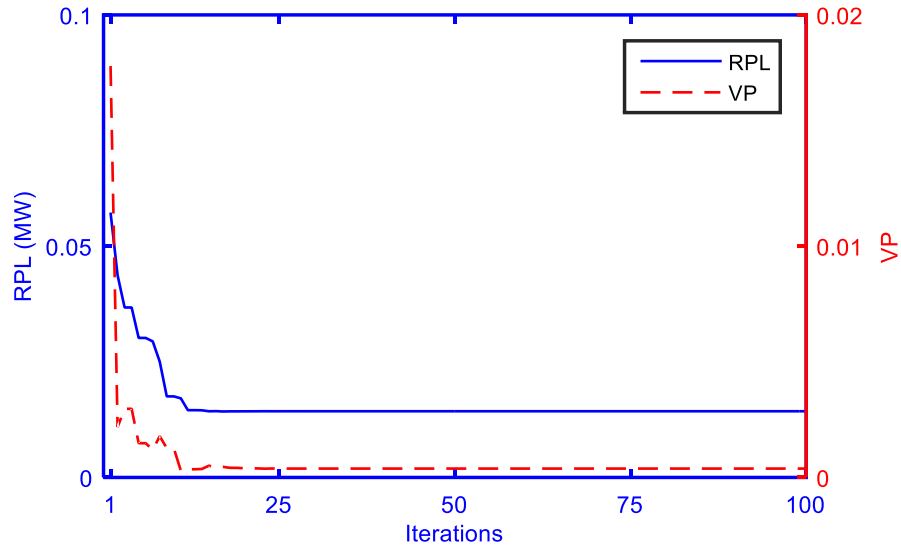


Figure IV. 7 : Minimisation de la fonction multi-objectif pour le CAS 1.26

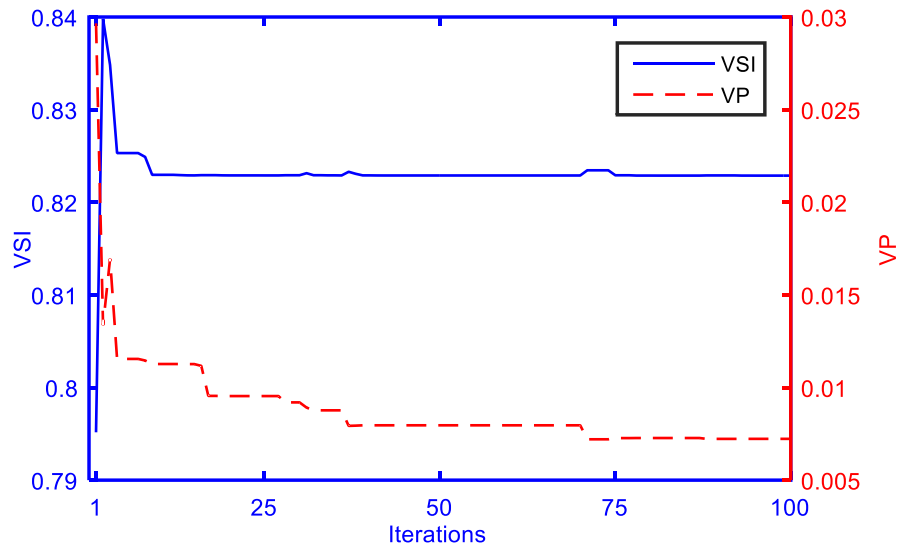


Figure IV. 8 : Minimisation de la fonction multi-objectif pour le CAS 1.30.

## IV.8 RESULTATS ET DISCUSSION POUR LE RESEAU TEST A 69-JEU DE BARRE

### IV.8.1 Cas mono-objectif

Les résultats obtenus pour les cas d'IOGD à mono-objectif liés au réseau test à 69-jeux de barre sont représentés dans le Tableau IV.8.

Tableau IV. 8 : Résultats pour les cas objectifs uniques pour le réseau test de 69-jeux de barre

CAS #	Jeux de barre			Puissance (P [MW])			FP	Fonctions Objectif		
	GD <sub>1</sub>	GD <sub>2</sub>	GD <sub>3</sub>	GD <sub>1</sub>	GD <sub>2</sub>	GD <sub>3</sub>		RPL	VSI	VP
CAS 2.1	-	-	-	-	-	-	-	0.224998	1	0.099323
CAS 2.2	11	18	61	0.526782	0.380352	1.718955	1	0.069426	1	0.005197
CAS 2.3	11	18	61	0.55964	0.417042	1.8775	0.95	0.020716	1	0.000272
CAS 2.4	11	18	61	0.541828	0.405812	1.828822	0.9	0.009409	0.997024	0.000115
CAS 2.5	11	18	61	0.516018	0.386512	1.745541	0.85	0.005001	0.996871	0.000109
CAS 2.6	11	18	61	0.486372	0.363334	1.645418	0.8	0.004405	1	0.000157
CAS 2.7	17	18	64	0	2.245949	0.921158	1	0.189821	0.822702	0.043762
CAS 2.8	15	22	63	1.498416	0.528861	1.063994	0.95	0.112413	0.822702	0.039555
CAS 2.9	22	30	60	1.413351	0.035333	2.633085	0.9	0.08932	0.822702	0.037572
CAS 2.10	18	59	68	0.989269	0.803193	1.894298	0.85	0.157299	0.822702	0.048179
CAS 2.11	22	60	68	1.010559	1.177676	1.236809	0.8	0.098415	0.822702	0.03748
CAS 2.12	10	20	61	1.004792	0.419718	2.205015	1	0.08319	0.993291	0.000105
CAS 2.13	10	19	62	0.784627	0.396469	1.901883	0.95	0.02296	0.993884	9.38E-05
CAS 2.14	10	20	61	0.70447	0.372834	1.815296	0.9	0.009811	0.994753	9.14E-05
CAS 2.15	10	20	62	0.661884	0.360804	1.71611	0.85	0.006905	0.994075	8.90E-05
CAS 2.16	10	19	62	0.604394	0.359943	1.646407	0.8	0.006381	0.994124	8.81E-05

A partir de ce tableau nous pouvons constater que :

- Pour les CAS 2.2 à 2.6, l'objectif est de réduire les pertes réelles de puissance RPL. Nous relevons la valeur minimale du RPL pour tous cas est de 0.004405465 MW pour un FP = 0.8. Avec, des emplacements des GD aux jeux de barre 11, 18 et 61 tandis que la capacité de chaque unité GD dépend du FP. Pour une meilleure appréciation de ces résultats nous illustrons la variation de la fonction objectif RPL en fonction des itérations sur la figure IV.8.

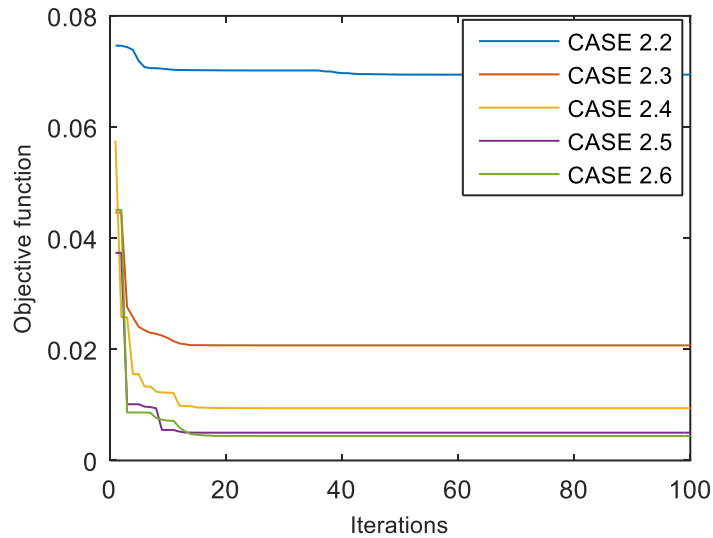


Figure IV. 9 : Minimisation de la fonction objectif RPL pour les CAS 2.2 à 2.6

A partir de cette courbe nous pouvons affirmer que notre objectif est atteint et une meilleure convergence.

- Pour les CAS 2.7 à 2.11 visant à améliorer la stabilité de la tension. On peut voir que pour ces cas, la meilleure valeur du IST est égale à 0.82270243 obtenue pour un FP = 0.85. Avec les emplacements des unités GD dans ce cas sont situés aux bus 18, 59 et 68.
- Pour le CAS 2.12 à 2.16 visant à améliorer le profil de la tension. La valeur minimale du PT est égale à 8.80927E-05, obtenue pour le CAS 2.16, pour un FP = 0.8. Avec les emplacements des unités GD sont situés aux jeux de barre 10, 19 et 62, tandis que la taille de chaque unité varie avec le FP.

