



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° de série :
N° d'ordre :

Thèse

Pour l'Obtention du diplôme de
DOCTORAT EN SCIENCES

Spécialité : ELECTROTECHNIQUE

Option : ELECTROTECHNIQUE

Présentée par :

BOUAFIA Abdelkader

Thème

Analyse des Réseaux HTA Futurs lors de l'Insertion d'une
Production Décentralisée

Soutenue le 19/10/2020

Devant le Jury :

<i>Président :</i>	<i>CHENNI Rachid</i>	Professeur Université Frères Mentouri Constantine 1
<i>Directeur de thèse :</i>	<i>LABED Djamel</i>	Professeur Université Frères Mentouri Constantine 1
<i>Examineur 1 :</i>	<i>BENIDIR Mohamed</i>	Professeur Université Frères Mentouri Constantine 1
<i>Examineur 2 :</i>	<i>BENSALEM Ahmed</i>	Professeur Université Mostefa Ben Boulaid Batna 2
<i>Examineur 3 :</i>	<i>BOUHENTALA Abdelmalik</i> MCA	Université Mostefa Ben Boulaid Batna 2

Dédicace

À l'âme de ma mère

Je dédie ce travail à :

Mon père ;

Mes frères ;

Mes sœurs ;

Ma femme ;

Mes oncles et Mes tantes ;

Mes neveux et mes nièces ;

Toute ma famille et ma belle-famille ;

Mes amis et mes collègues.

Remerciement

Premièrement, louange à Allah, Seigneur de l'univers, pour son aide et sa générosité.

Cette thèse est développée dans le Laboratoire de génie électrique de Constantine (LGEC), qui focalise sur la recherche attendue des futurs réseaux HTA, en présence de la production décentralisée, et ses impacts.

Tout d'abord, Je voudrais exprimer ma sincère gratitude à mon directeur de recherche, le professeur Monsieur LABED Djamel pour son travail de suivi, son soutien et sa grande patience. La personne qui m'a toujours encouragé, sans son encouragement, ce travail ne sera jamais réalisé. Sa propre façon d'analyser les problèmes scientifiques guidera toujours mes recherches futures.

Ce que je tiens à remercier de plus, c'est Monsieur, CHENNI Rachid Professeur à l'Université Frères Mentouri-Constantine1, qui ma a fait l'honneur de présider ce comité de revue de thèse, qu'il exprime ici ma gratitude pour l'intérêt porté à ce travail.

Je remercie cordialement Monsieur BENIDIR Mohamed, Professeur à l'Université Frères Mentouri Constantine1, pour sa présence en tant qu'examineur, ainsi que les nombreuses discussions enrichissantes lors de la soutenance.

Aussi, je remercie très chaleureusement Monsieur BENSALAM Ahmed, Professeur à l'Université de Mostefa Ben Boulaid- Batna2, pour sa présence en tant qu'examineur ainsi que ses remarques expertes au cours de l'évaluation et la soutenance.

Enfin, Je souhaite exprimer mes vifs remerciements à Monsieur BOUHENTALA Abdelmalik, Maitre de conférences A à l'Université de Mostefa Ben Boulaid-Batna2, pour sa présence en tant qu'examineur, et ses observations précieuses et les propositions constructives durant la soutenance.

Résumé

La volonté de protéger l'environnement et d'utiliser des énergies propres entraînera à l'avenir un développement à grande échelle de la production décentralisée. Cela, entraînera d'énormes changements dans le réseau électrique et l'interruption du réseau de distribution deviendra un résultat inévitable. Les travaux menés dans cette thèse permettent d'étudier et de déterminer les divers effets de la production décentralisée sur le réseau HTA, tels que l'effet sur la régulation de la tension, la qualité énergie, la valeur de courant de court-circuit, la chute de tension, les pertes, et sur les dispositifs de protection, etc.

Dans ce contexte, des applications et des analyses ont été réalisées dans ce travail, notamment l'influence de l'accouplement de la production décentralisée aux réseaux HTA sur la chute de tension et la planification de la protection, afin d'améliorer les conditions de livraison décentralisée de l'énergie. En réduisant les valeurs de chute de tension, en stabilisant la tension et en utilisant des méthodes basées sur des algorithmes pour éliminer le problème d'îlotage. Cela, a permet d'améliorer le contrôle de la stabilité de la tension, de réduire les valeurs des chutes de tension et de mettre en place un système très efficace contre le problème d'îlotage.

Mots clés : Architecture de réseau. Production décentralisée, Impact, Réseau HTA, Chute de tension.

Abstract:

In order to protect the environment and to use clean energies requires a massive development of distributed generation in the future. This, leads to a huge changes in the power grids, and disruption to the distribution grids will become an inevitable result. The work carried out in this work made it possible to identify and study the various impacts of distributed generation on the HTA network, such as the effect on voltage regulation on the quality of the energy, on the value of the short-circuit current, on the voltage drop, on the losses, on the protection, etc.

In this context, applications and analyzes were carried out in this work, in particular the influence of the insertion of the distributed generation to HTA networks on the voltage drop and the protection planning, in order to improve the conditions of decentralized delivery of power. By reducing voltage drop values, stabilizing the voltage, and using algorithm-based methods to eliminate the islanding problem.

This has allowed the improvement of the voltage stability control, reducing the voltage drop values and putting in place a very effective system against the islanding problem.

Keywords: Network architecture, Distributed generation, Impact, HTA network, Voltage drop.

ملخص:

من أجل حماية البيئة واستخدام الطاقة النظيفة يؤدي ذلك في المستقبل إلى تطور هائل للإنتاج اللامركزي. وهذا يؤدي بدوره إلى وضع الشبكات الكهربائية في تغيير تام وتصبح الاضطرابات على مستوى شبكات التوزيع نتيجة حتمية. لقد أتاح العمل المنجز كجزء من هذه الأطروحة تحديد ودراسة التأثيرات المختلفة للإنتاج اللامركزي على شبكات توزيع نوع HTA مثل التأثير؛ على تنظيم الجهد، على جودة الطاقة، على قيمة تيار دائرة القصير، على انخفاض الجهد، على الخسائر، وعلى الحماية، الخ ... في هذا السياق، تم إجراء تحليلات وتطبيقات في هذا العمل، وخاصة تأثير توصيل الإنتاج اللامركزي على انخفاض الجهد وتخطيط الحماية بهدف تحقيق تحسينات في شروط توصيل المنتجات اللامركزية. عن طريق تقليل قيم انخفاض الجهد، عن طريق تثبيت الجهد، والأساليب القائمة على الخوارزمية للقضاء على مشكلة الجزيرة. لقد سمح ذلك بتحسين التحكم في مؤشر ثبات الجهد، تقليل انخفاض الجهد، ووضع نظام فعال للغاية ضد مشكلة الجزيرة.

كلمات مفتاحية: بنية الشبكة، الإنتاج اللامركزي، التأثير، انخفاض الجهد، شبكة الجهد المتوسط.

Table de matière

Dédicace	I
Remerciement	II
Résumé	III
Table de matière	V
Liste des figures	XII
Liste des tableaux	XV
Liste des symboles et acronymes	XVI

INTRODUCTION GENERALE

1.1 Le Besoin d'analyser les future réseaux HTA	1
1.2 Le contexte	1
1.3 Objectifs de la recherche et Étendue	2
1.4 Contributions du travail	3
1.5 Structure de la thèse	3

CHAPITRE I

STRUCTURE D'UN RESEAU ELECTRIQUE HTA

I.1 Introduction	6
I.2 Rôle du réseau électrique	6
I.3 Le réseau électrique algérien	6
I.4 Branches principales du réseau algérien	7
I.5 Niveaux des tensions du réseau	8
I.6 Structure et topologie du réseau HTA	8
I.7 Choix de l'architecture des réseaux	8
I.8 Formes et topologies des réseaux HTA	9
1.8.1 En fonction de leur système de neutre	10
1.8.1.1 Réseau à neutre distribué	10
1.8.1.2 Réseau à neutre non distribué	10
1.8.2 En fonction de la nature des conducteurs	11
1.8.2.1 Les réseaux de distribution aériens	11
1.8.2.2 Les réseaux de distribution souterrains	11
1.8.3 En fonction de leurs zones d'installation	11
1.8.3.1 Réseau rural	11
1.8.3.2 Réseaux urbain	11
1.8.4 En fonction de leurs architectures	11
1.8.4.1 Radial en simple antenne	11
1.8.4.2 Radial en double antenne	12
1.8.4.2.1 Radial en double dérivation	13

I.8.4.2.2 Radial en double jeu de barres	14
I.8.4.3 En boucle	14
I.8.4.3.1 Boucle ouverte	14
I.8.4.3.2 Boucle fermée	15
I.9 Les types particuliers de la distribution HTA	17
I.9.1 Réseau en système de distribution automatique	18
I.9.2 Réseau à dérivation multiple	18
I.9.3 Réseau à Boucle Ouverte Télécommandé	19
I.10 Postes de transformation en HTA	20
I.10.1 Postes sources HTB/HTA	20
I.10.2 Postes de distribution HTA/BT	22
I.11 Le système électrique actuel	24
I.11.1 Raisons de modernisation du réseau	26
I.11.2 Les perspectives du futur système électrique	27
I.12 Topologie des futurs réseaux électriques	28
I.13 Les motifs du développement des réseaux électriques	30
I.14 Conclusion	31

CHAPITRE II

LES DIFFERENTS TYPES DES PRODUCTIONS DECENTRALISEES

II.1 Introduction	33
II.2 Production décentralisée	33
II.3 Capacité de DG	34
II.4 Technologies et Tailles des productions décentralisées	35
II.5 Taux de pénétration de DG	36
II.6 Caractéristiques des DGs	36
II.7 Les différents types de DG	37
II.7.1 Les DGs non- renouvelables	37
II.7.1.1 Thermique	37
II.7.1.2 Hydrogène	37
II.7.2 Les DGs renouvelables	37
II.7.2.1 Énergie éolienne	38
II.7.2.2 Énergie solaire	39
II.7.2.2.1 Solaire thermique	39
II.7.2.2.2 Solaire photovoltaïque	39
II.7.2.2.3 Les conditions du développement du PV et de l'éolien	40
II.7.2.3 Énergie hydraulique	41
II.7.2.4 Énergie géothermique	41
II.7.2.5 Énergie Biomasse	42

II.7.2.7 Énergie houlomotrice et marémotrice	43
II.8 Les facteurs de croissance des énergies renouvelables	44
II.9 Avantages de la DG	45
II.9.1 libérer la capacité des lignes de transport	45
II.9.2 Réduction des pannes	45
II.9.3 Démarrage rapide	45
II.9.4 Production combinée électricité-chaleur	46
II.9.5 Charge de pointe	46
II.9.6 Fiabilité élevée	46
II.9.7 Réserve tournante	47
II.9.8 Réserve non tournante (arrêtée)	47
II.9.9 Equilibrage de charge	47
II.9.10 Gestion de la tension et de la puissance réactive	47
II.9.11 Retardement de l'investissement dans les réseaux de transport	48
II.9.12 Installation et fonctionnement rapides	48
II.9.13 Moins de pollution environnementale que la production centralisée.	48
II.9.14 Amélioration de la sécurité énergétique	48
II.9.15 Réduction des pertes	49
II.9.16 Baisse des prix	49
II.10 Inconvénients des sources DG	49
II.10.1 Difficile à contrôler	49
II.10.2 Coût d'investissement élevé	49
II.10.3 Paramètres perturbateurs des équipements de protection	50
II.10.4 Augmentation du courant de court-circuit	50
II.10.5 Difficulté de synchronisation avec le réseau	50
II.10.6 Mauvais emplacement de DG	50
II.10.7 L'intermittence de certaine DG	50
II.10.8 Occupation des espaces dans les zones urbaines	50
II.10.9 Augmentation du coût de contrôle	51
II.11 la potentialité de l'Algérie aux énergies renouvelables	51
II.11.1 Potentialité Solaire	51
II.11.2 Potentialité Eolienne	52
II.11.3 Potentialité géothermique	54
II.11.4 Potentialité Hydraulique	55
II.12 Perspectives globales de l'Algérie en production décentralisée	55
II.13 Conclusion	56

CHAPITRE III

MODALISATION ET SIMULATION DES SOURCES DE PRODUCTION DECENTRALISEE

III.1 Introduction	58
III.2 Modélisation des DGs	58

III.3 Unités DGs non-dispatchables	58
III.3.1 DG photovoltaïque	58
III.3.1.1 Irradiance solaire	59
III.3.1.2 Énergie solaire photovoltaïque	60
III.3.1.3 Détermination du Point de Puissance Maximum (MPPT)	64
III.3.1.4 Modèle simplifié de la source PV	68
III.3.2 DG éolienne	69
III.3.2.1 Conversion de l'énergie éolienne	69
III.3.2.2 Modèle d'un générateur éolien	71
A. Éolienne à vitesse fixe	71
B. Éolienne à vitesse variable	72
III.4 Unités DGs dispatchables	73
III.4.1 Modélisation DG hydraulique	73
III.4.2 DG Biomasse	74
III.5 Modélisation des systèmes de connexion au réseau	74
III.5.1 Connexion directe au réseau via un générateur synchrone	74
III.5.1.1 Modèle d'un générateur synchrone	75
III.5.2 Connexion directe au réseau via un générateur à induction	76
III.5.2.1. Modèle d'un générateur asynchrone à cage	76
III.5.3 Connexion directe au réseau via générateur à induction en double excitation	77
III.5.3.1 Modèle d'un générateur asynchrone à double alimentation DFIG	77
III.5.4 Connexion indirecte au réseau via des convertisseurs statiques	78
III.5.4.1 Modèle d'une interface de connexion d'électronique de puissance	78
III.6 Conclusion	80

Chapitre IV

TRAITEMENT DES IMPACTS LORS DU COUPLAGE D'UNE SOURCE DECENTRALISEE AVEC UN RESEAU HTA

IV.1. Introduction	82
IV.2 Insertion de la DG dans les réseaux de distribution	83
IV.3 Contraintes de passage au futur réseau électrique	84
IV.3.1 Le dépassement des valeurs thermiques	85
IV.3.2 Augmentation de la tension du système	85
IV.3.3 Flux de puissance inverse	85
IV.3.4 Contribution au niveau de défaut	86
IV.4 Les défis de l'insertions de DG dans les réseaux HTA	86
IV.5 Impacts de la DG sur le réseau de distribution	87
IV.5.1 Impacts techniques de l'intégration des DG	87
IV.5.2 Impact sur la stabilité	88
IV.5.3 Impact sur la régulation de la tension	89

IV.5.4 Impact sur la qualité de l'énergie	91
IV.5.4.1 Qualité de service (la continuité)	91
IV.5.4.2 Impact sur les harmoniques	91
IV.5.5 Impact sur les valeurs du court de court-circuit	93
IV.5.6 Impact sur les pertes	93
IV.5.7 Impacts sur le système de protection	94
IV.5.8 Impacts non techniques de l'intégration des DG	94
IV.5.9 Impact des condition climatiques sur les futurs réseaux HTA	95
IV.6 Avantages de l'insertion de la DG au réseau de distribution	95
IV. 7 Application 1 : l'Impact du taux d'anticipation de DG sur la chute de tension	96
IV.7.1 Définition de la chute de tension.	96
IV.7.2 Calcul de chute de tension	96
IV.7.3 Analyses par diagramme d'impédance	98
IV.7.4 Scénarios de production et de demande	100
IV.7.5 Courant d'alimentation d'un client HTA avec l'insertion d'une DG	101
IV.7.6 Résultats et discussion	102
IV.8 Application 2 : l'impact de la température sur la chute de tension en présence des DGs	103
IV.8.2 Formulation du problème	105
IV.8.2.1 Facteurs affectant la chute de tension	105
IV.8.2.2 Impact de la température sur la chute de tension	105
IV.8.3 Méthodologie et simulation	106
IV.8.4 Avantage de la DG dans la réduction des chutes de tension	108
IV.9. Application 3 : l'influence de la température sur l'indice de stabilité de tension (IEEE 33-bus radial distribution)	109
IV.9.1 Indice de stabilité de la tension (VSI)	110
IV.9.2 Calculs de l'indice de stabilité en tension	110
IV.9.3 Impact de la température sur l'indice de stabilité de la tension	110
IV.9.4 Méthodologie et simulation	110
IV.9.5 Avantage de la DG dans la stabilité de la tension	112
IV.9.6 Résultats et discussion	113
IV.10 Conclusion	115

Chapitre V

Changements effectués sur la Protection du réseau HTA

V.1 Introduction	117
V.2 Protection	117
V.3 Raisons des pannes du réseau de distribution	118
V.4 Insertion de la production décentralisée	118
V.5 Impact de la DG sur la protection	118
V.6. Les échecs du système de protection	119

V.7 Impact de DG sur la protection des réseaux de distribution	120
V. 7.1 Impact de la DG sur les niveaux de défaut	120
V.7.1.1 Les changements de courant de niveau de défaut	122
V.7.1.2 Calcul de la contribution d'une unité DG	123
V.7.2 Impact de DG sur la protection des départs	124
V.7.3 Impact de DG sur le faux déclenchement	125
V.7.3.1 Impact de DG sur le faux déclenchement des départs	126
V.7.4 Impact de DG sur les relais de protection de Coordination	127
V.7.5 Impact sur l'obstruction du réenclenchement automatique	127
V.7.6 Impact de la DG sur la protection de la surintensité	127
V.7.6.1 Protection instantanée contre les surintensités	127
V.7.7 La Contribution du Blindage de la Protection	131
V.7.8 Îlotage indésirable	131
V.7.8.1 Formation d'un îlot	132
V.7.8.2 Les dangers d'ilotage	133
V.7.8.2.A le problème de sécurité	133
V.7.8.2.B l'endommagement des équipements	133
V.7.8.2.C la défaillance	133
V.7.8.2.D l'endommagement des onduleurs	133
V.8 Règles de la protection en présence de DG	133
V.9 Modifications à apporter au système connecté à la DG	134
V.9.1 Modification des paramètres de protection	134
V.9.2 Disjoncteur supplémentaire	134
V.9.3 Nouveaux concepts de protection	134
V.10 Quelques idées sur les futurs plans de protection du réseau	135
V.11 Application 4 : Nouveau concept de protection anti-îlotage dans les réseaux de distribution avec forte pénétration des DGs	136
V.11.1 Notion d'îlotage	137
V.11.2 Détection anti-îlotage	137
V.11.3 Méthodes de détection anti-ilotage	137
V.11.3.1 Méthodes passives	137
V.11.3.2 Méthodes actives	137
V.11.3.3 Méthodes de détection par communications	138
V.11.4. Procédure d'essai Des Méthodes De Détection De l'ilotage	139
V.11.5 Description de la méthode proposée	140
V.11.6 Algorithme de détection et de contrôle de l'ilotage	141
V.11.7 Pour un réseau connecté à plusieurs productions décentralisées	143
V.11.8 Résultats et discussions	144
V.12 Conclusion	145

Conclusion Générale

Conclusion générale	147
---------------------	-----

Annexe	150
Bibliographie	153

Liste des figures

<i>Figure I.1: structure traditionnelle du système électrique</i>	7
<i>Figure I.2 : Réseaux HTA à neutre : a) non distribué, b) distribué</i>	10
<i>Figure I.3 : Réseau HTA radial en simple antenne</i>	12
<i>Figure I.4 (a) : réseau HTA radial en double antenne sans couplage.</i>	13
<i>Figure I.4 (b) : réseau HTA radial en double antenne avec couplage.</i>	13
<i>Figure I.5: Réseau HTA en double dérivation</i>	13
<i>Figure I.6: alimentation double jeu de barres d'un poste HTB/HTA</i>	14
<i>Figure I.7 : Réseau HTA en boucle ouverte</i>	15
<i>Figure I.8: Réseau HTA en boucle fermée</i>	16
<i>Figure I.9: Distribution HTA 20kV en sortie des postes source 220/20kV</i>	19
<i>Figure I.10: Partie du réseau de distribution de Singapour</i>	20
<i>Figure I.11: Schéma descriptif du poste source HTB/HTA</i>	21
<i>Figure I.12: Les trois types de postes HTA/BT</i>	23
<i>Figure I.13: Connexion des lignes HTA avec postes HTA/BT</i>	24
<i>Figure I.14: Système d'alimentation actuel</i>	25
<i>Figure I.15 : Exemple typique du futur réseau électrique</i>	29
<i>Figure II.1 : Capacités de DG</i>	34
<i>Figure II.2 : Courbe de charge typique</i>	46
<i>Figure II.3 : Carte de l'Irradiation Globale Directe Annuelle Moyenne (2002-2011)</i>	52
<i>Figure II.4 : Carte du Vent Annuel Moyen à 50m (2001-2010)</i>	53
<i>Figure II.5 : Localisation des principales zones géothermiques en Algérie</i>	54
<i>Figure II.6: Estimation de l'énergie renouvelable en Algérie pour 2030</i>	56
<i>Figure III.1 : Courbe d'irradiation solaire annuelle dans la région de Tamanrasset</i>	59
<i>Figure III.2 : Annuelle irradiation solaire Max à Tamanrasset</i>	59
<i>Figure III.3 : Rayonnement solaire sur panneau photovoltaïque</i>	61
<i>Figure III.4 : Impact de latitude sur l'irradiation globale</i>	61
<i>Figure III.5: Variation de la courbe I-V par rapport la valeur d'irradiation solaire à 8h00, à 12h00, et à 18h00</i>	63
<i>Figure III.6 : MPPT aux différentes régions à température de 20°C</i>	65
<i>Figure III.7 : MPPT à $I_r = 500\text{W/m}^2$ aux pour différentes températures</i>	65
<i>Figure III.8 : Impact de l'irradiation solaire et la température sur PMMT</i>	66
<i>Figure III.9 : Estimation de MPPT à Constantine</i>	67
<i>Figure III.10 : Estimation de MPPT aux différentes régions à T° variable</i>	68
<i>Figure III.11 : Modèle du système PV par PVsys</i>	68
<i>Figure III.12 : Puissance d'une DG éolienne par rapport la vitesse du vent</i>	70
<i>Figure III.13: Variation de C_p en fonction de λ et de β</i>	71
<i>Figure III.14 : Eolienne à vitesse fixe</i>	72
<i>Figure III.15 : Eolienne à vitesse variable avec une machine asynchrone à double alimentation</i>	72
<i>Figure III.16: Simulation d'une source éolienne raccordée au réseau HTA</i>	73
<i>Figure III.17 : Structure de la microcentrale hydro-électrique à vitesse variable</i>	73
<i>Figure III.18 : Simulation d'un générateur synchrone connecté au réseau HTA</i>	74

<i>Figure III.19 : Schéma équivalent d'un générateur synchrone par le modèle de Park</i>	75
<i>Figure III.20 : Modélisation d'un interface convertisseur DG/ réseau de distribution</i>	78
<i>Figure IV.1: Topologie du futur réseau électrique</i>	83
<i>Figure IV.2: Exemple de réseau simple avec DG</i>	88
<i>Figure IV.3: Effet de la connexion d'une unité DG sur le profil de tension 11kV le long d'une ligne aérienne</i>	90
<i>Figure IV.4: Une forme d'onde de courant déformée dans la temporelle</i>	92
<i>Figure IV.5: Pourcentage de pertes de puissance par rapport à la capacité DG</i>	94
<i>Figure IV.6: Circuit d'alimentation simple du client HTA avec DG comme deuxième source.</i>	98
<i>Figure.IV.7 : Diagramme d'impédance pour une alimentation d'un client HTA sans DG</i>	98
<i>Figure.IV.8 : Diagramme d'impédance pour l'alimentation du Client HTA en présence de DG.</i>	99
<i>Figure.IV.9 : Diagramme d'impédance pour source d'alimentation client HTA avec DG loin au bus de connexion.</i>	99
<i>Figure.IV.10 : Diagramme d'impédance d'alimentation 100% par DG proche au client HTA</i>	100
<i>Figure.IV.11 : Diagramme d'impédance d'alimentation 100% avec DG loin au client HTA</i>	100
<i>Figure IV.12 : Simulation de la température dans la région ADRAR pour le 9 juillet 2018</i>	106
<i>Figure IV.13: IEEE 4-bus Test Feeder</i>	106
<i>Figure IV.14: Variation de la chute de tension dans le bus 1,2,3,4 pendant 24h</i>	107
<i>Figure IV.15: Réseau HTA simple avec et sans connexion DG</i>	108
<i>Figure IV.16: Changement de chute de tension dans le jeu de barre 2 sous l'impact de la température sans et avec l'insertion de DG</i>	109
<i>Figure IV.17: Schéma unifilaire de la distribution radiale IEEE 33 bus</i>	111
<i>Figure IV.18: Indice de stabilité de la tension dans les bus pour différentes températures</i>	111
<i>Figure IV.19 : Résultat de l'insertion de DG-PV dans les différents bus</i>	112
<i>Figure IV.20: La divergence min-max de l'indice de tension de stabilité avec différents scénarios pour 25 °C et 70 °C.</i>	114
<i>Figure V.1: Forme typique de courant de court-circuit</i>	120
<i>Figure V.2: Analyse du niveau de défaut pour l'influence combinée de la production d'électricité et de cogénération</i>	122
<i>Figure V.3: Différentes tailles de DG contribuent au niveau du courant de défaut.</i>	123
<i>Figure V.4: Connexion d'un générateur conventionnel sur bus HTA</i>	124
<i>Figure V.5 : Protection instantanée de classement de courant</i>	127
<i>Figure V.6 : Impact de la DG sur les courts-circuits</i>	128
<i>Figure V.7 : faux déclenchement</i>	128
<i>Figure V.8: Calcul du court-circuit d'un réseau de distribution soumis à des unités DG. De haut en bas : calcul des courts-circuits sur toute la longueur du départ 2, contribution des courts-circuits de la DG, contribution des courts-circuits du réseau</i>	130

<i>Figure V.9 : Blindage de la protection</i>	131
<i>Figure V.10: Ilotage du système d'alimentation</i>	132
<i>Figure V.11 : Schéma simplifié d'un réseau électrique en présence d'une DG avec un système de contrôle</i>	140
<i>Figure V.12: Algorithme de détection et de contrôle d'îlotage</i>	142
<i>Figure V.13: Réseau de test IEEE 14 bus avec un nouveau système de protection anti-îlotage</i>	144

Liste des tableaux

Tableau I.1: <i>Tableau de divers Gammes de la tension électrique de Sonelgaz</i>	8
Tableau I.2: <i>Avantages et inconvénients des architectures de distribution</i>	17
Tableau II.1: <i>Taille typique disponible par module pour DG</i>	35
Tableau IV.1: <i>Avantages théoriques de la production décentralisée</i>	95
Tableau IV.2: <i>les Scenarios production – demande</i>	101
Tableau IV.3: <i>données numériques pour circuit simple comme figure 2</i>	102
Tableau IV.4: <i>L'influence des DG proches et éloigné sur la valeur de la chute de tension.</i>	102
Tableau IV.5: <i>Parameters of IEEE 4 bus test feeder elements</i>	107
Tableau IV.6: <i>données numériques pour circuit simple comme figure 2</i>	108
Tableau IV.7: <i>type de production décentralisée et paramètres</i>	112
Tableau IV.8: <i>présente les valeurs min et max de l'indice de tension de stabilité pour différents scénarios</i>	113
Tableau V.1: <i>Niveaux de défaut de conception typiques pour les tensions de distribution</i>	117
Tableau V.2: <i>Les états possibles des éléments du système</i>	141
Tableau V.3: <i>codes générés aux cas d'ilotage pour réseau 14 jeu de barres</i>	143

Liste des symboles et acronymes

AC	Courant Alternative (Alternative Current)
BTA	Basse tension classe A
BTB	Basse tension classe B
DAS	Système de distribution automatique
DC	Courant continu (Direct Current)
Dep	Départ
DG	Production décentralisée (Distributed Generation)
GC	Générateur Conventionnel
GRTE	Gestionnaire du réseau de transport de l'électricité
HT	Haute tension
HTA	Haute Tension classe A
HTB	Haute Tension classe B
JDB	Double jeu de barres
NF	Fermer à l'état normale
NO	Ouvert à l'état normale
NTIC	Nouvelles technologies de l'information et de la communication
P_{charge}	Puissance demandée par la charge
P_{DG}	Puissance de la production décentralisée
PEMFC	Pile à combustible à membrane échangeuse de protons
P-N	Phase Neutre
PS	Poste source
PV	Photovoltaïque
RED	Ressources d'énergie décentralisée
SAIDI	Indice de durée moyenne d'interruption du système
SCADA	Système de contrôle et d'acquisition de données en temps réel
SDx	Société de distribution de la région (x)
SE	Système électrique
SER	Source d'énergie renouvelable
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
SOFC	Pile à combustible à oxyde solide
SPE	Société de production de l'électricité
TBT	Très Basse Tension
THT	Très haute tension
VD	Chute de tension (voltage drop)
VL	Tension de la charge (load voltage)
VS	Tension de la source (source voltage)
VSI	Indice de stabilité de la tension (Voltage Stability Index)

Introduction
Générale

1. INTRODUCTION GENERALE

1.1 Le Besoin d'analyser les futurs réseaux HTA

Pendant de nombreuses années le monde a été doté d'une richesse de ressources énergétiques reposant principalement sur l'utilisation du gaz et du pétrole pour produire d'électricité. L'épuisement des approvisionnements en combustibles fossiles a augmenté le coût de l'énergie et mis en insécurité les réserves énergétiques des pays. En Algérie, la baisse de production du pétrole et du gaz liquéfié et l'augmentation de la consommation interne sont les raisons qui poussent sérieusement à l'exploitation des ressources d'énergies de type renouvelable. Le gouvernement algérien a fixé des objectifs à l'horizon 2030 pour accroître l'utilisation des énergies renouvelables, et installer plus des productions électriques de type renouvelable qui s'attendent d'arriver à 22 GW pour le marché interne, avec les possibilités de l'exportation comme futur objectif. Le programme permettra donc de diminuer les émissions de CO₂ par 193 millions de tonnes.[1]

Dans cette optique, le système d'énergie électrique est en pleine transition vers la fourniture d'électricité à partir d'une production à faible émission de carbone et durable. Ce qui permet aux systèmes de production décentralisés à gagner du terrain pour faciliter l'intégration des ressources décentralisées, souvent de type renouvelable, par rapport aux systèmes centralisés.

L'insertion de ces productions décentralisées dans les réseaux électrique de moyenne et basse tension présentera à la fois des avantages et des inconvénients, et entraînera des modifications de tous les paramètres du réseau qui aura un impact sur l'ensemble du système électrique.

Cela, nous conduit à analyser le réseau électrique, en particulier le réseau moyenne tension HTA, dans lequel il est très probable de voir de nombreux effets dus à la DG en amont et en aval du point de connexion ainsi que les effets de ces impacts sur les clients.

1.2 Le contexte

Dans la plupart des cas, les ressources renouvelables situées dans des régions éloignées ou non urbaines et leur intégration dans les réseaux électriques se produit généralement dans le réseau de distribution HTA. Cela se fait dans un contexte qui favorise les grandes

installations de production centralisées avec un flux d'énergie unidirectionnel de la source à la charge en réduisant les niveaux de tension.

Le raccordement d'un nombre élevé de productions décentralisées de type renouvelable avec un réseau de distribution peut créer des défis techniques et économiques, tels que les flux des puissances inversés, l'augmentation locale de tension, la qualité de l'énergie, la protection, et autres.

En raison des coûts d'investissement du financement de la nouvelle infrastructure, les reconstructions causées par de tels problèmes ne sont pas souhaitables et ne peuvent parfois pas ou sont lentement réalisées en raison des conditions de planification. Sur la base de ces obstacles potentiels, tout nouveau développement de DG devrait se dérouler de manière à optimiser l'exploitation des systèmes électriques existants.

Cette thèse ayant pour but de faciliter l'intégration des productions décentralisées de ressource renouvelable à deux niveaux. Le premier est au niveau économique où l'intégration des DGs dans le réseau public sera effectivement réalisée pour diminuer le coût d'énergie. Le second est au niveau technique où plusieurs unités de DG seront intégrées via la structure du réseau sans perturbations.

1.3 Objectifs de la recherche et étendue

Les objectifs et les étendues de cette recherche sont les suivants :

Comparer la performance des réseaux HTA développés sur la base d'approvisionnement centralisé (production, transport, et distribution) avec les nouveaux systèmes (décentralisée), En termes d'économie, de technologie, de défis, d'avantages et d'amélioration des conditions d'intégration.

Examiner, Lors de la connexion, le comportement de la stabilité du réseau et les contraintes causées par l'insertion de DG et sa variabilité dans le futur réseau de distribution HTA.

Fournir des travaux d'analyse de l'indice de stabilité de tension ainsi que la chute de tension pour développer un schéma de localisation, et du taux d'intégration de DG dans le cadre d'optimisation de l'exploitation des énergies renouvelables.

Vérifier les impacts dus aux conditions climatiques sur les paramètres électriques du réseau de distribution HTA, notamment sur la chute de tension et l'indice de stabilité de la tension et les changements apportés à la connexion DG, afin de déterminer les différentes règles d'accès et les capacités du réseau.

Élaborer une approche de planification du système de protection anti-îlotage pour fournir un outil de contrôle rentable conçu pour réduire le risque de DG et augmenter le niveau de protection ;

1.4 Contribution du travail

La contribution du travail est concentrée sur le développement des algorithmes et des modèles pour élargir les connaissances de planification et d'optimisation de l'exploitation des DGs, en particulier dans l'analyse de la stabilité et futurs réseaux HTA dans des conditions climatiques extrêmes. Ce travail est crucial pour établir un système de planification précis et rentable et contribue à augmenter l'efficacité le taux de pénétration de la DG, Ce qui résume tous en quatre sous-domaines liés aux impacts de l'insertion des DGs en réseaux HTA.

- Permettre l'utilisation de normes et de méthodes pour une intégration efficace et stable de la production décentralisée, et formuler des règles pour analyser le système électrique dans différentes situations qui peuvent survenir ;
- Développer les connaissances, qui seront une base de données pour les investisseurs dans ce domaine, dans le processus d'intégration de la DG pour la bonne prise de décision et de planification ;
- Permettre une exploitation réussie des DGs dans le réseau HTA dans les conditions climatiques les plus défavorable en utilisant deux approches ; la localisation de la DG et le taux d'intégration ;
- Développer un algorithme intelligent pour les systèmes électriques raccordé aux plusieurs unités de la DG pour éliminer les problèmes d'îlotage causés par l'insertion de la DG.

1.5 Structure de la thèse

En vue de réaliser les objectifs visés dès le début par ce travail, cette thèse est divisée en cinq chapitres :

Le chapitre 1 concerne les différentes architectures du réseau de distribution HTA, dont la forme dépend du système de neutre, de la nature du conducteur, de la zone d'installation et de ses topologies.

Le chapitre 2 présente les différentes technologies de production décentralisées. Il décrit d'abord les différentes ressources renouvelables et non renouvelables du système électrique de la DG, les facteurs des énergies renouvelables, les avantages et les inconvénients de l'exploitation des ressources renouvelables et le potentiel de l'Algérie en énergie renouvelable.

Le chapitre 3 est consacré à la modélisation et de quelques simulations sur les productions décentralisées, notamment les types d'énergie renouvelable à fort potentiel en Algérie, et leurs modes de connexion au réseau de distribution.

Le chapitre 4 se concentre sur le traitement des impacts, lors du couplage de sources décentralisées aux réseaux HTA et surtout dans des conditions climatiques très extrêmes. Ces impacts sont l'essor de la connexion entre la DG et le réseau HTA qui peuvent être techniques et non technique, et enfin des applications sur certains impacts, notamment la chute de la tension et l'indice de stabilité de la tension pour des températures ambiantes très élevées.

Enfin, dans le chapitre 5, on traitera toujours l'impact de couplage de la DG dans le réseau HTA, mais cette fois-ci on précisera l'impact sur le système de protection et les risques associés au pilotage. Dans ce contexte, une méthode basée sur un algorithme sera développée.

Chapitre I

Structure d'un réseau électrique HTA

CHAPITRE I : STRUCTURE D'UN RESEAU ELECTRIQUE HTA

I.1 Introduction

Dans les systèmes conventionnels, l'acheminement de l'énergie électrique des producteurs aux consommateurs est toujours assuré par des lignes de transmission, des postes d'interconnexion et des réseaux de distribution.

Ces réseaux de distribution prennent de nombreuses formes, dépendant entièrement de la taille, de la sécurité, de la disponibilité, de la densité et de l'emplacement du client, ainsi que des systèmes d'exploitation qui sont généralement associés à des fonctions financières, techniques et même historiques.

Dans ce premier chapitre, nous allons définir les différentes structures possibles des réseaux HTA, ainsi que les caractéristiques de chaque type.

I.2 Rôle du réseau électrique

Aujourd'hui, les réseaux électriques sont considérés comme la principale artère de la vie économique et industrielle dans le monde. Ils commencent par une simple chaîne de production, connectent le producteur à un ou plusieurs consommateurs, puis connectent le producteur aux quartiers chics, puis le promeuvent dans toutes les grandes villes ensuite dans les villages. Initialement, les réseaux électriques étaient isolés les uns des autres, et en raison de leur stabilité et de leur intégration, ces réseaux électriques locaux sont progressivement devenus des réseaux électriques régionaux, voire nationaux et internationaux.

Comme nous avons vu, ce concept est développé durant nombreuses années, les constructeurs ont rencontré beaucoup de défis et de contraintes, et il nécessite encore beaucoup de recherche et développement jusqu'à aujourd'hui. Sa forme actuelle au niveau mondial a une forme qui rassemble la plupart des producteurs et des abonnés de l'énergie électrique dans un seul réseau.

I.3 Le réseau électrique algérien

Le réseau électrique est la substructure qui permet de transférer l'électricité de centrales de production aux zones de consommation. En Algérie, la société Sonelgaz fournit l'ensemble du système électrique via ces filiales. Son réseau utilise un courant alternatif sinusoïdal triphasé avec une fréquence de 50 Hz et une tension de plusieurs niveaux.

À Sonelgaz, le réseau de transmission HTB fait référence à tous les réseaux qui fonctionnent à des tensions élevées supérieures à 50 kV pour minimiser les pertes et assurer la transmission à longue distance. Le réseau de distribution électrique (HTA, BTA, BTB) comprend tous les réseaux fonctionnant à des tensions inférieures ou égales à 50 kV. Ils assurent la distribution d'électricité sur tout le territoire national et quelques villes frontalières, et de connecter tous les consommateurs algériens [1]. Comme le montre la figure I.1 les réseaux de transmission et de distribution sont subdivisés selon les niveaux de tension, et dans la suite de ce chapitre nous ne nous intéressons qu'au réseau de distribution HTA.

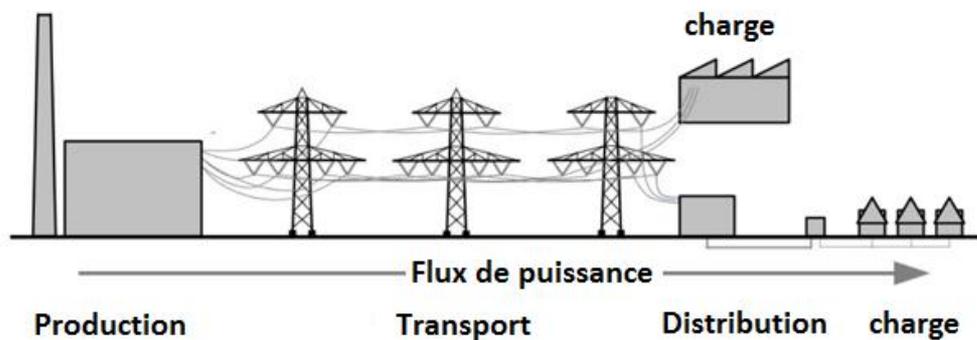


Figure I.1: Structure traditionnelle du système électrique [2]

I.4 Branches principales du réseau algérien

Le réseau d'électricité algérien est divisé en trois branches principales : un réseau de production assuré par la Société de production de l'électricité (SPE), réseau de transport/répartition contrôlé par la société de gestionnaire du réseau de transport de l'électricité (GRTE), et un réseau de distribution garanti par la société de distribution de l'électricité et du gaz (SDx), qui sont tous des filières de la société SONELGAZ.

En 2019, Sonelgaz a produit 72 395 GWh d'électricité avec une capacité installée de 20963 MW au bénéfice de 9 605 685 clients. La longueur du réseau de transport électrique est égale à 29 644 km, avec un réseau de distribution électrique de 338380 km. Le système de gestion d'énergie électrique est (traditionnellement) unidirectionnel. Le réseau de production d'électricité est utilisé pour acheminer l'électricité du centre de production au réseau de transport. Les réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion transportent des grandes quantités d'énergie de haute tension, à très longue distance, depuis les centrales électriques jusqu'aux réseaux de répartition. Les réseaux de répartition distribuent l'énergie et fournissent les réseaux de distribution au niveau régional [3].

I.5 Niveaux des tensions du réseau

En faisant référence à la norme (C18-510) qui définit les niveaux de tension alternative, on peut distinguer les différentes tensions utilisées par Sonelgaz :

Le tableau suivant résume ces seuils de tension :

Tableau I.1 : *Tableau des divers Gammes de la tension électrique de Sonelgaz* [4]

Symbole	TBT	BTA	BTB	HTA	HTB
Tension	Très Basse Tension	Basse Tension A	Basse Tension B	Haute Tension A	Haute Tension B
Gamme	$U_N \leq 50 \text{ V}$	$50 < U_N \leq 500 \text{ V}$	$500 < U_N \leq 1000 \text{ V}$	$1 \text{ kV} < U_N \leq 50 \text{ kV}$	$U_N > 50 \text{ kV}$

I.6 Structure et topologie du réseau HTA

La topologie d'un réseau HTA se diffère l'une de l'autre en termes de ses composants, ses éléments, ainsi que des types de connexion.

La forme et la taille d'un réseau HTA sont toujours liées aux nombres des clients, sans oublier les perspectives et les visions futures de la région (ville), pour assurer une alimentation électrique de haute qualité.

Deux topologies possibles sont utilisées dans la distribution d'énergie électrique ; la topologie radiale et la topologie boucle, et dans des cas particuliers la topologie mixte [5]. Dans la suite, nous allons présenter la structure générale, les principes de choix, et les domaines d'application des réseaux HTA.