La variation du PT en fonction des jeux de barre est représentée sur la figure IV.9, afin de montrer l'amélioration du profil de tension de tous les jeux de barre par rapport au cas de référence cas 2.1.

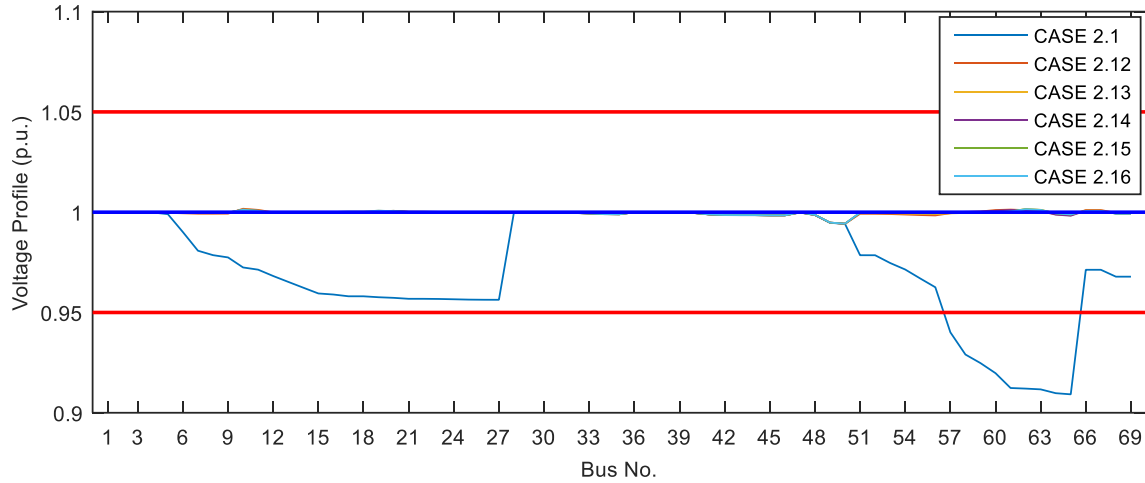


Figure IV. 10 : Profils de tension pour les CAS 2.1 à 2.16

En conclusion, nous pouvons mentionner que par rapport au cas de base sans GD, l'insertion optimale des unités GD a permis d'améliorer la performance de ce réseau, notamment, la réduction de la valeur du RPL à 0.004405465 MW (CAS 2.6), du IST à 0.82270243 (CAS 2.10), et du PT à 8,80927E-05 (CAS 2.16). De ce fait nous pouvons établir que les objectifs visés ont été réalisés.

### IV.8.2 Cas multi-objectifs

Les résultats obtenus pour les cas multi-objectif de l'intégration optimale de la génération distribuée IOGD liés au réseau test à 69 bus sont représentés dans le Tableau IV.9.

Tableau IV. 9 : Résultats pour les cas multi-objectifs pour le réseau test à 69-jeux de barre

CAS #	Jeux de barre			Puissances (P [MW])			FP	RPL	VSI	VP
	GD <sub>1</sub>	GD <sub>2</sub>	GD <sub>3</sub>	GD <sub>1</sub>	GD <sub>2</sub>	GD <sub>3</sub>				
CAS 2.17	12	27	61	0.612716	1.342394	1.730201	1	0.133858	0.822712	0.020955
CAS 2.18	12	27	61	0.601959	1.120792	1.928223	0.95	0.063088	0.82271	0.021433
CAS 2.19	27	61	66	1.099648	1.873093	0.594539	0.9	0.050917	0.822711	0.021421
CAS 2.20	12	27	61	0.464968	1.032671	1.862571	0.85	0.047968	0.822715	0.022049
CAS 2.21	12	27	61	0.598839	0.963953	1.642258	0.8	0.050388	0.82271	0.022232
CAS 2.22	11	20	61	0.617277	0.428243	1.833911	1	0.070476	1	0.002585
CAS 2.23	11	18	61	0.575498	0.431161	1.895817	0.95	0.020754	1	0.000174
CAS 2.24	11	18	61	0.548586	0.411008	1.831617	0.9	0.009413	0.99623	0.000105
CAS 2.25	11	18	61	0.521117	0.391646	1.747764	0.85	0.005005	0.996186	0.0001
CAS 2.26	11	21	61	0.527274	0.337654	1.653868	0.8	0.004421	0.99985	0.000117
CAS 2.27	17	65	68	0.483301	2.928748	0.383882	1	0.200887	0.824436	0.005533
CAS 2.28	1	16	65	0.644833	0.582342	2.537074	0.95	0.102219	0.824127	0.005471
CAS 2.29	14	18	65	0.377455	0.223313	2.380966	0.9	0.085693	0.824097	0.005436
CAS 2.30	1	18	65	0	0.509233	2.277787	0.85	0.083421	0.824134	0.005384
CAS 2.31	15	35	62	0.60586	1.37819	1.721021	0.8	0.089216	0.823802	0.004457

A partir de ce tableau nous constatons ce qui suit :

- Pour les CAS 2.17 à 2.21 visant à réduire les pertes réelles de puissance et à améliorer la stabilité de la tension en même temps. La fonction objectif minimale obtenue pour ces cas est le CAS 2.20 (RPL = 0.0479681 MW et IST = 0.822715178). Avec les emplacements des GD se situant dans les bus 12, 27, 61. Les évolutions des deux objectifs de la fonction multi-objective du CAS 2.20 par rapport aux itérations sont représentées dans la Figure IV.10.

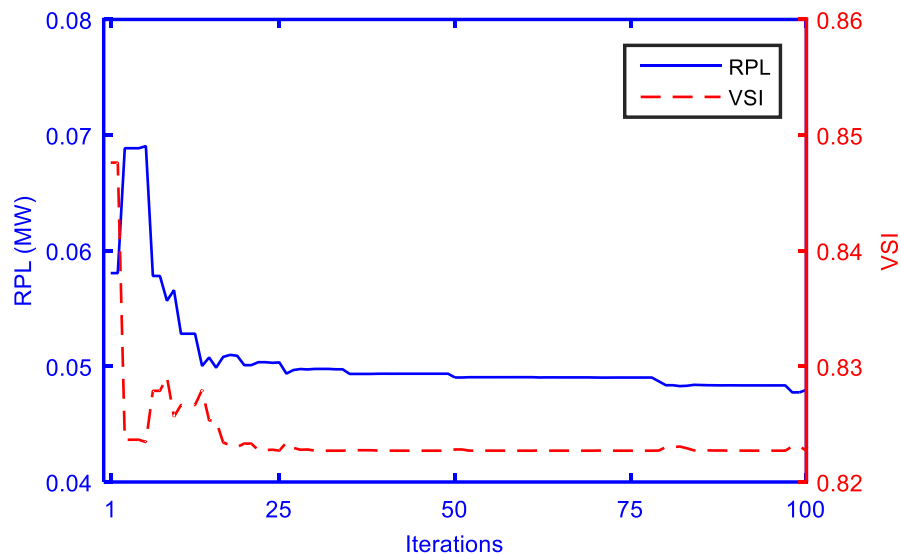


Figure IV. 11 : Minimisation de la fonction multi-objectif pour le cas 2.20

- Pour les CAS 2.22 à 2.26, les pertes réelles de puissance sont réduites et le profil de tension est amélioré en même temps. La meilleure fonction objectif obtenue est pour le CAS 2.26 avec RPL = 0.004421427 MW et PT = 0.000116897. Avec les emplacements des unités GD situés aux bus 11, 21 et 61. Les évolutions de RPL et de PT au long des itérations pour le CAS 2.26 sont esquissées dans la figure IV.11.

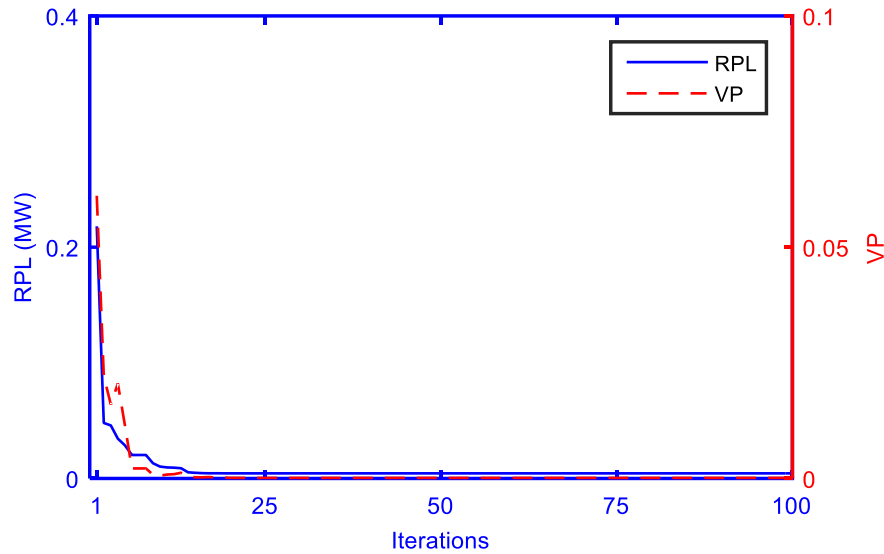


Figure IV. 12 : Minimisation de la fonction objectif pour cas 2.26

A partir de cette courbe nous affirmons que l'objectif est atteint avec le moindre d'itération possible.

- Pour le CAS 2.27 à 2.31, nous avons la minimisation des deux objectifs IST et PT dans le CAS 2.31, avec les valeurs de 0.823801657 pour le IST et 0.004457043 pour le PT. La localisation des unités de GD dans ce cas optimal se situe aux bus 15, 35 et 62. Pour mieux constater la minimisation de ces objectifs nous représentons leur évolution en fonction des itérations sur la figure IV.12 pour le cas optimal (CAS 2.31).

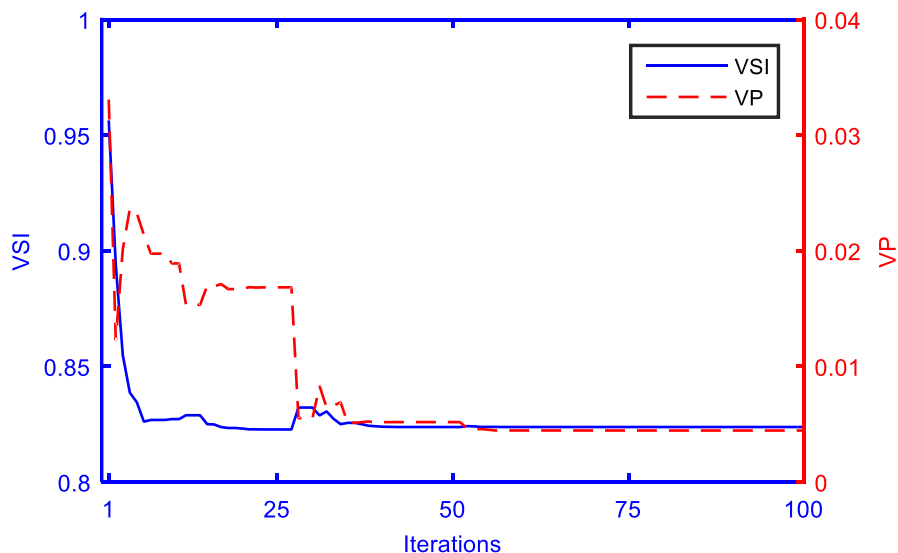


Figure IV. 13 : Minimisation de la fonction objectif pour cas 2.31

Dans cette étude, l'ACE a été appliqué pour déterminer l'emplacement et la capacité optimaux des GD dans des réseaux de distribution radiaux à 33 et 69 jeux de barre afin de



minimiser les pertes de puissance active, d'améliorer la stabilité de la tension et de corriger le profil de tension de ces réseaux. L'analyse des résultats obtenus montre que l'ACE est en mesure de trouver les solutions de qualité améliorée pour ces réseaux, avec une efficacité de calcul supérieure.

### IV.9 RESULTATS ET DISCUSSIONS POUR LE RESEAU TEST A 85-JEUX DE BARRE

#### IV.9.1 Cas mono-objectif

Les résultats obtenus pour l'IOGD avec une formulation mono-objectif liés au réseau à 85-jeux de barre sont présentés dans le Tableau IV.10. A partir de ce tableau nous pouvons faire les remarques suivantes :

- Dans le cas initial 3.1,  $RPL = 0.299306$  MW, pour les cas de 3.2 à 3.6 visant à réduire les pertes de puissance réelles, le minimum RPL obtenu pour ces cas est de  $0.020299$  MW pour un  $FP = 0.8$  (cas 3.6). Pour ces cas, les jeux de barres idéals pour l'emplacement des unités de GD sont les jeux de barres numéro 6, 34 et 67 alors que la puissance de chaque unité dépend du facteur de puissance.
- Pour les cas 3.7 à 3.11, la valeur optimale de VSI est de  $0.822709$  obtenu pour  $FP = 0.85$  (cas 3.10). Pour ces cas, les jeux de barres idéals pour l'emplacement des unités de GD sont les jeux de barres numéro 45, 49 et 50 alors que la puissance de chaque unité dépend du facteur de puissance.
- Pour les cas 3.12 à 3.16, la valeur minimale d VP est égale à  $0.0006$  pour un  $PF = 0.8$  (cas 3.16). Pour ces cas, les jeux de barres idéals pour l'emplacement des unités de GD sont les jeux de barres numéro 10, 34 et 67.
- Enfin, il convient de mentionner que par rapport au cas 3.1, sans GD, RPL est réduit de  $0.299306$  MW à  $0.020299$  MW (dans le cas 3.6), VSI est réduit de 1 à  $0.822709$  (dans le cas 3.10), et VP est réduit de  $0.777956$  à  $0.0006$  (dans le cas 3.16).

Tableau IV. 10 : Résultats pour les cas mono-objectifs pour le réseau 85-jeux de barre

CAS #	Jeux de barre			Puissance (P [MW])			FP	Fonctions Objectif		
	GD <sub>1</sub>	GD <sub>2</sub>	GD <sub>3</sub>	GD <sub>1</sub>	GD <sub>2</sub>	GD <sub>3</sub>		RPL	VSI	VP
CAS 3.1	-	-	-	-	-	-	-	0.299306	1	0.777956
CAS 3.2	9	34	67	0.838093	0.728115	0.572152	1	0.142049	1	0.112642
CAS 3.3	9	34	67	1.137412	0.814926	0.607955	0.95	0.064666	1	0.014024
CAS 3.4	9	34	67	1.077548	0.82513	0.623816	0.9	0.041373	1	0.004727
CAS 3.5	9	34	67	1.017685	0.807028	0.614179	0.85	0.028059	0.995758	0.002366
CAS 3.6	9	34	67	0.957821	0.774396	0.591514	0.8	0.020299	0.991536	0.001793
CAS 3.7	46	47	63	0.838093	0.838093	0.838093	1	0.239101	0.872004	0.052768
CAS 3.8	35	49	83	1.023469	0.983032	0.671625	0.95	0.147745	0.822711	0.051452
CAS 3.9	35	43	53	0.948553	0.966808	0.402249	0.9	0.142718	0.82271	0.072378
CAS 3.10	45	49	50	0.522431	1.00624	0.439231	0.85	0.136602	0.822709	0.076116
CAS 3.11	50	53	60	0.817063	0.691643	0.563952	0.8	0.085232	0.822739	0.037759
CAS 3.12	40	48	70	0.838093	0.838093	0.838093	1	0.184301	1	0.034309
CAS 3.13	10	34	64	1.137412	0.954406	0.834188	0.95	0.071059	0.980783	0.000748
CAS 3.14	10	34	67	1.077522	0.897721	0.7028	0.9	0.043327	0.980947	0.000665
CAS 3.15	10	34	67	1.017685	0.844032	0.64735	0.85	0.029068	0.981509	0.000621
CAS 3.16	10	34	67	0.957821	0.800624	0.606955	0.8	0.021056	0.981551	0.0006

### IV.9.2 Cas multi-objectifs

Les résultats obtenus pour les cas d'IOGD multi-objectif liés au réseau à 85-jeux de barre sont résumés dans le Tableau IV.11. A partir de ce tableau nous pouvons faire les remarques suivantes :

- Pour les cas 3.17 à 3.21, l'objectif étant de réduire RPL et d'améliorer la stabilité de la tension VSI au même temps. La fonction objectif minimale obtenue pour ces cas est le cas 3.21 (RPL=0.049575 MW et VSI=0.822801). Les jeux de barres idéals pour l'emplacement des unités de GD sont les jeux de barres numéro 26, 54 et 64.
- Pour les cas 3.22 à 3.26, les pertes réelles de puissance RPL sont réduites et le profil de tension VP est amélioré en même temps. Pour tous ces cas, les meilleurs emplacements des unités GD sont aux jeux de barres 10, 24 et 67. La meilleure fonction objectif obtenue est le cas 3.26 avec des valeurs de RPL et VP égales 0.020791 MW et 0.000696, respectivement.
- Lorsque VSI et VP sont minimisés simultanément, pour les cas 3.27 à 3.31, le meilleur cas obtenu est le cas 3.29 avec des valeurs optimales de VSI et de VP égales à 0.82315 et 0.01075, respectivement. Les jeux de barres idéals pour l'emplacement des unités de GD sont les jeux de barres numéro 31, 58 et 84.