I.7 Choix de l'architecture des réseaux

À partir de l'organisation générale du réseau électrique (Réseau HTB, postes HTB/HTA, réseau HTA, postes HTA/BT, réseau BT), le choix d'une l'architecture se change selon différents normes et critères, tels que :

- ❖ La qualité et le niveau de service envisagé par les fournisseurs et les clients ;
- ❖ Les Restrictions régionales liées à la sécurité l'environnementale ;

- ❖ La densité de population et de consommation de la zone desservie ;
- ❖ L'emplacement des maisons et des bâtiments qui constituent la forme définitive de la ville ou du village ;
- ❖ Le passé et les visions futurs de la région ;
- ❖ La capacité de financier ou d'investir dans les projets énergétiques ;
- ❖ La maitrise des techniques et des appareils sélectionnés [6].

Selon ces critères, on peut distinguer plusieurs formes et topologies du réseau, notamment pour les réseaux HTA.

I.8 Formes et topologies des réseaux HTA

À partir du système de neutre, de la zone d'installation, des conducteurs, et de la topologie du réseau, on peut distinguer quatre types des réseaux de distribution en moyenne tension (HTA) :

On peut distinguer quatre types de classification des réseaux de distribution HTA, selon ; le système de neutre, le type des conducteurs, la zone d'installation, et la topologie du réseau,

Selon leurs systèmes de neutre :

- Système à neutre distribué ;
- Système à neutre non distribué.

Selon la nature des conducteurs :

- Réseau aérien ;
- Réseau souterrain.

Selon leurs zones d'installation :

- Réseau urbain ;
- Réseau Rural.

Ou selon leurs topologies, on distingue les formes :

- Radial en simple antenne ;
- Radial en double antenne ;

- Radial En double dérivation ;
- Radial en double jeu de barres ;
- En Boucle Ouverte ;
- En Boucle fermé.

1.8.1 En fonction de leur système de neutre

Il existe deux architectures du point de neutre dans le monde (figure I.2) : architecture à neutre distribué fréquemment utilisé dans les pays d'Amérique du Nord et architecture à neutre non attribué dans les pays européens.

1.8.1.1 Réseau à neutre distribué : au niveau des réseaux HTA les lignes, de ce type d'architecture, se composent de trois phases plus un neutre lié directement à la terre à chaque poste (transformateur).

1.8.1.2 Réseau à neutre non distribué : dans ce type d'architecture, les lignes se composent de trois phases, et un neutre lié directement à la terre à chaque poste, via une impédance, ce qui limite les valeurs du courant de défaut (I_d). Le choix entre ces deux types soumet aux considérations historiques [7].

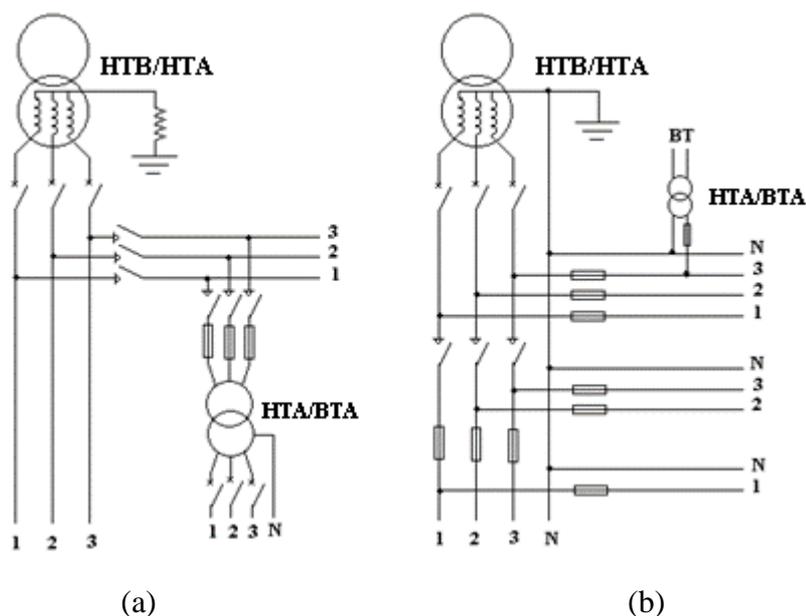


Figure I.2 : Réseaux HTA à neutre : a) non distribué, b) distribué [7]

I.8.2 En fonction de la nature des conducteurs

I.8.2.1 Les réseaux de distribution aériens

La distribution de ce type de réseau se fait généralement par des conducteurs nus, suspendus sur une longueur par des isolateurs en porcelaine, accrochés aux pylônes en acier ou en alliage d'aluminium.

Habituellement, on trouve ce système de connexion dans les régions rurales, ou à faible nombre de clients (village), Il peut supporter souvent l'exploitation radiale et même maillée.

I.8.2.2 Les réseaux de distribution souterrains

La distribution dans ce type de réseau est faite par des conducteurs blindés, enfoncés sous la terre à des profondeurs bien étudiés, qui sont souvent construits d'un faisceau des conducteurs en cuivre, d'une gaine d'aluminium et du polyéthylène réticulé comme isolant.

Ce système d'alimentation est situé dans les zones urbaines à forte présence de clients (ville), et supporte l'exploitation maillée et radiale [7].

I.8.3 En fonction de leurs zones d'installation

I.8.3.1 Réseau rural

Utilisé pour l'alimentation des villages et des zones montagneuses. Il peut prendre la forme des boucles, mais il est souvent exploité en radial, la commande des boucles est faite par des organes de manœuvres, et se caractérise par sa petite quantité de charge.

I.8.3.2 Réseaux urbain

Le nom urbain indique la zone d'exploitation, marqué par sa grande charge, qui dépend principalement au nombre des clients. Les caractéristiques topologiques et l'histoire des projets d'installation de la région affectent directement la forme finale du réseau [8].

I.8.4 En fonction de leurs architectures

I.8.4.1 Radial en simple antenne

Ce type d'alimentation est davantage utilisé dans les zones rurales. Il se caractérise par sa forme radiale, généralement aérienne et rarement souterraine. Les clients dans ce type de réseau sont alimentés par une seule source, ce qui explique leur faible taux de continuité de

service, car la société de distribution est obligée de faire des interventions après une coupure accidentelle ou opérations de maintenance.

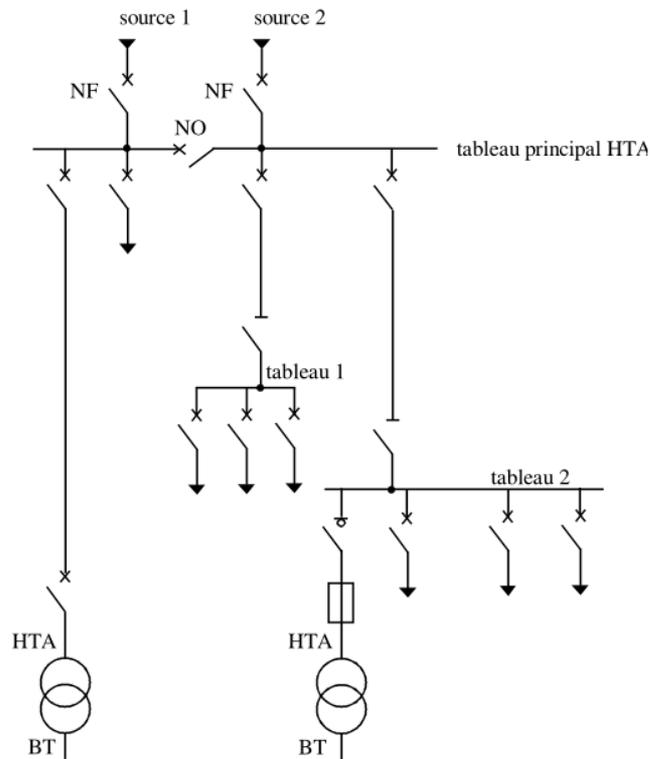


Figure I.3 : Réseau HTA radial en simple antenne [5]

I.8.4.2 Radial en double antenne

Ce type de réseau de distribution est largement utilisé dans le domaine industriel, en raison des coupures qui peuvent causer des énormes dégâts économiques, et grâce à ce système d'alimentation, par deux sources d'électricité indépendantes, qui assure un taux maximum de continuité de service [5].

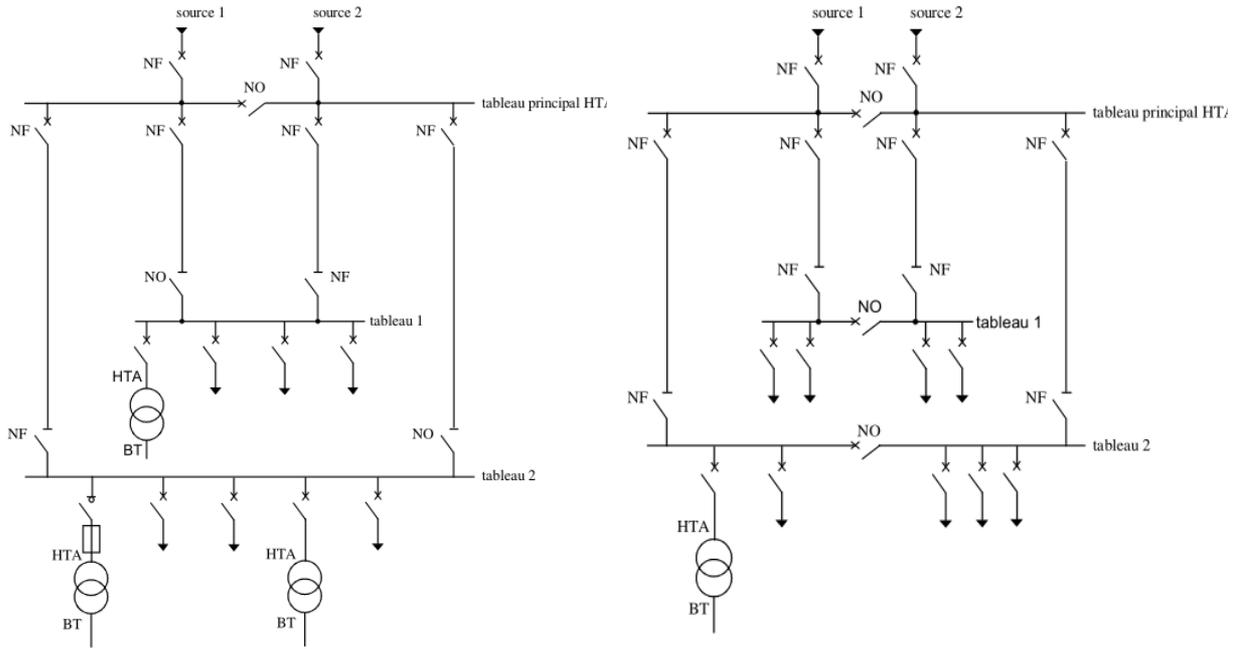


Figure I.4 (a) : Réseau HTA radial en double antenne sans couplage. [5]

Figure I.4 (b) : Réseau HTA radial en double antenne avec couplage.[5]

I.8.4.2.1 Radial en double dérivation

Ce type de réseau se caractérise par sa bonne disponibilité, il est fortement recommandé d'utiliser ce type de réseau dans des zones en pleine mutation, susceptibles de connaître des nouvelles extensions. Le réseau est assuré par deux sources de dérive et un système souvent géré automatiquement. [9]

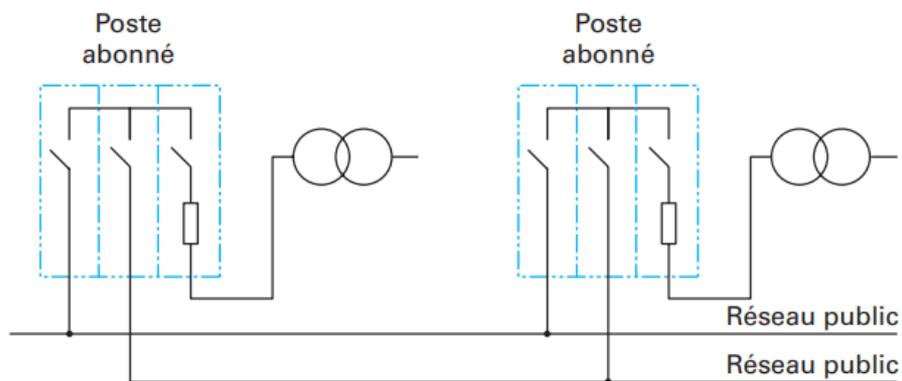


Figure I.5: Réseau HTA en double dérivation [9]

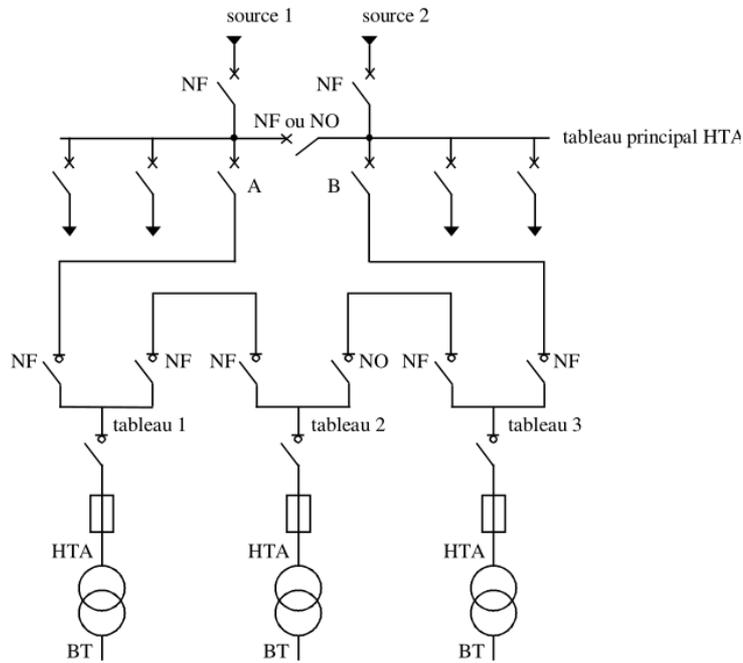


Figure I.7 : Réseau HTA en boucle ouverte [5]

I.8.4.3.2 Boucle fermée

Dans ce type de réseau, les dispositifs de contrôle et de protection sont fermés, ce qui donne au réseau la forme d'une boucle fermée.

Malgré l'avantage et la performance de cette méthode d'alimentation, en comparant à la boucle ouverte, mais elle est plus coûteuse en raison de la nécessité d'automatisation du système de contrôle et de protection [5].

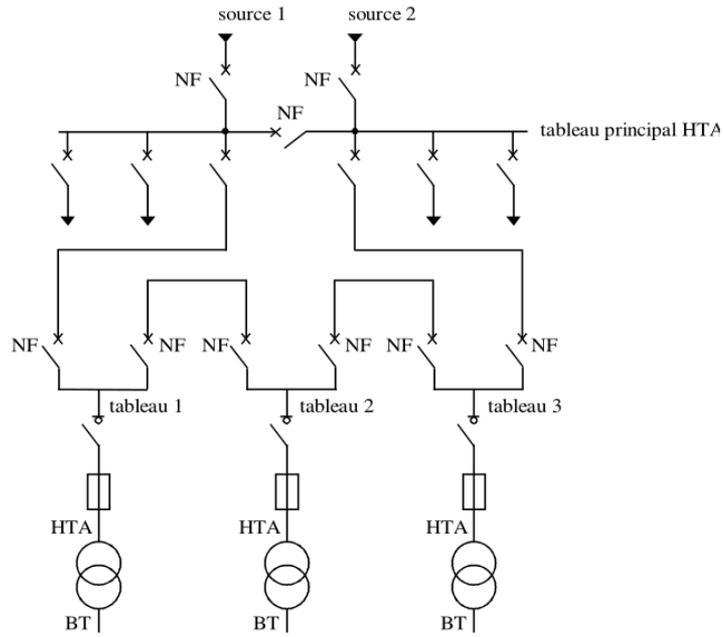


Figure I.8: Réseau HTA en boucle fermée [5]

En fait, chaque architecture montrée ci-dessus exprime des avantages, ainsi que des inconvénients, qui peuvent être résumés dans le tableau I.2.

Tableau I.2: Avantages et inconvénients des architectures de distribution [9]

Tableau I.3- architecture de distribution			
Type	Utilisation	Avantage	Inconvénient
RADIALE			
Simple antenne	- Process non exigeant en Approvisionnement	- Simple structure - faible Coût	- Continuité de service moins agréable.
Double antenne	- Process continu	-Continuité de service très agréable - Maintenance éventuelle du bus du tableau principal	-Solution coûteuse
Double dérivation	- Réseaux étendus	- Continuité de service très agréable. - Simplicité des dispositifs de protections	- l'automatisation du système est obligée
Double jeu de barres	- Bonne continuité de service	- Continuité de service très agréable. - Souplesse d'utilisation - Maintenance facile	- Solution coûteuse - l'automatisation du système est obligée
EN BOUCLE			
Boucle ouverte	- Réseaux très étendus - Extensions faciles	- Moins coûteux qu'à boucle fermée - Simple process de protection	-Nécessité des fonctions d'automatisme
Boucle Fermée	- Réseaux très étendus - Grande continuité de service	- Continuité de service très agréable.	- Solution coûteuse -Complexité du système d'exploitation

I.9 Les types particuliers de la distribution HTA

Il existe d'autres topologies spéciales dans le monde, cette particularité est presque le résultat de raisons historiques et de la solidité technique et financière. Dans la suite, on illustre quelques architectures des réseaux de distribution spécifiques exploités par certaines villes.

I.9.1 Réseau en système de distribution automatique

Cette technique de distribution représente un résultat de collaboration entre l'Université de Fukui et la société de l'énergie électrique de Tokyo (TEPCO) dans la gestion et le contrôle automatiques du système électrique. Ce processus est appelé système de distribution automatique (DAS) et il est spécifique au Japon, en particulier à Tokyo. Il s'agit d'un réseau de distribution contrôlé par des automates programmables. Le réseau ne contient que des câbles souterrains de 6 kV, des postes sources, des dispositifs et des appareils de contrôle et de protection automatiques.

Ce type de réseau possède des avantages tels que :

- ✓ La fiabilité du système ;
- ✓ Rapidité de réaction en cas de perturbation ;
- ✓ Augmentation du niveau de service [10].

I.9.2 Réseau à dérivation multiple

Suivant le même principe qu'un réseau à deux dérivations, un réseau à dérivation multiple offre plus de performance dans le concept de continuité de service basé sur plusieurs alimentations. Son rôle est indiscutable dans l'amélioration des paramètres de la qualité de l'énergie, mais le système consomme trop de ressources financières, ce qui explique la rareté de son exploitation.

Le réseau parisien est l'exemple de cette topologie (voir figure I.9). Connecté directement du réseau HTB de 225 kV au réseau HTA de 20 kV, sans passer par le réseau de répartition [10].

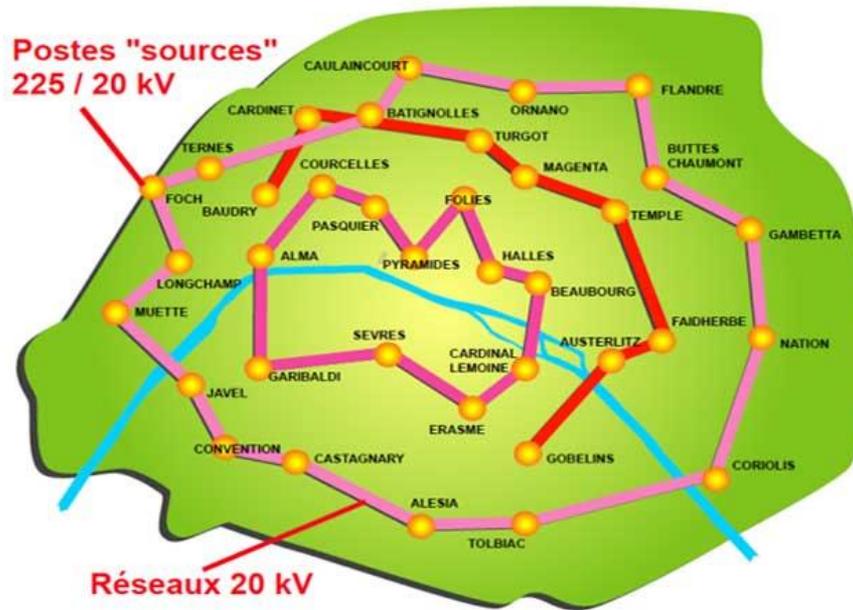


Figure I.9 : Distribution HTA 20kV en sortie des postes sources 220/20kV [11]

I.9.3 Réseau à Boucle Ouverte Télécommandée

Ce type de réseau est contrôlé à 100% à distance et ses systèmes de protection (disjoncteurs, relais et DDR) sont également automatisés. Les caractéristiques du réseau sont homogènes et bien adaptées, mais avec un coût très élevé. Une panne peut provoquer une série de perturbations, qui peuvent éventuellement conduire à une panne générale (Blackout).

L'exemple illustrant ce type de réseau à l'échelle mondiale est la ville de Singapour et de Hong Kong. Elles ont hérité du réseau de distribution maillé de 22 kV de la période coloniale britannique, puis ont étendu le réseau à une autre boucle ouverte de 6,6 kV grâce à la coopération avec SIEMENS, ce qui donna sa forme finale. (Voir figure I.10). À Singapour, il y a plus de 10 000 postes HTA / BT. Bien que le système de distribution soit installé avec une grande satisfaction, l'interruption peut entraîner une panne générale (Blackout) dans la zone commerciale et industrielle durant plusieurs heures [10].

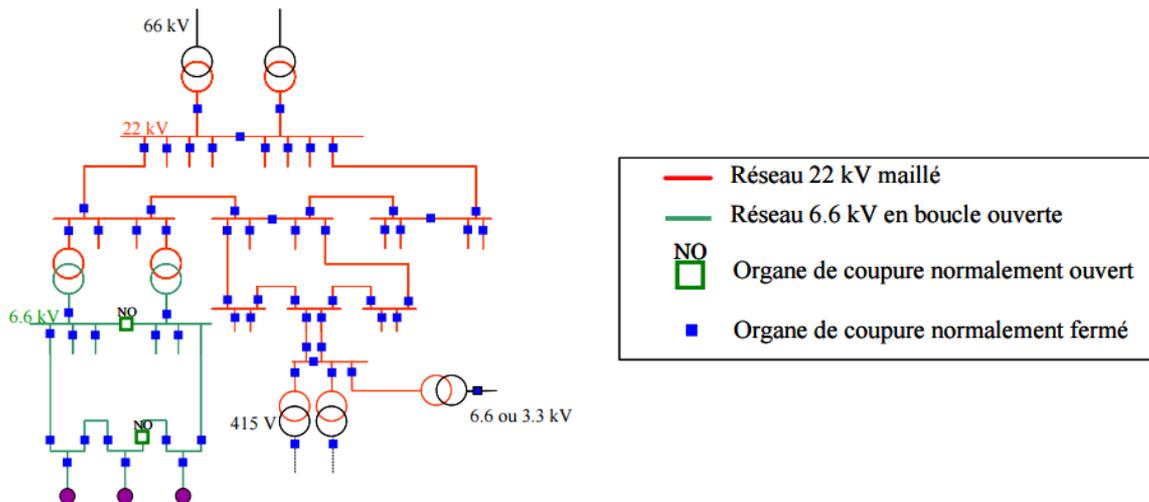


Figure I.10 : Partie du réseau de distribution de Singapour [10]

I.10 Postes de transformation en HTA

I.10.1 Postes sources HTB/HTA

L'énergie souvent transportée sur des longues distances par les lignes aériennes atteint finalement un transformateur de haute tension, qui réduit cette tension et remet sa valeur dans les normes d'exploitation des réseaux HTA [12].

Les stations HTB / HTA sont généralement composées de deux transformateurs (T1, T2) fournis par la ligne HTB et d'un troisième transformateur T3 (ou plus) qui souvent fonctionne en double tache. En fait, en cas de panne ou durant les travaux de maintenance, la deuxième ligne de haute tension fait, au poste, le rôle d'un plan de secours.

Le tableau de départ se compose d'un jeu de barre en deux demi-rames et un système de couplage, et grâce à la multiplication du nombre de rames on peut couvrir toute augmentation éventuelle dans la charge totale fournie [6].

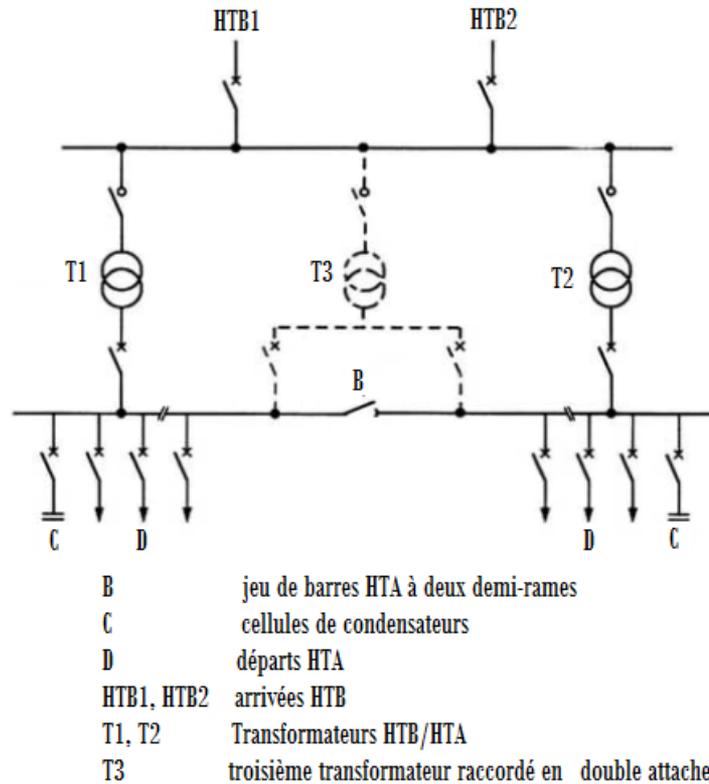


Figure I.11: Schéma descriptif du poste source HTB/HTA [6]

La puissance d'alimentation assurée par un poste source HTA peut être complète ou partielle, si le poste peut garantir la continuité de service à tous les clients connectés lors une coupure ou panne d'un des deux transformateurs du poste ou dans une ligne des deux arrivées, on appelle ça « alimentation à puissance garantie ». Si le poste n'assure qu'une partie de la continuité de service à la clientèle, dans les mêmes conditions précédentes, donc on dit « alimentation à puissance partiellement garantie » [13].

L'emplacement peut avoir un impact positif ou négatif sur le coût final du poste source, où l'approche de la zone desservie est économiquement très rentable. Cependant, il existe des contraintes régionales dans la prise de décision qui empêchent parfois le bon emplacement de la poste source.

Parfois, la région ne bénéficie pas d'un nombre suffisant de postes sources correspond à l'énergie demandée par les clients régionaux, en raison des autres facteurs tels que ; les tensions de HTB et de HTA, ainsi que la forme structurale du réseau qui comptent aussi.

Les aspects économiques du fonctionnement des installations soutiennent et encouragent la minimisation du nombre des postes sources, mais on est toujours lié au niveau de la chute de tension autorisé pour chaque catégorie de clients [6].

I.10.2 Postes de distribution HTA/BT

En aval du réseau HTA, les postes sont des sous-stations HTA/BT, ils sont utilisés pour effectuer des réductions successives de tension le long du système de distribution, afin d'ajuster le niveau de tension à une valeur adéquate à toutes les sections du système. Les postes de distribution contiennent des transformateurs abaisseurs qui fournissent l'énergie aux clients à faible tension (de 380V,230V), tels que les zones commerciales, résidentielles, et même industrielles (les petits ateliers). Ces postes peuvent être distingués par le type de raccordement, et par la puissance.

Plusieurs éléments qui composent un poste de distribution, tels que : transformateurs, disjoncteurs, relais, réenclencheurs, fusibles, sectionneurs, interrupteurs, régulateurs de tension, condensateurs et même des équipements du réseau moderne comme les équipements de SCADA [14].

Trois structures différentes des postes de distribution existantes (voir Figure I.12), ces structures dépendent tous de l'emplacement du transformateur.

Le premier type est un transformateur sur poteau H61, souvent utilisé pour les réseaux ruraux aériens, alimenté par une seule ligne, commandé per un disjoncteur, et pouvant alimenter jusqu'à deux départs au maximum. Il s'agit du poste avec la plus faible puissance de cette catégorie. ($S_n \leq 130$ kVA).

Le deuxième type est un transformateur de bas simplifié sous capo, qui peut être installé à l'air libre ou dans une cabine, alimenté par une seule ligne, commandé per un disjoncteur, et assure l'alimentation de deux départs au plus, protégés par des fusibles. Il est plus puissant que à poteau H61 (160 kVA $\leq S_n \leq 400$ kVA).

Le troisième type de poste est un transformateur urbain généralement connecté à un câble souterrain, il est installé dans un bâtiment ou enterré dans le sol, alimenté par deux lignes séparées, commandé per un disjoncteur, assure l'alimentation de 1 jusqu'à 8 départs, protégés par des fusibles. il se considère comme le plus puissant dans cette catégorie (250 kVA $\leq S_n \leq 1$ MVA) [13].

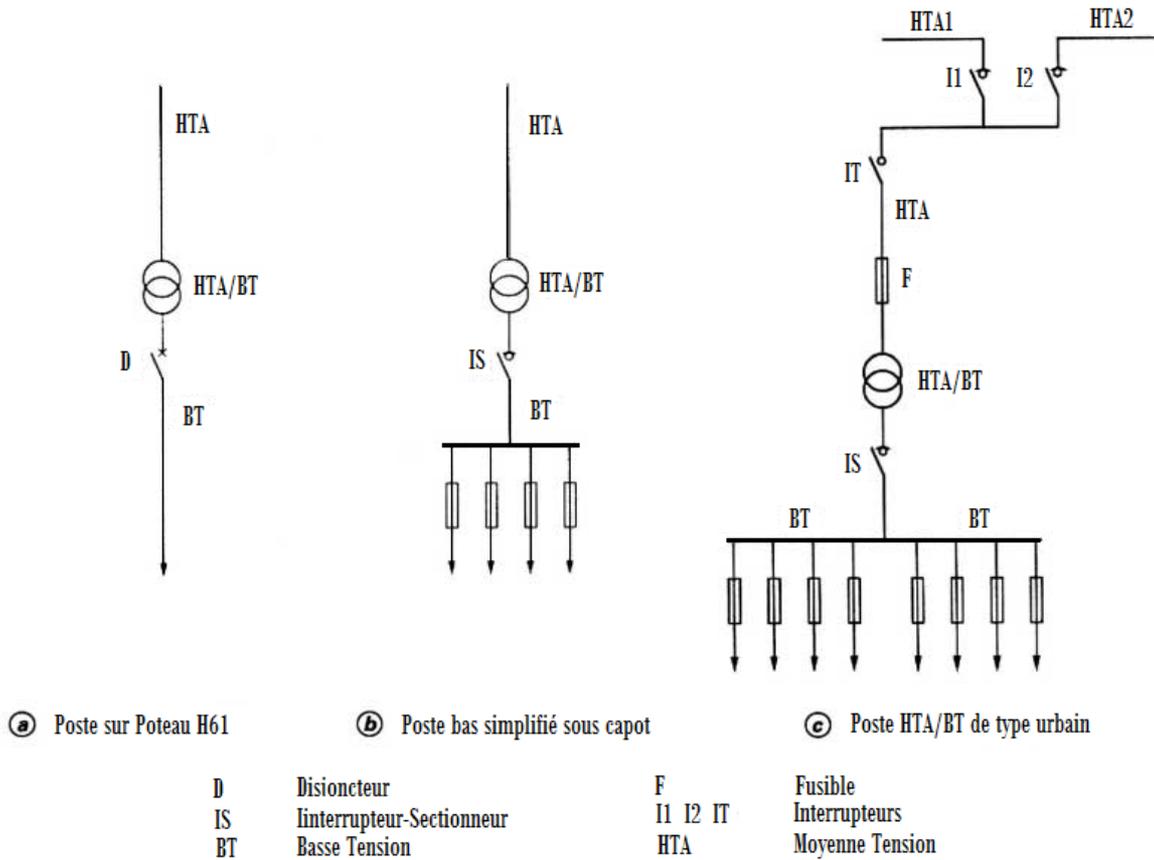


Figure I.12: Les trois types de postes HTA/BT [6]

D'autre part, les tableaux du poste HTA/BT dépendent des types et des conditions de raccordement, qui sont généralement :

- ✓ Le réseau de raccordement en amont est aérien (pour les zones rurales) et souterrain (pour les zones urbaines) ;
- ✓ Le respect de la catégorie du client, qui exige certain niveau de service, peut conduire à la connexion à une ligne HTA supplémentaire ;
- ✓ Les postes HTA/BT sont également indissociables de la catégorie des clients et de la structure du réseau en amont [15].

La connexion entre les lignes du réseau de distribution et le poste HTA/ BT et peut prendre trois (3) formes principales :

- La forme à simple dérivation (ou antenne) ;
- La forme à coupure d'artère ;

➤ Et la forme à double dérivation ;

La figure I.13 illustre ces trois formes de connexion :

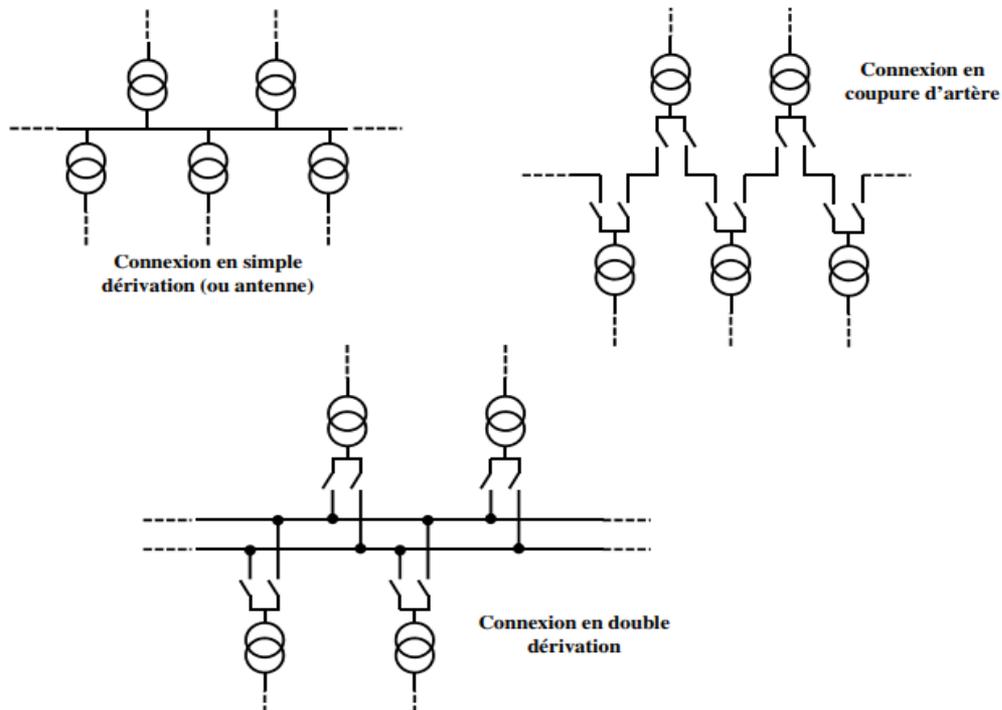


Figure I.13: Connexion des lignes HTA avec postes HTA/BT [13]

I.11 Le système électrique actuel

Le système électrique actuel est principalement composé de la production, le transport et la distribution, comme le montre la figure I.14. Il utilise divers types d'énergie (principalement des sources fossiles) pour produire de l'électricité, principalement par des centrales à vapeur ou à gaz naturel, tandis qu'une petite quantité d'énergie provient des centrales éoliennes et des centrales photovoltaïques. Ensuite, le transformateur de suralimentation installé à la sortie de la centrale électrique est utilisé pour augmenter la valeur de la tension dans le but de diminuer les pertes de l'effet Joule des lignes causée par la transmission à longue distance de l'énergie. Le système de transport coordonné avec le système de distribution d'énergie est responsable de la transmission de l'électricité au centre de consommation via des câbles souterrains ou de lignes aériennes.

Par conséquent, ce système transmet des puissances élevées à très haute tension (HTB) à la moyenne tension (HTA), et enfin aux clients qui sont principalement à basse tension (BT) [16].

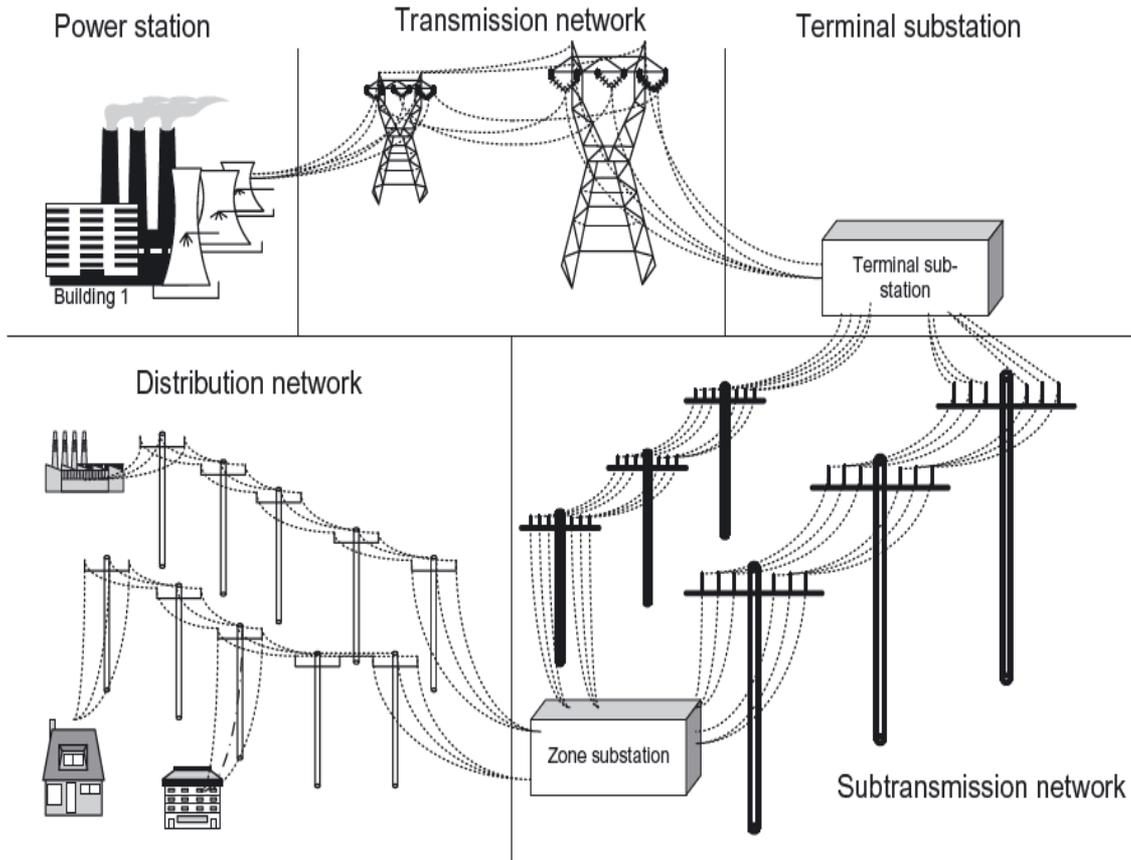


Figure I.14: *Système d'alimentation actuel* [16]

Le système de la production centralisée présente des avantages importants, tels que : la simplicité de contrôle et de gestion du réseau, l'utilisation d'équipements de protection, et de contrôle unidirectionnel moins chères, et avec une grande capacité énergétique.

Malgré ces avantages, le système cache des inconvénients relativement faibles pour la production d'électricité centralisée, et qui sont devenus très évidents ces dernières années, en raison des transmissions vers des centres de consommation éloignés. A titre d'exemple, on peut citer une liste des inconvénients indicative non exhaustive :

- ❖ Les investissements dans la construction, l'exploitation, et le transport dans le système centralisé sont lents et coûteux ;
- ❖ Des surcharges envisagées dans le système de transport ;
- ❖ Des pertes économiques importantes causées par la longueur des lignes de transport et de distribution ;

- ❖ Les défaillances du système de production ou de transport peuvent provoquer des pannes générales ;
- ❖ Enfin, la pénalité économique et l'impact environnemental sont à la fois importants et inévitables [17].

I.11.1 Raisons de modernisation du réseau

La production centralisée représente la grande quantité d'énergie électrique produite dans le système actuel. Elle se caractérise par son système d'alimentation unidirectionnel (du producteur au consommateur, via le réseau de transport), en cas de panne, son architecture dépendante donne à ses interfaces une grande sensibilité en raison de l'effet de domino.

Les contraintes des réseaux électriques, liées aux infrastructures, varient d'un pays à un autre. Elles dépendent de la suffisance et l'insuffisance du dimensionnement et de la qualité. Dans certains pays, l'état des réseaux sont dégradés, ce qui rend le système électrique très favorable aux interférences telles que le Blackout [18].

Le blackout qui a eu lieu en Algérie le 3 février 2003 est là pour le rappeler : de nombreuses villes sont retrouvées plongés dans l'obscurité, avec les pertes économiques d'un tel accident, qui sont toutefois considérables. Pour de la même durée, d'autres pannes ont également été enregistrées dans le monde ;

Le blackout italien du 28 septembre 2003, Les séquences de l'événement ont commencé lorsqu'un arbre brûlé a provoqué le déclenchement d'une importante ligne de jonction entre l'Italie et la Suisse ;

Le blackout dans le sud de la Suède et dans l'est du Danemark au 23 septembre 2003, le système était sous une charge modérée avant la panne. Mais plusieurs composants du système, y compris deux lignes de 400 kV reliant le système Nord au continent européen, étaient hors service pour maintenance. La première éventualité a été la perte d'une centrale nucléaire de 1 200 MW dans le sud de la Suède en raison de problèmes avec une soupape de vapeur. Cela a entraîné une augmentation du transfert de puissance du nord. Cinq minutes après cette panne, une autre panne s'est produite à environ 300 km de l'emplacement de l'unité nucléaire qui a déclenché l'échec ;

Le blackout canado-américain du 14 août 2003 a touché environ 50 millions d'habitants dans huit provinces américaines et deux canadiennes. Environ 63 GW de charge ont été

interrompus, ce qui représente presque 11% de la charge totale desservie du réseau nord-américain. Au cours de cet incident, plus de 400 lignes de transmission et 531 groupes électrogènes dans 261 centrales électriques sont déclenchés [19].