Tableau IV. 11 : Résultats pour les cas multi-objectifs pour le réseau à 85-jeux de barre

CAS #	Jeux de barre			Puissances (P [MW])			FP	RPL	VSI	VP
	GD <sub>1</sub>	GD <sub>2</sub>	GD <sub>3</sub>	GD <sub>1</sub>	GD <sub>2</sub>	GD <sub>3</sub>				
CAS 3.17	53	54	63	0.838085	0.837995	0.837328	1	0.235592	0.873478	0.053014
CAS 3.18	26	54	64	1.114394	1.111437	0.831527	0.95	0.10561	0.822819	0.018955
CAS 3.19	26	54	64	1.069935	0.990449	0.885705	0.9	0.073529	0.822804	0.022389
CAS 3.20	26	54	64	1.005591	0.925008	0.873808	0.85	0.057477	0.822801	0.024396
CAS 3.21	26	54	64	0.957244	0.873869	0.840408	0.8	0.049575	0.822801	0.02574
CAS 3.22	12	48	67	0.838093	0.838093	0.838093	1	0.152583	1	0.047635
CAS 3.23	10	34	67	1.068214	0.957913	0.750279	0.95	0.067971	0.994838	0.001873
CAS 3.24	10	34	67	1.000542	0.90255	0.707214	0.9	0.042592	0.987361	0.00099
CAS 3.25	10	34	67	0.940436	0.855743	0.669736	0.85	0.028716	0.984438	0.000765
CAS 3.26	10	34	67	0.884998	0.812542	0.63463	0.8	0.020791	0.98383	0.000696
CAS 3.27	46	47	69	0.838093	0.838093	0.838093	1	0.246568	0.872645	0.042739
CAS 3.28	29	58	84	1.081559	1.113087	1.137327	0.95	0.121654	0.82315	0.011413
CAS 3.29	31	58	84	0.884086	1.054539	1.077545	0.9	0.086725	0.82315	0.01075
CAS 3.30	33	58	84	0.808147	0.989485	1.017538	0.85	0.070119	0.823149	0.01085
CAS 3.31	30	58	84	0.8616	0.849683	0.95773	0.8	0.06357	0.823149	0.011329

#### IV.10 CONCLUSION

Dans ce chapitre, le problème de l'incorporation optimale de la génération distribuée est étudié. Pour cela nous avons rappelé le concept des méthodes métaheuristiques notamment la méthode de l'algorithme du cycle d'eau ACE, que nous avons appliqué pour trois réseaux de distribution. Après avoir établi la formulation nécessaire de ce problème, c'est-à-dire mise en place des fonctions objectif (mono et multi-objectif) nous avons implémenté les codes nécessaires sous l'environnement MATLAB. Les objectifs visés ont été de réduire les pertes de puissance actives, d'améliorer la stabilité de la tension et d'améliorer le profil de tension.

Après une prospection de plus de 90 cas d'études, utilisant un nombre arbitraire de trois unités de génération distribuée GD pour diverses valeurs du facteur de puissance, nous pouvons conclure que les résultats obtenus ont montré l'impact de la fonction objectif (mono et multi-objectif) et du facteur de puissance (type de la GD) sur l'emplacement et la puissance des unités de GD à incorporer. Donc l'étude menée dans ce chapitre offre une multitude d'options aux ingénieurs pour l'incorporation optimale des unités de GD dans un réseau radial de distribution en fonction de l'objectif, du type de la GD et du réseau.



## CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

---

En raison de sa contribution efficace à la résolution de nombreux problèmes au niveau de la distribution, la génération distribuée joue un rôle clé dans le développement et l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité durables, efficaces et fiables. Généralement, ces petites centrales représentent une alternative attrayante à la décentralisation et à l'exploitation des sources énergétiques renouvelables. L'intégration de la GD dans les réseaux de distribution, leur accordant ainsi, une certaine autonomie pour ces réseaux, constitue des défis socio-technico-économiques. Ce qui a amené plusieurs chercheurs à s'y intéresser. Leur but étant l'optimisation de l'intégration de la génération distribuée en utilisant différentes techniques.

L'objectif de notre travail dans cette thèse est d'améliorer la performance des réseaux électriques de distribution par une intégration optimale des unités de la génération distribuée. Pour cela, nous avons envisagé de développer un cadre de modélisation et de simulation assurant cette incorporation.

Le problème spécifique à considérer est celui de la sélection de la technologie, l'emplacement et le volume des unités de génération d'énergie distribuée afin d'optimiser une fonction objectif prédéfini (les pertes réelles de puissance ; la stabilité de tension ; le profil de tension ; la capacité de charge, etc.) sous des contraintes techniques, opérationnelles et économiques.

Avant d'entamer notre travail, nous avons effectué un état de l'art sur la thématique de l'évolution des réseaux de distribution vers des réseaux plus dynamiques en montrant la contribution et les impacts de l'intégration de la GD dans cette évolution, en plus, nous avons passé en revue tous les indices et les contraintes adoptés pour résoudre les problèmes IOGD aux réseaux de distribution.

Par la suite nous avons explicité toutes les méthodes et techniques utilisées pour résoudre ce genre de problème. Ainsi nous avons développé les algorithmes des méthodes analytiques, numériques et métaheuristiques. Notamment l'algorithme du cycle d'eau ACE, utilisé et appliqué dans nos travaux.

Le travail effectué dans cette thèse a permis d'étudier les différents impacts de la planification des unités de la GD sur la performance des réseaux radiaux de distribution, dont l'objectif principal est d'améliorer ces performances à travers une incorporation optimale des unités de la GD. Afin de réaliser cet objectif nous avons formulé le problème qui en découle

comme suit : identifier le jeu de barre idéal d'insertion de la GD ; la capacité optimale des GD à insérer ; le facteur de puissance qui représente la technologie ; afin d'optimiser une fonction objective prédéfini qui peut être : la réduction des pertes actives, l'amélioration du profil et de la stabilité de tension.

Nous avons appliqué les différents cas d'étude développées sur trois réseaux de distribution 33, 69 et 85 jeux de barre. Afin de démontrer l'efficacité de l'approche développée, une comparaison entre le réseau de distribution avant (sans GD) et après l'insertion de la GD a été effectuée. De plus, dans un premier lieu nous avons considéré les objectifs séparément (problème mono-objectif) ensuite nous les avons représentés par une seule fonction objective global (problème multi-objectif).

Les résultats obtenus dans cette étude sont très encourageants pour continuer à travailler dans cet axe de recherche. En effet, nous pouvons constater clairement à travers ces résultats l'impact de la formulation du fonction objectif (mono et multi-objectif) et du facteur de puissance sur l'emplacement et la capacité des unités GD. En outre le nombre des cas étudiée offrent une multitude d'options pour l'incorporation optimale de GD dans un réseau radial de distribution. Ce qui permettra au gestionnaire de réseau d'avoir des critères de choix pour établir la meilleure configuration des GD possible pour leur réseau de distribution.

Néanmoins, même si l'approche intelligente développée est très intéressante, elle peut être améliorée par l'utilisation d'autres objectifs tels que :

- Le nombre de GD à insérer à travers une étude du taux optimale de pénétration.
- L'injection des deux puissances (réelle et réactive) simultanément.
- Evaluation de l'impact des stations de charge des VEH sur le réseau de distribution en présence des GD.
- La reconfiguration optimale avant et après l'intégration peut également contribuer à améliorer les résultats obtenus dans ce travail.
- Combinaison entre deux méthodes (analytiques, numériques ou métaheuristiques). Exemple : l'emplacement des GD par une méthode analytique et capacité par métaheuristique.
- Effectuer une étude approfondie sur les schémas de protection afin de recalculer la coordination optimale des relais de protection après insertion de la GD.

- Améliorer de la qualité d'énergie au niveau de distribution en ciblant une perturbation (les harmoniques, le déséquilibre de tension, les fluctuations de tension, ...).

En conclusion nous pouvons dire qu'il y a énormément de perspectives intéressantes qui pourront constituer une suite à ce travail de thèse.

## REFERENCES

---

- [1] S. Kakran and S. Chanana, "Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. March 2017, pp. 524–535, 2018.
- [2] A. R. Jordehi, "Optimisation of electric distribution systems: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pp. 1088–1100, 2015.
- [3] H. Lee Willis, *Power Distribution Planning Reference Book, Second Edition*, vol. 20044212. 2004.
- [4] Y. Latreche, H. R. E. H. Bouchekara, F. Kerrou, K. Naidu, H. Mokhlis, and M. S. Javaid, "Comprehensive review on the optimal integration of distributed generation in distribution systems," *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 10, no. 5, p. 055303, 2018.
- [5] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *Power Deliv. IEEE Trans.*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 1989.
- [6] 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.
- [7] C. Wang and M. H. Nehrir, "Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 4, pp. 2068–2076, 2004.
- [8] D. Q. Hung, N. Mithulananthan, and R. C. Bansal, "Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 25, no. 3, pp. 814–820, 2010.
- [9] S. N. Gopiya Naik, D. K. Khatod, and M. P. Sharma, "Analytical approach for optimal siting and sizing of distributed generation in radial distribution networks," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 3, pp. 209–220, 2015.
- [10] S. Elsaiah, M. Benidris, and J. Mitra, "An analytical method for placement and sizing of distributed generation on distribution systems," *2014 Clemson Univ. Power Syst. Conf.*, no. July 2016, pp. 1–7, 2014.
- [11] R. Viral and D. K. Khatod, "An analytical approach for sizing and siting of DGs in balanced radial distribution networks for loss minimization," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 67, pp. 191–201, 2015.
- [12] T. Gözel and M. H. Hocaoglu, "An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 6, pp. 912–918, 2009.
- [13] N. Acharya, P. Mahat, and N. Mithulananthan, "An analytical approach for DG allocation in primary distribution network," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 28, no. 10, pp. 669–678, 2006.
- [14] A. Tah and D. Das, "Novel analytical method for the placement and sizing of distributed generation unit on distribution networks with and without considering P and PQV buses," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 78, pp. 401–413, 2016.
- [15] A. C. Rueda-Medina, J. F. Franco, M. J. Rider, A. Padilha-Feltrin, and R. Romero, "A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 97, pp. 133–143, 2013.
- [16] S. Kaur, G. Kumbhar, and J. Sharma, "A MINLP technique for optimal placement of multiple



- DG units in distribution systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 609–617, 2014.
- [17] S. Sultana and P. K. Roy, “Krill herd algorithm for optimal location of distributed generator in radial distribution system,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 40, pp. 391–404, 2016.
- [18] N. Mohandas, R. Balamurugan, and L. Lakshminarasimman, “Optimal location and sizing of real power DG units to improve the voltage stability in the distribution system using ABC algorithm united with chaos,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 66, pp. 41–52, 2015.
- [19] S. Sharma, S. Bhattacharjee, and A. Bhattacharya, “Quasi-Oppositional Swine Influenza Model Based Optimization with Quarantine for optimal allocation of DG in radial distribution network,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 74, pp. 348–373, 2016.
- [20] F. S. Abu-Mouti and M. E. El-Hawary, “Optimal Distributed Generation Allocation and Sizing in Distribution Systems via Artificial Bee Colony Algorithm,” *Power Deliv. IEEE Trans.*, vol. 26, no. 4, pp. 2090–2101, 2011.
- [21] K. Nekooei, M. M. Farsangi, H. Nezamabadi-Pour, and K. Y. Lee, “An improved multi-objective harmony search for optimal placement of DGs in distribution systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 1, pp. 557–567, 2013.
- [22] J. A. Martín García and A. J. Gil Mena, “Optimal distributed generation location and size using a modified teaching–learning based optimization algorithm,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 50, pp. 65–75, 2013.
- [23] K. H. Truong, P. Nallagownden, I. Elamvazuthi, and D. N. Vo, “A Quasi-Oppositional-Chaotic Symbiotic Organisms Search algorithm for optimal allocation of DG in radial distribution networks,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 88, p. 106067, 2020.
- [24] M. C. V. Suresh and J. B. Edward, “A hybrid algorithm based optimal placement of DG units for loss reduction in the distribution system,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 91, p. 106191, 2020.
- [25] A. Bayat and A. Bagheri, “Optimal active and reactive power allocation in distribution networks using a novel heuristic approach,” *Appl. Energy*, vol. 233–234, no. October 2018, pp. 71–85, 2019.
- [26] I. A. Quadri, S. Bhowmick, and D. Joshi, “A comprehensive technique for optimal allocation of distributed energy resources in radial distribution systems,” *Appl. Energy*, vol. 211, no. November 2017, pp. 1245–1260, 2018.
- [27] H. Eskandar, A. Sadollah, A. Bahreininejad, and M. Hamdi, “Water cycle algorithm - A novel metaheuristic optimization method for solving constrained engineering optimization problems,” *Comput. Struct.*, vol. 110–111, pp. 151–166, 2012.
- [28] H. M. Hasanien and M. Matar, “Water cycle algorithm-based optimal control strategy for efficient operation of an autonomous microgrid,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 21, pp. 5739–5746, 2018.
- [29] C. Antonio J and L. Baringo, *Power System Operations*. 2018.
- [30] S. Touré, “Optimisation des réseaux : « réseau actif et flexible »,” 2014.
- [31] EIA, *International Energy Outlook 2016: U.S. Energy Information Administration (EIA)*, Washington DC., vol. 1, no. May. 2016.
- [32] R. Mena, “Risk – based modeling , simulation and optimization for the integration of renewable distributed generation into electric power networks,” Ecole Centrale Paris, 2015.
- [33] A. Mercier, “Pilotage de la production décentralisée et des charges non conventionnelles dans le contexte Smart Grid et simulation hybride temps réel,” 2015.

- [34] M. Crappe, *Electric Power Systems*. 2007.
- [35] H. R. E. H. Boucekara, Y. Latreche, K. Naidu, H. Mokhlis, W. M. Dahalan, and M. S. Javaid, "Comprehensive Review of Radial Distribution Test Systems for Power System Distribution Education and Research," *Resour. Technol.*, vol. 3, no. 3, pp. 1–12, 2019.
- [36] D. Jayaweera, *Smart Power Systems and Renewable Energy System Integration*, vol. 57. 2016.
- [37] C. Li, "Distributed optimisation of energy management in smart grids," 2017.
- [38] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed generation: A definition," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001.
- [39] W. El-Khattam and M. M. A. Salama, "Distributed generation technologies, definitions and benefits," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 71, no. 2, pp. 119–128, 2004.
- [40] W. C. B. Vicente, "Modélisation stochastique des réseaux de distribution sous incertitude," 2013.
- [41] R. Bansal, *Handbook of Distributed Generation*. 2017.
- [42] B. Singh and D. K. Mishra, "A survey on enhancement of power system performances by optimally placed DG in distribution networks," *Energy Reports*, vol. 4, pp. 129–158, 2018.
- [43] A. K. Singh and S. K. Parida, "A review on distributed generation allocation and planning in deregulated electricity market," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, no. October, pp. 0–1, 2017.
- [44] P. Chiradeja and R. Ramakumar, "An approach to quantify the technical benefits of distributed generation," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 19, no. 4, pp. 764–773, 2004.
- [45] Y. He, "Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs . Apport de la flexibilité de la demande . Yujun He To cite this version : HAL Id : tel-01323017," 2016.
- [46] M. Bollen and F. Hassan, *Integration of distributed generation in the power system*. 2011.
- [47] N. Mithulananthan, D. Q. Hung, and K. Y. Lee, *Intelligent Network Integration of Distributed Renewable Generation*. 2017.
- [48] H. L. Willis and W. G. Scott, *Distributed Power Generation : Planning and Evaluation*. 2000.
- [49] O. Richardot, "Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée," 2006.
- [50] G. B. Gharehpetian and S. M. M. Agah, *Distributed Generation Systems: Design, Operation and Grid Integration*. Elsevier Inc., 2017.
- [51] M.-C. Alvarez-Hérault, "Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée," 2010.
- [52] M. M. Begovic, *Electrical Transmission Systems and Smart Grids*. 2013.
- [53] A. Ehsan and Q. Yang, "Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques," *Appl. Energy*, vol. 210, no. October 2017, pp. 44–59, 2018.
- [54] S. Kalambe and G. Agnihotri, "Loss minimization techniques used in distribution network: Bibliographical survey," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, pp. 184–200, 2014.
- [55] J. D. KUECK, B. J. KIRBY, L. M. TOLBERT, and D. T. RIZY, "Voltage Regulation: Tapping Distributed Energy Resources," *Public Utilities Fortnightly*, pp. 46–51, 2004.
- [56] S. G. Naik, D. K. Khatod, and M. P. Sharma, "Optimal allocation of combined DG and