Néanmoins, la croissance continue dans les télécommunications, l'informatique, et les produits électronique a donné une nouvelle vitalité au système d'énergie électrique, en particulier aux réseaux HTA. Ces réseaux, qui ont été unidirectionnels depuis nombreuses années, devineront bidirectionnels grâce aux réseaux intelligents. Cette intelligence apparait à travers l'utilisation des appareils et des systèmes automatisés, ainsi que les possibilités de gérer des sources d'énergie électrique connectées au réseau de distribution (HTA, BT).

Les principaux enjeux liés à la modernisation des systèmes de distribution d'énergie électrique comprennent :

- Comment assurer plus de sécurité au système ;
- Comment réduire les coûts de fonctionnement et de maintenance ;
- Comment élever le niveau de service pour satisfaire les clients [18].

I.11.2 Les perspectives du futur système électrique

Les producteurs et les investisseurs dans le système de l'énergie électrique et mêmes les chercheurs scientifiques continuent de bâtir sans cesse des contraintes journalières, et planifient pour des perspectives de progrès à l'avenir. La plupart de ces ambitions sont possibles et légitimes à la lumière des développements techniques actuels, tels que :

- Utiliser une énergie électrique à coût réduit ;
- Évoluer l'exploitation des productions qui réduit l'émission de CO₂ ;
- Améliorer la fiabilité d'approvisionnement énergétique ;
- Réduction au minimum les pannes et les chutes de tension ;
- Crier un système l'alimentation électrique robuste contre toutes les conditions météorologiques ;
- Avoir plus de diversité en sources d'alimentation ;
- Introduire plus de transparence dans la concurrence entre les privés et le gestionnaire du réseau national ;
- Réduction des effets environnementaux causés par les infrastructures de la production de l'électricité ;

- Développement des capacités de stockage d'énergie chez les producteurs ou les consommateurs (construire des Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)) ;
- Transition souple d'un système d'alimentation centralisé vers un système décentralisé ;
- Réduire au maximum les influences et les perturbations causées par le raccordement des productions d'énergie décentralisés ;
- Replanifier le réseau électrique pour que ce soit cohérents avec les futurs changements.

I.12 Topologie des futurs réseaux électriques

Dans la perspective de la croissance progressive de l'énergie électrique et des exigences de qualité de service et de continuité d'approvisionnement imposées par les clients sur les grands acteurs des services électriques à travers le monde, le réseau intelligent est principalement proposé comme une démarche dans l'exploitation des nouveautés dans les domaines de communication et d'information afin d'améliorer la fiabilité du réseau. Il permet également l'intégration de diverses ressources, telles que les énergies renouvelables, la satisfaction de la demande, le stockage d'énergie et l'approvisionnement sain de l'énergie électrique.

La transmission d'énergie à distance et la production d'énergie décentralisée nécessitent des fonctions d'automatisation et de surveillance pour rendre la gestion du réseau lors des pannes plus efficace. Les nouvelles technologies pratiquées doivent permettre :

- Appliquer toutes les politiques et les réglementations énergétiques ;
- Rendre le marché de l'énergie plus efficace ;
- Maîtriser les coûts et les avantages [20].

En outre, d'autres exigences s'ajoutent, telles que ; l'intégration de communications sécurisées (en utilisant la 5G comme exemple), l'application de protocoles standard, l'analyse et l'utilisation avancée des informations ; qui sont toutes appuyées sur une architecture efficace interconnectée sur base des données.

Les technologies développées de l'information et de la communication (TIC) a favorisé l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques et les infrastructures de

comptage avancées en maîtrisant la gestion des flux bidirectionnels. De plus, il peut également aider le réseau à s'auto-surveiller et même à se réparer lui-même en cas de perturbations, et réaliser de compensation et des changements de la topologie du réseau s'il nécessaire.

Les ingénieurs en énergie ont développé et développent des technologies de production d'énergie électrique afin de minimiser la dépendance aux combustibles fossiles. Cet intérêt a accéléré la croissance des sources d'énergie renouvelables et les a rendues plus efficaces économiquement et techniquement sur le réseau. Les types renouvelables de sources d'énergie décentralisées intégrées comprennent les piles à combustible, les panneaux photovoltaïques, les éoliennes, les petits générateurs hydroélectriques, etc... [20].

La figure I.15 montre un exemple typique du futur réseau électrique et ses caractéristiques.

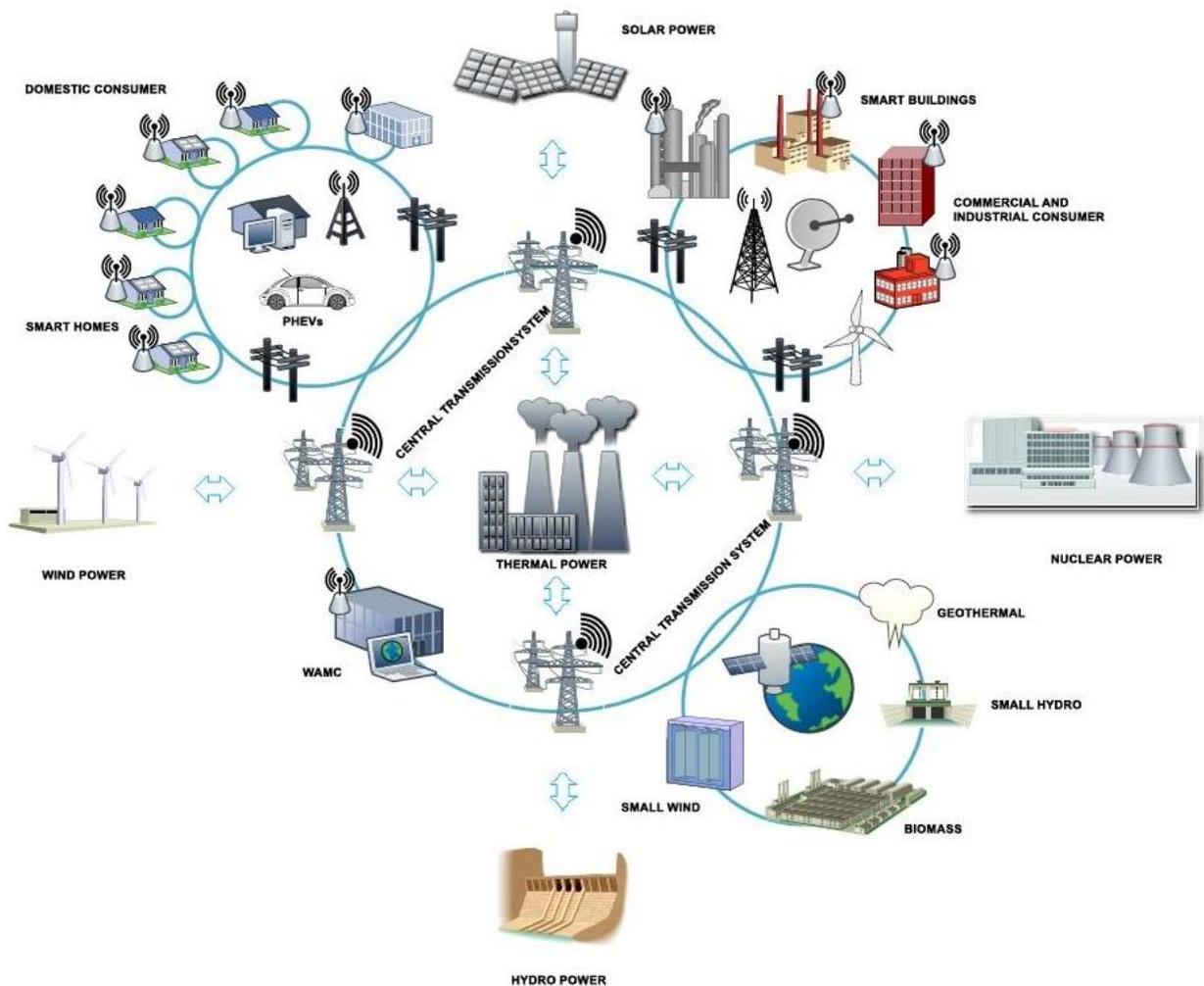


Figure I.15 : Exemple typique du futur réseau électrique [20]

I.13 Les motifs du développement des réseaux électriques

Durant les dernières décennies, le concept de fourniture de l'énergie électrique aux plus grands nombres des consommateurs a dominé les autres concepts, tels que le coût et l'environnement.

Néanmoins, et en raison de l'importance mis sur le développement de l'exploitation des énergies à faible pollution et moins coûteuses, la topologie du réseau électrique subit à chaque moment des changements technologiques et des modifications spécifiques qui sont apportées surtout à la production et à la distribution.

La forte présence des TIC dans l'industrie, notamment dans les systèmes d'alimentation électrique, a rendu les sources d'énergie plus fiables, mais des problèmes pourraient être cachés à l'avenir.

Les motifs des producteurs et des investisseurs pour mettre à jour ou modifier le système actuel reposent sur des nombreux aspects.

Le premier motif est la flexibilité : L'objectif est de donner plus d'avantages aux sources d'énergie propres et renouvelables malgré leur limitation (intermittentes), ce qui représente une vraie menace aux énergies fossiles et à leur marché, la flexibilité du système électrique rend la transition énergétique plus souple.

Le deuxième motif est basé sur les grandes possibilités de développement des systèmes électriques renouvelables, tels que l'éolien et le photovoltaïque : L'encouragement de ces systèmes ayant pour but à réduire l'émission de dioxyde de carbone (CO₂).

Le troisième motif s'attache au marché de l'énergie électrique : plusieurs pays ont commencé à autoriser aux investisseurs d'installer des productions d'énergie décentralisée à petite échelle [21].

Dans le chapitre suivant, nous identifierons les différentes productions d'énergie décentralisées possibles pouvant être intégrées dans des réseaux de distribution de type HTA.

I.14 Conclusion

Le système électrique est composé de producteurs, lignes de transport, réseaux de distribution et des clients. Le réseau HTA fait un rôle primordial dans la connexion entre les producteurs et les consommateurs, qui repose sur des postes et des lignes, et constitue finalement diverses architectures et topologies avec plusieurs avantages et quelques inconvénients.

Durant ces dernières années, et en raison des contraintes, des motifs, et des perspectives, des améliorations sont apportées au réseau électrique grâce aux nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC).

Au fur et à mesure, les systèmes électriques raccordent des nouvelles sources d'énergie aux réseaux de distribution ce qui rendra les modernes systèmes électriques progressivement décentralisés. Ces nouvelles sources d'énergie électrique s'appellent « production décentralisée » (DG). Les notions et les différents types de la production décentralisée seront le sujet du chapitre suivant.

Les systèmes électriques reçoivent chaque jour des nouvelles sources d'énergie au réseau de distribution, cela décentralisera progressivement les systèmes électriques modernes. Ces nouvelles sources d'énergie électrique sont appelées production décentralisée (DG). Le chapitre suivant traitera les différents concepts et techniques de la production décentralisée.

Chapitre II

*Les différents types des productions
décentralisées.*

CHAPITRE II : LES DIFFERENTS TYPES DE PRODUCTION DECENTRALISEE

II.1 Introduction

Chronologiquement, la production de l'électricité est presque entièrement dépendante de la production centralisée, elle prend la forme des centrales thermiques à gaz ou à vapeur, des centrales nucléaires, ou hydro-électriques. Elles se caractérisent par des impacts écologiques, de la fluctuation économique (fluctuation du prix du baril), et de l'éloignement aux centres de consommation (clients de moyenne et de basse tension). Mais leur efficacité énergétique est toujours excellente par rapport les autres types.

Le coût de l'énergie fossile et ses impacts sur l'économie et l'environnement ont incité les pays à réviser leurs politiques et rechercher des sources d'énergie plus économique à long terme et moins polluante pour l'environnement. Actuellement, la plupart des gouvernements sont en pleine mutation énergétique basée sur les derniers développements technologiques et leurs applications dans le domaine électrique, notamment dans le réseau de distribution. Cette transition vise à réduire la dépendance aux technologies énergétiques basées sur les combustibles fossiles et à laisser plus de place aux technologies énergétiques durables.

Cela a rendu la technologie d'énergie renouvelable décentralisée plus en plus présente dans le système d'alimentation électrique de nombreux pays. La production locale d'électricité à petite échelle intègre diverses technologies, telles que l'énergie solaire, les éoliennes, les piles à combustible, la petite hydroélectricité, la biomasse, la géothermie et la marine (vagues et marées).

Ce chapitre décrira brièvement les types de sources d'énergie renouvelables et non renouvelables utilisées dans la production décentralisée et le potentiel de l'Algérie dans ce domaine.

II.2 Production décentralisée

La production décentralisée est une source électrique directement raccordée au réseau de distribution ou au site de comptage du client.

En fait, différentes variations affecteront la définition de la production décentralisée, telles que : l'emplacement, la zone de distribution d'énergie, la technologie, l'impact sur l'environnement, le mode de fonctionnement et le taux de pénétration de la DG [22].

(Le terme production décentralisée désigne tout générateur d'énergie électrique, connecté aux réseaux de distribution HTA ou BT. Ce terme indique l'opposition du terme production centralisée connectée toujours au réseau de transport) [15]. Dans ce travail, on nomme toute unité de production décentralisée par « Distributed Generation » qui signifie production décentralisée ou par l'abréviation (DG).

II.3 La Capacité de DG

La définition des capacités de la DG n'est pas stricte car elles dépendent du type d'utilisateur (public ou privé), de l'application utilisée et d'autres considérations. La Figure II.1 montre la classification par taille la plus couramment utilisée. Ces niveaux de capacité varient considérablement d'une seule unité à un grand nombre d'unités connectées de manière modulaire.

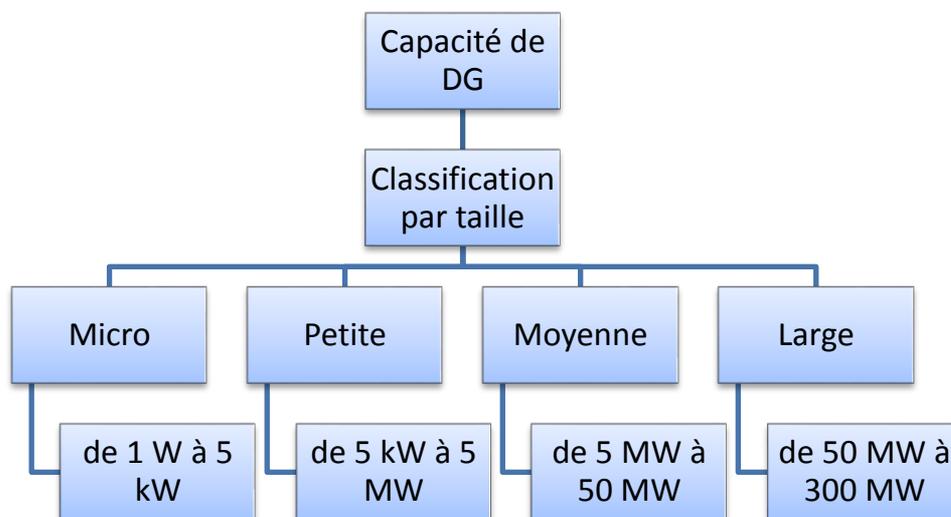


Figure II.1: Capacités de DG [23]

Dans certains pays, les lois et les règlements régissant la production d'électricité décentralisée fixent la puissance maximale de raccordement de DG au réseau HTA par 12 MW [15]. Par conséquent, dans les chapitres suivants, nous considérons uniquement les unités de production (connectées au réseau HTA) avec une puissance inférieure ou égale à cette valeur comme DG.

II.4 Technologies et Tailles des productions décentralisées

La technologie de la DG dépend essentiellement de la nature des ressources exploitées et des développements réalisés dans le secteur. Dans ce contexte, on peut mentionner les turbines à gaz à cycle combiné, les batteries, les éoliennes, les systèmes solaires et photovoltaïques, ... comme technologie de DG [24].

La taille de la DG varie en fonction de la technologie utilisée et du nombre d'unités installés. Dans le tableau ci-dessous, nous allons illustrer, de manière non exhaustive, la technologie et la taille de chaque type de DG.

Tableau II.1 : Taille typique disponible par module pour DG [25]

Technologie	Capacité par module
Turbine à gaz en cycle combiné	35 MW - 400 MW
Moteurs à combustion interne	5 kW - 10 MW
Turbine à combustion	1MW - 250 MW
Micro-turbines	35 kW - 1 MW
Piles à combustible, Phos - Acid	200 kW - 2 MW
Piles à combustible, Carbonate fondu	250 kW - 2 MW
Piles à combustible, échange de protons	1kW -250 kW
Piles à combustible, oxyde solide	250 kW - 5 MW
Stockage de batteries	500 kW - 5 MW
Petite hydroélectrique	1 MW - 100 MW
Micro Hydro	25 kW - 1 MW
Éolienne	200 W - 3 MW
Photovoltaïques (Panneaux photovoltaïques)	20 W - 100 kW
Solaire thermique, récepteur central	1 MW - 10 MW
Solaire thermique, système Lutz	10 MW - 80 MW
Biomasse	100 kW - 20 MW
Géothermie	5 MW - 100 MW
Énergie océanique	100 kW - 5 MW

II.5 Taux de pénétration de DG

La pénétration de DG est un paramètre du réseau de distribution. Le taux de pénétration signifie la proportion de la puissance fournie par la production décentralisée de P_{DG} intégrée au réseau HTA par rapport la charge du réseau de distribution P_{charge} [24].

$$\%pénétration = \frac{P_{DG}}{P_{charge}} * 100 \quad (2.1)$$

II.6 Les caractéristiques des DGs

La production décentralisée (DG) est généralement associée aux énergies renouvelables. En fait, la nature de la source d'énergie primaire peut déterminer toutes les caractéristiques qui sont souvent spécifiques à la DG connectée au réseau de distribution, telles que :

- ❖ **Intermittence** : en raison de l'incertitude des ressources (soleil, vent, etc.), l'électricité produite par des sources durables est intermittente. Cela se voit généralement à travers une puissance variable (ou arrêt) au niveau du point de connexion au réseau.
- ❖ **Durabilité** : Ce terme signifie que l'énergie exploitée est inépuisable, son renouvellement ou sa reconstruction est plus rapide que l'énergie utilisée, et n'a pratiquement aucune pollution de l'environnement.
- ❖ **Locale** : La dépendance de l'énergie au site des ressources naturelles (généralement situées dans des zones proches de la zone de consommation) donne à la DG un aspect de localité.
- ❖ **Décentralisation** : les DGs sont directement connectées au réseau de distribution à la place du réseau de transport, alors que dans les systèmes traditionnels, elles ne sont connectées qu'au réseau de transport, cela lui donne la forme décentralisée.
- ❖ **Non-dispatchables** : La DG intermittente produit toujours de l'énergie variable, de sorte que les opérateurs de réseau ne peuvent pas fournir cette énergie à une autre zone pour compenser. Donc il faut également installer d'autres productions, comme les turbines à gaz, qui doivent être utilisées en compensation.

II.7 Les différents types de DG

Le monde de la production décentralisée d'électricité est connu par ses diverses technologies, qui peuvent être divisées, selon la nature de l'énergie principale, en deux catégories : renouvelables et non renouvelables.

II.7.1 Les DGs non- renouvelables

On commence avec les technologies de production d'énergie non renouvelable, qui représentaient la plupart des DGs au début. Mais maintenant, ce type de produit est en effet réduit. On cite deux techniques considérées comme les plus couramment utilisées.

II.7.1.1 Thermique

Les technologies thermiques utilisées sont les turbines à gaz à cycle combiné, les moteurs à combustion interne, les turbines à combustions et les micro-turbines, dont la puissance varie de 5 kW à 400 MW (voir tableau ci-dessus), elles ont la même technologie de fonctionnement que les grandes centrales thermiques. Dans les technologies thermiques, la combustion de combustibles (charbon, gaz naturel, diesel) produit de l'énergie mécanique puis électrique. L'avantage de la technologie thermique est son rendement élevé, mais la pollution reste l'inconvénient majeur de cette technologie [25].

II.7.1.2 Hydrogène

Cette énergie enregistre deux technologies, la première est PEMFC, qui est une pile à combustible avec une membrane échangeuse de protons, et la seconde est la SOFC, qui est une pile à combustible à oxyde solide, avec un changement de puissance de 1kW à 5MW.

Cette technologie résulte généralement de l'utilisation d'une cellule électrolytique, qui produit l'oxygène et l'hydrogène, ce dernier étant la source d'énergie utilisée dans les piles à combustible. Jusqu'à présent cette technologie est encore très limitée par rapport les autres technologies [26].

II.7.2 Les DGs renouvelables

Grâce à la conversion des formes d'énergies à l'énergie électrique, différentes technologies renouvelables peuvent être distinguées dans la catégorie de DG. Leur technologie est basée sur les rayons du soleil, le vent, l'eau, ...

Pour cette catégorie, la fonction du système électrique est le résultat de la permutation de l'énergie d'une de ses formes naturelles et disponibles en formes électriques, de la transporter et de la distribuer jusqu'au point de consommation. Généralement l'énergie convertit en énergie électrique sous d'autres formes selon le type (mécanique, thermique, etc.) Profitant des avantages de l'énergie électrique, qui peut être facilement transportée et contrôlée en grande efficacité.

Afin de concevoir et d'exploiter correctement ce système d'alimentation, certaines exigences doivent être respectées :

- Le système doit permettre de contrôler les changements lents et prévisibles ;
- Le système doit fournir un bon impact écologique au minimum coût possible ;
- Certaines normes qui dépendent de la qualité de l'alimentation électrique doivent être respectées, telles que : la fréquence, la tension et le niveau de fiabilité [27].

Dans ce qui suit, nous allons illustrer la majorité des technologies de la DG représentant le futur de l'électricité basée sur l'énergie durable :

- Eolien ;
- Solaire (thermique, photovoltaïque) ;
- Hydroélectrique ;
- Géothermie ;
- Biomasse (solides, biocarburants, gaz d'enfouissement, gaz de station d'épuration et biogaz) ;
- Énergie houlomotrice et marémotrice.

II.7.2.1 L'énergie éolienne

Les moulins à vent sont utilisés depuis au moins 3000 ans et sont principalement utilisés pour le pompage de l'eau ou le moudre du grain, par contre les éoliennes convertissent la force du vent en puissance mécanique, puis en électricité via des alternateurs [28].

L'énergie éolienne est l'une des sources d'énergie renouvelables considérée comme la plus encourageante à l'avenir. Mais elle est également plus difficile à gérer en raison de sa variance. Afin de mieux comprendre la difficulté, il est nécessaire de comprendre le principe des éoliennes.

Une éolienne convertisse une partie de l'énergie stockée dans l'air en mouvement (vent) à une énergie de rotation, ensuite en électricité triphasée via un générateur. Dans ce système, la vitesse du vent doit être dépassée un certain seuil spécifique auquel l'éolienne fonctionne et génère de l'énergie électrique [29].

Historiquement, le Danemark était considéré comme un leader de la production d'énergie éolienne, puis au début du XXe siècle, plusieurs pays européens et nord-américains ont rejoint. Actuellement, les changements survenus depuis 1980 ont donné aux éoliennes une vraie supériorité par rapport aux autres types de production [30].

II.7.2.2 L'Énergie solaire

Il existe deux technologies qui utilisent le soleil comme source d'énergie. La première est la production d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques, et la seconde est la concentration du rayonnement solaire à l'aide des géants miroirs.

II.7.2.2.1 Solaire thermique

Cette technologie s'appuie sur la chaleur produite par des miroirs en convertissant l'énergie solaire en électricité. Cette technologie est appelée solaire thermique. Le système utilise des miroirs paraboliques pour accumuler les rayons solaires, qui fournissent de la chaleur directement au liquide dans la chaudière, et grâce au principe des centrales thermiques à vapeur, le système fait tourner le générateur.

L'emplacement préféré de cette installation est le sud-ouest pour accueillir le maximum de rayonnement. Il arrive en tête de liste des échecs du système les jours nuageux.

Bien qu'ils aient été marginalisés jusqu'à présent, les systèmes d'énergie solaire thermique peuvent être trouvés dans certains endroits, tels que, l'usine de Barstow en Californie qui est en service depuis plus de 20 ans [31].

II.7.2.2.2 Solaire photovoltaïque

L'effet photovoltaïque qui apparaît dans les cellules photovoltaïques représente le principe de cette technologie, cet effet est basé sur la conversion des rayons solaires en énergie électrique. Les panneaux photovoltaïques (un ensemble de cellules) convertissent l'énergie solaire (rayonnement) en électricité en excitant des électrons dans une cellule

fabriquée en silicium à l'aide de photons de la lumière du soleil. L'irradiance solaire est le paramètre essentiel affectant directement la production et l'évaluation de l'énergie solaire, qui est l'énergie radiante.

L'irradiation solaire (reçu par les panneaux photovoltaïques) est principalement affectée par des facteurs tels que la distance au soleil, l'affaiblissement de l'atmosphère et des nuages. La plupart des panneaux photovoltaïques, en particulier les nouveaux panneaux du marché, utilisent le système MPPT pour extraire l'énergie au maximum dans toutes les conditions variables. La puissance de sortie des panneaux photovoltaïques est toujours liée linéairement au rayonnement solaire.

De plus, la variabilité et les performances des systèmes d'énergie photovoltaïque sont également affectées par des facteurs externes tels que : la poussière, l'ombres, le vieillissement, les chutes de neige et la température ambiante qui entraînent des pertes économiques en énergie et en maintenance [32].

En 2018, le marché mondial a dépassé pour la première fois le seuil de 100 GW de d'énergie électrique à partir des installations photovoltaïques, qui ne représentait que 15 GW il y a 10 ans. En fait, durant ces dernières années, le photovoltaïque est devenu en croissance la technologie énergétique la plus rapide au monde.

En conséquence, on observe une vraie croissance dans la demande mondiale des panneaux photovoltaïques, en raison de la compétitivité entre les pays, les villes et même les municipalités dans l'utilisation d'énergie propres. Des applications résidentielles et industrielles sont actuellement installées à très grande échelle.

Dans certains pays, la production d'énergie solaire photovoltaïque pratique un rôle considérable dans l'approvisionnement d'électricité. Elle représentait, en 2018, 12,1% de la production totale du Honduras, près de 8,2% en Italie, 8,2% en Grèce, 7,7% en Allemagne et 6,5% au Japon [33].

II.7.2.2.3 Progression de l'éolienne et du PV

L'un des principaux défis de l'exploitation de l'énergie éolienne et photovoltaïque est le lien étroit avec les conditions climatiques et météorologiques. Cette affectation donne à ces deux types d'énergie l'aspect d'intermittence et de variabilité, ce qui est différent des autres productions décentralisées (comme la micro-hydraulique et la biomasse), il rend le système

électrique plus difficile à contrôler, et les gestionnaires du réseau les qualifient comme énergie non-distribuable. L'approvisionnement par cette énergie est toujours maintenu localement [34].

II.7.2.3 L'énergie hydraulique

Environ 20% ou plus de l'énergie électrique mondiale est produite par la technologie hydroélectrique. Cette technologie est caractérisée par sa stabilité et sa facilité de contrôler, ce qui fait un véritable atout entre les mains des gestionnaires du réseau. Pour les petites stations hydrauliques, il suffit de quelques minutes pour répondre aux exigences de gestion (demande / offre).

Cette technologie est basée sur le turbogénérateur qui peut restaurer l'énergie potentielle emmagasinée dans l'eau et la convertir en énergie électrique. Cette technique s'appuie souvent sur l'altitude d'eau par rapport la centrale hydraulique, et sur la quantité d'eau qui s'écoule pour les hauteurs faibles [16],[35].

Il existe un autre système hydraulique qui fonctionne toujours en compatibilité avec les productions d'énergies caractérisées par l'intermittence tel que les STEP (station de transfert d'énergie par pompage). Pendant les heures creuses (faible consommation) l'eau est pompée et stockée dans des hauts réservoirs en exploitant l'énergie restante, et lors les heures de pic ces stations fonctionnent pour combler l'approvisionnement énergétique.

II.7.2.4 Energie géothermique

Généralement c'est une technologie de récupération de la chaleur terrestre. Cette technologie est principalement basée sur la chaleur stockée dans les roches et les grottes souterraines. Les eaux souterraines, qui utilisent les fissures entre les roches comme extraits, passent à travers les roches chaudes et apportent une chaleur énorme (jusqu'à 350 °C) à la surface.

À part les principales méthodes industrielles, il existe de nombreux types d'exploitation de fluides géothermiques, notamment en tourisme, et médicinale,

La première technologie utilisée par l'industrie de l'énergie géothermique est l'utilisation directe. Ce type comprend tous les systèmes qui utilisent directement des fluides géothermiques sans aucune conversion vers une autre forme. Les applications de ce type

d'utilisation directe comprennent les chauffages urbains, les chauffages en serre et les transformations aquaculture.

La deuxième technologie est le mode d'utilisation indirecte, qui se concentre principalement sur la production d'électricité, qui reste relativement (par rapport à l'utilisation directe) une nouvelle méthode. La technologie a été développée par l'italien Lardello lors des dernières années du XIXe siècle. Actuellement la puissance des centrales géothermiques peut aller de 5 MW à 100 MW.

En Algérie, la technologie est encore marginale soit dans la production d'énergie électrique ou dans le chauffage urbain, et elle est davantage utilisée dans le tourisme et l'usage médicinal.

D'autres nouvelles méthodes sont encore au stade expérimental, qui est lié à la méthode EGS (Enhanced Geothermal System), qui est considérée comme une méthode prometteuse d'utilisation de l'énergie géothermique. Cette méthode, qui n'est pas encore commercialisée, combine la production d'énergie électrique avec d'autres utilisations directes de l'énergie géothermique.

Le système n'a pas besoin de collecter l'eau des sources chaudes dans les réservoirs, mais le pompage artificiel de l'eau, à grande pression sur les roches chaudes existantes, est suffisant, et avec des fracturations on peut créer un réservoir. Ce système agit comme un échangeur de chaleur et l'eau pompée circule dans un circuit pour utiliser son énergie thermique. Le jour où cette technologie pourra commercialiser, elle peut devenir la principale source d'énergie [36].

II.7.2.5 Energie Biomasse

Les scénarios énergétiques des dernières années sont des tentatives de passer à des énergies renouvelables et durables. Cela inclut la biomasse.

Traditionnellement, La plus grande partie de la biomasse a été utilisée pour fournir de la chaleur, bien qu'il apparue simple de produire d'électricité à partir de la biomasse alternative aux combustibles fossiles.

Il a presque la même technologie que l'industrie utilisée par les centrales thermiques à vapeur pour produire de l'électricité, et ses circuits comprennent des fours, des chaudières et des turbines. Le combustible brûlé dans le four est généralement des résidus agricoles,

forestiers ou industriels, des déchets urbains solides, et des restes animaux. La chaudière fait monter la vapeur de la chaleur produite et tourner la turbine à vapeur pour transformer la vapeur en électricité. La puissance des centrales est généralement limitée à 100 kW à 20 MW.

L'un des objectifs de la biomasse est de remplacer le charbon par du nouveau charbon extrait de la biomasse, et ce n'est pas aussi facile de remplacer. Une petite quantité de biomasse peut être ajoutée au charbon, mais une fois que la proportion de biomasse dépasse une certaine limite, des changements majeurs dans les centrales électriques au charbon sont nécessaires.

Les avantages de compter sur l'énergie Biomasse sont ;

- La biomasse ne contient presque pas de soufre, qui est la principale source de pluies acides, elle peut donc éliminer les émissions de dioxyde de soufre ;
- La combustion à basse température peut également diminuer l'émission d'oxyde d'azote ;
- Le CO₂ émis par les centrales électriques à biomasse est égal à la quantité de réabsorption pendant la croissance de nouveaux combustibles (arbres et plantes), donc le résultat final est zéro émission de dioxyde de carbone ;
- Le rendement de la plupart des centrales à vapeur est de 35% à 40%, tandis que celui des turbines à gaz est de 40% à 55%. Cependant, l'efficacité énergétique totale des centrales de Biomasse est de 75 à 95%, ce qui signifie que presque tout le combustible est utilisé à des fins de production ;
- La chaleur produite par la production d'électricité est utilisée aussi comme énergie thermique. Par conséquent, la même quantité de travail utile est générée uniquement par la production d'électricité, avec presque aucun gaspillage et moins de combustible, ce qu'est nécessaire pour le chauffage des centrales électriques et des chaudières ;
- La combustion directe de la biomasse peut réduire le coût du pétrole consommé [37].

II.7.2.7 Énergie houlomotrice et marémotrice

Plusieurs systèmes et technologies marins sont développés ou en cours de développement dans ce domaine, telles que ; les techniques d'extraction de vagues utilisent le mouvement vertical de haut en bas de vagues continues pour augmenter la pression de l'eau ou de l'air pour démarrer les turbines. On peut également utiliser le mouvement de roulement

des vagues qui vont et viennent ou qui tournent la turbine ; on a toujours des appareils à énergie qui peuvent fournir une propulsion, puis fournir de l'électricité et d'autres formes d'énergie.

Bien qu'il existe de nombreux types de projets développés pour ce modèle de production d'électricité et qu'ils aient le potentiel de couvrir la majeure partie de la consommation au bénéfice de l'humanité, mais il n'existe actuellement aucun système réellement efficace développé et commercialisé. En raison de sa variabilité et de la nécessité de grands fonds d'investissement.

Les scientifiques et les chercheurs confirment les grands avantages de cette forme d'énergie, tels que :

- Opération de fonctionnement à faible coût (coût du carburant nul) ;
- Exploitation d'une énergie non polluante ;
- Source largement disponible ;
- La possibilité de les construire sur des terres côtières inutilisées ;
- Ses installations peuvent jouer un rôle considérable dans la protection des ports et des côtes ;
- La production n'est pas affectée par les conditions météorologique ou climatique ;
- La possibilité de coupler avec le site d'une usine de dessalement.

L'énergie houlomotrice a récemment été utilisée dans des usines complexes, notamment en Suède et en Norvège. Le Japon a un programme de recherche très actif, en cours depuis des décennies, et il a conduit à des innovations à grande échelle, comme des équipements électriques flottants qui convertissent les turbines à air en énergie électrique ou en air comprimé [35], [38].

Malgré que l'Algérie s'étende le long d'une côte de près de 1200 kilomètres, elle ne s'intéresse pas à cette énergie. Mais ce confère un fort potentiel d'investissement dans l'énergie marine en attendant le développement des technologies plus performantes et plus fiables.

II.8 Les facteurs de croissance des énergies renouvelables

Durant les dernières années, le nombre de DGs connectées au réseau a augmenté. Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette croissance enregistrée :

Grâce à l'ouverture du marché et via des contrats bilatéraux les producteurs peuvent vendre l'énergie produite aux meilleurs acheteurs

Après divers sommets internationaux sur les problèmes des réchauffements climatiques, plusieurs pays du monde entier ont signé des accords permettant la réduction de l'émission de gaz à effet de serre. Pour atteindre ces objectifs, le gouvernement a subventionné des incitations économiques pour accroître les investissements en construction des productions décentralisées.

Au cours des dix dernières années, diverses technologies de production d'énergie décentralisée, principalement l'énergie solaire et éolienne, ont augmenté leur production le temps que leurs prix d'achat ont diminué [39].

II.9 Avantages de la DG

Précédemment nous avons cité brièvement quelques avantages de la production décentralisée, mais cette fois, dans la section suivante, nous allons détailler ces avantages, et nous commencerons par.

II.9.1 Libérer la capacité des lignes de transport

Le premier avantage est qu'on peut utiliser la DG afin de prise en charge la capacité du réseau. La DG peut réduire la ligne de transmission en fournissant une charge à l'endroit où se trouve l'utilisateur, et libérant ainsi une partie de la capacité de la ligne de transport.

II.9.2 Réduction des pannes

En cas d'urgence, lorsqu'une partie du réseau est coupée, l'utilisation de DG au lieu de la consommation du réseau peut réduire une partie de la charge. Par conséquent, l'utilisation de ces ressources peut réduire le nombre de pannes.

II.9.3 Démarrage rapide

Après une panne, le réseau doit être démarré rapidement. Dans ce cas, la DG peut être utilisé pour alimenter certaines parties du réseau afin de réduire la charge totale du réseau. D'un autre côté, ces ressources peuvent également être utilisées pour démarrer des centrales électriques.

II.9.4 Production combinée électricité-chaleur

Un autre avantage important de la DG est l'utilisation de la chaleur obtenue à partir de l'exploitation de certaines productions décentralisées.

Dans ce cas, et selon l'équation. (2.4), l'efficacité du système est améliorée.

$$\eta = \frac{P_e - P_{thermal}}{P_{in}} \quad (2.4)$$

Où : P_e est la puissance produite, $P_{thermal}$ est la puissance thermique et P_{in} est la puissance d'entrée.

II.9.5 Charge de pointe

La figure II.1 montre une courbe de charge quotidienne typique. On peut voir sur cette figure que la puissance totale installée dans le réseau doit être égale à la charge fournie aux heures de pointe et avoir une marge de sécurité appropriée. Dans des conditions de pointe, la production d'électricité entraîne des coûts plus élevés ; par conséquent, des ressources à faible coût devraient être utilisées pour faire face aux charges de pointe. L'utilisation de la DG pour produire de l'électricité pendant les heures de pointe est non seulement économique et efficace, mais peut également réduire la charge sur les lignes de transmission et les transformateurs, et réduire le courant dans les équipements du réseau principal, ce qui réduira leur température et prolongera alors la durée de vie de l'équipement [40].

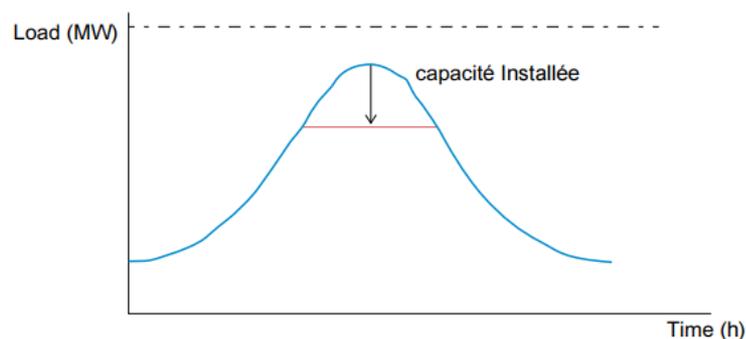


Figure II.2. Courbe de charge typique [40]

II.9.6 Fiabilité élevée

Bien que l'alimentation et la charge du réseau de distribution nécessitent une grande fiabilité, l'utilisation de deux sources d'alimentation indépendantes semble essentielle. En installant des sources de DG à la proximité de ces charges sensibles, elles peuvent

immédiatement commencer à fournir de l'énergie à ces charges sensibles ce qui augmente la fiabilité du système de distribution.

II.9.7 Réserve tournante

Comme mentionné précédemment, la DG fait un rôle important dans la fourniture des charges de pointe. Elle peut injecter rapidement de l'énergie dans le réseau pour utiliser ces ressources aux heures de pointe. Le générateur doit être synchronisé avec le réseau pour fournir la charge immédiatement. Il est à noter que le concept de réserve tournante ne se limite pas aux générateurs rotatifs. Par exemple, un système de pile à combustible peut produire de l'électricité à tout moment de la journée pour injecter directement l'énergie requise dans le réseau [40].

II.9.8 Réserve non tournante (arrêtée)

En raison du démarrage rapide, la source DG peut alimenter la charge en cas d'urgence. Dans ce cas, et contrairement à la réserve tournante, le générateur est éteint et non connecté au réseau. La réserve non tournante n'est généralement pas utilisée pour fournir des charges de pointe.

II.9.9 Equilibrage de charge

Comme les phases ne sont pas équilibrées dans le réseau de distribution, les phases peuvent être équilibrées en utilisant une source DG monophasée connectée au réseau de distribution. Cela peut être fait en ajustant la quantité de courant injecté dans le réseau [40].

II.9.10 Gestion de la tension et de la puissance réactive

Le but principal de l'intégration de DG est de générer une énergie active au bénéfice du système électrique. Cependant, dans certaines de ces ressources l'énergie réactive peut également être générée. Par exemple, dans les centrales éoliennes connectées au réseau via des générateurs à induction, le contrôle de la production d'énergie réactive n'est pas possible. Cependant, dans une pile à combustible connectée au réseau via un onduleur, on peut contrôler simultanément la puissance active et réactive. Ce qui permet le contrôle de la puissance réactive et la tension et de réduire les pertes du réseau [40].

II.9.11 Retardement de l'investissement dans les réseaux de transport

Les capacités nominales des transformateurs et des lignes de transmission sont déterminées en fonction des systèmes de prévision de charge et des études de planification. Comme la charge du système de distribution continue à augmenter, l'installation des nouvelles lignes de transport et des postes deviennent nécessaires. Si les DGs peuvent fournir la charge demandée par les clients, l'investissement dans la construction des lignes et des transformateurs sera retardé.

II.9.12 Installation et fonctionnement rapides

Dans les zones à taux de croissance des charges élevés, il n'est pas pratique de construire des centrales thermiques car elles prennent du temps. L'installation d'une source DG dans quelques mois sera la solution parfaite à ce type de contrainte.

II.9.13 Moins de pollution environnementale que la production centralisée

Dans les grandes centrales électriques, divers gaz à effet de serre sont produits. Mais dans le système de DG, même les systèmes qui consomment du carburant, les émissions de polluants sont très faibles. Cet avantage permet d'utiliser les sources DGs même en proximité des zones résidentielles.

II.9.14 Amélioration de la sécurité énergétique

Par rapport aux phénomènes météorologiques violents, aux catastrophes naturelles, aux erreurs humaines et aux cyberattaques, les installations de production d'électricité décentralisée ont une sécurité énergétique plus élevée que les grandes centrales électriques conventionnelles. Si la centrale électrique est perturbée, une énorme panne de courant peut se produire dans les zones résidentielles adjacentes et provoquer même des catastrophes pour les personnes à proximité. Par exemple, après le fameux tremblement de terre (tsunami) survenu le 11 mars 2011, avec une panne au centrale nucléaire de Fukushima I, exactement au système de refroidissement, ainsi que des problèmes avec d'autres installations nucléaires au Japon, ce qui a crié une longue coupure de courant. Une urgence nucléaire a été déclarée au Japon et 140 000 habitants, dans un rayon de 12 miles de la centrale, ont été évacués [40].

II.9.15 Réduction des pertes

Si le flux d'énergie entre le générateur et l'utilisateur est proche, la perte d'énergie dans les lignes sera réduite, ce qui peut réduire le coût associé à la perte.