- capacitor for real power loss minimization in distribution networks,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, pp. 967–973, 2013.
- [57] P. Kayal and C. K. Chanda, “Placement of wind and solar based DGs in distribution system for power loss minimization and voltage stability improvement,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, pp. 795–809, 2013.
- [58] M. Chakravorty and D. Das, “Voltage stability analysis of radial distribution networks,” *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 23, pp. 129–135, 2001.
- [59] P. Kessel and H. Glavitsch, “Estimating the voltage stability of a power system,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 1, no. 3, pp. 346–354, 1986.
- [60] G. B. Jasmon and L. H. C. C. Lee, “Distribution network reduction for voltage stability analysis and loadflow calculations,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 13, no. 1, pp. 9–13, 1991.
- [61] S. S. A. J. J. Jamian, H. Musa<sup>3</sup>, M. W. Mustafa<sup>1</sup>, H. Mokhlis<sup>2</sup>, “Combined Voltage Stability Index for Charging Station Effect on Distribution Network,” vol. 5, no. April, 2011.
- [62] M. M. Elnashar, R. El Shatshat, and M. M. A. Salama, “Optimum siting and sizing of a large distributed generator in a mesh connected system,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 6, pp. 690–697, 2010.
- [63] A. M. El-Zonkoly, “Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimization,” *Swarm Evol. Comput.*, vol. 1, no. 1, pp. 50–59, 2011.
- [64] P. S. Georgilakis and N. D. Hatziargyriou, “in Power Distribution Networks : Models , Methods , and Future Research,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3420–3428, 2013.
- [65] M. N. Muhtazaruddin, J. J. Jamian, G. Fujita, M. A. Baharudin, M. W. Wazir, and H. Mokhlis, “Distribution Network Loss Minimization via Simultaneous Distributed Generation Coordination with Network Reconfiguration,” *Arab. J. Sci. Eng.*, vol. 39, no. 6, pp. 4923–4933, 2014.
- [66] F. S. Abu-Mouti and M. E. El-Hawary, “Heuristic curve-fitted technique for distributed generation optimisation in radial distribution feeder systems,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 5, no. 2, pp. 172–180, 2011.
- [67] Z. Abdmouleh, A. Gastli, L. Ben-Brahim, M. Haouari, and N. A. Al-Emadi, “Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources,” *Renew. Energy*, vol. 113, pp. 266–280, 2017.
- [68] S. H. Lee and J. W. Park, “Selection of optimal location and size of multiple distributed generations by using Kalman Filter algorithm,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1393–1400, 2009.
- [69] O. I. Elgerd, *Electric Energy Systems Theory: An Introduction*. 1971.
- [70] D. K. Khatod, V. Pant, and J. Sharma, “Evolutionary programming based optimal placement of renewable distributed generators,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 683–695, 2013.
- [71] A. Keane and M. O’Malley, “Optimal allocation of embedded generation on distribution networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1640–1646, 2005.
- [72] Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, and R. Seethapathy, “Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 360–370, 2010.

- [73] A. Kumar and W. Gao, "Optimal distributed generation location using mixed integer non-linear programming in hybrid electricity markets," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 4, no. 2, pp. 281–298, 2010.
- [74] R. S. Al Abri, E. F. El-Saadany, and Y. M. Atwa, "Optimal placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system using distributed generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 1, pp. 326–334, 2013.
- [75] S. Kaur, G. Kumbhar, and J. Sharma, "A MINLP technique for optimal placement of multiple DG units in distribution systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 609–617, 2014.
- [76] W. L. Theo, J. S. Lim, W. S. Ho, H. Hashim, and C. T. Lee, "Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 531–573, 2017.
- [77] C. Dent *et al.*, "State-of-the-Art Techniques and Challenges Ahead for Distributed Generation Planning and Optimization," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1493–1502, 2012.
- [78] F. Glover and G. A. Kochenberger, *Handbook of Metaheuristics*, vol. 1. 2003.
- [79] S. Ganguly and D. Samajpati, "Distributed generation allocation on radial distribution networks under uncertainties of load and generation using genetic algorithm," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 688–697, 2015.
- [80] R. K. Singh and S. K. Goswami, "Optimum siting and sizing of distributed generations in radial and networked systems," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 37, no. 2, pp. 127–145, 2009.
- [81] S. Kansal, V. Kumar, and B. Tyagi, "Optimal placement of different type of DG sources in distribution networks," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, no. 1, pp. 752–760, 2013.
- [82] S. Kumar, K. K. Mandal, and N. Chakraborty, "Optimal DG placement by multi-objective opposition based chaotic differential evolution for techno-economic analysis," *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 78, pp. 70–83, 2019.
- [83] H. Doagou-Mojarrad, G. B. Gharehpetian, H. Rastegar, and J. Olamaei, "Optimal placement and sizing of DG (distributed generation) units in distribution networks by novel hybrid evolutionary algorithm," *Energy*, vol. 54, pp. 129–138, 2013.
- [84] H. Nasiraghdam and S. Jadid, "Optimal hybrid PV/WT/FC sizing and distribution system reconfiguration using multi-objective artificial bee colony (MOABC) algorithm," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 10, pp. 3057–3071, 2012.
- [85] Y. Latreche, H. R. E. H. Bouchekara, M. S. Javaid, and S. Mohammad, "Optimal Siting and Sizing of DG Units Using a Decomposition Based Multiobjective Evolutionary Algorithm," in *4th International Conference on Artificial Intelligence in Renewable Energetic Systems IC-AIRES2020*, 2021, no. 174, pp. 521–532.
- [86] R. Palanisamy and S. K. Muthusamy, "Optimal Siting and Sizing of Multiple Distributed Generation Units in Radial Distribution System Using Ant Lion Optimization Algorithm," *J. Electr. Eng. Technol.*, no. 0123456789, 2020.
- [87] A. Selim, S. Kamel, and F. Jurado, "Efficient optimization technique for multiple DG allocation in distribution networks," *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 86, p. 105938, 2020.
- [88] M. Esmaili, M. Sedighzadeh, and M. Esmaili, "Multi-objective optimal reconfiguration and DG (Distributed Generation) power allocation in distribution networks using Big Bang-Big Crunch algorithm considering load uncertainty," *Energy*, vol. 103, pp. 86–99, 2016.
- [89] A. El-Fergany, "Study impact of various load models on DG placement and sizing using

- backtracking search algorithm,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 30, pp. 803–811, 2015.
- [90] S. Kirkpatrick, C. D. Gelatt, and M. P. Vecchi, “Optimization by Simulated Annealing,” *Science (80-. )*, vol. 220, no. 4598, pp. 671–680, 1983.
- [91] F. Glover, “FUTURE PATHS FOR INTEGER PROGRAMMING AND LINKS TO ARTIFICIAL INTELLIGENCE,” *Comput. Oper. Res.*, vol. 13, no. 5, pp. 533–549, 1986.
- [92] A. Sadollah, H. Eskandar, A. Bahreininejad, and J. H. Kim, “Water cycle algorithm with evaporation rate for solving constrained and unconstrained optimization problems,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 30, pp. 58–71, 2015.
- [93] M. R. S. Jafar, S. Geng, W. Ahmad, S. Hussain, and H. Wang, “A Comprehensive Evaluation: Water Cycle Algorithm and Its Applications,” 2018, vol. 951, pp. 360–376.
- [94] A. Sadollah, H. Eskandar, H. M. Lee, D. G. Yoo, and J. H. Kim, “Water cycle algorithm: A detailed standard code,” *SoftwareX*, vol. 5, pp. 37–43, 2015.
- [95] Y. Latreche and H. R. E. H. Bouchekara, “Comprehensive Review of Radial Distribution Test Systems,” *TechRxiv*, vol. Preprint., pp. 1–65, 2020.
- [96] D. Das, D. P. Kothari, and A. Kalam, “Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 17, no. 5, pp. 335–346, 1995.
- [97] <http://www.energy.gov.dz>

# ANNEXES

## Annexe II.A:

### Indice # 3 :

$$P_{\text{Pertes}} = \sum_{i=1}^{N_B} \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^{N_B} r_{ij} \frac{|V_i|^2 + |V_j|^2 - 2|V_i||V_j| \cos \delta_{ij}}{|Z_{ij}|^2} \quad (\text{II. 33})$$

### Indice # 4 :

L'indice des pertes de puissance réelle (IPPR) est donné par :

$$\text{ILP} = \frac{P_{\text{Pertes}}^{\text{Avec DG}}}{P_{\text{Pertes}}^{\text{Sans DG}}} \quad (\text{II. 34})$$

### Indice # 5 :

Indice des pertes de puissance réactive (IPPQ)

$$\text{IPPQ} = \frac{Q_{\text{Pertes}}^{\text{DG}}}{Q_{\text{Pertes}}^{\text{BC}}} \quad (\text{II. 35})$$

Où :  $P_{\text{Pertes}}^{\text{DG}}$  et  $Q_{\text{Pertes}}^{\text{DG}}$  sont les pertes totales de puissance active et réactive avec DG.  $P_{\text{Pertes}}^{\text{BC}}$  et  $Q_{\text{Pertes}}^{\text{BC}}$  désigne la puissance active et réactive totale sans DG (cas de base).

### Indice # 6 :

La réduction des pertes active (RPA) / La réduction des pertes de puissance active (PLR)

$$\text{PRA} = \frac{P_{\text{Pertes}}^{\text{BC}} - P_{\text{Pertes}}^{\text{DG}}}{P_{\text{Pertes}}^{\text{BC}}} \times 100\% \quad (\text{II. 36})$$

Réduction des pertes réactive (QLR) nommée aussi indice des pertes de puissance de ligne réactive (ILq)

$$\text{RPR} = \frac{Q_{\text{Pertes}}^{\text{BC}} - Q_{\text{Pertes}}^{\text{DG}}}{Q_{\text{Pertes}}^{\text{BC}}} \times 100\% \quad (\text{II. 37})$$

### Indice # 7 :

Les Pertes de puissance réelle exprime par :

$$P_{\text{Pertes}} = \sum_{i=1}^{nb} \sum_{j=1}^{nb} \frac{r_{ij}}{V_i V_j} \cos(\theta_i - \theta_j) (P_i P_j + Q_i Q_j) + \frac{r_{ij}}{V_i V_j} \sin(\theta_i - \theta_j) (Q_i P_j + P_i Q_j) \quad (\text{II. 38})$$

Où :  $V_i$  et  $V_j$  sont les amplitudes de tension de bus des bus  $i$  et  $j$ , respectivement,  $P_i$  et  $Q_j$  représentent respectivement la puissance active et réactive totale.  $r_{ij}$  est la résistance de la branche entre les bus  $i$  et  $j$ ,  $\theta_i$ ,  $\theta_j$  sont l'angle de phase de la tension aux bus  $i$  et  $j$ , respectivement, alors que  $nb$  est le nombre total de bus.

### Indice # 8 :

Pertes de puissance active

$$P_{RPL} = \sum_{i=2}^{n_n} (P_{g_{ni}} - P_{d_{ni}} - V_{mi}V_{ni}Y_{ni} \cos(\delta_{mi} - \delta_{ni} + \theta_{ni})) \quad (\text{II. 39})$$

Où :  $P_{g_{ni}}$  est la puissance active du DG au bus  $ni$  (MW),  $P_{d_{ni}}$  est la puissance active au bus  $ni$ ,  $n_n$  est le nombre total de bus,  $V_{ni}$  représente la tension du bus  $ni$ ,  $V_{mi}$  est utilisé pour la tension du bus  $mi$ ,  $Y_{ni}$  admittance entre bus  $ni$  et bus  $mi$ , angle de phase  $\theta_{ni}$  de  $Y_i = Y_{ni} \angle \theta_{ni}$ , la même notation s'applique à l'angle de tension de phase;  $\delta_{ni}$  pour le bus  $ni$ ,  $\delta_{mi}$  pour le bus  $mi$ .

**Indice # 9 :**

Pertes totales de puissance réelle est donne par :

$$P_{\text{Pertes}} = \sum_{i=0}^{nb} \left( \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \right) r_{i+1} \quad (\text{II. 40})$$

Où :  $P_i$  et  $Q_i$  sont utilisés pour représenter les flux de puissance active et réactive du bus  $i$  vers le bus  $i + 1$ , respectivement,  $r_{i+1}$  est la résistance de la branche entre les bus  $i$  et  $i + 1$ ,  $V_i$  est le bus tension au bus  $i$  et  $nb$  le nombre de buses.

**Indice # 10 :**

Pertes de puissance réactive

$$P_{\text{Pertes}} = \sum_{i=1}^{n_b} \sum_{j=1}^{n_b} \frac{X_{ij}}{V_i V_j} \cos(\theta_i - \theta_j) (P_i P_j + Q_i Q_j) + \frac{X_{ij}}{V_i V_j} \sin(\theta_i - \theta_j) (Q_i P_j - P_i Q_j) \quad (\text{II. 41})$$

**Annex II.B:**

**Indice # 4 :**

L'indice de stabilité de la tension est donné par (Murty & Kumar, 2015) :

$$VSI = \frac{4X}{V_1^2} \left( \frac{P_2^2}{Q_2} + Q_2 \right) \leq 1 \quad (\text{II. 42})$$

**Indice # 5 :**

Une nouvelle technique de détermination de la stabilité de la tension est discutée en détail dans [57]. En considérant deux sections de bus du système de distribution de la figure III.2.

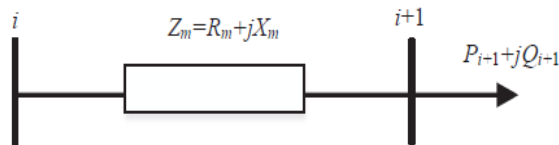


Figure II. 2 : Modèle de branche dans un réseau de distribution radial

L'indice de stabilité de la tension donné :

$$VSF_{total} = \sum_{m=1}^{k-1} (2V_{m+1} - V_m) \quad (II. 43)$$

Où : 'k' est le nombre total de bus dans le système et  $V_1$  l'amplitude de la tension de sous-station.  
La valeur plus élevée de  $VSF_{total}$  indique un fonctionnement plus stable en tension.

## Annex II.C:

### Indice # 4 :

$$IVD = \max_{i=2}^{NN} \left( \frac{|\bar{V}_{nominal}| - |\bar{V}_i|}{|\bar{V}_{nominal}|} \right) \quad (II. 44)$$

Où :  $NN$  est le nombre de bus.

Où :  $V_i^{bc}$  et  $V_i^{DG}$  sont respectivement l'amplitude de tension de son  $i$  ème nœud dans le cas de base et d'injection de GD.

### Indice # 5 :

$$IVD^k = 1 - \max_{i=1}^{nb-1} \left( \frac{|\bar{V}_{\emptyset 0}| - |\bar{V}_{\emptyset i}^k|}{|\bar{V}_{\emptyset 0}|} \right)^{nb-1} \quad (II. 45)$$

Où :  $\emptyset$  sont les phases a, b et c ;  $\bar{V}_{\emptyset 0}$  sont les tensions au nœud racine,  $\bar{V}_{\emptyset i}^k$  sont les tensions au bus  $i$  pour la  $k$  ème configuration du réseau de distribution ; et est le nombre de bus.

Le même index est exprimé dans d'autres références par :

$$IVD^k = 1 - \frac{\sum_{l=1}^{ND} \max_{j=1}^{nb-1} \left| \frac{|\bar{V}_{\emptyset 0}| - |\bar{V}_{\emptyset j}^{k,l}|}{|\bar{V}_{\emptyset 0}|} \right|^{nb-1}}{ND} \quad (II. 46)$$

Où :  $\bar{V}_{\emptyset j}^{k,l}$  sont les tensions au bus  $i$  pour la  $k$  ème configuration du réseau de distribution en considérant l'heure de pointe du jour  $l$  et  $ND$  étant le nombre de jours de l'horizon analysé.

### Indice # 6 :

$$VPII = \frac{VP_{w/DG}}{VP_{wo/DG}} \quad (II. 47)$$

Où :  $VP_{w/DG}$  et  $VP_{wo/DG}$  sont des mesures du profil de tension du système avec et sans DG, respectivement.  $VP$  peut être exprimé par :

$$VP = \sum_{i=1}^N V_i L_i k_i \quad (II. 48)$$

Avec :

$$\sum_{i=1}^N k_i = 1$$



Où : pour le bus  $i$ , l'amplitude de la tension et la charge correspondante sont représentées par  $V_i$  et  $L_i$ , respectivement.  $k_i$  désigne le facteur de pondération du bus de charge  $i$ . Ici, le nombre total de bus de charge dans le système est désigné par  $N$ .

**Indice # 7 :**

$$CVD = \begin{cases} 0 & \text{if } V_i^{\min} \leq |V_i| \leq V_i^{\max} \\ \sum_{i=1}^{N_B} |1 - V_i| & \text{else} \end{cases} \quad (\text{II. 49})$$

**Indice # 8 :**

$$TVV = \sum_{i=1}^{NB} |1 - V_{mi}| \quad (\text{II. 50})$$

**Indice # 9 :**

$$\Delta V_D = \max\left(\frac{V_1 - V_k}{V_1}\right) \quad \forall k = 1, 2, \dots, n \quad (\text{II. 51})$$

**Indice # 10 :**

$$f_v = \frac{\max (V_{\text{substation}} - V_i^{\text{withDG}})_{i=1, \dots, NB}}{\max (V_{\text{substation}} - V_i^{\text{base}})_{i=1, \dots, NB}} \quad (\text{II. 52})$$

**Indice # 11 :**

$$VDI = \frac{\sum_{i=2}^{NB} \left\{ (V_i^{\text{DG}} - V_{\min})^2 + (V_i^{\text{DG}} - V_{\max})^2 \right\}}{\sum_{i=2}^{NB} \left\{ (V_i^{\text{bc}} - V_{\min})^2 + (V_i^{\text{bc}} - V_{\max})^2 \right\}} \quad (\text{II. 53})$$