II.9.16 Baisse des prix

L'insensibilité aux fluctuations des prix du carburant est un autre avantage, car la plupart des DGs sont des ressources naturelles gratuites. Cela réduit les coûts d'exploitation des systèmes d'énergie renouvelable et le risque d'investissement.

Autres avantages :

- ✓ La dépendance des productions décentralisées aux ressources durables ;
- ✓ Les sites de production sont plus proches aux consommateurs et aisés de les localiser ;
- ✓ Représente la technologie la plus propre ;
- ✓ L'hypothèse selon laquelle l'énergie produite par DG sera consommée localement et cela réduit l'influence d'énergie transportée [41].

II.10 Inconvénients des sources DGs

Contrairement à nos attentes, Il faut souligner qu'en général, la connexion des DGs présente également des inconvénients. La section suivante mentionnera certains d'entre eux les plus gênants :

II.10.1 Difficile à contrôler

Parmi les problèmes qu'on trouve est la difficulté de contrôler la DG, notamment en mode îlotage, dans ce cas, en plus de générer la puissance aux consommateurs, la source DG a également comme tâche le contrôle de la tension et de fréquence. Pour ce problème, des contrôleurs rapides et avancés devront être installés [40].

II.10.2 Coût d'investissement élevé

Le principal inconvénient est le début l'investissement dans les énergies renouvelables. La construction d'un système renouvelable coûte généralement plus cher qu'un système non renouvelable car la dégradation de l'environnement n'a pas été considérée comme un facteur

de coût. Cependant, avec les développements rapides envisagés des technologies de DG, le coût d'investissement sera notablement réduit [42].

II.10.3 Paramètres perturbateurs des équipements de protection

Puisque les paramètres de protection du réseau de distribution sont définis avant que la DG soit connectée, l'insertion de ces ressources (DG) affectent les paramètres de réglage des équipements de protection, notamment du relais, où la quantité et le sens du courant seront modifiés. Par conséquent, Tous les relais, en particulier les relais de surintensité, doivent donc être ajustés [40].

II.10.4 Augmentation dans le courant de court-circuit

En cas de court-circuit, après la connexion des ressources DGs au réseau, en plus de l'injection en amont du courant de court-circuit, la DG contribue également au défaut, ce qui augmente la valeur globale du courant de court-circuit.

II.10.5 Difficulté de synchronisation avec le réseau

Comme indiqué précédemment, la DG peut avoir la capacité d'alimenter indépendamment la charge. Par exemple, un générateur diesel sans connexion au réseau peut fournir aux utilisateurs une alimentation suffisante. Si le générateur est connecté au réseau, une synchronisation automatique doit être effectuée. Sinon, l'appareil peut être endommagé pendant le temps de connexion.

II.10.6 Mauvais emplacement de DG

Le choix d'un emplacement de l'installation des sources DGs peut augmenter ou diminuer à la fois les pertes et les surtensions dans le réseau électrique. Donc le bon emplacement de l'installation de la DG est primordial [40]. Une étude détaillée dans ce contexte sera une application dans le chapitre suivant.

II.10.7 L'intermittence de certaine DG

L'aspect intermittent de certaines DGs signifie des coûts d'investissement plus élevés pour équilibrer la puissance et maintenir la capacité de réserve, par exemple si le vent tombe ou dépasse le seuil de fonctionnement de l'éolienne, donc on est obligé d'utiliser une autre

source. Une telle perturbation de qualité et de sécurité a déjà été rencontrée dans des régions à forte pénétration d'éoliennes, comme l'Allemagne et le Danemark [42].

II.10.8 Occupation des espaces dans les zones urbaines

En raison de la grande quantité d'espace occupé par certaines technologies de DG, cela devient désagréable. Par exemple, les grandes pales d'éoliennes de mégawatts nécessitent beaucoup d'espace, ce qui limite leur utilisation dans les zones urbaines. Les cellules solaires sont également désagréables car elles prennent beaucoup de place dans les zones urbaines où les prix des terrains sont élevés. Cependant, des cellules solaires peuvent être installées sur les toits des parkings et des bâtiments.

II.10.9 Augmentation du coût de contrôle

Un système de contrôle doit être installé au niveau de la distribution pour assurer le contrôle à distance de la DG, ce qui augmentera également le coût de contrôle du réseau.

Autres inconvénients :

- ✓ L'existence d'une DG ne peut pas systématiquement diminuer les coûts d'investissement dans les réseaux électriques ;
- ✓ Parfois, la sortie est même trop importante pour être connectée à l'alimentation mixte ; alors un réseau spécial sera établi ;
- ✓ Les exigences spécifiques du site et l'imprévisibilité de la puissance générée [41],[42].

II.11 Potentialité de l'Algérie en énergies renouvelables

II.11.1 Potentialité Solaire

Grace à sa grande superficie, à sa situation géographique et à sa diversité climatique, l'Algérie possède un potentiel solaire très élevé, notamment dans les régions du sud (Sahara), propice aux applications énergétiques solaires, Telles que ; la production d'électricité photovoltaïque (connectée au réseau, électrification des villages, pompage d'eau, etc.) ou l'énergie solaire thermique.

Presque tout le territoire national bénéficie d'une moyenne de plus de 2000 heures d'ensoleillement par an, et peut atteindre 3 900 heures dans les hauts plateaux et le sud [19].

Au nord, l'énergie reçue au niveau de 1 m^2 est de près de $3 \text{ kWh} / \text{m}^2$ par an, et dans la région du grand sud elle dépasse $5,6 \text{ kWh} / \text{m}^2$. Le schéma suivant donne des informations détaillées sur ce potentiel :

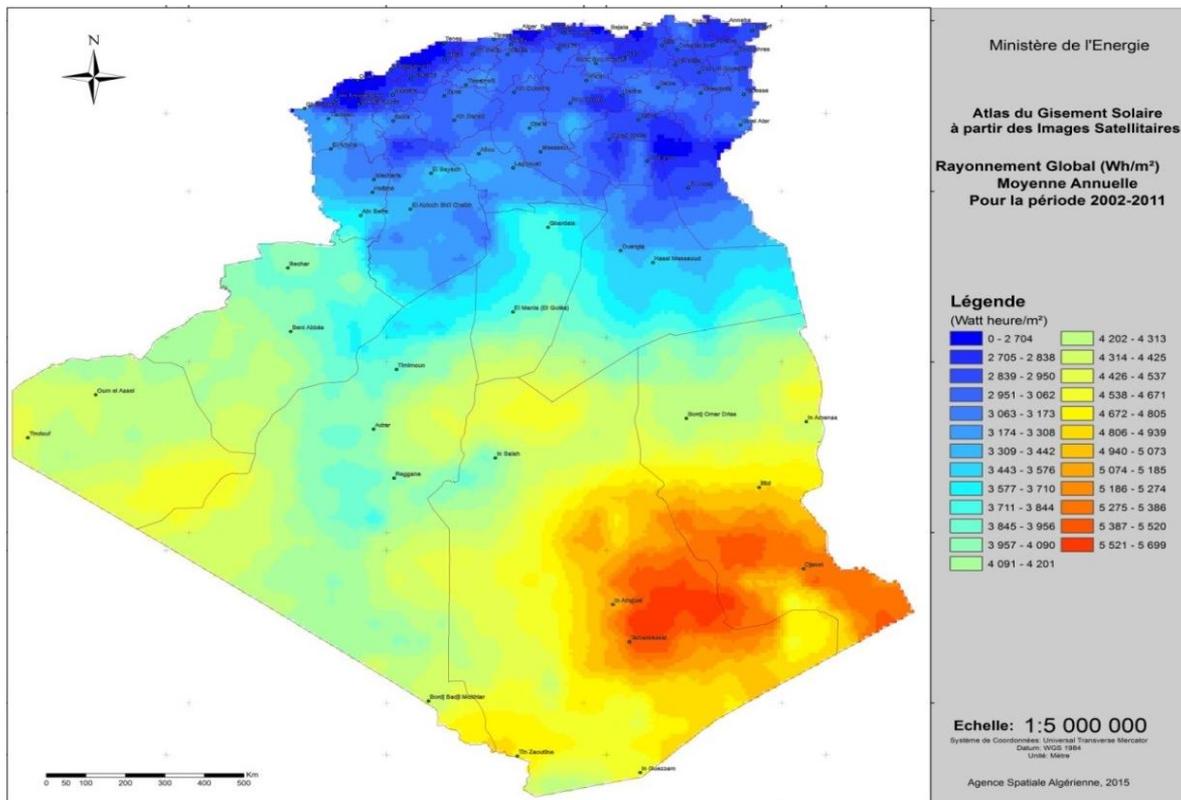


Figure II.3: Carte de l'Irradiation Globale Directe Annuelle Moyenne (2002-2011) [1]

II.11.2 Potentialité Eolienne

La ressource éolienne en Algérie se caractérise par un grand changement d'endroit à autre (voir figure II.3). 78% des surfaces algériennes se caractérisent par des vitesses supérieures à 3 m/s , et environ 40% ont des vitesses supérieures à 5 m/s . et le vent au sud est supérieure à ce du nord (plus de 6 m/s), ce qui est bénéfique pour l'exploitation de l'énergie éolienne telle que les parcs éoliens ou les systèmes hybrides [43].

La figure II.4 montre que le sud est caractérisé par une vitesse du vent plus élevée que le nord, notamment dans le sud-ouest, au le vent est supérieure à 7 m/s et dépasse 8 m/s à Tamanrasset (In mguel).

La technologie des éoliennes est également une technologie bien établie et mature. Les installations éoliennes onshore devraient être élargies pour accélérer son adaptabilité en

Algérie. En fait, des études récentes ont montré que l'éolienne est la deuxième source renouvelable la plus importante en Algérie. La même étude a montré que les vents les plus forts se trouvaient dans le sud-ouest du pays, en particulier près d'Adrar, raison pour laquelle l'Algérie prévoit de construire le premier parc éolien de la région.

Cependant, on note que les zones côtières d'Oran, Bejaïa et Annaba, ainsi que Tébessa, Biskra et M'sila Avec El bayadh possèdent des microclimats avec des vents de 6 à 7 m/s qui sont très encourageants aux investisseurs [1].

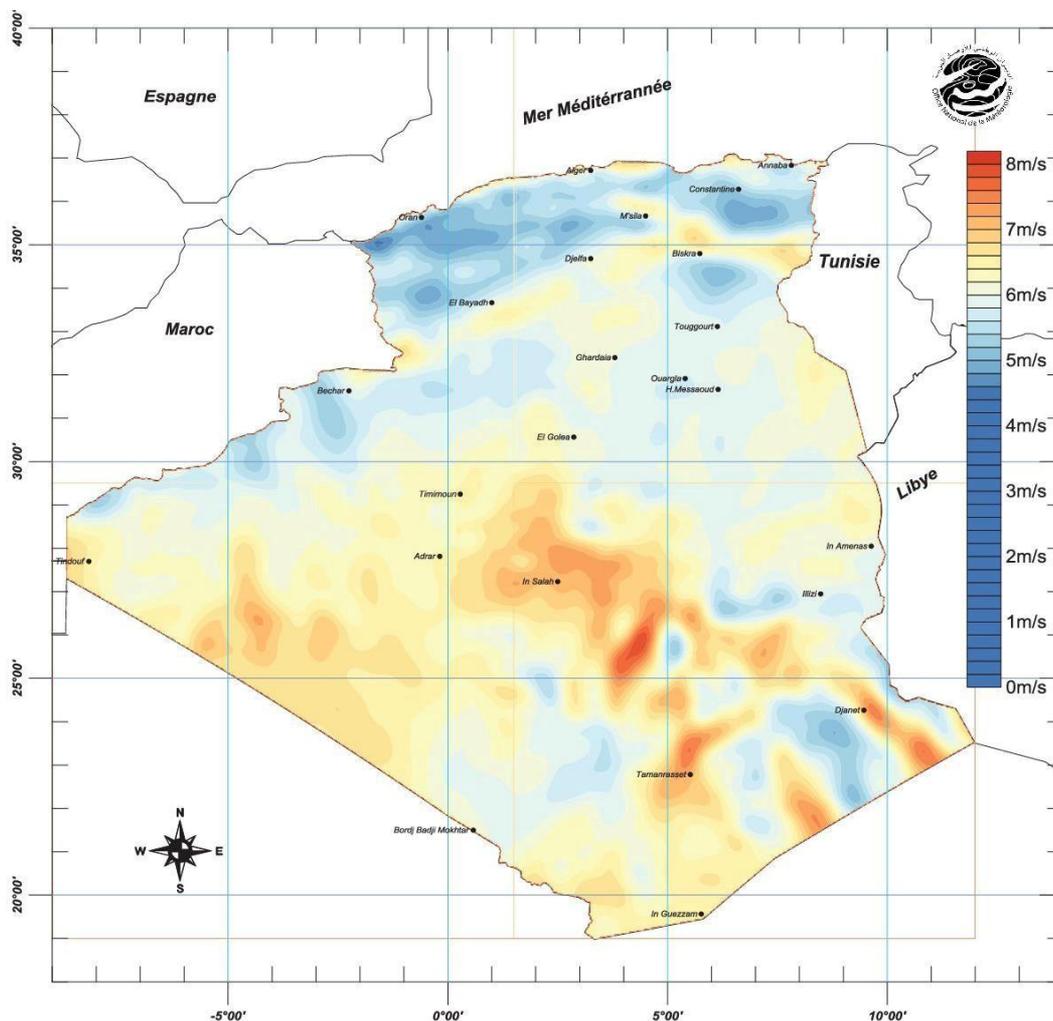


Figure II.4 : Carte du Vent Annuel Moyen à 50m (2001-2010) [43]

II.11.3 Potentialité géothermique

L'étude des données géologiques a permis de déterminer presque deux cents (200) sources chaudes répertoriées dans le nord du pays. Environ un tiers (33%) de sources sont caractérisées par une température supérieure à 45 °C.

Les températures les plus élevées enregistrées étaient de 98 °C dans la région de Guelma à Hammam El Maskhoutin et de 118 °C à Biskra. Le réservoir de grès d'Albien dans le sud de l'Algérie a une température moyenne de l'eau de 57 °C. La figure II.5 montre la localisation des principales zones géothermiques en Algérie.

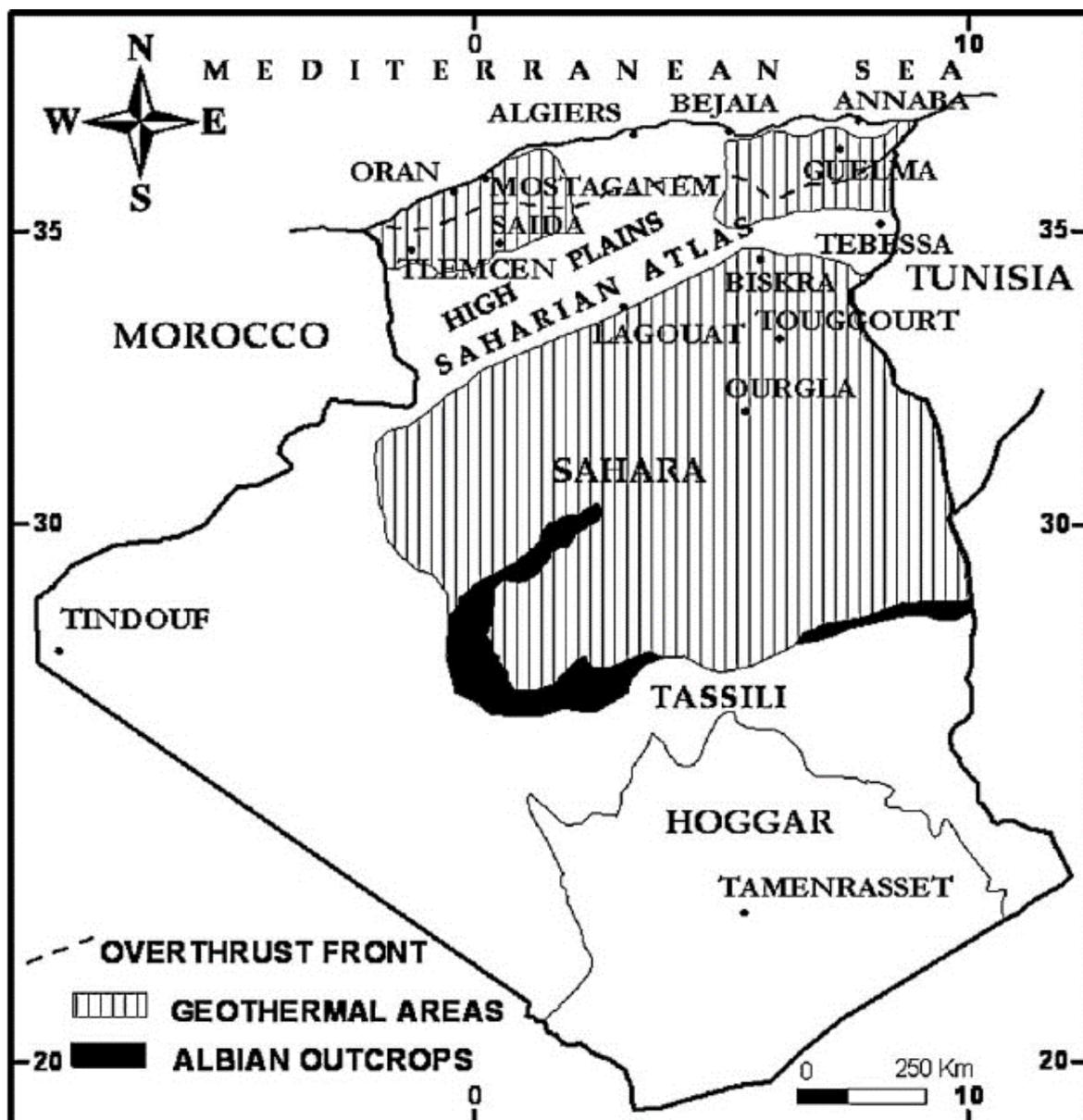


Figure II.5: Localisation des principales zones géothermiques en Algérie [1]

Grâce à l'étude des gradients thermiques, trois régions avec des gradients supérieurs à 5 °C/100m peuvent être identifiées

- ✓ Régions de Relizane et Mascara ;
- ✓ Régions d'Aïne Boucif et Sidi Aïssa ;
- ✓ Régions de Guelma et Djebel El Onk.

En fait, ces températures restent faibles pour les exploiter comme ressources d'énergie électrique renouvelable.

II.11.4 Potentialité Hydraulique

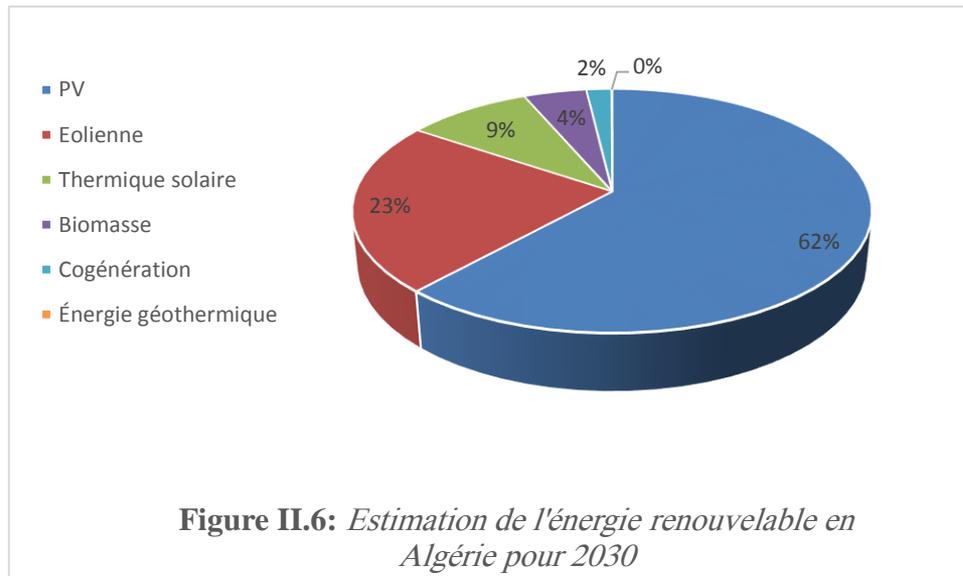
Les précipitations annuelles en Algérie sont estimées par 65 milliards de mètres cubes, mais le manque d'exploitation de tous les sites existants (103 sites) a peu d'avantages pour la production hydroélectrique du pays. La puissance totale installée est estimée de 270 MW en raison de la réduction des jours de précipitation, de la concentration dans un espace limité, d'une forte évaporation et d'une évacuation rapide vers la mer.

II.12 Perspectives globales de l'Algérie en production décentralisée

De 2015 à 2030, la cohérence des plans d'énergies renouvelables mis en place pour répondre au marché national de 22000 MW, dont plus de 4500 MW seront achevés d'ici 2020 d'après les estimations. La répartition du plan par service technique est la suivante :

- Polaire photovoltaïque : 13,575 GW ;
- Énergie éolienne : 5,01 GW ;
- Énergie thermique solaire : 2 GW ;
- Biomasse : 1 GW ;
- Cogénération : 400 MW ;
- Énergie géothermique : 15 MW.

L'achèvement du plan permettra d'atteindre une part des énergies renouvelables de près de 27% [1] dans le bilan national de production d'électricité en 2030, répartie comme suit.



II.13 Conclusion

On conclut que la production décentralisée est toute source d'énergie connectée à un réseau de distribution moyenne (HTA) ou basse tension (BT). Ils ont deux formes principales : renouvelable, telles que le photovoltaïque et l'éolienne, et non renouvelable comme la turbine à gaz et l'hydrogène. Pour la forme d'énergie renouvelable, l'Algérie possède un grand potentiel qui lui permet de développer ce secteur d'une manière rentable et avantageuse.

En fait, l'inclusion de la production décentralisée dans le réseau de distribution HTA présente des énormes avantages techniques et économiques pour les systèmes électriques. Malgré les bénéfices envisagés, la technologie de production décentralisée, qui représente l'avenir de l'énergie électrique, rencontre encore quelques contraintes aux niveaux technique et non technique lors de son insertion au réseau électrique de distribution. Afin de déboguer correctement et sainement ces technologies, des chercheurs ont mené des recherches et tenté de réduire ou d'éliminer ces perturbations. Des approches et des études dans ce contexte seront respectivement le sujet des chapitres quatre et cinq. Mais dans le chapitre suivant, nous étudierons la modélisation et la simulation des productions décentralisées, notamment de type renouvelable.

Chapitre **3**

*Modélisation et Simulation des Sources de
Production Décentralisée*

CHAPITRE III : MODELISATION ET SIMULATION DES SOURCES DE PRODUCTION DECENTRALISEE

III.1 Introduction

Sans discuter de la modélisation et la simulation de la production décentralisée, Ce travail reste inachevé, car il se considère comme une extension du chapitre précédent.

La production décentralisée et ses types sont composés de deux parties de base : la première est un moyen de convertir la source (vent, soleil, etc.) en énergie (mécanique, thermique, etc.), et la seconde, pour assurer la conversion et la connexion au réseau.

Par conséquent, le but de cette section est de modéliser et simuler le fonctionnement de la production décentralisée, en particulier le fonctionnement des ressources renouvelables (énergie éolienne, photovoltaïque) avec de grandes opportunités en Algérie.

Pour cet objectif, nous diviserons ce chapitre en deux parties : la première partie est dédiée à la modélisation et à la simulation des sources l'énergie, et la seconde est dédiée à la modélisation des générateurs et convertisseurs statiques qui assurent la connexion de la DG avec le réseau de distribution. Dans le processus de simulation, deux logiciels seront utilisés : Matlab et PVsyst.

III.2 Modélisation des DGs

Les ressources renouvelables (énergie solaire, éolienne, biomasse, etc.) peuvent être divisées en deux catégories : la production distribuable et non programmable. L'unité de DG est considérée comme une source non-dispatchables (non distribuable), si sa puissance de sortie ne peut pas être contrôlable automatiquement, elle dépend entièrement des conditions météorologiques. Le photovoltaïque et les éoliennes sont les exemples de ces technologies de production. En revanche, si la puissance de sortie de la DG peut être contrôlée automatiquement à une sortie fixe, elle est considérée comme une source dispatchables (distribuable). Cela comprend les technologies de production telles que les turbines à gaz à biomasse et les petites centrales hydroélectriques. [44]

III.3. Unités DGs non-dispatchables

III.3.1. DG photovoltaïque

III.3.1.1. Irradiance solaire

L'irradiance solaire fait référence à l'énergie de rayonnement reçue du soleil dans une zone de 1 mètre carré depuis le sommet de l'atmosphère terrestre.

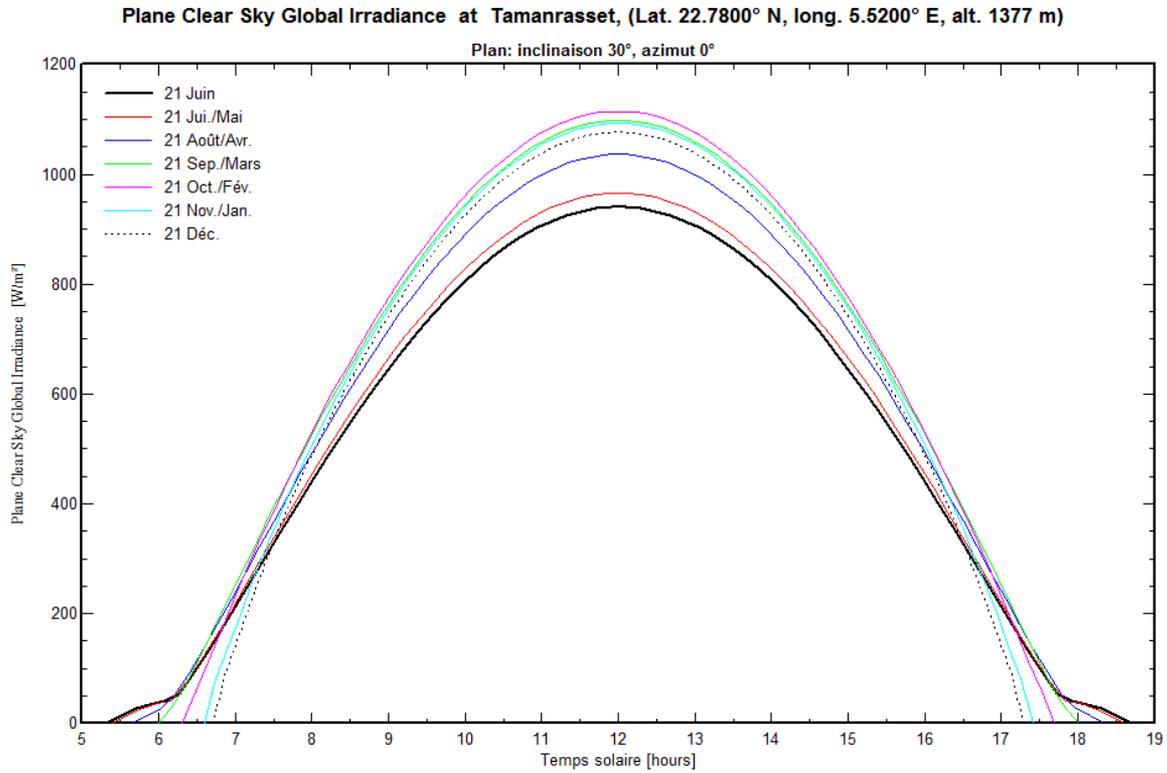


Figure III.1 : Courbe d'irradiation solaire annuelle dans la région de Tamanrasset [PVsyst]

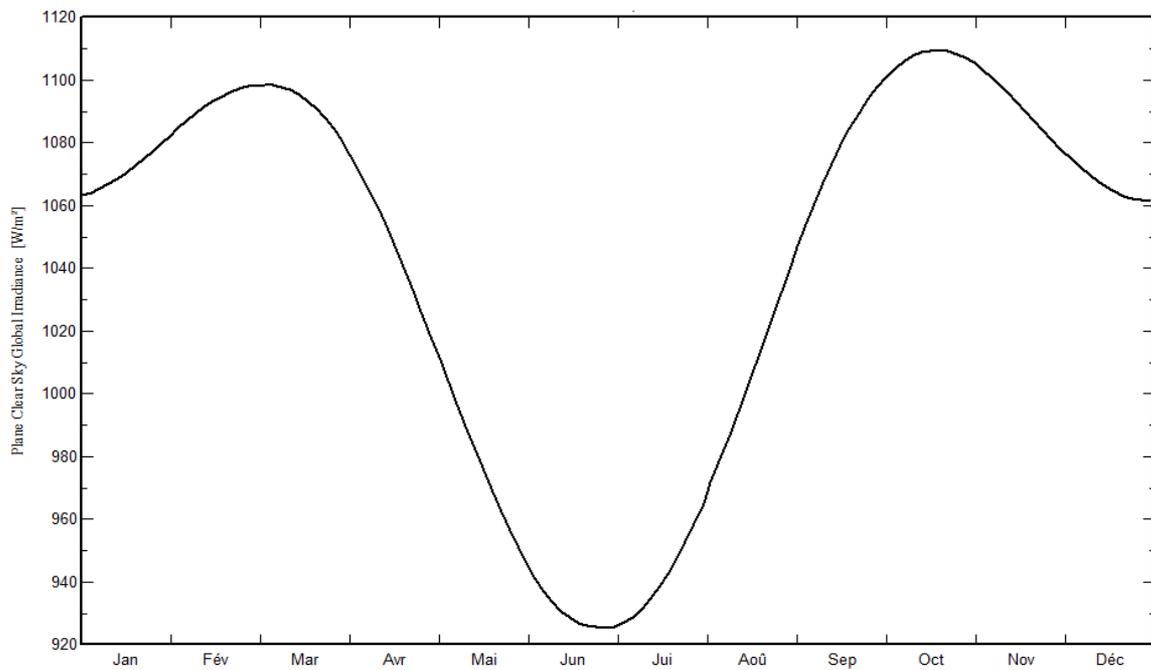


Figure III.2 : Annuelle irradiation solaire Max à Tamanrasset [PVsyst]

La fonction de densité β peut être utilisée pour décrire le rayonnement solaire [45]. Ce modèle a été utilisé dans de nombreuses études PV. Sur chaque période (par exemple, 1h), l'irradiance solaire peut être exprimé comme suit [44] :

$$f_b(s) = \begin{cases} \frac{\Gamma(\alpha+\beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} s^{(\alpha-1)} (1-s)^{(\beta-1)} & 0 \leq s \leq 1, \alpha, \beta \geq 0 \\ 0 & \text{autre} \end{cases} \quad (3.1)$$

Où $f_b(s)$ est la fonction de distribution bêta de s , s est la variable aléatoire de l'irradiance solaire (kW / m²); α et β sont des paramètres de $f_b(s)$, qui sont calculés en utilisant la moyenne (μ) et l'écart type (σ) de s comme suit:

$$\beta = (1 - \mu) \left(\frac{\mu(1+\mu)}{\delta^2} - 1 \right); \quad \alpha = \frac{\mu\beta}{1-\mu} \quad (3.2)$$

La puissance de la sortie du module PV à l'éclairement énergétique solaire, $P_{PV}(s)$ peut être exprimée comme suit :

$$P_{PV}(s) = N * FF * V_y * I_y \quad (3.3)$$

Où

$$FF = \frac{V_{MPP} * I_{MPP}}{V_{oc} * I_{sc}}; \quad V_y = V_{oc} - K_v * T_{cy}$$

$$I_y = s[I_{sc} + K_i * (T_{cy} - 25)]; \quad T_{cy} = T_A + s\left(\frac{N_{OT} - 20}{0.8}\right)$$

Ici, N est le nombre des modules; T_{cy} et T_A sont la température de la batterie et la température ambiante (°C); K_i et K_v sont les coefficients de la température et de la tension actuelles (A/°C et V/°C); N_{OT} est la température de fonctionnement en °C; FF est le facteur de remplissage; V_{oc} et I_{sc} est respectivement la tension en circuit ouvert (V) et le courant de court-circuit (A); V_{MPP} et I_{MPP} sont respectivement la tension et le courant au point de puissance maximale [44].

III.3.1.2 Énergie solaire photovoltaïque

La lumière du soleil est une énergie environnementale qui peut être utilisée presque partout pour répondre à une partie de la demande d'énergie. Les panneaux dans les systèmes photovoltaïques convertissent la lumière solaire en électricité. Ils sont composés de nombreuses cellules solaires, qui contiennent des matériaux semi-conducteurs à effet

photovoltaïque. Afin d'améliorer l'efficacité de conversion, le panneau PV doit fonctionner à sa puissance maximale (MPP) sur sa courbe de puissance PV. L'énergie électrique produite par la cellule solaire est donnée par [46] :

$$P_{PV} = SR * \cos\phi * \eta_m * A_p * \eta_p \quad (3.4)$$

Où

- SR est le rayonnement solaire (W/m^2) ;
- ϕ est l'angle d'incidence calculé en considérant $\beta = 45^\circ$;
- η_m est l'efficacité du point de puissance maximale (MPPT) ;
- A_p est la surface du panneau photovoltaïque (m^2) ;
- η_p est l'efficacité du panneau.

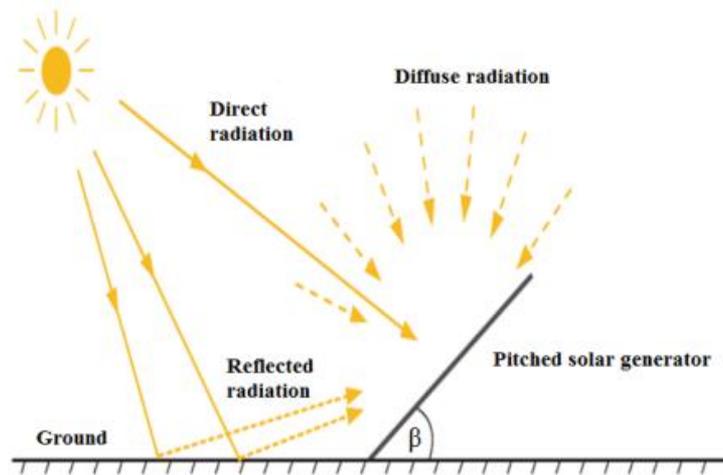


Figure III.3 : Rayonnement solaire sur panneau photovoltaïque [46]

La situation géographique (la latitude fait référence à la ligne horizontale du nord ou du sud de l'équateur, la direction est d'est en ouest et la longitude est la ligne verticale d'est en ouest) dépend directement du rayonnement solaire annuel.

En fait, la latitude des panneaux solaires a considérablement modifiée la courbe annuelle de l'énergie solaire fournie, et par contre longitude n'a aucune influence (voir Figure III.4).

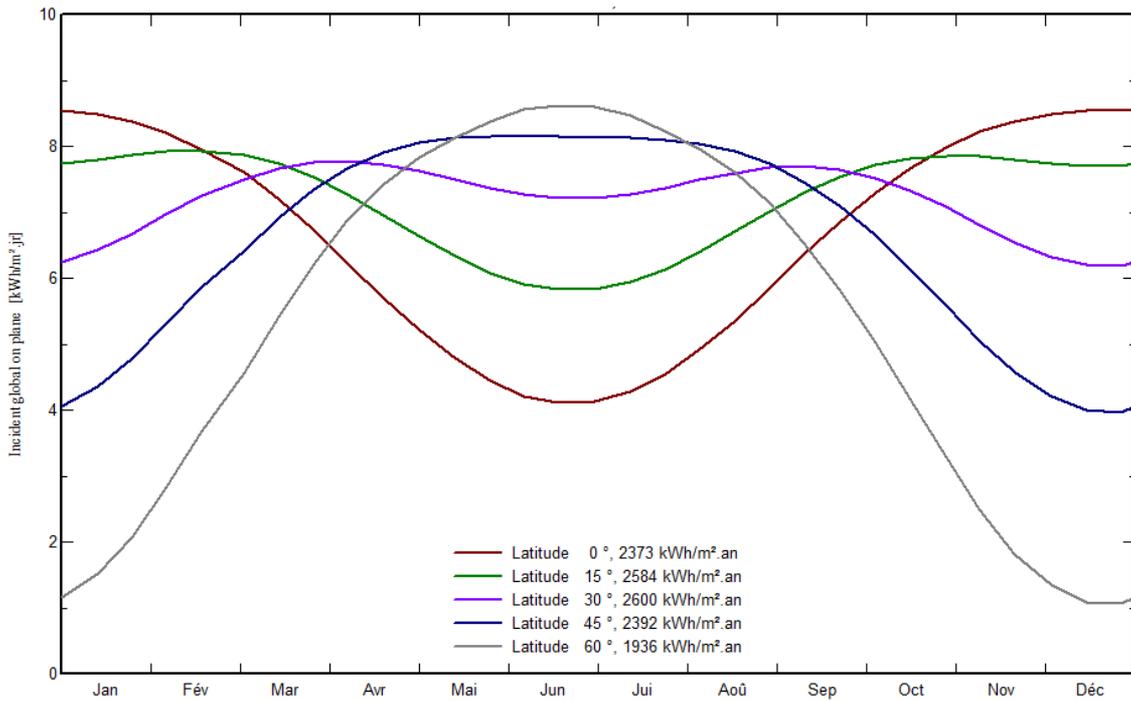


Figure III.4 : Impact de latitude sur l'irradiation globale [PVsyst]

La figure montre qu'une latitude de 30° peut fournir le plus grand rayonnement solaire global, ce qui explique le potentiel de l'Algérie dans le type photovoltaïque de DG. Son avantage réside dans sa position géographique d'une latitude entre 22° et 36°. Le projet "Desertec Algérie" dans le désert représente l'avenir de l'électricité algérienne et une meilleure transition énergétique en même temps que l'investissement "5G" pour soutenir une gestion plus intelligente du réseau. Il s'agit d'une excellente occasion à ne pas manquer après des années de retard.

S'il n'y a pas d'énergie solaire, la fonction de la technologie de DG photovoltaïque n'existera plus, il est donc important de mieux comprendre son impact sur la puissance de sortie du module PV. Les courbes I-V des cellules solaires au silicium sous différents niveaux de rayonnement solaire sont illustrées à la figure V.5. qui dépend de la relation entre le niveau de rayonnement solaire tombant sur une cellule, où la puissance de sortie de la cellule est considérée proportionnelle.

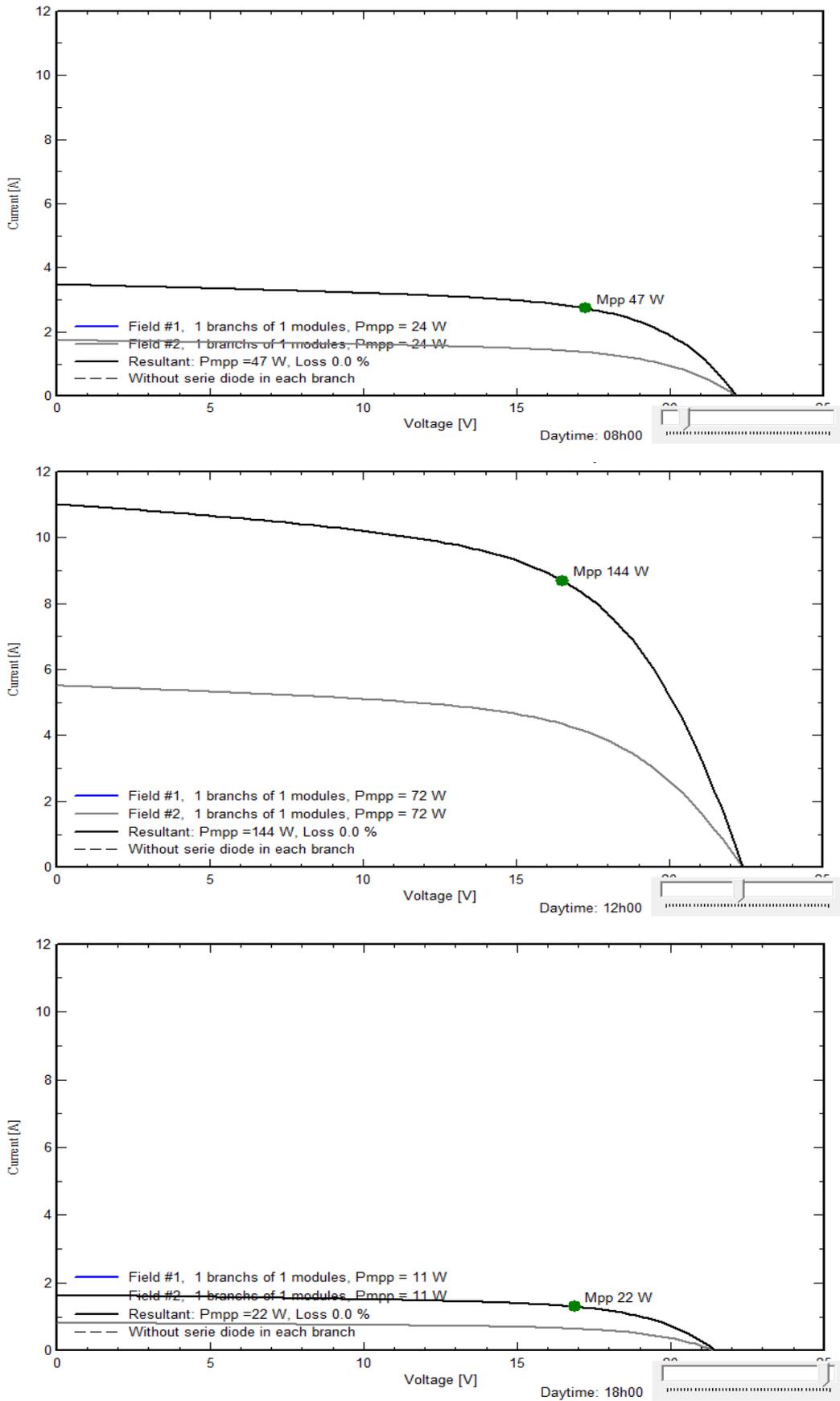


Figure III.5: Variation de la courbe I-V par rapport la valeur d'irradiation solaire à 8h00, à 12h00, et à 18h00 [PVsyst]

III.3.1.3 Détermination du Point de la Puissance Maximale (MPPT)

MPPT signifie " la Recherche du Point de Puissance Maximum". Le MMP d'un système photovoltaïque dépendant de deux paramètres électriques ; la courant et la tension qui produisent la puissance électrique maximale du module. Le niveau d'éclaircissement et la température de la cellule photovoltaïque ont une grande influence sur le point MMP, et alors le rendement de la cellule.