## العنوان : دراسة ادماج الإنتاج اللامركزي في شبكات التوزيع: تطبيق على الطاقة الشمسية

### ملخص :

من بين المكونات الرئيسية الثلاثة للنظام الكهربائي: التوليد، النقل والتوزيع، يعتبر التوزيع البنية الأكثر أهمية من حيث التأثير على موثوقية، نوعية وتكلفة الكهرباء. تقليدياً شبكات التوزيع الكهربائية، والتي عادة ما تكون ذات طوبولوجيا شعاعية أو قليلة الحلقات مع نسبة مقاومة عالية في الخطوط وتدفق للطاقة احادي الاتجاه، غير مصممة لتوصيل أجهزة إنتاج الطاقة اللامركزية، لكن في العقود الأخيرة، شهدت هذه الشبكات تغييرات عميقة ساهمت في نقل هذه الشبكات من محطات توليد الطاقة المركزية الكبيرة إلى دمج مصادر لامركزية إضافية، سميت هذه المصادر بتوليد الطاقة الموزع مع قدرات إنتاج محدودة نسبياً مرتبطة بشبكات التوزيع بالقرب من نقاط الاستهلاك. ويتجلى الدور الهام لهذه المصادر بشكل واضح في شبكات توزيع الكهرباء الناشئة. إن الدمج الأمثل لوحدة توليد الطاقة الموزع على مستوى التوزيع الذي طالما جذب اهتماماً متزايداً، له العديد من المزايا، ويلعب حالياً دوراً مركزياً في تخطيط شبكات التوزيع الحديثة وتشغيلها وتحسينها. تتمثل المشكلة المحددة التي تم أخذها بعين الاعتبار في هذه الرسالة في اختيار موقع، حجم وتقنية وحدات توليد الطاقة الموزع، من أجل تقليل أو تعظيم دالة الهدف المحددة مسبقاً (تقليل الفقدان، تحسين مظهر الجهد الكهربائي، تعظيم استقرار الجهد، ... الخ)، دون انتهاك القيود التقنية والتشغيلية. في هذه المشكلة، الأسئلة الرئيسية التي يجب معالجتها هي: (1) ما هو حجم وحدات توليد الطاقة الموزع الذي ينبغي إدراجها، (2) ما هو عدد وحدات المدرجة، (3) ما هو الموقع المثالي، (4) ما هي التكنولوجيا المعتمدة، (5) ما هو النهج الذي ينبغي اعتماده (نهج بسيط أو ذكي)، (6) ما هو نوع المشكلة التي يجب حلها (مفردة أو متعددة الأهداف). في هذا السياق، فإن الهدف الرئيسي لهذه الأطروحة هو تحسين أداء شبكات التوزيع من خلال دراسة وتطوير إطار نمذجة ومحاكاة يضمن الدمج الأمثل لوحدة توليد الطاقة الموزع في هذه شبكات. في هذه الأطروحة، تم تبني نهج فعال يعتمد على خوارزمية تحسين ذكية من أجل الدمج الأمثل لوحدة توليد الطاقة الموزع في شبكات التوزيع الشعاعية مما يسمح بتقليل الفقدان في الطاقة النشطة؛ تعظيم استقرار الجهد وتحسين مظهر الجهد، قمنا بتطبيق النهج المعتمد في هذه الأطروحة على شبكات اختبار شعاعية 33, 69 و 85 قضيب كهربائي، كذلك تم فحص ودراسة مختلف الحالات، كما قمنا بتحليل بعض النتائج المثيرة للاهتمام ومناقشتها في هذه الدراسة.

### كلمات البحث :

توليد الطاقة الموزع، الدمج الأمثل لوحدة توليد الطاقة الموزع، خوارزمية تحسين ذكية، شبكات التوزيع، شبكات التوزيع الشعاعية

## **Titre :**

Eude de l'Intégration de la Production Décentralisée dans les Réseaux de Distribution :  
Application à l'Energie Solaire

## **Résumé :**

Parmi les trois principales composantes du système électrique : génération, transmission et distribution, la distribution est l'infrastructure la plus cruciale en termes d'impact sur la fiabilité, la qualité et le coût de l'énergie électrique. Les réseaux électriques de distribution qui ont traditionnellement une topologie radiale ou faiblement maillée avec un rapport ( $R/X$ ) élevé dans les lignes et un flux de puissance unidirectionnel, ne sont pas conçus pour la connexion de dispositifs de production décentralisée, mais au cours des dernières décennies, ces réseaux ont connu de profonds changements contribuant à la transmission de ces réseaux d'une grande génération centralisée à l'intégration des sources décentralisées supplémentaires, appelées Génération Distribuée (GD) avec des capacités de production relativement limitées connectées aux réseaux de distribution près des points de consommation. Par conséquent, dans les réseaux de distribution électrique émergents, on peut prévoir clairement le rôle important de ces sources.

L'intégration optimale de la génération distribuée (IOGD) au niveau de distribution qui suscite un intérêt croissant présente de nombreux avantages, actuellement elle joue un rôle central dans la planification, l'exploitation et l'optimisation des réseaux de distribution moderne.

Le problème spécifique à considérer dans cette thèse est celui de la sélection de l'emplacement, le volume et la technologie des unités de GD, afin de minimiser ou maximiser une fonction objective prédéfinie (réduction des pertes, amélioration du profil de tension, maximisation de la stabilité de la tension, ...etc.), sans violation des contraintes techniques et opérationnelles. Dans ce problème, les questions de recherche clés à aborder sont : (i) Quel volume de GD doit être inséré. (ii) Quel est le nombre des unités de GD à insérer. (iii) Quel est le jeu de barre idéal pour placer cette GD. (iv) Quelle est la technologie. (v) Quelle approche doit être adoptée (une approche simple ou intelligente). (vi) Quel est le type de problème qui doit être résolu (mono ou multi-objectif).

Dans ce contexte, la principale contribution de cette thèse consiste à améliorer les performances des réseaux électriques de distribution à travers l'étude et le développement d'un cadre de modélisation et simulation assurant une intégration optimale des unités de la GD dans des réseaux électriques de distribution radiale (RDR).

Dans cette thèse, une approche efficace basée sur un algorithme métaheuristique est adoptée pour une intégration optimale de la génération distribuée dans les réseaux de distribution radiaux (RDR) permettant de réduire les pertes de puissance active ; maximisation de la stabilité de la tension et amélioration du profil de la tension.

L'approche adoptée dans cette mémoire s'applique aux réseaux de test de distribution standard à 33, 69 et 85 jeux de barre, divers cas d'études sont examinés, certains résultats intéressants sont également analysés et discutés dans cette étude.

## **Mots clés :**

Génération Distribuée, Intégration Optimale de la Génération Distribuée, Algorithme du Cycle de l'Eau, Réseaux de Distribution, Réseaux de Distribution Radiaux.

## Title :

Study of the Integration of Decentralized Production in Distribution Systems: Application to Solar Energy

## Abstract :

The main components of the energy systems are generation, transmission and distribution, the latter among these three parts represents the most crucial infrastructure in terms of impact on reliability, quality and cost of electrical energy. Distribution systems, which traditionally have a radial or weakly meshed topology with a high ratio ( $R/X$ ) in the lines and a unidirectional power flow, are not designed for the connection of decentralized production devices, but in recent decades these systems have profound changes have contributed to the transmission of these networks from a large centralized generation to the integration of additional decentralized sources, called Distributed Generation with relatively limited production capacities connected to distribution systems near the points of consumption. Therefore, in emerging electricity distribution networks, the important role of these sources can be clearly predicted.

The Optimal Integration of Distributed Generation (OIDG) at the distribution level that is attracting increasing interest has many advantages, and currently plays a central role in the planning, operation and optimization of modern distribution systems.

The specific problem to be considered in this thesis is that of the selection of the location, the volume and the technology of the units of DG, in order to minimize or maximize a predefined objective function (reduction of losses, improvement of the voltage profile, maximization of voltage stability, ... etc.), without violation of technical and operational constraints.

In this context, the main contribution of this thesis is to improve the performance of power distribution systems through the study and development of a modeling and simulation framework ensures optimal integration of the units of the GD into power grids. radial distribution (RDR).

In this thesis, an efficient approach based on a metaheuristic algorithm is adopted for an optimal integration of the distributed generation in the radial distribution systems (RDS) allowing to reduce the losses of active power; maximizing the voltage stability and improving the voltage profile.

The approach adopted in this thesis applies to standard distribution test systems, 33 , 69 and 85 bus, various case studies are examined, some interesting results are also analyzed and discussed in this study.

## Keywords :

Distributed Generation, Optimal Integration of Distributed Generation, Water Cycle Algorithms, Distribution Systems, Radial Distribution Systems.