L'onduleur photovoltaïque dispose d'un système intégré de détection du point de puissance maximale du système photovoltaïque. Ce système est appelé MPPT (Maximum Power Point Tracking). Par conséquent, le MPPT force le générateur à fonctionner à son point de puissance maximale (MPP), ce qui entraîne une augmentation globale de l'efficacité du système PV.

Le point de puissance peut être exprimé par une formule mathématique, comme indiqué l'équation. (3.5). On Introduise un autre paramètre appelé facteur de remplissage pour mesurer la qualité fonctionnelle des cellules PV et utilise l'équation mathématique (3.6) pour l'exprimer [163].

$$P \text{ max} = I_{\text{mpp}} \times V_{\text{mpp}} \quad (3.5)$$

$$P \text{ max} = I_{\text{sc}} \times V_{\text{oc}} \times \text{facteurRem} \quad (3.6)$$

L'application de ces équations sur un modèle de simulation donne les courbes suivantes :

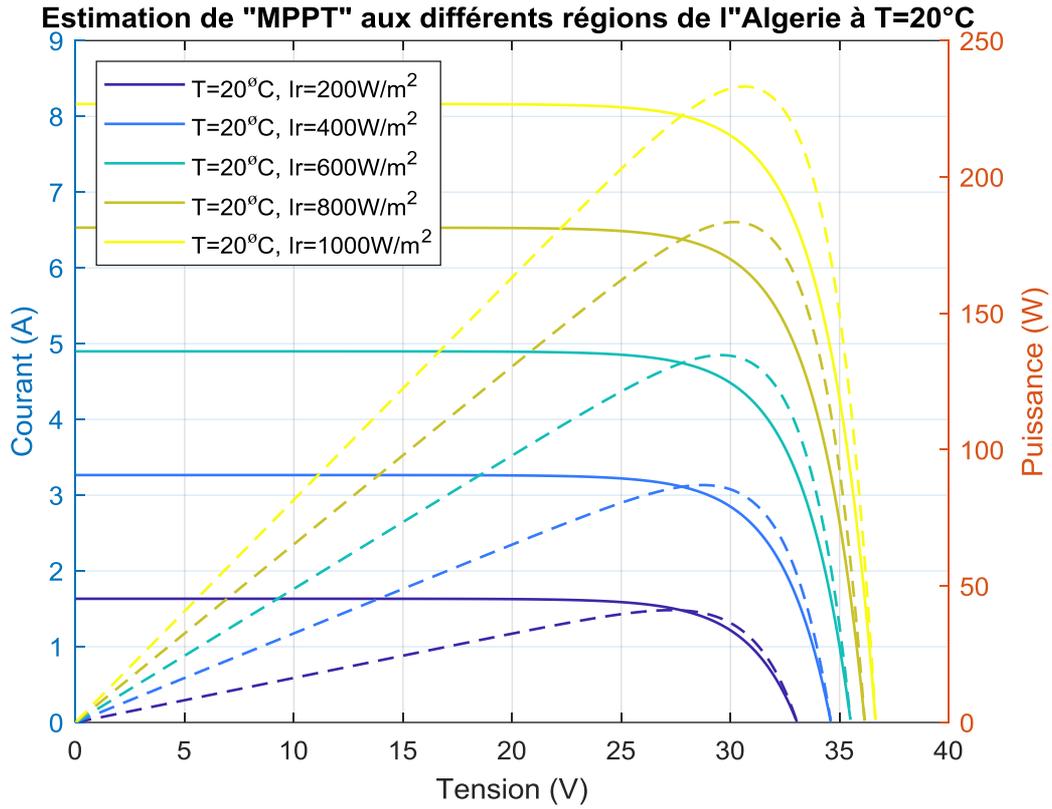


Figure III.6 : MPPT de différentes régions à température de 20°C .

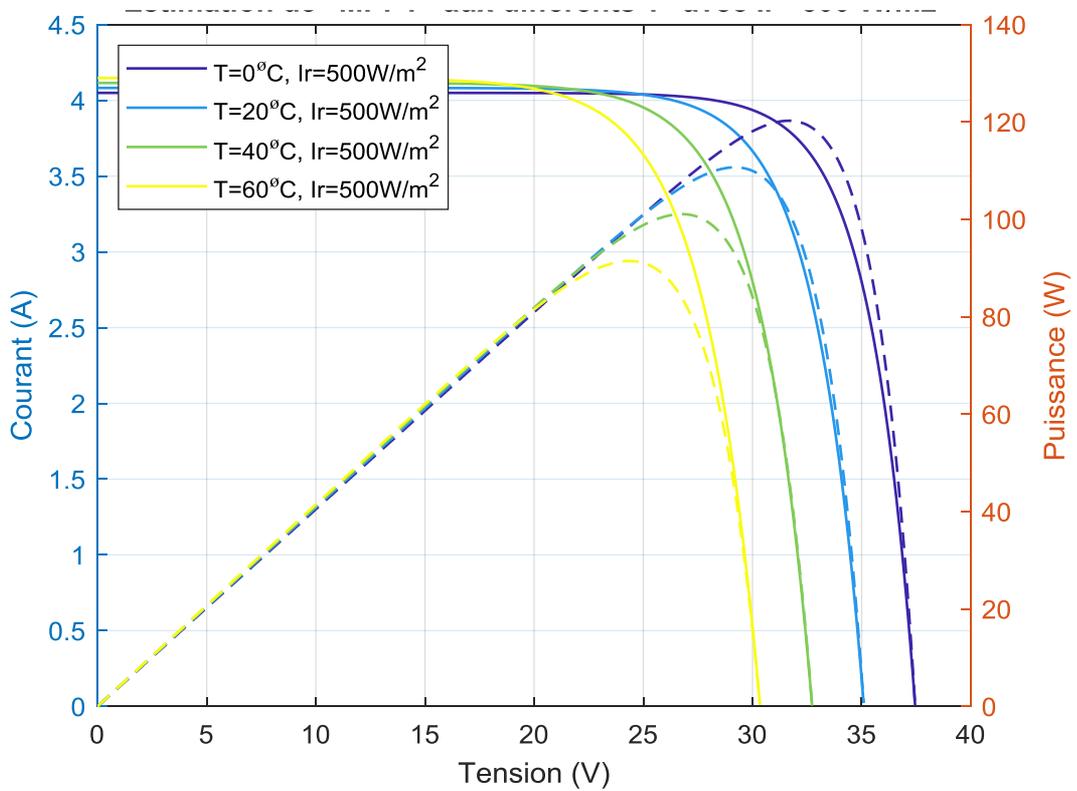


Figure III.7 : MPPT à $I_r= 500\text{W}/\text{m}^2$ pour différentes températures [Matlab]

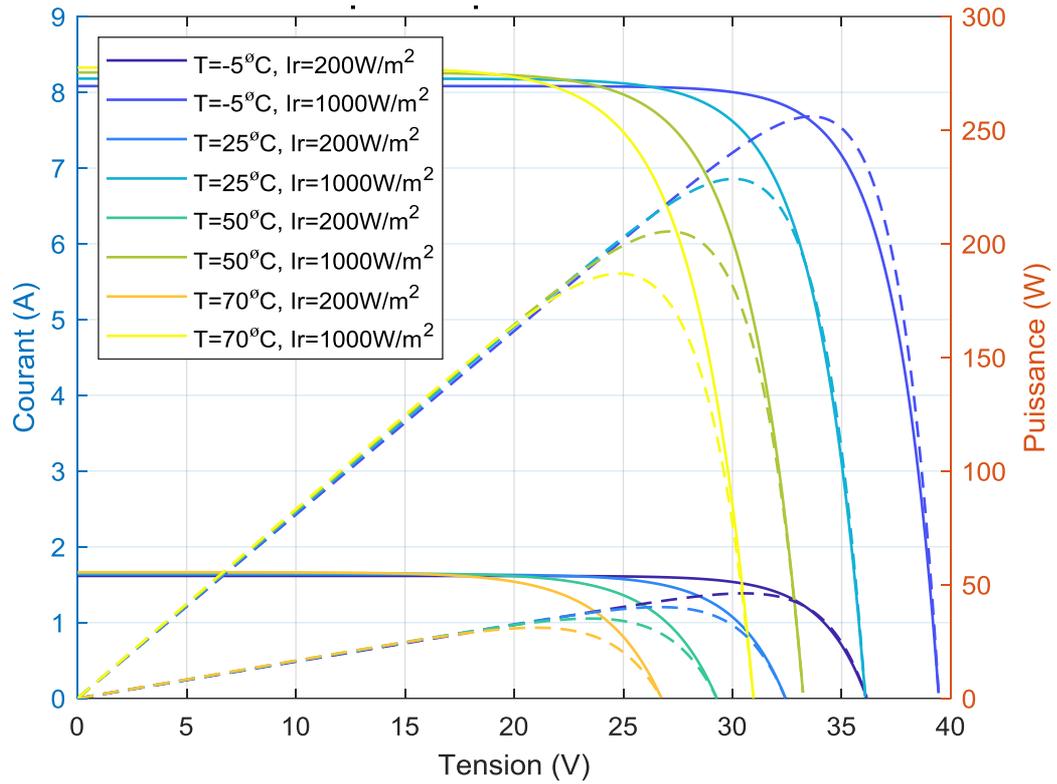


Figure III.8 : Impact de l'irradiation solaire et la température sur PMMT [Matlab]

On peut conclure que le rayonnement solaire a un grand effet sur la Pmax, et même la température de la cellule qui reste considérable.

Les figures ci-dessous donnent l'idée sur l'estimation d'énergie fournie par les modules photovoltaïques de la région de Constantine en hiver et en été.

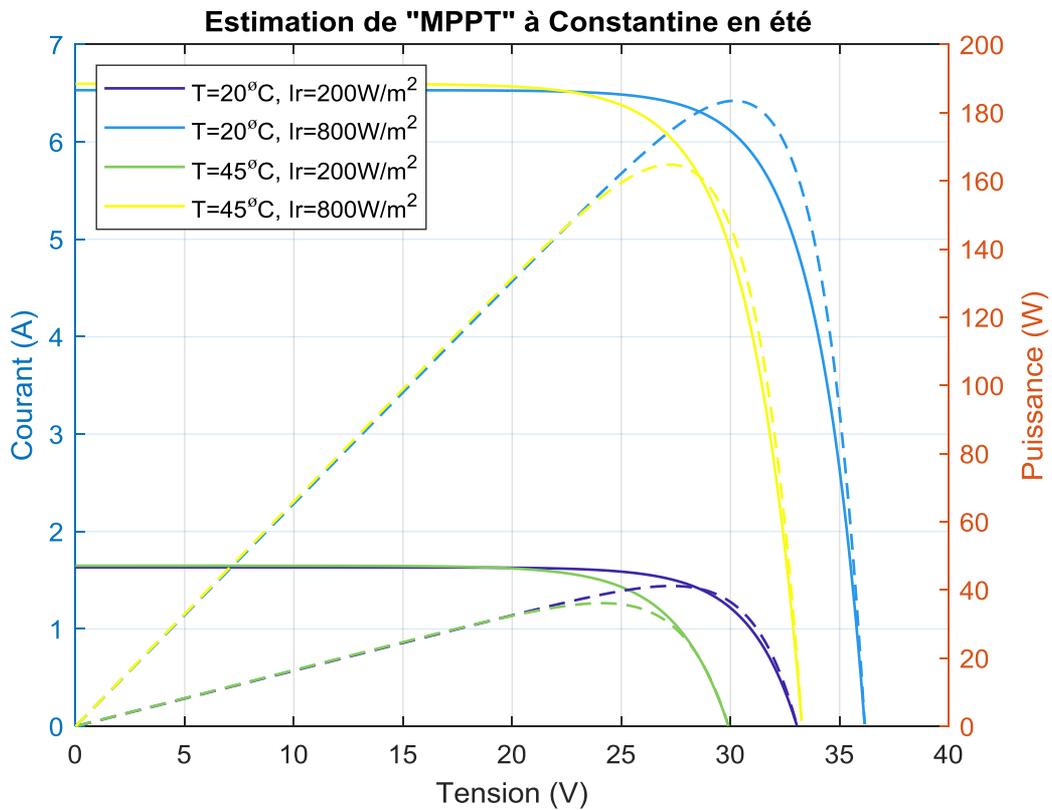
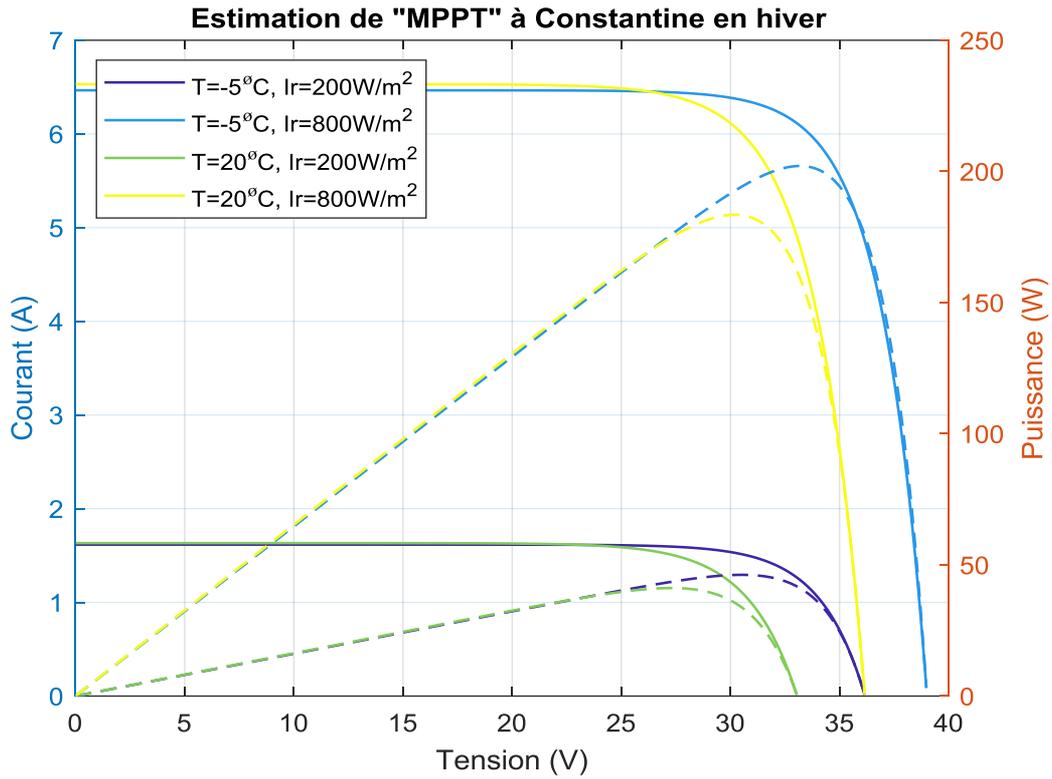


Figure III.9 : Estimation de MPPT à Constantine [Matlab]

La courbe suivante représente l'estimation de MPPT aux différentes régions pour une température qui varie de -5°C à 65°C

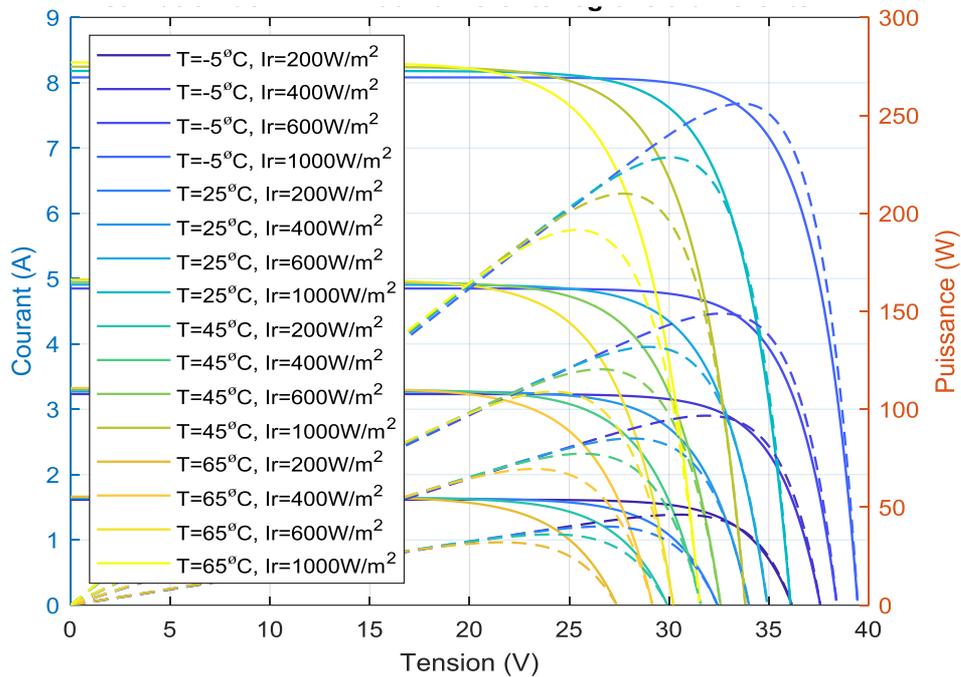


Figure III. 10 : Estimation de MPPT dans différentes régions à T° variable [Matlab]

III.3.1.4 Modèle simplifié de la source PV

Le modèle ci-dessous montre que la source DG qui se constitue d'une série de cellules photovoltaïques convertissent le rayonnement en énergie électrique. Un convertisseur DC-DC est installé pour réguler la puissance fournie par la chaîne PV. Le convertisseur DC / AC maintient la tension V_{DC} constante et le hacheur définit le rapport cyclique pour régler la tension V_{PV} à la puissance maximale (MPPT) [164].

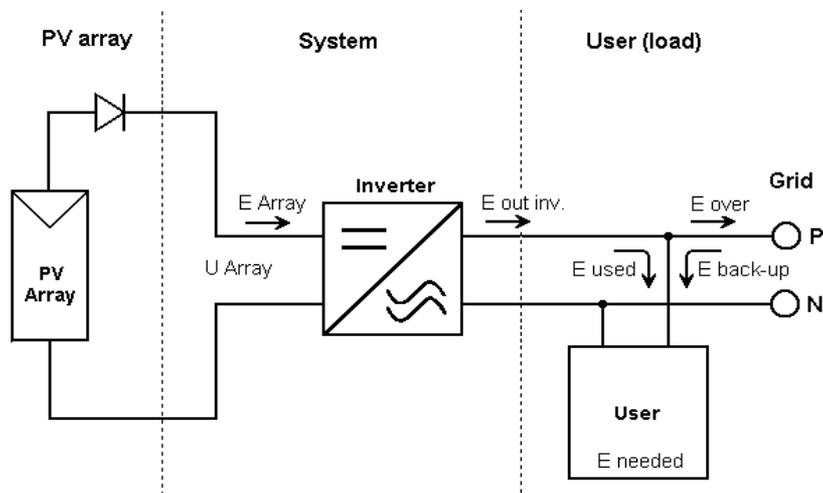


Figure III.11 : Modèle du système PV par PVsyst [47]

III.3.2 DG éolienne

Les systèmes de production distribuée (DG) tels que les systèmes éoliens sont des éléments essentiels des futurs réseaux intelligents. Plusieurs pays sont toujours dans la voie de développer et d'installer plus des unités de production décentralisée de type éolien. Cet intérêt est justifié par la disponibilité de la source (vent) partout dans le monde et la simplicité de convertir le vent en énergie électrique.

III.3.2.1 Conversion de l'énergie éolienne

La conversion aérodynamique consistant en une conversion d'énergie cinétique en énergie mécanique est la première étape la plus importante dans le mécanisme de l'énergie éolienne. Elle donne la puissance de flux d'air disponible dans la surface balayée par le rotor de l'éolienne [48].

$$P_{\text{flux d'air}} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.7)$$

Où ρ (environ 1.225 kg/m³) la densité de l'air, A (m²) la surface balayée par la turbine et v (m/s) est la vitesse du vent à la hauteur du moyeu.

On peut obtenir les différents cas de la puissance mécanique du système éolien relativement à la vitesse du vent v (P_{w0}) par l'équation. (3.8) [44] :

$$P_{w0}(v) = \begin{cases} 0 & 0 \leq v \leq v_{ci} \\ a_0 + a_1 v + a_2 v^2 + a_3 v^3 & v_{ci} \leq v \leq v_r \\ P_{rated} & v_r \leq v \leq v_{co} \\ 0 & v_{co} \leq v \end{cases} \quad (3.8)$$

Où : v_{ci} , v_r et v_{co} sont : vitesse d'activation, vitesse nominale et vitesse de coupure de l'éolienne respectivement ; P_{rated} est la puissance de sortie nominale d'éolienne ; a_0 , a_1 , a_2 et a_3 sont les coefficients calculés à l'aide de technique d'ajustement de la courbe standard.

On distingue trois vitesses de vent spécifiques au système éolien :

1. Vitesse du vent d'activation (critique) : Il s'agit du seuil de vitesse du vent auquel l'éolienne commence à fournir une puissance utile. En dessous de ce seuil, l'éolienne reste arrêtée ;
2. Vitesse nominale du vent : Il s'agit de toutes les vitesses comprises entre la vitesse du vent critique et la vitesse de coupure. À cette vitesse, le système fournit une puissance

mécanique nominale au générateur électrique, et la puissance mécanique extraite de la vitesse du vent reste constante pour réduire la charge mécanique sur la chaîne cinématique ;

3. Vitesse du vent de coupure : représente la vitesse maximale du vent qui permet à la turbine de fournir une puissance mécanique. Au-dessus de cette vitesse du vent, l'éolienne s'arrête pour des raisons de sécurité [46].

On a un exemple de Matlab simulant le fonctionnement d'un système éolien : la vitesse du vent d'activation est d'environ 2,5 m/s, la vitesse nominale du vent est de 9 m/s et la vitesse du vent de coupure est de 23 m/s. la simulation est faite durant presque une heure (voir figure III.12).

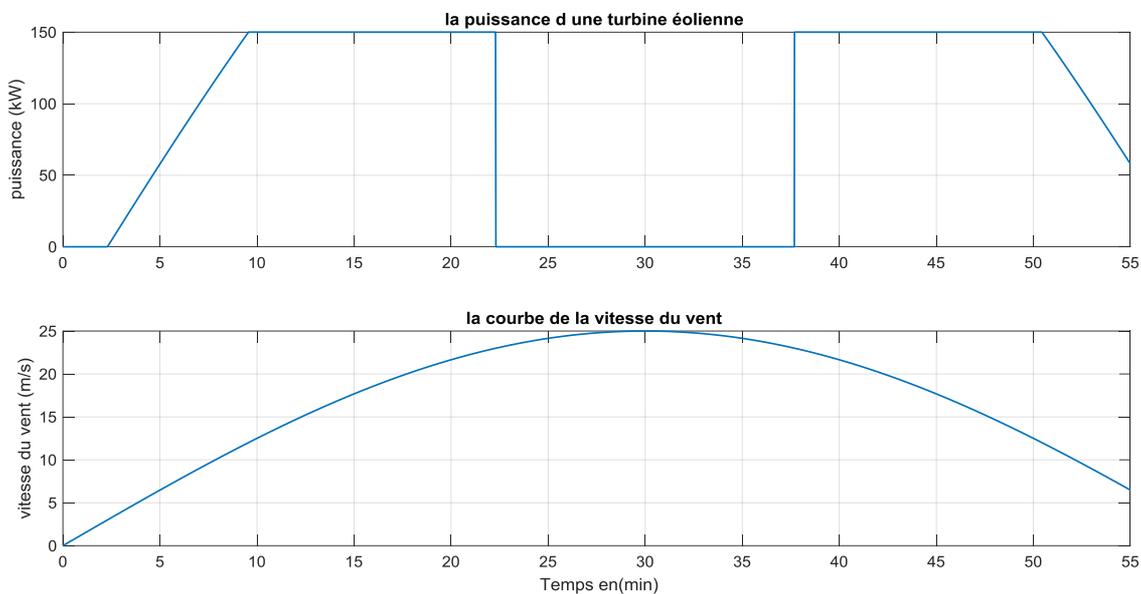


Figure III.12 : Puissance d'une DG éolienne relativement à la vitesse du vent [Matlab]

En fait, l'équation (3.9) éclaire la relation de la vitesse nominale du vent avec la puissance mécanique de la turbine.

$$P_{\text{flux d'air}} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (3.9)$$

Où C_p Coefficient de puissance de la turbine par rapport (λ vitesse spécifique de pôle, et β l'angle d'inclinaison de pôle). La figure III.13 illustre comment le facteur de puissance se change avec une vitesse spécifique, et cela est vrai pour plusieurs valeurs d'angle de d'inclinaison de pale [47].

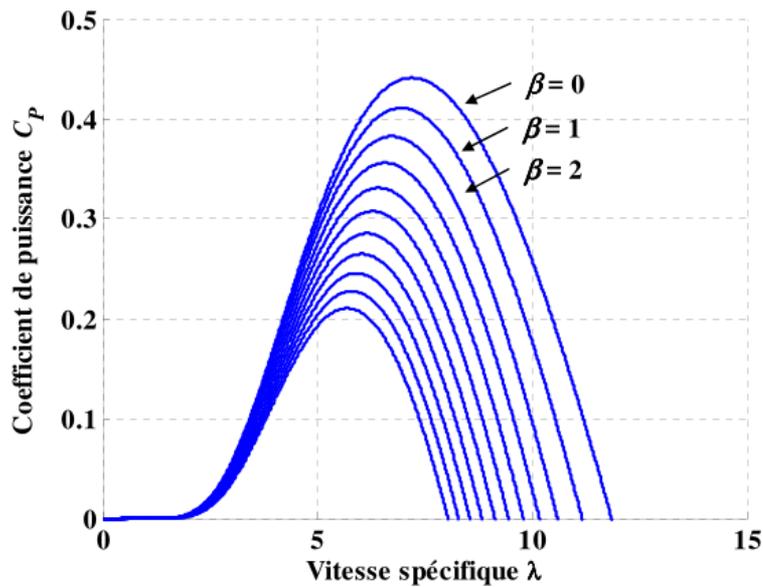


Figure III.13: Variation de C_p en fonction de λ et de β [49]

III.3.2.2. Modèle d'un générateur éolien

Il existe généralement deux types d'éoliennes actuellement connectées au réseau : les éoliennes à vitesse fixe composées de machines à cage asynchrones, et les éoliennes à vitesse variable de moteurs asynchrones à double alimentation (MADA) ou de moteurs synchrones à aimants permanents (MSAP) [49].

A. Éolienne à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe sont connectées au réseau via des machines à cage asynchrones (MAS). Le couplage entre l'éolienne et le générateur asynchrone à vitesse fixe se fait via un multiplicateur de vitesse. Par conséquent, un condensateur de correction du facteur de puissance est connecté à la borne pour compenser la puissance réactive consommée. Comme la vitesse de rotation est presque constante. La turbulence du vent n'est pas constante, cela entraînera une instabilité dans la puissance de sortie de l'éolienne à vitesse fixe, et donc une mauvaise qualité d'énergie. Ce qui limite le concept d'application de ce type qu'aux installations de moins de 1 MW [50].

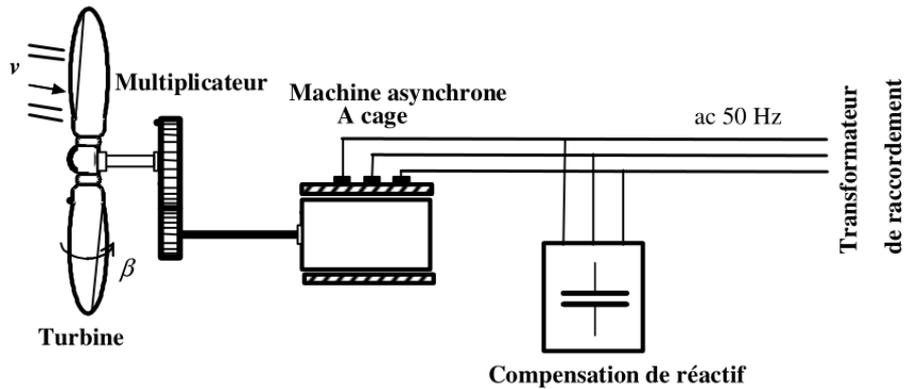


Figure III.14 : Eolienne à vitesse fixe [50]

B. Éolienne à vitesse variable

Dans les éoliennes à vitesse variable, le générateur est contrôlé par un convertisseur de puissance à fréquence variable (VFPC), avant d'être alimenté le réseau. Le VFPC est composé de deux convertisseurs de source de tension AC/DC (VSC) et connecté via un jeu de barres CC. Ce schéma permet aux parcs éoliens de se conformer aux exigences du réseau et de réduire les charges mécaniques. L'utilisation de convertisseurs statiques isole les changements de vitesse du générateur de toute variation de la fréquence du réseau. Contrairement aux éoliennes à vitesse fixe, en raison de la variabilité de la vitesse du rotor, les fluctuations de puissance causées par la turbulence sont plus ou moins absorbées par les éoliennes à vitesse variable.

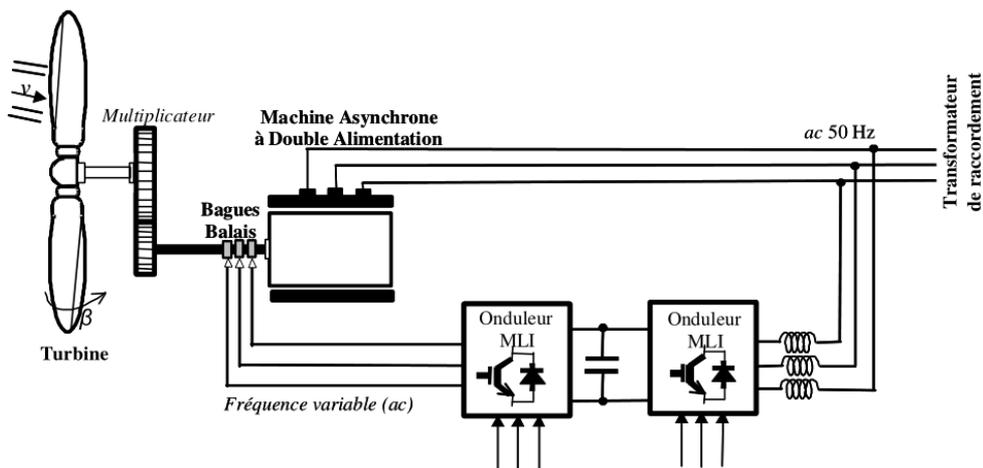


Figure III.15 : Eolienne de vitesse variable avec une machine asynchrone à double alimentation [50]

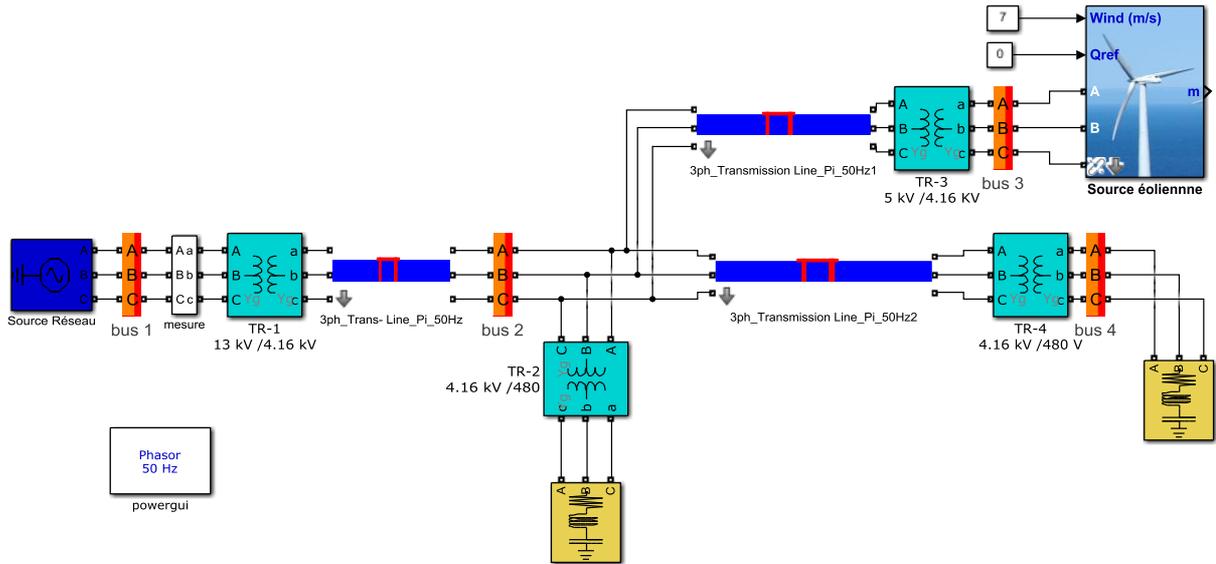


Figure III.16: Exemple de Simulation d'une source éolienne raccordée au réseau HTA
[Matlab]

III.4. Unités DGs dispatchables

III.4.1. Modélisation DG hydraulique

L'eau fournit un débit hydraulique q et reçoit en réponse la pression p appliquée par la turbine. Le produit de ces deux quantités est égal à la puissance hydraulique P_{hyd} . La figure III.18 montre la source mécanique du modèle. L'expression de la puissance hydraulique est :

$$P_{hyd} = pq \quad (3.9)$$

En fait, Il faut prendre soin de séparer la source et le générateur, car la source d'énergie est à la fois un récepteur d'énergie et un générateur.

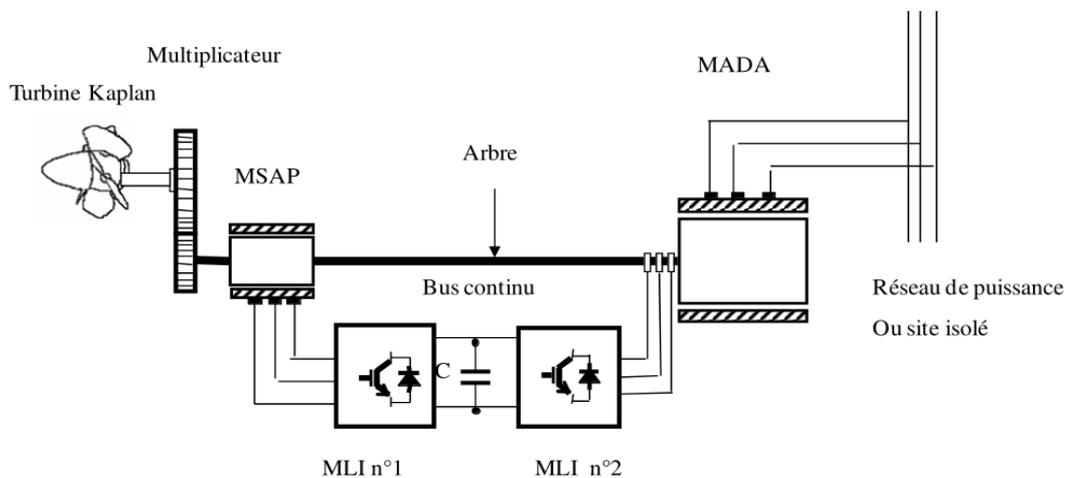


Figure III.17 : Structure d'une microcentrale hydro-électrique à vitesse variable [50]

III.4.2 DG Biomasse

Le biogaz produit par des matières premières issues de la biomasse ou de vapeur générée par la chaleur de la combustion de biomasse peut être utilisé pour faire fonctionner des turbines à vapeur ou à gaz connectées à des machines synchrones. Ces machines peuvent être expédiées selon la courbe de demande de charge. Mais La puissance réactive générée par les machines synchrones est toujours limitée par l'induit et le courant d'excitation. [44]

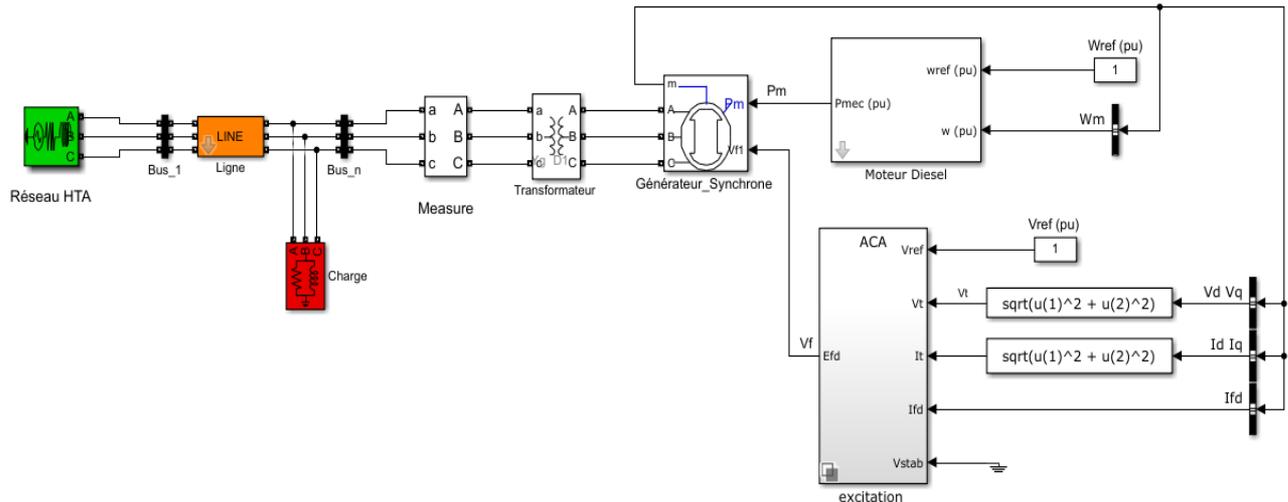


Figure III.18 : Simulation d'un générateur synchrone connecté au réseau HTA [Matlab]

III.5. Modélisation des systèmes de connexion au réseau

Comme nous l'avons vu au chapitre 2, les stations de la DG raccordées au réseau de distribution HTA sont de différents types. Ils sont connus pour leurs sources principales, telles que le diesel, le gaz naturel, l'hydrogène et d'autres combustibles fossiles traditionnels ou des sources d'énergie renouvelables (SER) telles que le vent, le soleil, etc. Mais pour leurs modes de connexion au réseau, il existe trois types de connexions principales : via des générateurs synchrones, asynchrones ou via des interfaces d'électronique de puissance.

III.5.1 Connexion directe au réseau via un générateur synchrone

Le générateur synchrone est connecté à l'arbre de sortie de la DG et la sortie du générateur synchrone est directement connectée au réseau HTA. Dans ce type de connexion, le générateur agit comme une source de tension, et lorsqu'un court-circuit se produit dans le réseau, toute la puissance générée sera transférée de la DG au réseau. Cela explique la nécessité de protéger le générateur contre les défauts de court-circuit [40].

En cas d'interruption du réseau, la DG peut fournir une partie de la puissance au réseau, ce qui peut être bénéfique ou désavantageux pour ce type de connexion. Un autre avantage est la possibilité de générer de la puissance réactive.

III.5.1.1 Modèle d'un générateur synchrone

Des modèles détaillés, des générateurs synchrones, sont généralement utilisés pour étudier le caractère dynamique et le régime de stabilité transitoire du réseau électrique.

Il contient des enroulements triphasés a, b, c et quatre enroulements de rotor sur le stator, y compris des enroulements d'excitation et des enroulements d'amortissement sur l'axe direct (d) et deux enroulements d'amortisseur sur l'axe quadratique (q), où il y a un couplage magnétique entre ces enroulements.

La figure III. 19 montre un schéma équivalent d'une machine construite selon la théorie classique de Park.

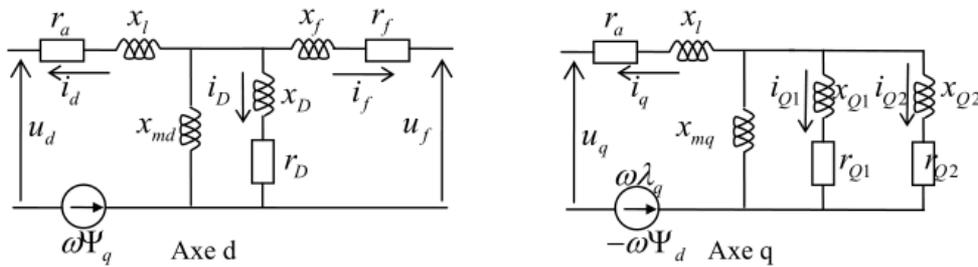


Figure III.19 : Schéma équivalent d'un générateur synchrone par le modèle de Park [47]

À partir du diagramme équivalent de la figure III.19 nous pouvons écrire les équations de tension classique modélisée par Park comme suit :

$$\begin{cases} u_d = -r_a i_d + \omega \Psi_q - \dot{\Psi}_d \\ u_q = -r_a i_q - \omega \Psi_d - \dot{\Psi}_q \\ u_f = r_f i_f + \dot{\Psi}_f \\ 0 = r_D i_D + \dot{\Psi}_D \\ 0 = r_{Q1} i_{Q1} + \dot{\Psi}_{Q1} \\ 0 = r_{Q2} i_{Q2} + \dot{\Psi}_{Q2} \end{cases} \quad (3.10)$$

ω est la vitesse du champ électrique de l'alternateur. Après quelques calculs et élimination, nous allons constater que l'équation finale du modèle de machine synchrone est :

L'équation de couple électrique est :

$$C_e = \Psi_q i_d - \Psi_d i_q \quad (3.11)$$

L'équation de masse tournante (mouvement du rotor de l'alternateur) est

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (C_m - C_e) - \frac{D}{2H} (\omega - \omega_{ref}) \quad (3.12)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = (\omega - \omega_{ref}) \omega_0 \quad (3.13)$$

III.5.2 Connexion directe au réseau via un générateur à induction

Avant les développements remarquables dans les technologies des énergies éoliennes, la connexion directe via un générateur à induction a été le choix le plus favorable durant plusieurs années. Ce type de connexion est très simple en contrôle car l'excitatrice, en générateur à induction, du champ tournant n'existe pas, ainsi que la facilité de sa connexion au réseau HTA. Ce qui représente donc les avantages de cette connexion en comparaison du générateur synchrone.

La connexion d'un générateur à induction aux réseaux HTA nécessite le respect de la condition de la supériorité de la vitesse du rotor à la vitesse de synchronisation, pour éviter le mode du moteur des vitesses inférieures à la vitesse de synchronisme. Un autre problème apparaît durant le régime transitoire (démarrage), où il y a une forte demande du courant, qui provoque souvent des perturbations au réseau local. Ces inconvénients envisagés pour ce type de connexion sont tous presque résolus par le développement des générateurs à induction en double excitation [51].

III.5.2.1 Modèle d'un générateur asynchrone à cage

Le modèle du générateur asynchrone inséré est généralement le modèle du moteur avec un rotor à double cage. Il comprend tous les avantages d'un moteur asynchrone avec rotor à cage, et avec couple de démarrage très élevé.

Les équations des générateurs par le modèle de Park sont écrites d'une façon équivalente au modèle d'un générateur synchrone présenté dans la section précédente.

$$\begin{cases} u_{1d} = -r_1 i_{1d} - \omega_{ref} \Psi_{1q} + \dot{\Psi}_{1d} \\ u_{1q} = -r_1 i_{1q} + \omega_{ref} \Psi_{1d} + \dot{\Psi}_{1q} \\ 0 = -r_2 i_{2d} + \dot{\Psi}_{2d} - s \omega_{ref} \Psi_{2q} \\ 0 = -r_2 i_{2q} + \dot{\Psi}_{2q} + s \omega_{ref} \Psi_{2d} \\ 0 = -r_3 i_{3d} + \dot{\Psi}_{3d} - s \omega_{ref} \Psi_{3q} \\ 0 = -r_3 i_{3q} + \dot{\Psi}_{3q} + s \omega_{ref} \Psi_{3d} \end{cases} \quad (3.14)$$

Où le glissement $s = \frac{\omega_{ref} - \omega_r}{\omega_{ref}}$, ω_{ref} est la vitesse synchronisme, ω_r est la vitesse du rotor

Après des transferts et des opérations de modélisation nous allons trouver que :

Le couple électrique est :

$$C_e = \Psi_{1d} i_{1q} - \Psi_{1q} i_{1d} \quad (3.15)$$

Et la masse tournante est :

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (C_m - C_e) \quad (3.16)$$

III.5.3 Connexion directe au réseau via générateur à induction en double excitation

Lorsqu'une tension est injectée dans le circuit d'alimentation d'un rotor par un moyen externe, la machine à induction peut donc fonctionner comme un générateur à vitesse variable. C'est une approche souvent utilisée dans les générateurs à double excitation, où on contrôle la vitesse de rotation par les convertisseurs d'alimentations du rotor [51].

III.5.3.1. Modèle d'un générateur asynchrone à double alimentation DFIG

Les équations désignant ce type de générateur sont les mêmes que le moteur asynchrone, avec un rotor à cage, sauf la présence d'un seul enroulement sur le rotor.

$$\begin{aligned} u_{1d} &= -r_1 i_{1d} - \omega_{ref} \Psi_{1q} + \dot{\Psi}_{1d} \\ u_{1q} &= -r_1 i_{1q} + \omega_{ref} \Psi_{1d} + \dot{\Psi}_{1q} \\ u_{2d} &= -r_2 i_{2d} + \dot{\Psi}_{2d} - s \omega_{ref} \Psi_{2q} \\ u_{2q} &= -r_2 i_{2q} + \dot{\Psi}_{2q} + s \omega_{ref} \Psi_{2d} \end{aligned} \quad (3.17)$$

En ignorant les régimes transitoires du stator, et nous avons les équations :

L'équation du couple électrique est :

$$C_e = L_m(I_{1q}I_{2d} - I_{1d}I_{2q}) \quad (3.18)$$

Et l'équation de la masse tournante

$$\frac{d\omega_R}{dt} = -\frac{C_m}{2H} - \frac{L_m}{2H.L_2}(\Psi_{2I}l_{1R} - \Psi_{2R}l_{1I}) \quad (3.19)$$

III.5.4 Connexion indirecte au réseau via des convertisseurs statiques

La connexion par ce mode est différente des deux formes précédentes, elle est toujours assurée par des convertisseurs statiques. Ce type de connexion est utilisé surtout pour les systèmes photovoltaïques, et les piles à combustible, car elles sont des sources non autorisées à connecter directement aux réseaux. Ces sources sont caractérisées par leurs faibles tensions, et qui prennent la forme d'une source de courant continu.

Donc les convertisseurs garantissent deux propriétés, la première est d'élever le niveau de la tension par un convertisseur DC/DC, et une deuxième par la conversion du courant continu en alternatif. DC/AC [40].

III.5.4.1 Modèle d'une interface de connexion d'électronique de puissance

Modèle de système d'interface électronique de puissance. Il existe certains types de produits décentralisés qui utilisent des interfaces électroniques de puissance pour se connecter au réseau. La plupart d'entre elles proviennent de nouvelles technologies, telles que les systèmes photovoltaïques, les piles à combustible et certains types d'énergie éolienne. Le schéma suivant illustre ce type de couplage (figure III.20).

La source principale connectée peut être continue ou alternative, et dans les deux cas l'alimentation doit être équipée d'un redresseur ou d'un hacheur pour la convertir en source de courant ou de tension continue.

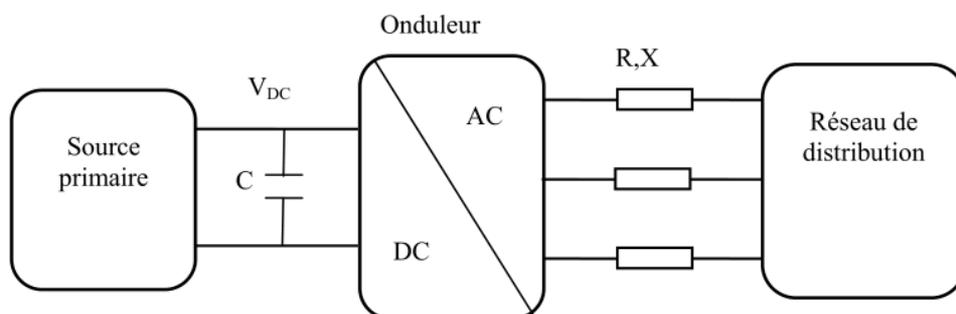


Figure III.20 : Modélisation d'une interface convertisseur DC/AC réseau de distribution [47]

La modélisation des interfaces de conversion, et de connexion au réseau électrique, est faite par la transformation du système triphasé en deux composantes direct et quadratique par le modèle de Park.

Enfin, les valeurs de puissance active et réactive du système sont déterminées par la composante directe selon l'axe (d), et la composante en quadrature (transversale) selon l'axe (q), et utilisées pour la tension et le courant I_d , I_q , V_d , V_q [47] :

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(V_d * I_d + V_q * I_q) \\ Q = \frac{3}{2}(V_q * I_d + V_d * I_q) \end{cases} \quad (3.20)$$

III.6 Conclusion

La modélisation de la production décentralisée peut être divisée en deux catégories : les productions décentralisées dispatchables, qu'on peut contrôler leur puissance de sortie, comme la biomasse ; et les productions décentralisées non dispatchables, dont la puissance de sortie n'est pas contrôlable, telles que les éoliennes.

Quelle que soit la nature de la production décentralisée, il est nécessaire d'installer une interface de connexion avec le réseau électrique, qu'il s'agisse soit d'une machine synchrone, d'une machine asynchrone à cage et en double excitation, ou d'un convertisseur d'électronique de puissance.

Chapitre 4

Traitement des impacts lors du couplage d'une production décentralisée avec un réseau HTA.

Chapitre IV : TRAITEMENT DES IMPACTS LORS DU COUPLAGE D'UNE PRODUCTION DECENTRALISEE AVEC UN RESEAU HTA

IV.1 Introduction

Durant les dernières années, on voit un grand focus sur l'utilisation des énergies durables, comme source d'énergie, en raison de l'influence des changements climatiques et de l'augmentation du prix des sources fossiles. Cet intérêt apparaît dans plus de 180 pays [52]. Les productions décentralisées sont toujours insérées dans les réseaux HTA et BT, Ces intégrations dans les réseaux de distribution génèrent divers impacts à plusieurs niveaux, technique, économique, et environnemental. On peut considérer ces effets comme les nouvelles contraintes sur les futurs réseaux de distribution électrique.

Plusieurs études ont été menées sur ce sujet, mais de points de vue différents, mentionnons par exemple la référence [53] qui cherche le lien entre la consommation et la production de la puissance active et réactive d'une part et les variations de la tension d'un autre part, en se basant sur la technique de regroupement (clustering Technic) et l'analyse de Monte Carlo. D'autres études [54] concentrent sur les caractéristiques de la stabilité de la tension, dans le système d'énergie pour un taux d'insertion des DGs atteint jusqu'à 50% où l'influence de l'énergie réactive est importante.

Par conséquent, la référence [55] implique l'emplacement d'une compensation de puissance réactive pour augmenter la tension, notamment pour la DG éolienne.

Dans les solutions proposées, on trouve la création d'un système DG hybride, dont l'un a le caractère renouvelable de compensation du générateur [56], ce type peut apporter une certaine stabilité au système de distribution d'énergie. Mais cette stabilité diminuera avec le système électrique de distribution, en augmentant le taux d'insertion de la DG.

En fait, la taille, le nombre et l'emplacement des DGs ont un impact positif et négatif important sur les pertes de puissance [57]. Ce résultat est montré par l'étude d'un réseau d'alimentation de 13 jeux de barres, avec différentes DGs insérées, à Plusieurs emplacements, à différents niveaux, et différents types [58].

Ces pertes sont, en fait, les principales raisons de la chute de tension au niveau de l'utilisateur final (HTA / BTA). Dans ce travail, une enquête doit être menée pour comprendre

les différents impacts techniques et économiques de l'introduction de la production décentralisée, notamment la décentralisation de la production d'énergie renouvelable, sur l'ensemble de notre système électrique, et enfin une analyse détaillée, centrée sur la chute de tension et l'Indice de stabilité de la tension, ainsi que l'effet des conditions climatiques sur ces installations.

IV.2 Accouplement de la DG dans les réseaux de distribution

Le premier réseau électrique a été construit à partir de petits générateurs isolés pouvant fournir des charges à proximité. Ensuite, il a évolué vers un équipement de production d'électricité centralisé à grande échelle, interconnecté au niveau du transport avec des stations en extrémités par des lignes de transport à longue distance, ces réseaux transportent l'énergie électrique de centrales aux clients du côté de la distribution [58].

En fait, on prouve que cette topologie de réseau est stricte, efficace et fiable en termes d'alimentation. Cependant, l'introduction de nouvelles sources de production d'énergie décentralisées nécessite certaines modifications du réseau conventionnel pour le rendre plus flexible et adaptable aux nouvelles technologies.

Le futur réseau électrique, également appelé réseau intelligent, comme le montre la figure IV.1, comprend le stockage d'énergie, les production décentralisées (DG), le centre de contrôle de de communication, et les bases de données pour la gestion du réseau.

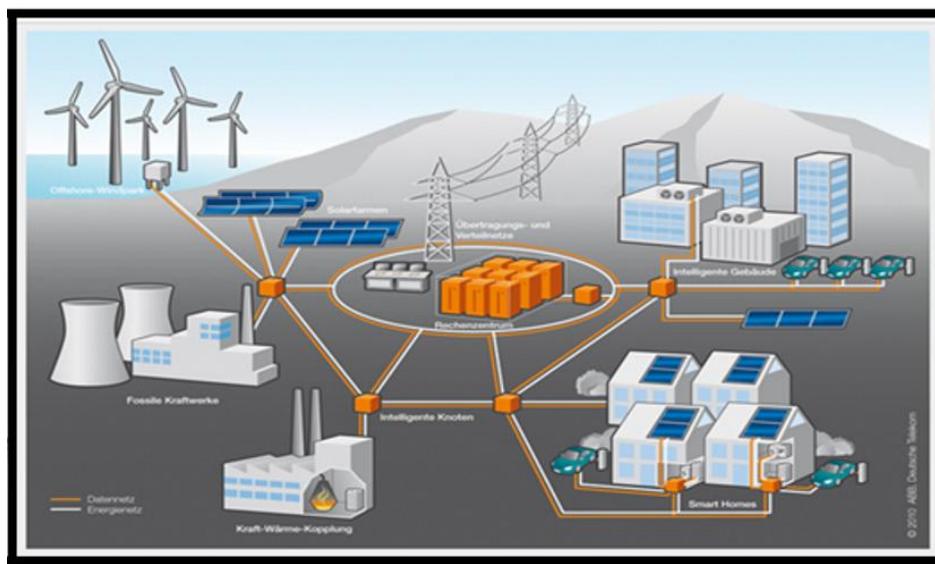


Figure IV.1: Topologie du futur réseau électrique [59]

Les prochaines années, les changements dans les lois et les politiques énergétiques, les progrès technologiques et l'effet indésirable des activités humaines sur l'environnement vont conduire à une énorme augmentation de la demande de la DG [58].

La DG est la production d'énergie électrique à partir de sources d'énergie réparties sur le réseau de distribution. La définition ci-dessus ne limite pas la DG aux énergies renouvelables, Il comprend également de petites ressources de production installées en côté utilisateur de l'installation. Ainsi que la production à partir de grands sites industriels situés à proximité de certaines charges. Les deux sources d'énergie renouvelable à la croissance la plus rapide sont l'énergie éolienne et solaire. Le fort soutien du secteur public (tarifs d'achat, crédits, taxes, certificats d'énergies renouvelables) a rendu cette croissance possible.

Avec l'avancement de la technologie, la disponibilité et la fiabilité des ressources qui sont également améliorées, le coût total des systèmes de production d'énergie éolienne et solaire a énormément diminué. L'intégration des énergies renouvelables est motivée par plusieurs avantages importants, par exemple l'accès à une partie de l'énergie disponible gratuitement comme l'énergie éolienne et solaire, améliorer l'efficacité technique et réduire les coûts énergétiques, les incitations économiques axées sur les politiques, améliorent la fiabilité et la résilience du réseau et se conforment aux objectifs de durabilité et d'environnement [58]. Cependant, la variabilité et la nature non distribuable de l'énergie solaire et éolienne peuvent entraîner des défis et des impacts potentiels sur le réseau, qui doivent bien compris et atténués dans les sections suivantes.

IV.3 Contraintes de passage au futur réseau électrique

La conception du réseau de distribution traditionnel est simple : il reçoit d'électricité du réseau de transport via le point d'alimentation du réseau, et distribue efficacement l'énergie électrique aux utilisateurs connectés, à la demande, dans le réseau de distribution. On s'attend que l'énergie circule dans une seule direction. De nos jours, l'infrastructure vieillissante et les mesures de contrôle doivent permettre à la DG de se connecter, et d'autoriser la sortie d'électricité vers le réseau de distribution, et ensuite vers le réseau de transport, générant ainsi un flux d'énergie bidirectionnel. Par conséquent, la conversion du réseau passif en un réseau plus actif entraînera certaines contraintes techniques indésirables, telles que [59], [60] :

- ❖ Le dépassement des valeurs thermiques ;

- ❖ L'augmentation de la tension du fonctionnement du système ;
- ❖ L'inversement du flux de puissance ;
- ❖ La contribution dans le niveau de défaut.

IV.3.1 Le dépassement des valeurs thermiques

Les conducteurs transportant des grandes quantités du courant sont chauffés par leur résistance. Tôt ou tard, ils atteignent la température du genou et la résistance à la traction du conducteur diminue [60]. Sur une période prolongée, l'augmentation du courant endommagera le conducteur. L'ajout de DG au réseau de distribution peut augmenter le débit, et le faire dépasser les limites de sécurité, un renforcement pour pouvoir gérer une production supplémentaire. Afin de déterminer si un conducteur peut supporter la DG, une analyse du flux de puissance doit être appliquée pour chaque réseau de distribution, afin de déterminer si le circuit peut gérer le transfert de chaleur.

IV.3.2 Augmentation de la tension du système

Les changements de tension, en particulier près du point de connexion, constituent une autre contrainte importante de la connexion de DG, sur les opérateurs du réseau. La tension doit être maintenue à $\pm 7\%$ de la tension nominale, la connexion de la DG au réseau de distribution HTA affecte le flux de puissance et la courbe de tension. Pour que la DG produise de la puissance, le générateur doit fonctionner à une tension plus élevée que la sous-station principale [61].

IV.3.3 Flux de puissance inverse

L'ajout de la DG au réseau de distribution signifie que la direction du flux d'énergie changera en fonction du bilan de puissance (la différence entre la production et la demande) [35]. La connexion d'un grand nombre de DG modifie la configuration du système, et les injections d'énergie locale non utilisée doit être transmise au réseau de transport. En plus, des fonctions systèmes, des améliorations sont nécessaires pour accueillir des puissances des DGs supplémentaires.

IV.3.4 Contribution au niveau de défaut

Une seule petite unité de DG ne générera pas un niveau élevé du courant de défaut. Cependant, la somme de plusieurs petites ou grandes unités peut changer le niveau de défaut de protection coordonnée. La contribution du défaut dépend du courant maximum, et de la durée de limiteur du courant [62].

IV.4 Les défis de l'insertions des DGs dans les réseaux HTA

Malgré les énormes avantages de la connexion de DG au réseau de distribution, les défis proviennent encore d'aspects commerciaux, réglementaires et surtout techniques. En d'autres termes, les DGs dépendent des caractéristiques de chaque installation et du système électrique local [63].

Défi commercial : les grandes unités de DG peuvent généralement être dispatchées et communiquer avec les opérateurs du système, tout comme les installations de production centrales d'électricité. Cependant, les entreprises de services publics ou les opérateurs de système ne surveillent ni ne contrôlent généralement le fonctionnement des petits appareils de DG. Étant donné que ces unités représentent un énorme défi pour l'exploitation du réseau, les services publics et les planificateurs des systèmes doivent être prudents et prendre les mesures possibles au moment où ils sont connectés au réseau [63].

Défi réglementaire : En absence des politiques et mesures réglementaires claires liées à la gestion des DGs, il sera difficile pour ce type de production de prospérer. La raison en partie historique est liée à la connexion de la DG, où le réseau de distribution opérationnel sous-développé. Afin de promouvoir les changements nécessaires, il est clairement nécessaire de formuler et d'articuler des politiques appropriées pour soutenir l'intégration de la DG dans le réseau de distribution [64]-[66].

Défi technique : l'introduction de la DG peut avoir un effet significatif sur l'efficacité et la fiabilité du réseau de distribution connecté. En fait, si certaines normes minimales de contrôle, d'installation et de placement ne sont pas respectées, l'insertion de la DG peut affecter les manœuvres du système électrique. Donc, lors de la connexion d'une DG à un système de distribution électrique, de nombreux problèmes techniques doivent être pris en compte, tels que :

✓ Stabilité ;

- ✓ Qualité de l'énergie (comme les harmoniques) ;
- ✓ Augmentation de la tension en régime permanent ;
- ✓ Protection ;
- ✓ Perte.

À l'exception des pertes, tous les autres problèmes techniques peuvent être classés comme des problèmes de fiabilité du système.

IV.5 Impacts de la DG sur le réseau de distribution

Lorsque le taux de pénétration de DG est faible, l'insertion de DG n'est généralement pas prise en compte, car leur influence peut être absorbée par l'architecture de réseau conventionnelle. Cependant, le risque augmente rapidement à mesure que la capacité de la DG s'améliore. L'emplacement de la DG de type renouvelable est généralement réparti dans une zone géographique plus large selon la disponibilité des ressources naturelles, et la connexion au réseau est généralement établie au niveau de distribution le plus courant de ces ressources. Ceci est incompatible avec le concept de gestion des réseaux électriques conventionnels, car les plus grandes capacités de production renouvelable sont mises en ligne dans des parties du réseau qui ne contenaient auparavant que des charges.

Les principaux problèmes souvent soulignés sont les suivants : flux d'énergie inversé, niveaux de défaut accrus, changements de tension, harmoniques, qualité de l'alimentation et stabilité du système [67].

Ces problèmes peuvent classifier en trois catégories essentielles, qui sont ; technique, économique, et environnementale.

IV.5.1 Impacts techniques de l'intégration de la DG

Plusieurs impacts sont observés, lors de l'insertion de la DG, dans le réseau du système électrique HTA (moyenne tension). En règle générale, ces influences comprennent : l'impact sur le contrôle de tension, sur les pertes, sur les harmoniques, sur la chute de tension, sur le niveau de court-circuit et l'impact sur le système de protection. Dans les sections suivantes, nous détaillerons ces impacts sur le réseau HTA.

Les réseaux conventionnels sont des réseaux à sens unique, et leur installation a pour but de faire circuler l'énergie dans un seul sens (producteur-transporteur-consommateur). Si on considère la situation de la figure (IV.2), tout est normal dans les conditions suivantes : $P_{DG} < P_2$. Dans le cas où la puissance consommée par la charge 2 est inférieure à la puissance produite par la DG $P_2 < P_{DG}$, on observera un flux latéral de puissance de section BC, mais en sens inverse. Certaines modifications doivent être apportées pour l'assurance du fonctionnement normal des équipements de mesure et de protection, qui est généralement unidirectionnel par l'équipement bidirectionnel [68].

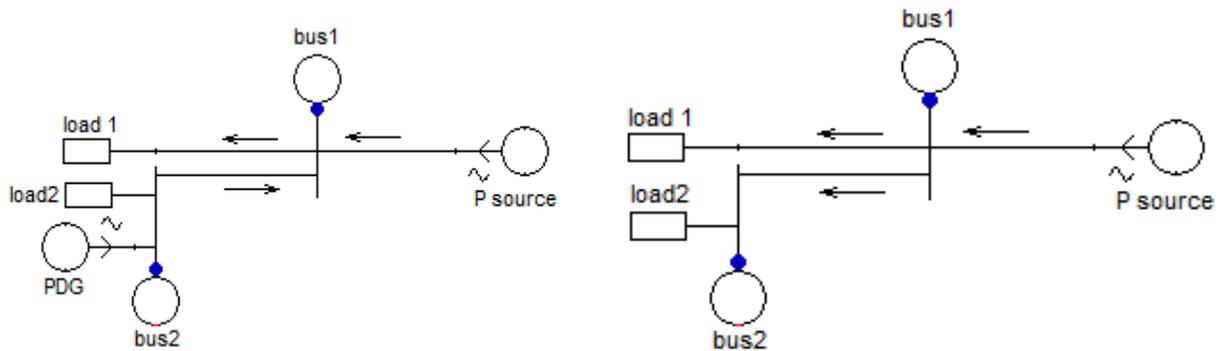


Figure IV.2: Exemple de réseau simple avec DG

IV.5.2 Impact sur la stabilité

La stabilité d'un réseau fait référence à sa capacité, il maintient la synchronisation après avoir été soumis à des interférences externes [63]. Chaque fois qu'une quantité considérable d'interférences se produit dans le système électrique, c'est ce qu'on l'appelle l'état d'interférence, qui décompose de régime transitoire et dynamique. L'insertion d'une DG dans le réseau de distribution peut provoquer des oscillations de puissance pour la DG synchrone. Ces oscillations doivent être contrôlées pour éviter de perdre la stabilité du système énergétique [30].

L'analyse de stabilité peut être grossièrement classée en stabilité à l'état d'équilibre ou stabilité transitoire. En régime permanent la stabilité est la réponse du générateur à des perturbations faibles ou lentes (telles que des changements progressifs de la charge et de la production d'électricité), tandis que la stabilité transitoire implique des perturbations plus importantes ou plus graves (telles que des perturbations provoquées par les pannes du système, coupure de courant ou changement soudain de charge). Les domaines qui doivent

être considérés sont : la stabilité transitoire à court terme (stabilité de la première oscillation), la stabilité dynamique à long terme et l'effondrement de la tension [63]. Cette section traite les effets de la stabilité transitoire.

Dans des conditions transitoires, causées par des changements de charge ou une reconfiguration du réseau, la capacité de la DG connectée au réseau dépend de la topologie du réseau, de la nature de la perturbation, et des caractéristiques de la DG. Les travaux de Boemer et al. [68] indiquent que l'influence de la DG sur la stabilité transitoire du réseau possède des effets à la fois positifs et négatifs. Du côté positif, ils ont remarqué que la forte pénétration de la DG peut réduire la charge totale des grands générateurs conventionnels (GC) et des lignes de transmission, parce que l'énergie produite est répartie sur une zone géographique plus large et plus rapprochée. En conséquence, lors de toute perturbation du réseau, le déséquilibre entre le GC et la charge sera réduit, ce qui entraînera des oscillations du rotor plus petites.

De plus, comme les DGs ont généralement des puissances nominales inférieures à celles du GC, leur déclenchement individuel a moins d'impact sur le réseau. D'autre part, ils ont souligné que les DGs sont des machines plus petites avec moins d'inertie, leur stabilité intrinsèque est plus faible et leur réponse aux changements est beaucoup plus rapide que les grandes machines traditionnelles. Ils ont observé que le réseau à haute pénétration de DG présente des oscillations de fréquence plus élevées après une perturbation, et a un temps de stabilisation plus long. Ils ont également averti que de plus en plus la DG remplaçant les GC devront réévaluer les méthodes actuelles de modélisation de réseau pour faire face à l'impact possible de ces changements [67], et la meilleure solution est d'installer des limiteurs de courant [30].

IV.5.3 Impact sur la régulation de la tension

L'effet d'augmentation de la tension est un facteur clé, limitant la capacité supplémentaire de la DG, qui peut être connectée au réseau de distribution. Ce sujet a récemment attiré l'attention des chercheurs technologiques et de nombreux travaux. La régulation de tension est soumise aux normes de développement de l'énergie électrique, par exemple ANSI C84.13 (American National Standard for Power System and Equipment Rated Voltage).

La norme exige que pour chaque tension nominale du système, deux plages de tension de service et de tension de fonctionnement soient respectées, appelées respectivement plage A et plage B. La plage « A » représente moins ou plus de 5% de la valeur nominale. Ceci est nécessaire pour les réseaux de distribution qui fonctionnent dans des conditions normales.

La plage de tension « B » est comprise entre 6% et 13% de la valeur nominale. La plage B comprend les tensions supérieures et inférieures aux limites de la plage A. Ces tensions doivent être le résultat de la conception et des conditions de fonctionnement réelles de l'alimentation électrique, du système d'utilisateur, ou les deux [69]. Bien que ces conditions fassent partie du fonctionnement réel, leur fréquence et leur durée très courte doivent être limitées. Les tensions dépassant ces limites peuvent endommager le système, et l'équipement de l'utilisateur, provoquer un dysfonctionnement de l'équipement de protection et entraîner des pertes excessives [70]-[72].

Par exemple, lorsqu'il n'y a pas de demande pour le système, une augmentation de tension est envisagée parce que toutes les productions sont réexportées vers la sous-station principale. Après avoir connecté la DG, la tension monte à 112% de la valeur nominale. Cela indique que l'augmentation de la tension, pendant la période de demande nulle / demande minimale, limite la quantité de production d'énergie qui peut être connectée.

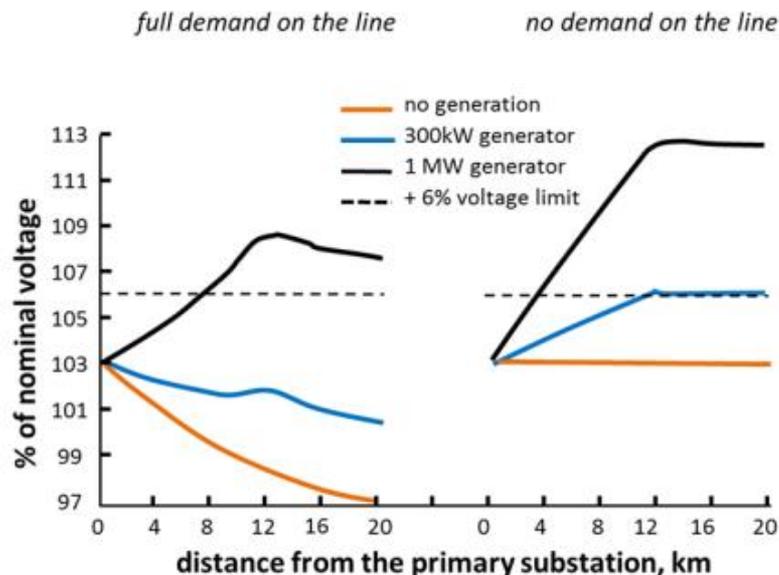


Figure IV.3: Effet de la connexion d'une unité DG sur le profil de tension 11kV le long d'une ligne aérienne.[63]

Le point de départ est à 20 kilomètres du poste principale et comprend 16 mm² des conducteurs en cuivre. Il y a des charges triphasées de 100 kW et 20 kVAR sur les 4 km le long de la ligne. La distance entre l'unité de la DG, et la source d'alimentation principale est de 12 km.

IV.5.4 Impact sur la qualité de l'énergie

En général, la qualité de l'énergie couvre tous les écarts, par rapport la tension et les courants idéaux [73]. Le problème de qualité de l'énergie causé par la connexion de DG est jugé comme l'un des principaux axes de recherche [74]. La DG peut affecter la qualité de l'alimentation de plusieurs manières, y compris les chutes, les creux de tension et les harmoniques [73],[75]. Cela peut avoir des impacts locaux importants, et même sur l'ensemble du réseau. La DG connectée au réseau par des onduleurs électroniques (par exemple, des panneaux solaires photovoltaïques et quelques types d'éoliennes) est largement considéré comme une source de déformation d'onde du courant et de la tension.

En fonction de la situation, DG peut réduire ou améliorer la qualité de l'énergie reçue par d'autres utilisateurs du réseau de distribution. Un exemple défavorable est qu'une seule grande DG (comme une éolienne) sur un faible réseau qui peut causer les problèmes de qualité de l'énergie, en particulier lors du démarrage et de l'arrêt [63]. On peut distinguer deux paramètres de base de la qualité de l'énergie, qui sont la qualité de service, c-à-d la continuité, et la forme d'onde du courant et de la tension.

IV.5.4.1 Qualité de service (continuité)

Ceci est limité les dommages liés à la sécurité du réseau de distribution, qui peuvent être causés par l'insertion d'une DG à partir d'une source renouvelable lorsqu'un incident se produit. Dans ce cas, les gestionnaires réseau ont besoin de limiter le taux d'intégration des productions d'électricité décentralisés pour assurer la continuité du service [76].

IV.5.4.2 Impact sur les harmoniques

Plusieurs types de DG existants, qui génèrent de l'énergie sous forme du courant continu, nécessitent des convertisseurs statiques et le transfère sous forme du courant alternatif. Ces convertisseurs sont l'origine de la plupart des harmoniques du réseau de distribution. Ces harmoniques ont des effets néfastes, comme le vieillissement rapide des équipements. Les normes internationales exigent certains seuils d'harmoniques, qui ne

doivent pas dépasser [77],[78]. L'utilisation des onduleurs pour connecter la technologie de production d'énergie renouvelable au réseau générera des courants harmoniques, augmentant ainsi la distorsion totale de la forme d'onde du courant et de la tension au point de couplage commun [79].

Si le réseau a une impédance équivalente série suffisamment faible, les harmoniques de tension sont généralement dans la plage limite, tandis que les harmoniques de courant sont générées par des onduleurs électroniques à commutation de puissance à des impulsions élevées, apparaissant généralement à faible amplitude dans un ordre élevé [80]. Cependant, les changements du rayonnement solaire et la variabilité du vent peuvent provoquer des fluctuations de puissance, ce qui réduit considérablement la qualité de l'énergie [81].

Le terme « harmonique » fait référence au courant ou à la tension non sinusoïdale dans le réseau électrique [82]. La figure (IV.4) en donne un exemple, où la forme d'onde actuelle est déformée dans une phase temporelle et le spectre correspondant est dans le domaine fréquentiel. La superposition de différentes fréquences changera la forme de l'onde sinusoïdale. La distorsion harmonique peut endommager le réseau en raison de la surchauffe des moteurs à induction, des transformateurs, des condensateurs, et de la surcharge du fil neutre [83].

La présence de composants électroniques de puissance signifie que le courant attendu sera déformé. La distorsion harmonique est devenue une préoccupation pour les compagnies d'électricité pour déterminer si une nouvelle DG peut être connectée, car à mesure que la pénétration de DG augmente, le niveau de distorsion dans le réseau peut dépasser la limite.

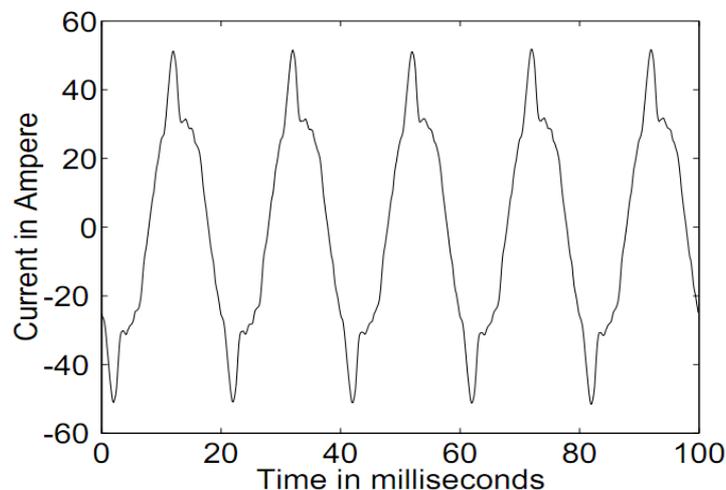


Figure IV.4: Une forme d'onde de courant déformée dans la phase temporelle [69]

Pour ceux qui s'intéressent à la qualité de l'énergie, nous pouvons classer les harmoniques comme la première occupation, qui sont les principaux pour la recherche des solutions à base de filtres, mais l'insertion de DG peut interférer avec les paramètres d'installation de la Protection anti-harmonique.

IV.5.5 Impact sur les valeurs du court de court-circuit

En effet, l'impact de l'intégration d'une ou plusieurs petites DGs sur le réseau de distribution est quasiment négligeable. Cependant, la connexion de plusieurs DGs de taille moyenne dans le système HTA entraînera un réarrangement de la valeur de réglage du courant dans les dispositifs de protection (tels que les disjoncteurs), générant ainsi une protection aveugle pour le système de protection. Le taux d'influence dépend toujours de la taille, de la quantité et de la distance de la DG par rapport au point de défaut [77].

IV.5.6 Impact sur les pertes

La production d'énergie décentralisée a aussi des influences sur les pertes. L'équipement DG peut être placé dans la meilleure position pour minimiser la perte de puissance [63]. Toutes les études assignées à ce sujet ont déterminé qu'un bon investissement de DG dans le réseau peut avoir un bon impact, et si le câble peut supporter largement la charge, il peut réduire la perte du terminal [77], [84].

En fait, la faible quantité d'insertion de DG peut améliorer les performances thermiques des départs et des transformateurs, car la charge à proximité de DG peut généralement être fournie par la partie DG. En conséquence, il y aura moins de puissance requise pour fournir des niveaux de tension plus élevés, les pertes le long de l'alimentation seront réduites et une capacité supplémentaire sur le conducteur sera libérée. Selon l'arrangement de connexion et la demande locale, lorsque la capacité de la DG dépasse un certain niveau, elle peut commencer à produire de l'énergie vers un réseau de niveau supérieur après avoir satisfait à toutes les demandes locales. Tout flux d'énergie inverse significatif, observé par le réseau supérieur, entraînera une augmentation de l'utilisation des conducteurs. Si la sortie DG continue d'augmenter, une surcharge thermique peut se produire, et la perte peut dépasser le niveau autorisé.

La figure (IV.5) montre la courbe de perte commune en forme de U dans trois cas : demande maximale, demande variable et demande variable avec DG, où la capacité de DG

diminue initialement la perte, avant de voir une capacité plus élevée où la perte augmente [67].

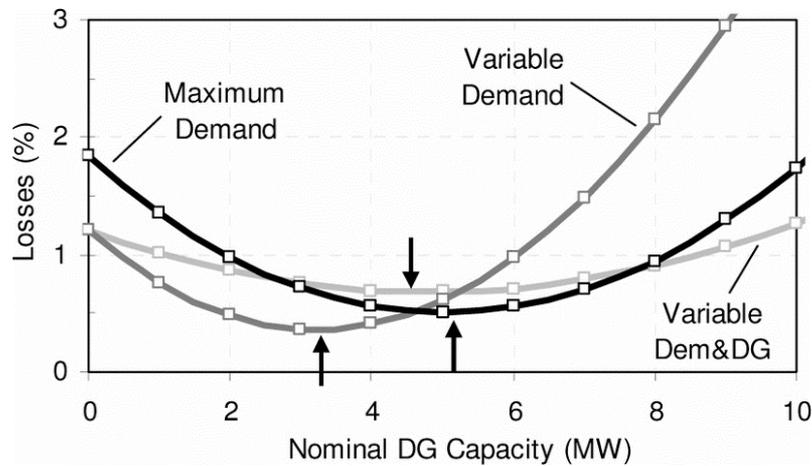


Figure IV.5: Pourcentage de pertes de puissance par rapport à la capacité de DG [85]

Lorsque la perte du réseau varie selon l'emplacement et de capacité différente de la DG avec des différentes technologies de la DG, une méthode d'optimisation est généralement utilisée pour trouver la meilleure localisation de DG afin de minimiser les pertes [86].

IV.5.7 Impacts de DG sur le système de protection

Lors de l'intégration de DG dans le réseau de distribution HTA, le problème de l'îlotage reste le problème le plus grave. On distingue trois types de protection des réseaux contre l'îlotage : les méthodes actives, les méthodes passives et les méthodes intelligentes basées sur des supports de communication. [87]. Dans ce cas, et en raison de l'importance du sujet, une étude détaillée des différentes méthodes sera effectuée au cinquième (5) chapitre.

IV.5.8 Impacts non techniques de l'intégration de DG

En plus de l'impact technique, nous avons également trouvé d'autres impacts de l'insertion de la production d'électricité décentralisée, en particulier la production d'énergie éolienne et de l'énergie photovoltaïque, qui ont un impact positif sur l'environnement, mais cela reste limité par le coût économique de ces équipements de production d'électricité décentralisée, et son point de connexion. Les modifications nécessaires semblent être la véritable limitation de l'investissement à court terme, et la rentabilité de ce type d'investissement ne peut pas être atteinte qu'à moyen et à long terme [68], [88].

IV.5.9 Impact des condition climatiques sur les futurs réseaux HTA

Les réseaux de distribution, en particulier les réseaux HTA, sont affectés par les conditions météorologiques, telles que les tempêtes, les vents violents et les vagues de chaleur. Ces phénomènes peuvent provoquer un dysfonctionnement des composants du réseau HTA ou des interférences (modifications) au niveau des paramètres électriques.

Le matériel et l'équipement réseau sont conçus pour résister aux conditions extrêmes. Néanmoins, l'impact des conditions météorologiques reste le principal facteur affectant la continuité des services du futur réseau.

Ces dernières années, et en raison du réchauffement climatique, les conditions climatiques ont dépassé de temps en temps les limites, les tempêtes sont devenues plus dangereuses et les températures élevées dans certaines régions et villes ont battu des records. Prenez la température comme exemple, elle affectera les paramètres du réseau, causera d'énormes pertes et même causera des interférences.

IV.6 Avantages de l'insertion de la DG au réseau de distribution

Bien que le secteur de l'électricité soit très préoccupé par l'impact négatif de l'insertion de DG, sa connexion possède un nombre important des points positifs, et le tableau suivant présente ces avantages [89] :

Tableau IV. 1. *Avantages théoriques de la production décentralisée [63].*

Avantages en fiabilité et de sécurité	Avantages économiques	Avantages d'émissions	Avantage en qualité de l'énergie
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sécurité accrue pour les charges critiques ; ▪ Réduction de la congestion de la transmission et de la distribution ; ▪ Impacts réduits des attaques physiques ou des cyberattaques ; ▪ Augmentation de la diversité des générations. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Coûts réduits associés à la perte de puissance ; ▪ Investissements différés pour les mises à niveau de la production, de la transmission ou de la distribution ; ▪ Coûts d'exploitation réduits en raison d'un pic de charge ; ▪ Coûts de carburant réduits en raison d'une efficacité globale accrue ; ▪ Utilisation réduite des terres pour la production. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perte en ligne réduite ; ▪ Émissions de polluants réduites. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Amélioration du profil de tension ; ▪ Flicker réduit ; ▪ Distorsion harmonique réduite.

IV. 7 Application 1 : l'Impact du taux d'anticipation de DG sur la chute de tension

Au cours du processus de recherche, nous avons remarqué que les recherches sur l'impact de la chute de tension présentent peu d'intérêt pour les chercheurs, malgré qu'il soit très important, notamment pour la recherche d'installation ou les modifications faites au système lors de l'insertion d'une production renouvelable décentralisée. Dans les sections suivantes, nous allons introduire ce paramètre en détail par l'étude des différents impacts de la DG sur la valeur de la chute de tension [68].

IV.7.1 Définition de la chute de tension

(La chute de tension (Voltage drop) VD est la différence entre la tension au JB source (ou extrémité émettrice) VS, qui est supposée être une valeur fixe, et la tension au niveau du JB d'une charge (ou extrémité réception) VL) [90].

IV.7.2 Calcul de chute de tension

Pour les longueurs des lignes inférieures à 50 km (avec tension du système inférieure à 40 kV), la méthode de calcul de la chute de tension est déterminée par la formule précise suivante [90] :

$$VD = Vs + IR\cos(\theta) + IX\sin(\theta) - [Vs^2 - (IR\cos(\theta) + IX\sin(\theta))^2]^{1/2} \quad (4.1)$$

En fait, cette formule n'est généralement pas utilisée. La plupart des systèmes de distribution d'énergie utilisent la formule de la méthode approximative, qui donne presque les mêmes résultats.

$$VD = IR.\cos(\theta) + IX.\sin(\theta) = IZ \quad (4.2)$$

et $Z = R\cos(\theta) + X\sin(\theta) \quad (4.3)$

Où: VD est la chute de tension, I est le courant de ligne (A), R est la résistance de la ligne de circuit (Ω), X: est la réactance de la ligne de circuit (Ω), θ est l'angle du facteur de puissance de charge actuel (degrés), Vs tension d'alimentation, et VL Tension de charge. La chute de tension VD est calculée comme la chute de tension entre phase et neutre. La chute de tension ligne à ligne calculée pour un système monophasé est de 2VD. Pour un système triphasé, la chute de tension calculée est de $\sqrt{3}$ VD.

Par conséquent, le pourcentage de chute de tension peut être déterminé par la formule suivante [91] :

$$VD(\%) = \frac{VD}{V_S} * 100 \quad (4.4)$$

À partir de l'équation (4.2), nous pouvons affirmer que la chute de tension dépend essentiellement de l'impédance Z et du courant traversant I . Pour montrer de près l'influence de ces deux paramètres électriques sur la valeur de la chute de tension, notamment avec l'intégration d'une source DG, nous allons réaliser deux analyses :

1. La première est relative au diagramme d'impédance globale ;
2. La seconde est relative au pourcentage du courant tiré de la DG.

Afin de vraiment découvrir l'impact de la DG sur la chute de tension, nous proposons un circuit simple qui comprend une source d'alimentation, un câble, une production décentralisée, un transformateur, et un utilisateur moyenne tension HTA (voir Figure IV.6). Pour une production décentralisée, nous choisissons une source d'énergie intermittente, telle que l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque. Ces deux types de DG ont deux modes de fonctionnement chaque jour, l'un est sans vent (vent faible ou vent extrême) où il n'y a pas de soleil. Et l'autre quand il fait du vent ou du soleil.

Dans le cas de ce type de DG, il existe plusieurs formes d'alimentation du client. On peut les résumer en cinq situations de base. Dans chaque situation, certaines modifications du diagramme d'impédance sont nécessaires, et la valeur de la chute de tension du client est influée directement par la source du courant absorbé [68].

Dans un premier temps, nous adoptons d'abord une méthode précise pour analyser l'impédance du système, c'est-à-dire que nous considérons les mêmes facteurs lors de l'analyse de la résistance et de la réactance.

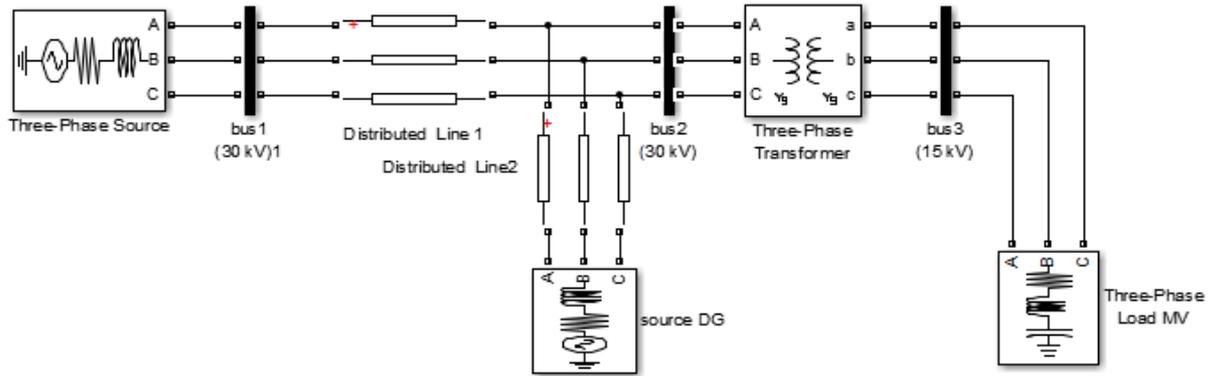


Figure IV.6: Circuit d'alimentation simple du client HTA avec DG comme deuxième source.

[Matlab]

IV.7.3 Analyses par diagramme d'impédance

En fait, nous pouvons distinguer (5) cinq cas possibles pour servir les clients HTA en présence d'une production décentralisée. [68]

Premier cas : à l'arrêt de la production décentralisée, dans ce cas, les consommateurs ne sont alimentés que par le réseau. Par conséquent, le diagramme d'impédance est le suivant (voir Figure IV.7).

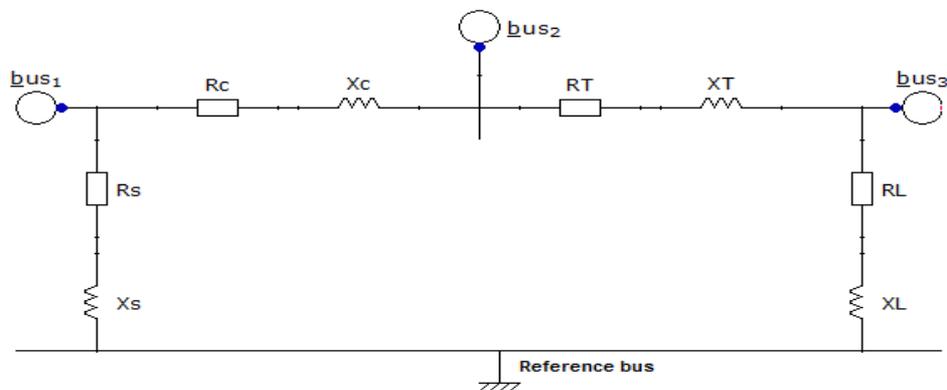


Figure IV.7: Diagramme d'impédance pour une alimentation d'un client HTA sans DG

Deuxième cas : dépend de la situation où la partie de production décentralisée (DG) participe à l'approvisionnement du client HTA, et se situe à la proximité du jeu de barres de liaison (Figure IV.8).

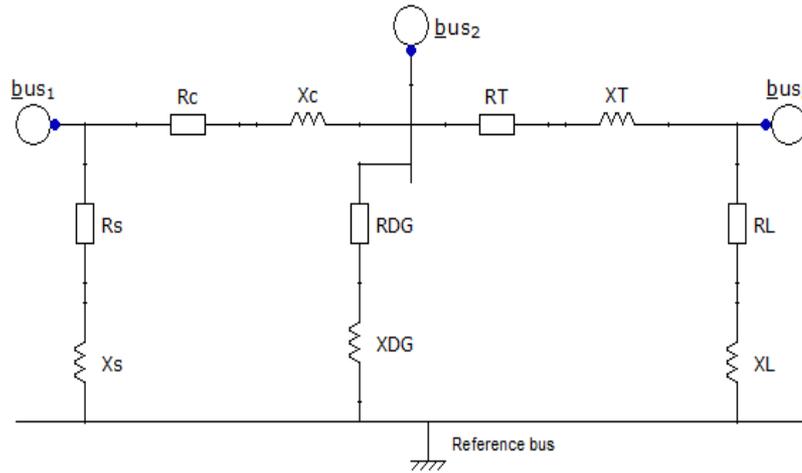


Figure IV.8: Diagramme d'impédance pour l'alimentation d'un Client HTA en présence d'une DG proche au client.

Troisième cas : La production d'énergie décentralisée fournit aux clients HTA une partie de l'énergie et l'autre partie par la source du réseau, mais elle est loin du jeu de barres de connexion (bus2). Dans ce cas, l'impédance du fil de connexion (line 2) ne peut pas être ignorée, voir Figure IV.9 [68].

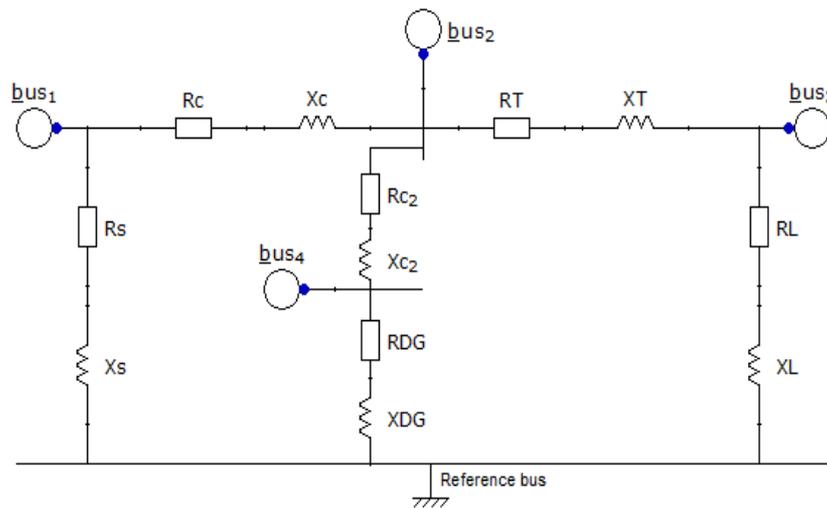


Figure III.9: Diagramme d'impédance pour l'alimentation d'un client HTA en présence d'une DG loin du client.

Quatrième cas : Dans ce cas, la production décentralisée (DG) garantit 100% de l'alimentation électrique fournie aux clients HTA, et la DG est situé près du jeu de barres de connexion (Figure IV.10).

Cinquième cas : Cette situation est la même que la précédente, sauf que la DG est située loin du jeu de barres de connexion (Figure IV.11).

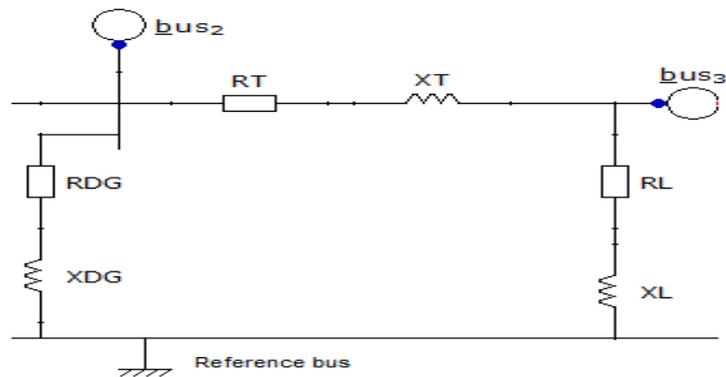


Figure.IV.10: diagramme d'impédance pour alimentation 100% par une DG proche au client HTA

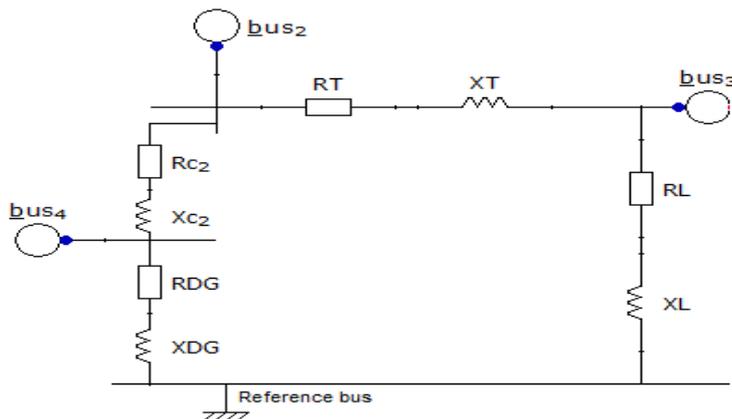


Figure IV.11: Diagramme d'impédance pour alimentation 100% avec une DG loin du client HTA.

De la situation précédente, il ressort que l'impédance totale est un paramètre important qui détermine la valeur de la chute de tension et qu'il change avec la variation de topologie du réseau électrique. Cette différence dépend du taux attendu de DG dans l'alimentation et de sa distance par rapport aux consommateurs HTA [68].

IV.7.4 Scénarios de production et de demande

Comme mentionné précédemment, la demande et la production fluctuent de maximum au minimum. Pour les situations de production, il peut aller de 0% à 100%, tandis que pour la

demande, il varie généralement de 40% (charge de base) à 100%. Par conséquent, il existe quatre scénarios extrêmes, comme montre le tableau IV.2.

Tableau IV.2: les Scénarios production – demande.

Scenario	Production	Demande
A	Min	Min
B	Min	Max
C	Max	Min
D	Max	Max

Si aucun conflit de réseau n'est rencontré après l'analyse des quatre situations extrêmes, on peut considérer que ces situations ont capturé toutes les situations possibles qui peuvent être causées par différentes situations de production et de demande dans les 24 heures [61].

IV.7.5 Courant d'alimentation d'un client HTA avec l'insertion d'une DG

Comme pour les études d'impédance, le courant dépend du taux de la source d'alimentation et de la charge (client). Pour des informations plus détaillées, nous utiliserons l'exemple précédent, lorsque la source d'alimentation et la DG fonctionnent, l'équation devient :

$$I_S + I_{DG} = I_L \quad (4.5)$$

Où, I_S est le courant fourni par l'alimentation du réseau (S), I_{DG} est le courant fourni par la production décentralisée (DG), I_L est le courant absorbé par la charge (L). Le diagramme d'impédance est équivalent aux deuxièmes et troisièmes cas. Ces deux sources sont en partie impliquées dans la fourniture de charge, ce qui est propice à la production décentralisée de types renouvelables. Lorsque l'énergie renouvelable (énergie intermittente) s'arrête, le diagramme d'impédance équivalente sera compatible avec le premier cas, et la formule (4.5) devient :

$$I_{DG} = 0 \text{ et } I_S = I_L \quad (4.6)$$

Et, si seule la production décentralisée peut fournir la totalité de la charge requise, dans ce cas, le diagramme compatible est celui des 4ème et 5ème cas, et l'équation actuelle (4.6) sera :

$$I_S = 0 \text{ et } I_{DG} = I_L \quad (4.7)$$

Application. Nous prendrons le même circuit de la figure III.6 comme exemple pour vraiment illustrer les changements effectués sur la valeur de la chute de tension. Les données numériques des éléments de réseau sont les suivantes [68].

Tableau IV.3: données numériques pour circuit simple comme figure IV.6

Source	DG	Line 1	Line 2	Transformateur	Charge
$S_S=100$ MVA	$S_{DG} = 10$ MVA	$R_{L1} = 0.09 \Omega/\text{km}$	$R_{L2} = 0.09 \Omega/\text{km}$	30/10 kV	$V_{ch}=10$ kV
$V_S = 30$ kV	$V_{DG} = 30$ kV	$X_{L1} = 0.52 \Omega/\text{km}$	$X_{L2} = 0.52 \Omega/\text{km}$	$R_T = 0.132 \Omega$	$I_{ch}=1200$ A
$R_S = 0.12 \Omega$	$R_{DG} = 0.08 \Omega$	$I_{max} = 2000$ A	$I_{max} = 2000$ A	$X_T = 0.62 \Omega$	$X/R = 15$
$X_S = 0.48 \Omega$	$X_{DG} = 0.32 \Omega$	$L_{L1} = 3$ km	$L_{L2} = 3$ km		$Pf = 90\%$

IV.7.6 Résultats et discussion.

Afin de déterminer l'effet du taux de DG attendu sur la valeur de la chute de tension, nous concéderons deux situations différentes, une à simple réseau d'alimentation avec une seconde source décentralisée (DG) très proche au JB de connexion, et l'autre à une seconde source décentralisée (DG) éloignée du JB de connexion. Les résultats sont illustrés dans le tableau IV.4.

Tableau IV.4: L'influence de la DG proche et loin sur la valeur de la chute de tension.

Taux de participation de la DG (%)	Courant de la source	Impédance du diagramme équivalent avec DG proche du client HTA	Impédance du diagramme équivalent avec DG loin du client HTA	Chute de tension dans le jeu de barres 3 avec DG proche du client HTA (%)	Chute de tension dans le jeu de barres 3 avec DG loin du client HTA (%)
0%	I_S	1 ^{er} cas	1 ^{er} cas	3.520	3.520
10%	$I_S + I_{DG}$	2 ^{ème} cas	3 ^{ème} cas	3.415	3.852
25%	$I_S + I_{DG}$	2 ^{ème} cas	3 ^{ème} cas	3.257	4.349
40%	$I_S + I_{DG}$	2 ^{ème} cas	3 ^{ème} cas	3.100	4.847
50%	$I_S + I_{DG}$	2 ^{ème} cas	3 ^{ème} cas	2.995	5.179
60%	$I_S + I_{DG}$	2 ^{ème} cas	3 ^{ème} cas	2.890	5.511
75%	$I_S + I_{DG}$	2 ^{ème} cas	3 ^{ème} cas	2.732	6.009
100%	I_{DG}	4 ^{ème} cas	5 ^{ème} cas	2.470	6.839

Résultat 1 : À partir du tableau ci-dessus, nous pouvons tirer quelques remarques et certaines conclusions qu'elles doivent être prises lors de l'installation de DG dans les futurs réseaux de distribution HTA.

- Si la chute de tension dans le système de production décentralisé nouvellement installé est inférieure à la chute de tension du réseau, elle peut avoir un impact positif sur la valeur finale de la tension fournie au client ;
- L'installation de DG avec un pourcentage et chute de tension élevée entraînera une augmentation de la chute de tension globale ;
- Le taux de participation de DG au courant total requis par le client est inversement proportionnel à la valeur de la chute de tension ;
- Même si la chute de tension de DG est extrêmement bonne (dans les standards), sa distance par rapport au JB de connexion aura un impact négatif sur la tension fournie aux clients de moyenne tension (HTA).

IV.8 Application 2 : l'impact de la température sur la chute de tension en présence des DGs

Dans le secteur de l'électricité, pour bien comprendre l'impact du changement climatique, la première étape consiste à comprendre certains termes, tels que l'augmentation de la température de l'air ambiant [92]. Partout dans le monde, la pollution de l'environnement a connu une réelle accélération ces dernières années ; cette accélération possède plusieurs formes telles que l'augmentation de la chaleur du globe. Dans une région désertique, par exemple, la chaleur varie dans des cas normaux entre -5 °C et 50 °C , et sur cette base plusieurs systèmes installés, en particulier les systèmes de distribution d'énergie électrique qui sont toujours influés par la température ambiante. Les bases de données utilisées par les opérateurs dans les tableaux des installations sont établies sur la base de 25 °C et 50 °C . Mais cette réalité va évoluer avec le temps sous l'effet du réchauffement climatique ; la région ADRAR (désert) a enregistré une température maximale le 9 juillet 2018 atteignant 65 °C [93].

Généralement, ces nouveaux records affectent sérieusement la stabilité du système de distribution d'énergie, en particulier les paramètres liés à la température ambiante, tels que la chute de tension.

Par conséquent, le système de distribution d'énergie doit être réexaminé pour comprendre pleinement l'impact de la température ambiante sur la stabilité de la tension du système d'alimentation, et l'utilisation de la DG comme solution qui a également des impacts sur la stabilité. Dans ce contexte, plusieurs études ont porté sur les impacts d'intégration de la DG dans les réseaux HTA de distribution, ces impacts peuvent prendre plusieurs aspects. Certaines recherches ont été menées sur la technologie des DGs et ses impacts sur le système énergétique. Ces impacts peuvent être liés à la planification du réseau, aux pertes, à la tension, à la qualité de l'énergie et à la fiabilité [94]-[99].

Un taux élevé de pénétration de DG affectera la coupure de tension et la chute de tension dans le réseau de distribution, en particulier avec l'auto-déconnexion de la charge [100],[101]. Lors de l'intégration de DG, certaines normes doivent être respectées, comme la position d'insertion des DGs, la quantité et la taille des DGs. La position et le type de technologie de DG (injection de puissance active et réactive, seule injection de puissance, injection de puissance active et puissance réactive d'absorption) affectent la perte d'énergie [102]-[107]. Certaines études ont déterminé que le niveau de pénétration optimal est de 30% pour minimiser les effets intermittents des DGs telles que les éoliennes et les photovoltaïques [108],[109].

Avec la forte croissance des installations des DGs, d'autres se concentrent sur des algorithmes et des modèles qui peuvent être utilisés pour gérer et contrôler les systèmes de distribution d'énergie et analyser les flux de charge, tels que d'énergie active et les systèmes de communication [110],[111]. Certaines études ont été menées sur l'indice de stabilité de la tension et sa relation avec les types de DG, les contributions des taux et les paramètres intégrés de DG [112]-[117]. D'autres études ont montré l'influence de la température ambiante sur le système électrique, comme l'influence de la hausse de la température ambiante et des harmoniques sur les transformateurs, ce qui réduira la durée de vie du transformateur [118].

En outre, l'impact du changement climatique (augmentation de la température ambiante) sur l'infrastructure du système énergétique réduira la capacité de la DG, en particulier dans les zones désertiques comme l'ouest des États-Unis [118], [120]. D'autres études ont montré que les changements de résistance de la ligne de transport causés par la température ambiante ont un impact significatif [121]. À cette fin, une application se compose de concept et d'équations

liés la chute de tension à la température ambiante, qui dépendent d'une étude de cas sur un système de test d'alimentation et un système de distribution radiale de IEEE 4bus.

IV.8.2 Formulation du problème

Dans cette étude, la fonction objective est la configuration de la relation entre la température ambiante et la chute de tension qui doit calculer pour plusieurs cas dans un système de distribution radial.

IV.8.2.1 Facteurs affectant la chute de tension

Les facteurs qui affectent la chute de tension peuvent être divisés en deux. Des facteurs dépendants d'abord des paramètres de la charge : Tension, courant et facteur de puissance. Et les facteurs dépendants de l'impédance de la ligne : la longueur et la résistance. Cette dernière est directement liée à la nature du matériau (cuivre, aluminium, etc.), à la section du conducteur et à la température de l'air ambiant [122].

IV.8.2.2 Impact de la température sur la chute de tension

Le changement de résistance par rapport la température peut être exprimé par la formule :

$$R_2 = R_1 [(k + T_2) / (k + T_1)] \quad (4.8)$$

Où :

R_1 est la résistance du conducteur (Ω) à la température T_1 ($^{\circ}\text{C}$), R_2 est la résistance du conducteur (Ω) à la température T_2 ($^{\circ}\text{C}$), et k est le coefficient de température de résistivité à 0°C pour le conducteur ; $k = 234,5$ pour le cuivre, 228 pour l'aluminium, et 230 pour plomb [90, 123,124].

Pour $T=T_1$ et $R=R_1$

$$VD_1 = I * [R_1 * \cos(\theta) + X_1 * \sin(\theta)] \quad (4.9)$$

Et pour $T=T_2$, $R= R_2$

$$R_2 = R_1 [(k + T_2) / (k + T_1)] \quad (4.10)$$

donc

$$VD_2 = I(R_2 * \cos \theta + X_1 * \sin \theta) \quad (4.11)$$

X_1 est indépendant de la température. Par conséquent, l'équation (4.11) devient ;

$$VD_2 = I[R_1[(k + T_2)/(k + T_1)] * \cos \theta + X_1 * \sin \theta] \quad (4.12)$$

De (4.4) et (4.12) le pourcentage de chute de tension devient

$$VD_2\% = I \left[\left[R_1 \left(\frac{k+T_2}{k+T_1} \right) \right] * \cos \theta + X_1 * \sin \theta \right] * 100 / V_S \quad (4.13)$$

La chute de tension du système triphasé égale à $\sqrt{3}VD$, donc la chute de tension de la formule du système triphasé en pourcentage devient ; [123]

$$VD_2\% = \sqrt{3} I \left[\left[R_1 \left(\frac{k+T_2}{k+T_1} \right) \right] * \cos \theta + X_1 * \sin \theta \right] * 100 / V_S \quad (4.14)$$

La formule (4.14) indique l'existence d'une relation entre la température et la variation de la chute de tension.

IV.8.3 Méthodologie et simulation

Nous allons concevoir cette partie de la simulation qui prend en compte l'effet de la température sur la valeur de la chute de tension pour le cas de test IEEE 4bus, et le processus de limitation de son influence.

Étude de cas 1 : Afin de simuler le réseau de distribution dans un environnement à haute température, le modèle de température du 9 juillet 2018 (Figure IV.12) sera l'exemple de test d'alimentation à un réseau à 4 nœuds IEEE (Figure IV.13) [123].

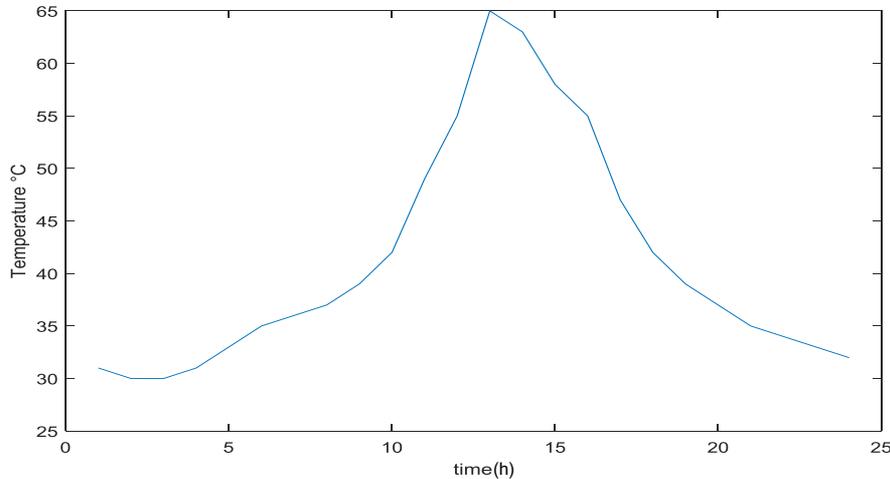


Figure IV.12 : Simulation de la température dans la région d'ADRAR pour le 9 juillet 2018.

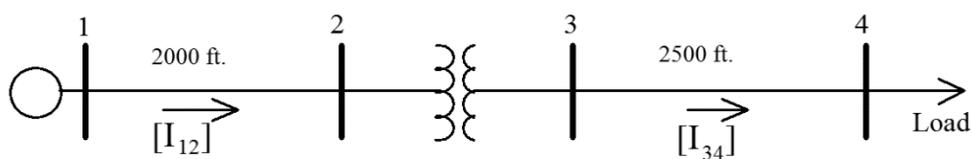


Figure IV.13: IEEE 4-bus Test Feeder [123]

Tableau IV.5: Paramètres des éléments IEEE 4 bus test feeder

Source	Ligne 1 (L1)	Ligne 2 (L2)	Transformateur	Charge
$S_S=100$ MVA	$R_{L1}=0.09$ Ω /km	$R_{L2}=0.09$ Ω /km	12,47/4,16 Kv	$V_{Ch}=4,16$ kV
$V_S=12,47$ Kv	$X_{L1}=0.52$ Ω /km	$X_{L2}=0.52$ Ω /km	$R_T=0.132$ Ω	$I_{Ch}=1200$ A
$R_S=0.12$ Ω	$I_{max}=2000$ A	$I_{max}=2000$ A	$X_T=0.62$ Ω	$X/R=15$
$X_S=0.48$ Ω	$L_1=3$ km	$L_2=0,672$ km		$Pf=90\%$

En utilisant le MATLAB, nous pouvons déterminer les variations de la chute de tension des 4 jeux de barres en 24 heures (voir Figure IV.13).

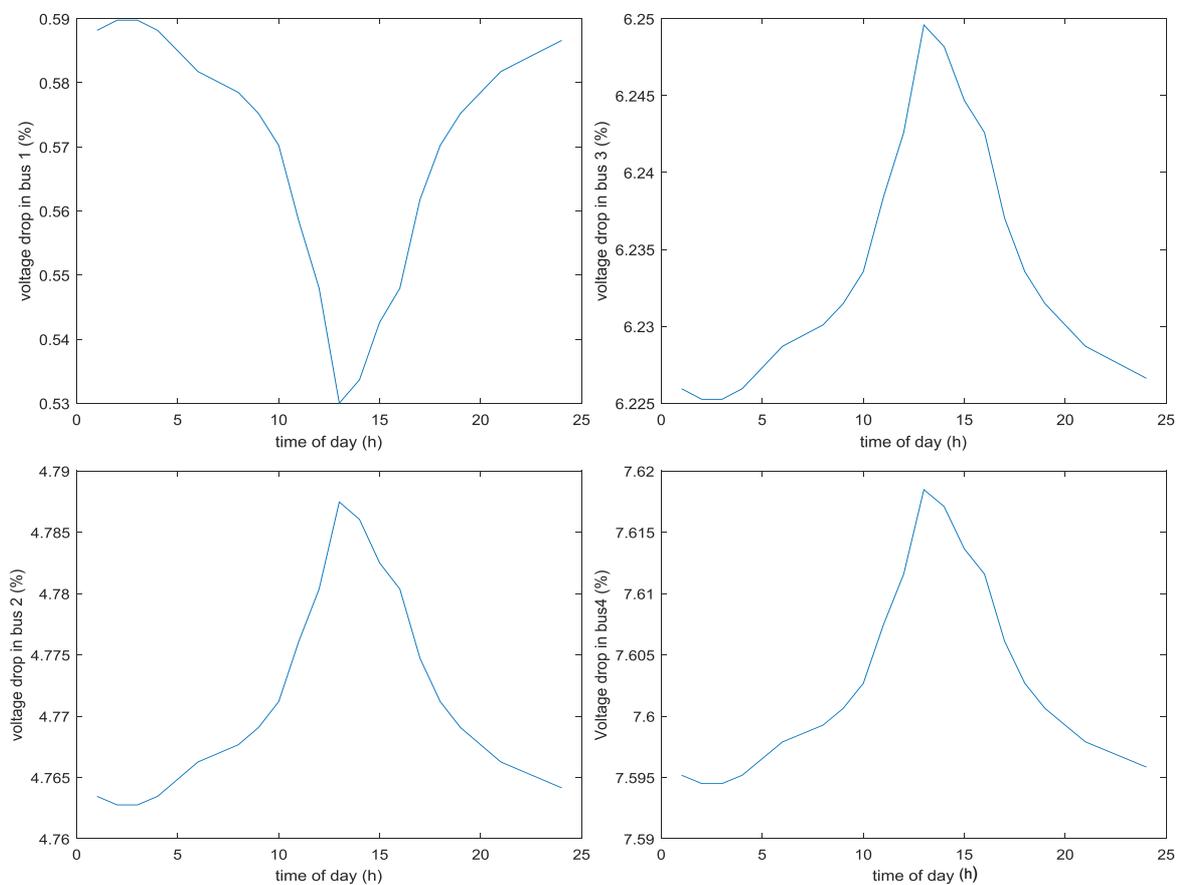


Figure IV.14: Variation de la chute de tension dans le bus 1, 2, 3 et 4 pendant 24h.

La figure montre que les changements de température de l'air ambiant affecteront l'impédance des lignes aériennes et affecteront finalement l'ensemble du réseau de distribution. Mais on a deux cas possibles ; un cas positif lié à la baisse de la température, et l'autre est un cas négatif lié à l'élévation de la température, ce que l'on peut conclure par l'augmentation du pourcentage de chute de tension (%) [123].

IV.8.4 Avantage de la DG dans la réduction des chutes de tension

Afin de bien comprendre la nature et l'intensité de l'effet de la température de l'air ambiant sur la détermination de la valeur de la chute de tension, notamment dans le futur réseau HTA connecté à la DG, des applications sont enregistrées en deux saisons différentes. La première est en hiver où la température variée entre -5°C et 20°C , et la seconde en été où la température variée entre 20°C et 60°C , dépassant parfois 65°C dans les régions Saharienne et Sub-saharienne. Par conséquent, l'intervalle d'étude doit être compris entre -5°C et 70°C .

- ❖ Dans le premier cas, l'application est effectuée sur un réseau simple comprenant une source alimentation électrique, une ligne de transmission moyenne tension (HTA) et une charge, la chute de tension est calculée au bus 2 (figure IV.15 (a)).
- ❖ Dans le second cas, une deuxième source DG est connectée pour voir son impact sur la chute de tension (voir Figure IV.15 (b)), où la DG contribue par 50% de l'approvisionnement de la charge [123].

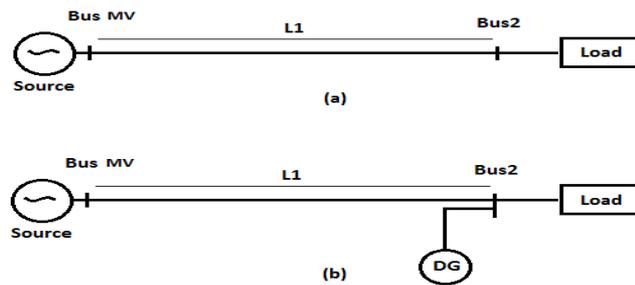


Figure IV.15: Réseau moyenne tension simple HTA avec et sans connexion DG

Le tableau ci-dessous présente les données des différents éléments du réseau étudié.

Tableau IV.6: Données numériques pour circuit simple comme figure IV.15

Source	DG	Ligne 1 (L1)	Charge (Ch)
$S_S=120 \text{ MVA}$	$S_{DG} = 10 \text{ MVA}$	$R_{L1}= 1,65 \text{ } \Omega/\text{km}$	$V_{Ch}=11,5 \text{ kV}$
$V_S= 30 \text{ kV}$	$V_{DG}= 30 \text{ kV}$	$X_{L1}= 1,22 \text{ } \Omega/\text{km}$	$I_{Ch}=105,7 \text{ A}$
$R_S= 0,12 \text{ } \Omega$	$R_{DG}= 0,80 \text{ } \Omega$	$I_{max}= 2000 \text{ A}$	$X/R =15$
$X_S= 0,48 \text{ } \Omega$	$X_{DG}= 0,32 \text{ } \Omega$	$L_1=3 \text{ km}$	$Pf = 0,95$

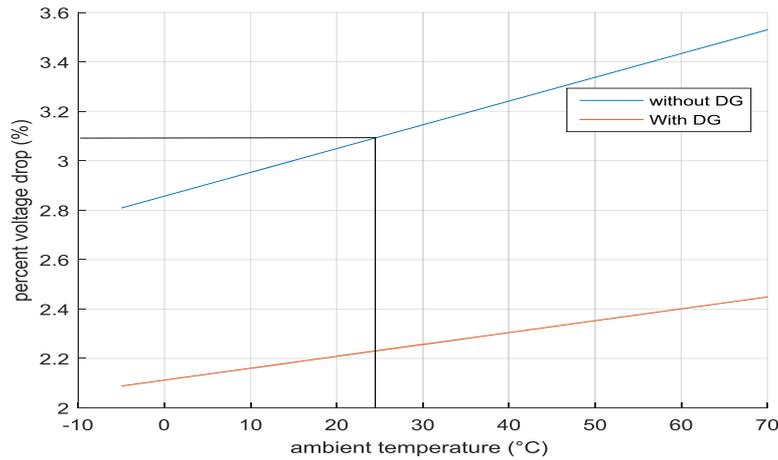


Figure IV.16: *Changement de la chute de tension dans le JB 2 sous l'effet de la température sans et avec l'insertion de DG [Matlab].*

Résultat 1 : La figure IV.16 détermine l'impact de la température sur la valeur de chute de tension dans le jeu de barres 2. Les calculs effectués par les techniciens sont souvent faits pour une température de 25 °C où $VD = 3,1\%$. On note que la température peut dépasser ce seuil, et les calculs effectués deviennent très loin de la réalité.

Résultat 2 : L'insertion d'une alimentation DG à proximité du bus 2 joue un rôle très actif dans la sauvegarde de la chute de tension dans les standards (pour HTA, VD est d'environ 7% [125]).

IV.9. Application 3 : l'effet de la température sur l'indice de stabilité de tension (IEEE 33-bus radial distribution)

Cette application concentre sur l'effet de la température de l'air ambiant sur la stabilité de la tension (indice de stabilité de la tension) du réseau électrique de distribution radial, et surtout dans la zone désertique. Et les avantages de l'insertion des productions décentralisées. Cela dépend d'une étude de cas sur un système de distribution radial IEEE 33 bus [123].

IV.9.1 Indice de stabilité de la tension (VSI)

L'indice de stabilité de la tension est la capacité d'une d'alimentation à maintenir une tension stable et acceptable sur tous les jeux de barres du système dans les conditions normales de fonctionnement ou après des interférences. Lors des perturbations, la demande de charge augmente ou les changements d'état du système font chuter progressivement, la

tension et deviennent incontrôlables, et le système entre dans un état de tension instable [126]-[128].

IV.9.2 Calculs de l'indice de stabilité en tension

L'indice de stabilité de la tension peut être déterminé en faveur de cette formule :

$$VSI(r) = 2V_s^2 V_r^2 - V_r^4 - 2V_r^2 (PR + QX) - |Z|^2 (P^2 + Q^2) \quad (4.15)$$

Où s est la source, r est la charge et R, X, (Z) impédance de ligne, P et Q sont les puissances des charges [116]. Il existe en fait d'autres formules pour calculer l'indice de stabilité de tension.

IV.9.3 Impact de la température sur l'indice de stabilité de la tension

La formule montre que le niveau de stabilité de la tension a beaucoup à voir avec l'impédance de ligne et la puissance de charge. Lorsque la température augmente, la valeur de l'impédance augmente parallèlement par sa résistance. Cela affectera l'indice de stabilité de tension sur les différents jeux de barres du système d'alimentation, voir l'équation (4.5). Par conséquent, la formule (4.15) devient :

$$VSI(r) = 2V_s^2 V_r^2 - V_r^4 - 2V_r^2 (P * R1 [(k + T2)/(k + T1)] + QX) - |Z'|^2 (P^2 + Q^2) \quad \dots (4.16)$$

IV.9.4 Méthodologie et simulation

Le modèle de simulation comme exemple est un système de distribution de test IEEE 33-Bus, on insère les DGs dans le système, puis on va mesurer la valeur de l'indice de stabilité de la tension pour sélectionner les bonnes conditions supportées par le système de stabilité de la tension.

Afin de confirmer l'influence de l'insertion DG et sa position sur l'indice de stabilité de tension (niveau) à température élevée de l'air ambiant, un réseau de distribution HTA radial avec 33 jeux de barres a été utilisé (Figure IV.17). Le système de distribution d'énergie contient 33 bus (nœuds) avec 3,715 MW, 2,3 MVAR, comme puissance alimentation avec tension de 12,47 kV. Pour plus de détails, voir l'annexe (tableau1, tableau2).

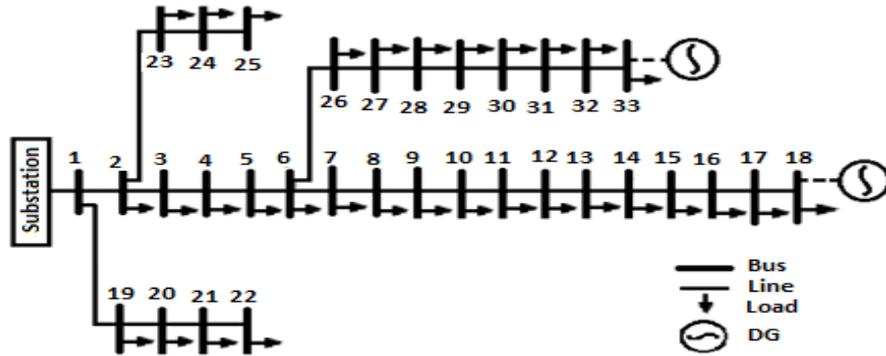


Figure IV.17: Schéma unifilaire de la distribution radiale IEEE 33 bus

La tension est mesurée dans les différents jeux de barres à des températures de -5°C , 25°C et 65°C respectivement. Ces températures représentent les deux extrémités de T2 et 25°C représente T1. Les résultats obtenus sont schématisés sur la figure (IV.18).

Cette figure illustre la chute du niveau de tension le long des lignes et surtout dans les bus 18 et 33 sous l'effet d'une augmentation de la température. Cela conduit également à une diminution du niveau d'indice de stabilité de la tension.

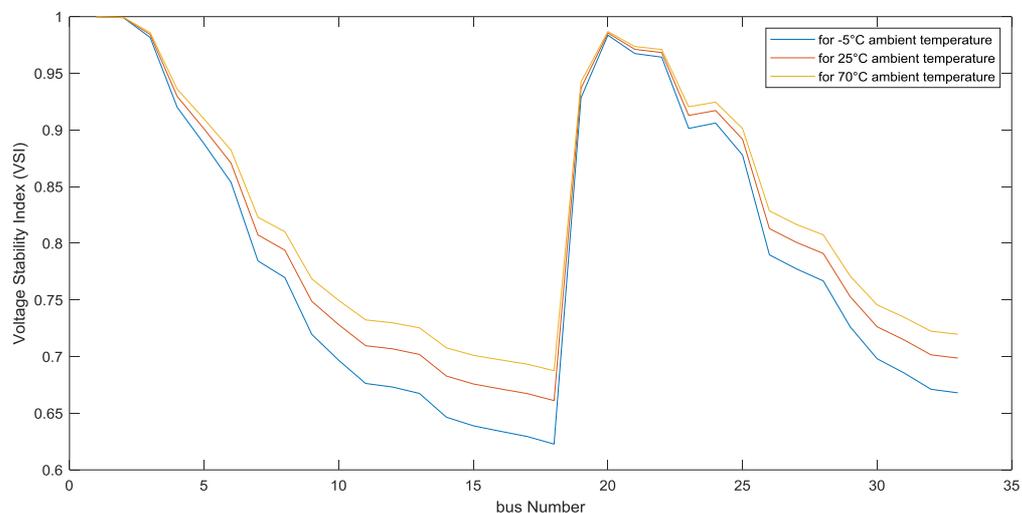


Figure IV.18: Indice de stabilité de la tension dans les bus pour différentes températures [Matlab].

Résultats : Le futur réseau de distribution HTA est un réseau susceptible d'insérer la DG en un ou plusieurs points. Ce type de réseau souffrira du réchauffement climatique, mais son avantage est qu'il se trouve dans une zone de rayonnement solaire à moyen annuel très élevé, il est donc très avantageux d'installer des PV photovoltaïques de type DG. En essayant

d'intégrer la DG de type PV avec une puissance active de 0,5 MW dans différents points du système de distribution radial IEEE de 33 jeux de barres. Le résultat est montré dans la Figure IV.19.

Des tests ont montré que les deux véritables améliorations (la réduction globale de la chute de tension) sont les bus 18 et 33 [123].

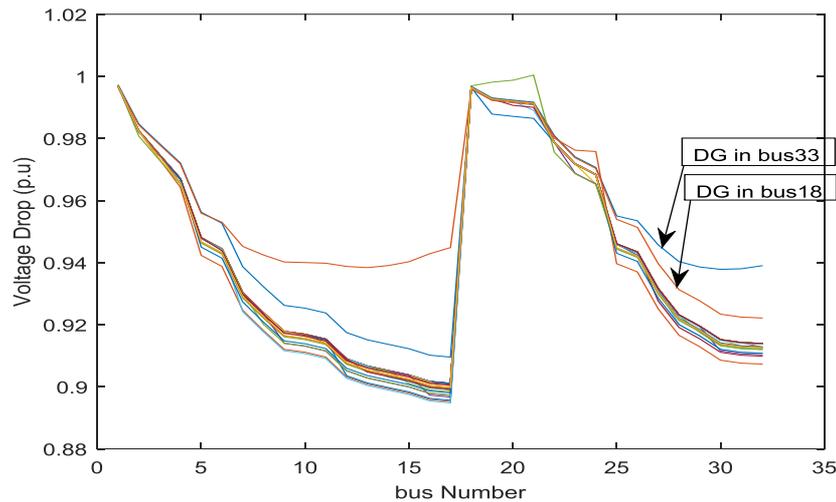


Figure IV.19 : Résultat de l'insertion de DG-PV dans différentes buses [Matlab]

IV.9.5 Avantage de la DG dans la stabilité de la tension

Pour bien comprendre l'impact de l'insertion de DG dans le système de distribution HTA, nous avons choisi l'exemple précédent. Quatre tailles différentes de DG photovoltaïque ont également été sélectionnées, voir le tableau IV.7. Ces DG ne doivent produire que de la puissance active.

Tableau IV.7 : type et paramètres de la production décentralisée.

DG	Puissance Active (MVA)	Puissance Reactive (MVAR)
DG1-PV	0.5	-
DG2-PV	1.0	-
DG3-PV	2.0	-
DG4-PV	4.0	-

IV.9.6 Résultats et discussion

Treize (13) scénarios possibles de l'insertion de la DG dans le réseau de distribution radial IEEE 33 bus (voir Tableau IV.8). On a Mesuré d'abord l'indice de stabilité de tension minimum et maximum (VSI) à deux températures de l'air ambiant différentes (25°C et 70°C), puis nous allons calculer la divergence minimum-maximum (SVI) pour chaque cas. Les résultats obtenus seront présentés sur la figure (IV.20).

Tableau IV.8 : les valeurs min et max de l'indice de tension de stabilité pour différents scénarios

Scénario	DG utilisée	Position	Min SVI pour 25°C	Min SVI pour 70°C	Max SVI pour 25°C	Max SVI pour 70°C
Scénario 1	Sans-DG	-	0,66116286	0,62277933	1	1
Scénario 2	DG1-PV	JB 18	0,72400454	0,70386996	1	1
Scénario 3	DG1-PV	JB 33	0,68629247	0,65581334	1	1
Scénario 4	DG2-PV	JB 18	0,74888752	0,72897958	1	1
Scénario 5	DG2-PV	JB 33	0,74888752	0,68456904	1	1
Scénario 6	DG3-PV	JB 18	0,79633411	0,78088314	1,26719789	1,30687082
Scénario 7	DG3-PV	JB 33	0,76190067	0,74142979	1,0306693	1,05094967
Scénario 8	DG4-PV	JB 18	0,87798095	0,87212255	2,00982316	2,16617314
Scénario 9	DG4-PV	JB 33	0,85830433	0,84886693	1,41000027	1,48224003
Scénario 10	deux DG1-PV	JB 18 & 33	0,80079868	0,78886449	1	1
Scénario 11	deux DG2-PV	JB 18 & 33	0,89593788	0,89625162	1,00037338	1,01569951
Scénario 12	deux DG3-PV	JB 18 & 33	0,94841805	0,94400568	1,40370693	1,47522629
Scénario 13	deux DG4-PV	JB 18 & 33	0,96031167	0,95452289	2,37014846	2,6318921

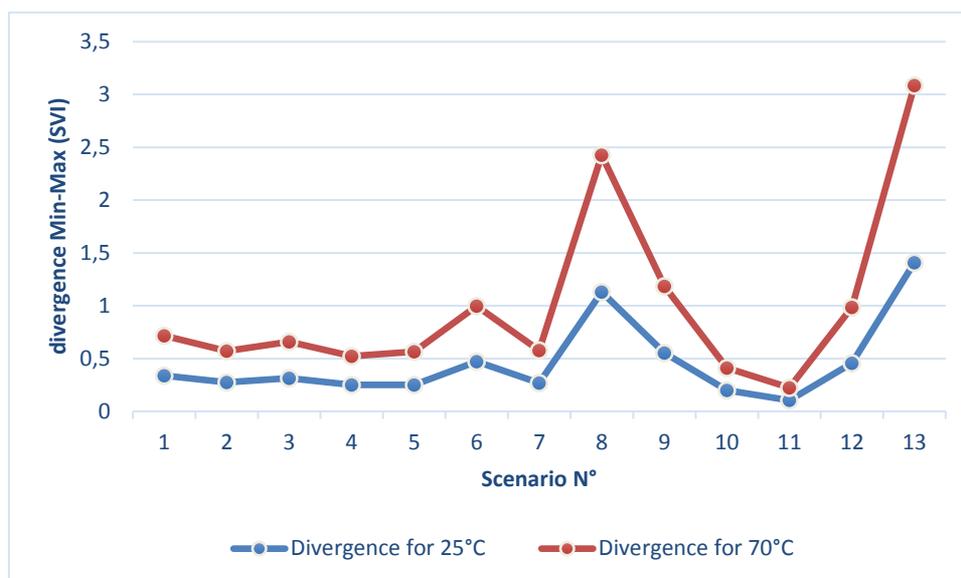


Figure IV.20: la divergence min-max de l'indice de tension de stabilité avec différents scénarios pour 25 °C et 70 °C.

A partir des résultats obtenus, on peut distinguer trois catégories de scénarios: meilleures, moyennes et mauvaises catégories.

- Les scénarios 10 et 11 sont classés comme la meilleure catégorie. Ils sont liés à l'insertion de deux petits DG (0,5 et 1 MW) dans les bus 18 et 33. La valeur maximale de cette catégorie ne dépasse pas 1 ($VSI \leq 1$ = stabilité) et la valeur de divergence min - max est minimale et l'influence de la température de l'air ambiant est presque nulle.
- Pour la catégorie moyenne, on peut classer les scénarios 2, 3, 4 et 5. Ces scénarios sont liés à l'insertion d'une seule petite DG dans le bus 18 ou 33, le maximum est proche de 1 du SVI et la divergence min-max est inférieure à la valeur initiale (réseau sans DG) et l'influence de la température ambiante est minime.
- Pour la mauvaise catégorie, on a constaté que les scénarios (6, 7, 8, 9, 12 et 13) liés à l'insertion d'un ou deux grandes DGs (2 ou 4 MW), la valeur maximale dépasse l'habituel 1 ($VSI \geq 1$ = instable), et la divergence Min-Max est supérieure à la valeur initiale, et l'influence de la température ambiante est très évidente.

Résultat : De ces résultats, on peut conclure que l'insertion d'une petite DG avec une taille soigneusement étudiée au bout de la branche dans un réseau radial joue un rôle essentiel dans la stabilité de la tension et limite l'impact de la température de l'air ambiant sur le réseau de distribution. [123]

IV.10 Conclusion

L'insertion d'un nombre de DG dans les futurs réseaux de distribution HTA rendra le système d'approvisionnement électrique plus complexe à tous les niveaux. Techniquement, elles influent sur les paramètres du réseau, sur le système d'installation, ainsi que sur les équipements de mesure et de protection. Economiquement, elles sont rapides à installer et moins coûteuses que les productions centralisées. Et pour l'environnement, Les DGs de nature renouvelable ont un impact très positif, et contribuent fortement au développement durable.

L'insertion de DG dans des réseaux de distribution radiaux, et l'influence des productions décentralisées sur la chute de tension, et l'indice de chute de tension sous l'influence de conditions météorologiques extrêmes (régions de températures extrêmes) sont des applications qui ont été étudiées. Elles montrent que la DG peut améliorer l'indice de stabilité de tension, et limiter la chute de tension du futur réseau de distribution. Le choix de la taille, du nombre de DG et du point d'insertion peuvent réduire considérablement la chute de tension et assurer une bonne stabilité des réseaux radiaux. Dans les différentes conditions sélectionnées pour le système IEEE 33 bus, la température de l'air ambiant qui apparaît moins d'influence sur la chute de tension (VD) et l'indice de stabilité de tension (VSI) deviendront plus importantes pour un réseau de distribution plus complexe, notamment aux heures de pointe.

Selon les recherches, et comme le réseau radial IEEE 33 bus, le bon positionnement de l'intégration de la DG, qui peut fournir des bonnes performances dans le réseau de distribution radiale, est situé à l'extrémité de la branche, et cela par l'insertion de deux DG de type photovoltaïque de taille moyenne ou petite. En termes de stabilité, il montre un bon rendement et réduit fortement l'effet de l'augmentation de la température.

Enfin, l'impact de la production décentralisée ne s'arrête pas aux paramètres électriques. Mais, il affecte grandement le système de protection du réseau électrique, ce qui nous incite à consacrer tout un chapitre, qui sera le cinquième, pour étudier les problématiques liées à la protection du réseau HTA en présence de la production décentralisée.

Chapitre **5**

*Changements effectués sur la
Protection du réseau HTA*

CHAPITRE V : CHANGEMENTS EFFECTUES SUR LA PROTECTION DU RESEAU HTA

V.1 Introduction

L'existence d'une production d'énergie décentralisée a également un impact sur la protection du réseau HTA, ce qui entraînera des modifications des paramètres de déclenchement et de seuil de fonctionnement des appareils de protection, et voire des modifications de certains outils. Mais il existe des protections dédiées spécifiquement aux réseaux connectés à la production décentralisée, on parle ici de la protection anti-îlotage. Selon la norme CEI62116 version 1.0 2008-09, l'état d'îlotage est une condition dans laquelle une partie du réseau électrique, y compris la charge et la production, continue de fonctionner indépendamment du reste du réseau. L'îlotage soulèvera des contraintes de sécurité et causera des dommages aux clients et aux opérateurs.

Dans ce chapitre, nous discuterons brièvement des différents effets de l'intégration de la DG sur les normes de protection et consacrerons l'essentiel à la protection anti-îlotage, avec des applications développées.

V.2 Protection

Le réseau électrique utilise des équipements de protection pour détecter les défauts et faire fonctionner des équipements tels que des disjoncteurs, et des appareillages pour isoler la partie affectée du réseau, limiter les pertes de service, et assurer le fonctionnement normal de la partie non affecté [129]. Le tableau V.1 répertorie les niveaux de défaillance de conception typiques pour les tensions de distribution.

Tableau V.1: Niveaux de défaut de conception typiques pour les tensions de distribution [130]

Tension (kV)	Courant de défaut (kA)	Niveau de défaut (MVA)
132	21.9	5000
33	17.5	1000
11	13.1	250

Avant le développement des DGs, le système de protection reposa sur l'exploitation traditionnelle du réseau, où la fourniture et la coordination des équipements de protection ont principalement conçus et coordonnés pour un flux de puissance unidirectionnel [131].

Cependant, l'installation de DG peut augmenter le courant de défaut et changer la direction du flux. L'utilisation de configurations de protection existantes avec flux d'énergie bidirectionnel peut conduire à un comportement malveillant instable, ou à d'autres erreurs dans le fonctionnement des équipements de protection tels que les relais de tension / courant [132] et les disjoncteurs [133],[134].

V.3 Raisons des pannes du réseau de distribution

On peut y avoir différentes raisons de défaillance du réseau, mais elles peuvent être classifiées en trois raisons principales :

- ♣ Mécanique (un conducteur s'est rompu ou deux conducteurs accidentellement connectés en raison de corps étrangers) ;
- ♣ Electrique (diminution des performances d'isolation entre les phases ou entre les phases et la terre, ou surtension due à la manipulation ou à la foudre) ;
- ♣ Humaine (causée par le couplage erroné entre deux sources de tension différentes ou entre phases).

V.4 Insertion de la production décentralisée

La production d'électricité décentralisée affecte le réseau de distribution de plusieurs manières, Certains effets sont dus à une augmentation du courant de défaut du générateur, d'autres effets se produisent parce que la contribution du courant de défaut du générateur est trop faible. Et l'une des conséquences est le risque de fonctionnements incontrôlés.

V.5 Impact de la DG sur la protection

Dans la plupart des cas, la protection du réseau de distribution repose sur la prévention des surintensités et de l'îlotage. Il peut s'agir d'une protection à temps défini ou à temps inverse, et chacune possède ses propres avantages et inconvénients. Les paramètres de protection doivent garantir, même si l'équipement de protection tombe en panne, la panne peut être éliminée dès que possible, avec un impact minimal sur les clients. L'obtention de tels

paramètres pour le départ de distribution est une tâche complexe, car elle doit inclure tous les états possibles du système, et parce que les relais de protection utilisés dans le système de distribution ne disposent que d'une quantité limitée d'informations disponibles. Le signal d'entrée du relais de surintensité est uniquement le courant dans les trois phases [135].

L'ajout de DG au départ de distribution modifiera le courant de défaut, et augmente ainsi le risque de défaillance de la protection. Donc la protection peut échouer à deux manières différentes, soit par :

- **Fonctionnement indésirable** : L'ouverture d'un disjoncteur lorsqu'il n'y a aucun défaut qui prouve le fonctionnement de ce disjoncteur.
- **Défaillance de fonctionnement** : un disjoncteur qui doit être ouvert pour éliminer le défaut ne s'ouvre pas ou s'ouvre trop tard.

Même dans un réseau de distribution sans DG, deux types de pannes se produisent parfois, en raison d'une panne ou de réglage incorrect d'équipements. Il est difficile d'obtenir des informations sur le taux d'échec et la probabilité de protection.

V.6 Les échecs du système de protection

On distingue quatre types d'échec du système de protection qui sont :

- ✚ Échec du concept : opérations inutiles en raison de compromis dans la conception du système. En raison du coût élevé, l'une des exigences de protection peut ne pas être remplie.
- ✚ Échec du modèle : sans modifier les paramètres de protection, la défaillance de la protection causée par des changements de charge ou de système doit être considérée comme une défaillance du modèle.
- ✚ Échec du réglage : échec de la protection en raison de différents paramètres et conceptions, cela peut être dû à une erreur humaine ou à des modifications des paramètres au fil du temps.
- ✚ Échec l'équipement : Tous les défauts des équipements de protection (relais de protection et disjoncteurs) pouvant entraîner un mauvais fonctionnement ou une panne de fonctionnement [135].

V.7 Impact de DG sur la protection des réseaux de distribution

Comme indiqué précédemment, le réseau de distribution électrique traditionnel n'est pas conçu pour utiliser des productions décentralisées, et le réseau de distribution qui supporte l'insertion de la DG doit supporter également des modifications du schéma de protection, car le réseau de traditionnel était auparavant conçu pour être passif, et le réseau transmet l'énergie unidirectionnelle en aval de la production centralisée [136].

L'ajout d'une production d'énergie décentralisée au réseau de distribution peut générer un flux d'énergie bidirectionnel et avoir d'autres effets sur le système de distribution. Cette section traite spécifiquement l'impact des systèmes de la DG sur le réseau de distribution, notamment de type HTA [137].

V. 7.1 Impact de la DG sur les niveaux de défaut

Lorsque la DG est connectée au réseau de distribution, la contribution de la production décentralisée au niveau actuel du courant de défaut est l'un des principaux problèmes. L'amplitude du courant de défaut dépend de trois paramètres importants, à savoir : le courant de court-circuit symétrique initial, le courant de pic de court-circuit et le courant de court-circuit en régime permanent [138]. La figure IV.1 montre la symétrie appliquée à l'onde fondamentale du courant de court-circuit typique du courant.

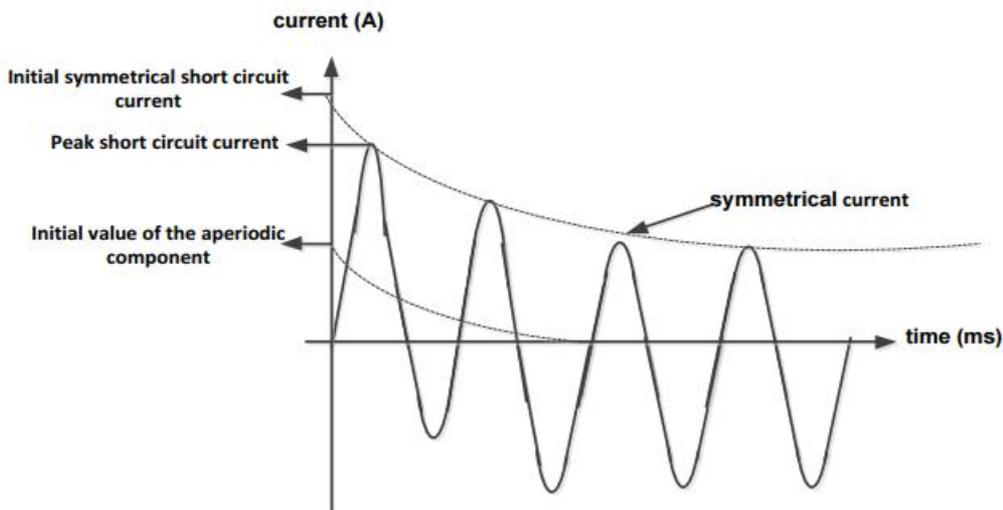


Figure IV.1: forme typique de courant de court-circuit [137]

L'interconnexion de la DG avec le réseau électrique de distribution influe sur les schémas des systèmes de protection existants. L'effet dépend du nombre, du type, de la taille

et de l'emplacement de la DG. De plus, la configuration du système de distribution peut être modifiée via l'emplacement de la DG. En général, chaque branche en fait du réseau de distribution peut être configurée comme une forme radiale du réseau, et un schéma de protection basé sur la surintensité est défini pour le courant unidirectionnel.

Cependant, l'intégration de la production d'énergie de distribution conduit à une structure maillée du système de distribution d'énergie, de sorte que certaines branches ont un courant bidirectionnel. Par conséquent, en présence d'une DG, les schémas de protection basés sur le courant bidirectionnel n'offrent plus une protection suffisante [139].

L'importance d'une DG insérée peut entraîner la défaillance du réseau de distribution existant, en fournissant des courants de défaut qui n'étaient pas prévus lors de la conception initiale de la protection. En général, l'augmentation du courant de défaut dépend de nombreux facteurs, tels que : la capacité de DG, le taux d'intégration, la technologie, l'interface et le point de connexion. De plus, il existe d'autres paramètres, tels que la tension du système avant le défaut [140].

La sécurité et la qualité des sources d'énergie de distribution seront affectées de manière négative, car le risque peut interférer avec les variables causées par les équipements de production d'énergie décentralisés.

Par conséquent, ce processus doit être géré par le concepteur du réseau de distribution. En général, l'énergie électrique passe d'un niveau de tension élevé à différents niveaux jusqu'au point de consommation. Le système de protection est conçu pour détecter des fonctionnements anormaux susceptibles s'ils se produisent sur le réseau.

Si le réseau traditionnel tombe en panne, le courant circule généralement directement vers la zone de panne. Dans le réseau électrique traditionnel, le courant de défaut augmentera en fonction du courant provenant de l'alimentation principale, de la DG connectée et de certains moteurs côté utilisateur [141].

La Figure V.2 montre l'analyse du niveau de courant de défaut causé par la connexion d'une DG au réseau à différents moments.

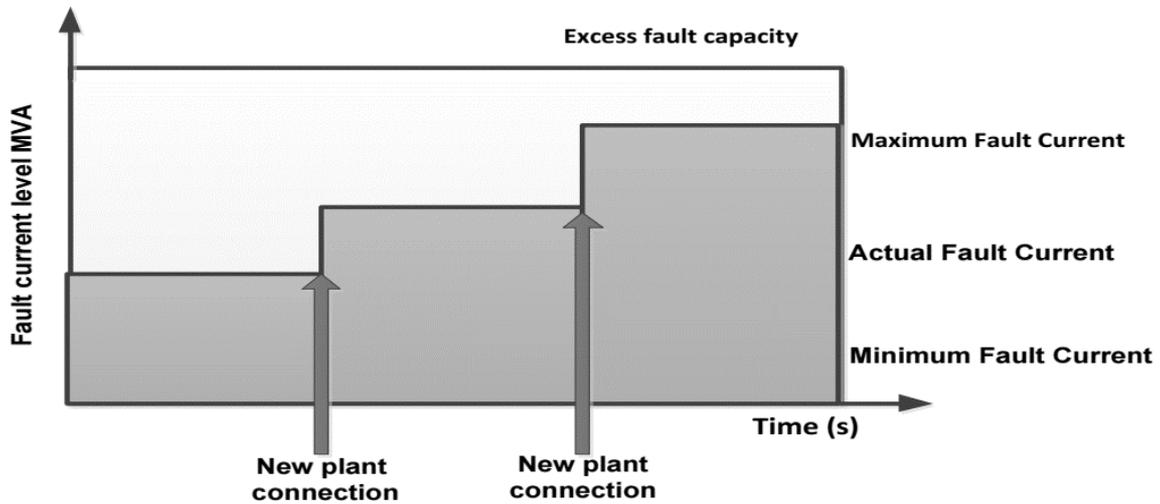


Figure V.2: Analyse du niveau de défaut en présence des DGs [137]

V.7.1.1 Les changements de niveau du courant de défaut

Comme le montre la Figure V.2, le réglage actuel du relais ne sera pas détecté. Cela conduit à une application incorrecte du schéma de relais. Des relais adaptatifs peuvent être utilisés pour résoudre ce problème, mais les relais adaptatifs doivent être ajustés dans un environnement variable [142].

La Figure V.3 illustre l'effet de différentes tailles de DG type synchrone sur le niveau des courants de défaut dans le réseau de distribution. Lorsque la DG 9 MVA est installée, le niveau de court-circuit augmente d'environ 50 MVA. 50 MVA représente environ 5% du pouvoir de coupure du disjoncteur. Cela signifie que 15% de la capacité du transformateur principal n'a aucun effet sur le niveau de court-circuit du système de distribution. La capacité de DG est inférieure à 15% du transformateur principal (règle simple) sans calculs techniques spécifiques, tels que les changements de la tension d'émission et le niveau de court-circuit [143].

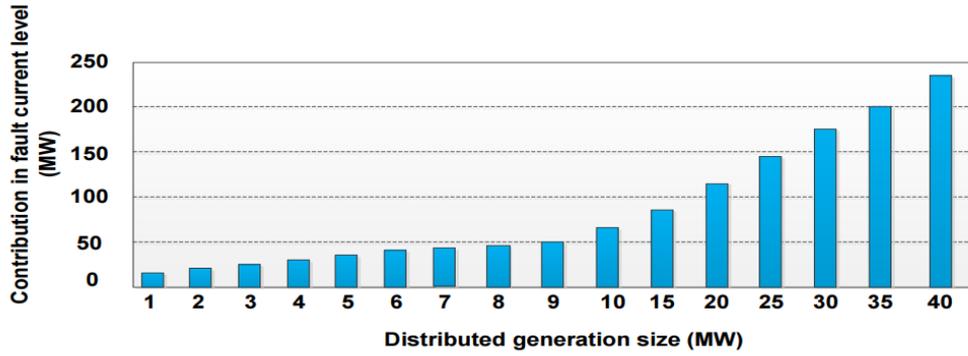


Figure V.3: Différentes tailles de DG contribuent au niveau du courant de défaut. [143]

V.7.1.2 Calcul de la contribution d'une unité DG

La puissance symétrique initiale S_{SC} (ou le niveau de défaut) est définie par [144] :

$$S_{SC} = \sqrt{3} I_{SC} * U_n \quad (5.1)$$

Où U_n est la tension nominale (ligne) à l'emplacement du court-circuit. I_{SC} Le courant de court-circuit symétrique initial, la somme de la résistance de court-circuit et de la réactance est la somme de chaque élément du réseau.

La valeur totale d'impédance de court-circuit Z_T est calculée par [141] :

$$Z_T = \sqrt{R_r^2 + X_r^2} \quad (5.2)$$

Le courant de court-circuit symétrique triphasé est donné par

$$I_{3\phi} = \frac{cU_n}{\sqrt{3} * Z_T} \quad (5.3)$$

La contribution du réseau en amont est calculée par

$$I_{SC} = \frac{cU_n}{\sqrt{3} * (Z_Q + Z_{SC})} \quad (5.4)$$

Le courant de SC est

$$I_{SC} = \frac{c_{max} c U_n}{\sqrt{3} * (Z_G + Z_{TRAN} + Z_L + Z_R)} \quad (5.5)$$

Lorsqu'on inclue l'impédance du générateur (Z_G), et du transformateur (Z_{TRAN}) (si utilisé), de la ligne d'interconnexion (Z_L) vers la sous-station et le récepteur (Z_R), on réfère de

SC à la position F. Pour un générateur synchrone directement connecté au réseau, son impédance et son facteur de correction sont [141] :

$$Z_G = R_X + jX_d^n \quad (5.6)$$

Où jX_d^n est la réactance sub-transitoire de la machine synchrone.

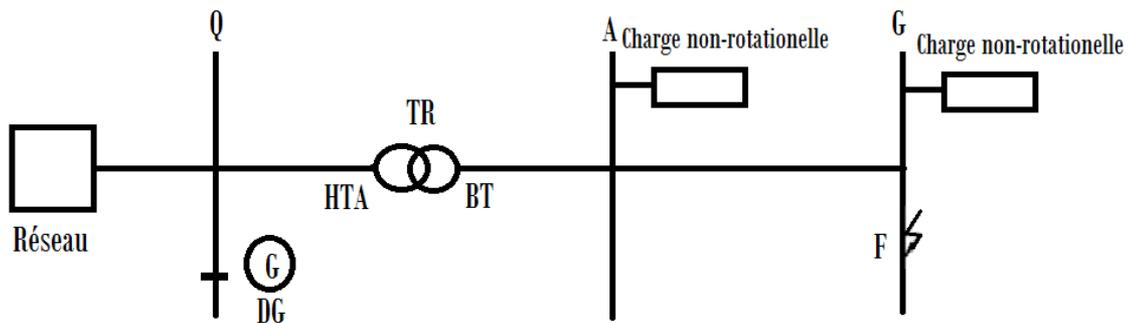


Figure V.4: Connexion d'un générateur conventionnel sur bus HTA [141]

V.7.2 Impact de DG sur la protection des départs

La structure de distribution de puissance a généralement une topologie radiale. Chaque branche du réseau de distribution dispose d'une source d'alimentation qui alimente le départ en aval. Le système de protection dans la distribution d'énergie comprend un réenclencheur et un relais de surintensité. La conception de base du dispositif de protection suppose que le courant de défaut circule d'une seule source d'alimentation vers la zone de défaut dans une seule direction.

Cependant, l'inclusion de DG peut poser plusieurs problèmes de protection au départ [145] :

- ❖ Le raccordement de DG conduit à la diversité des sources d'énergie dans le réseau de distribution, ce qui entraîne un courant de défaut bidirectionnel ;
- ❖ À cause de l'augmentation ou de la diminution du courant de défaut, le relais de coordination du système de protection peut être perturbé ;
- ❖ À cause de l'intégration d'une DG intermittente, le niveau du courant de défaut peut être constamment modifié.

V.7.3 Impact de DG sur le faux déclenchement

Le principe du faux déclenchement est illustré à la figure V.7. La localisation du défaut de court-circuit dans le conducteur 2 produira la contribution de courant de court-circuit fourni par le réseau externe et l'unité de DG. La Figure V.7 montre que l'unité DG générera un courant de court-circuit, qui circule de la charge 1 à la charge 2. Ce flux d'énergie sera détecté par le relais de surintensité (composante non directionnelle) qui protège la charge 1.

Lorsque l'amplitude du courant de court-circuit fourni par l'unité DG dépasse le courant de déclenchement du relais de surintensité, ce défaut peut entraîner la déconnexion inutile du départ 1. Ce problème de protection survient lorsque le défaut à l'intérieur du départ 2 est proche de la sous-station, ou lorsque l'unité DG est étroitement connectée à la sous-station et est un problème sélectif lié au schéma de protection contre les surintensités.

Le mauvais déclenchement peut être résolu en augmentant le courant de déclenchement du relais de surintensité de protection du conducteur 1. Pour les défauts de longue distance dans la charge 1, il n'est pas souhaitable d'augmenter le courant de déclenchement, L'amplitude du courant sera inférieure et le courant de démarrage peut être réglé sur un seuil plus haut [146].

Une autre solution consiste à utiliser un relais de surintensité avec des composants directionnels supplémentaires. Le relais peut distinguer la direction du courant de défaut (avant ou après) du réseau externe ou de l'unité DG. Cela augmente finalement la sélectivité du système de protection. Le seul inconvénient de ces relais directionnels est le coût d'investissement dans un transformateur de tension supplémentaire à côté du transformateur de courant existant pour faire fonctionner correctement le relais.

V.7.3.1 Impact de DG sur le faux déclenchement des départs

Quand le dispositif de protection ne réagit pas correctement, son fonctionnement peut provoquer un déclenchement sympathique. Évidemment, un déclenchement sympathique est un fonctionnement indésirable du relais dans des conditions de charge déséquilibrée ou élevée, survenant pendant ou après une panne partielle. Les déclenchements sympathiques sont largement considérés comme un défi pour protéger les réseaux avec DG. Au fur et à mesure l'alimentation par la DG se développe à l'avenir, et la gravité de ce problème peut aussi augmenter [147].

V.7.4 Impact de DG sur les relais de protection de Coordination

Traditionnellement, dans les schémas de protection, le courant circule dans un seul sens, mais l'ajout de puissance au réseau entraînera la redistribution du courant de dérivation à travers le réseau. L'impact de la production d'énergie décentralisée sur la coordination des équipements de protection repose sur plusieurs facteurs, tels que la sensibilité à la configuration du système de distribution, la taille et l'emplacement de la DG. Le niveau de courant de défaut augmente proportionnellement au taux de pénétration de DG. [148]

V.7.5 Impact sur l'obstruction du réenclenchement automatique

Si la ligne électrique tombe temporairement en panne dans un court laps de temps, il n'est pas obligatoire de couper l'alimentation électrique de charge en coupant définitivement la ligne électrique. Le réenclenchement automatique déconnectera la ligne dans un court laps de temps pour éteindre l'arc, puis se reconnectera après un certain temps. Répétant ce processus pour un nombre de fois spécifié, et si le défaut persiste, on déconnectera définitivement la ligne. Cependant, lorsque la DG est installée, l'onduleur peut continuer à alimenter le défaut et générer un arc, et même si le portail est ouvert, le défaut temporaire peut être converti en défaut permanent. Par conséquent, une déconnexion de ligne inutile peut se produire [149].

V.7.6 Impact de la DG sur la protection de la surintensité

Lorsqu'un défaut survient dans le système de distribution électrique, les DGs adjacents répondront au défaut. Selon la taille, le type, la distance et l'emplacement du défaut, chaque DG fournit une certaine quantité de courant à un moment donné, puis le courant de la DG est réduit à zéro ou à un niveau négligeable. Dans la recherche sur la protection, le niveau et le moment de la contribution doivent être pris en compte [135].

V.7.6.1 Protection instantanée contre les surintensités

Le relais de surintensité peut protéger les composants du réseau importants causés par une surcharge ou un court-circuit. Lorsqu'il y a plusieurs relais en aval du départ, comme décrit dans les sections précédentes, l'utilisation de la classification de courant et de temps fournit un schéma de protection sélectif. Il est également possible de créer un schéma de protection qui n'applique qu'un niveau de courant entre les relais de surintensité et ignore le niveau de temps.

Dans ce type de schéma de protection, tous les relais de surintensité sont réglés avec un courant de déclenchement instantané ($I \gg$), qui est égal à l'amplitude de court-circuit calculée à 80% de la longueur (règles générales à considérer du départ protégé pour mesurer l'erreur du transformateur et du relais du compteur), voir Figure V.5. Cette classification du courant n'est utilisée que dans le schéma de protection. La différence de courant de court-circuit entre les deux jeux de barres aux deux extrémités du départ, ou du transformateur suffisamment grand pour se différencier (généralement 1 kA).

Le temps de fonctionnement de chaque relais de surintensité peut être réglé sur un fonctionnement immédiat ($t= 0,0s$) sans perdre la sélectivité. L'avantage de ce type de schéma de protection est que la vitesse de coordination de la protection est plus rapide, par rapport au schéma de protection temporelle dans le temps. Un inconvénient de ce type de système de protection est qu'il dépend fortement de l'amplitude de court-circuit précalculée. Lorsque certains départs à l'intérieur du système de distribution sont hors service et que l'alimentation est épuisée, l'amplitude du court-circuit peut être très bonne. La puissance de court-circuit de réseau externe change car le dispositif de DG entre ou sort du fonctionnement à l'intérieur du réseau en raison de son comportement intermittent [150].

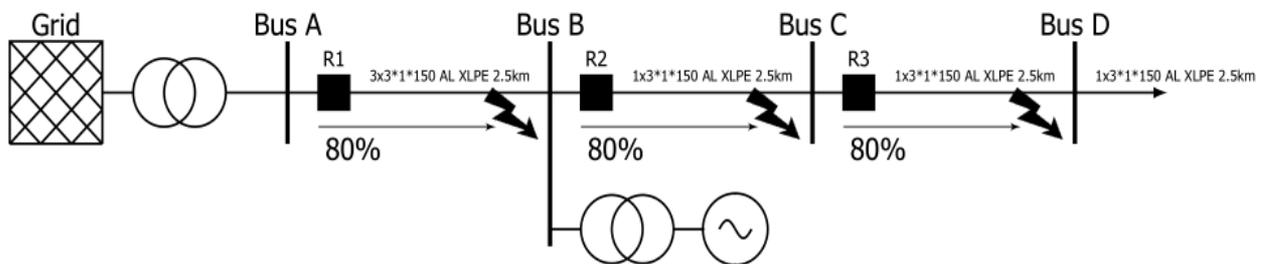


Figure V.5 : Protection instantanée de classement de courant [150]

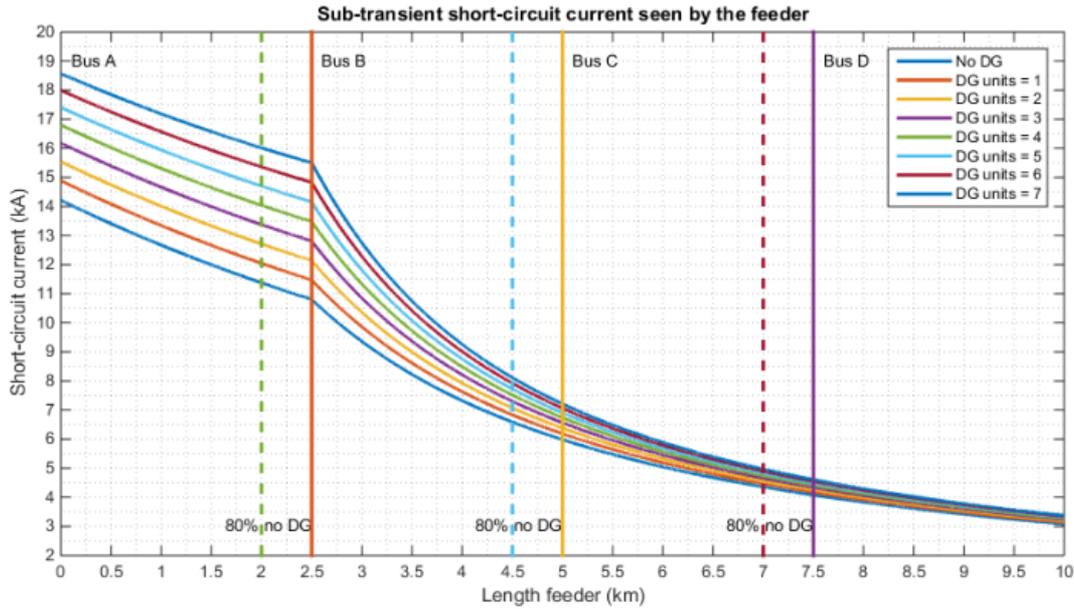


Figure V.6 : Impact de la production décentralisée sur les courts-circuits [150]

Comme indiqué dans les sections précédentes, un système de distribution électrique typique est connecté à un réseau externe via un transformateur de puissance, où l'énergie circule du réseau externe en haut vers l'utilisateur final en bas du système. Actuellement, le réseau électrique externe est la principale source de courant lors d'un événement de court-circuit à l'intérieur du système de distribution. Lorsque plusieurs unités de DG sont connectées à l'intérieur du système de distribution électrique, cette situation changera, voir figure V.7.

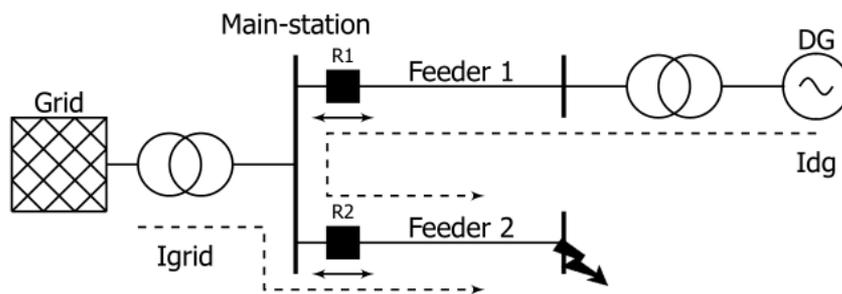


Figure V.7 : Faux déclenchement [150]

Sur cette figure, l'unité DG est connectée à la ligne d'alimentation 1, et un défaut est déclenché dans la ligne d'alimentation 2. Le circuit composant local équivalent de cette figure lors d'un défaut symétrique est représenté sur la figure V.7. En convertissant un circuit donné en un circuit Thévenin équivalent, des calculs assez simples peuvent être effectués. Les

équations 5.15 et 5.16 donnent les formules correspondantes pour le circuit de Thévenin pour calculer le courant de court-circuit global à un emplacement bien défini dans la ligne électrique 2. [150]

$$Z_{th} = Z_{conducteur2} + \frac{Z_{réseau} * (Z_{DG} + Z_{conducteur1})}{Z_{réseau} + Z_{DG} + Z_{conducteur1}} \quad 5.15$$

$$I_{f''} = \frac{U_f}{Z_{th}} = \frac{U_L}{\sqrt{3}} * \frac{Z_{réseau} + Z_{DG} + Z_{conducteur1}}{(Z_{conducteur2} * (Z_{réseau} + Z_{DG} + Z_{conducteur1})) + (Z_{réseau} * (Z_{DG} + Z_{conducteur1}))} \quad 5.16$$

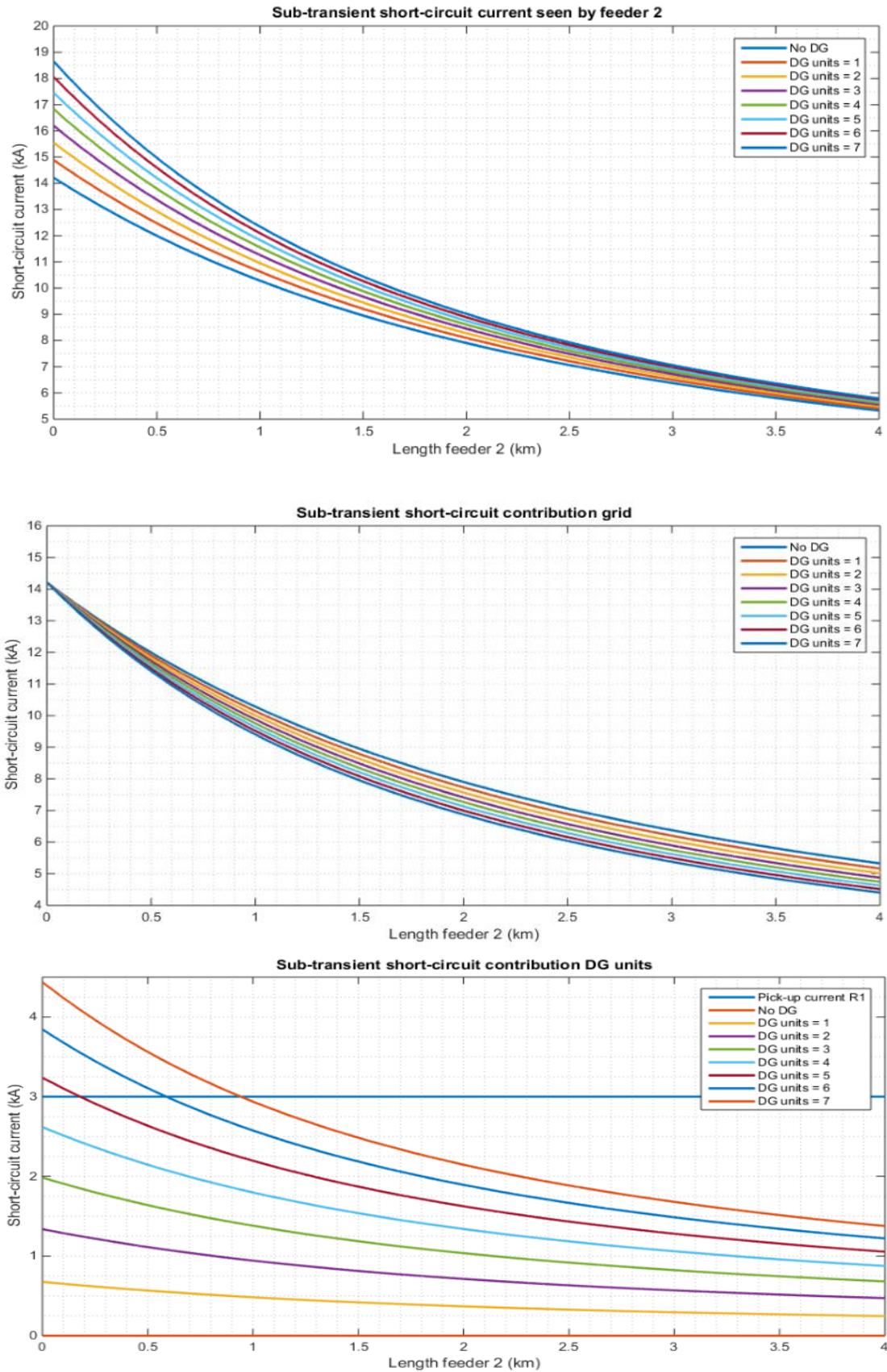


Figure IV.8: Calcul du court-circuit d'un réseau de distribution soumis à des unités DG. De haut en bas : calcul des courts-circuits sur toute la longueur du départ 2, contribution des courts-circuits de la DG, contribution des courts-circuits du réseau [146].

V.7.7 La Contribution du Blindage de la Protection

Lors d'un défaut, une unité de DG peut contribuer au courant de défaut au fond, selon l'impédance du réseau et la puissance nominale de la DG. Le courant de défaut sera partagé entre le réseau et la DG installée. Cela entraînera une contribution du courant du réseau moins importante au défaut que la valeur spécifiée conçue pour déclencher le dispositif de protection sans la DG installée, ce qui entraînera un échec à la détection du défaut [151].

La Figure V.9 montre le concept de blindage du schéma de protection contre les surintensités. Dans cet exemple, le dispositif de la DG (départ 3) est connecté au même poste que le départ qui a déclenché le défaut (départ 2). Le réseau externe est à plusieurs kilomètres de la sous-station via le départ 1. Tous les départs sont protégés par des relais de surintensité connectés à l'intérieur du départ 1. Le courant de défaut mesuré au niveau du relais de surintensité sera plus faible, dans le cas où les unités de DG sont connectées. Un exemple est donné à la Figure V.9, où le relais de protection est blindé en raison de l'effet de court-circuit de l'unité DG.

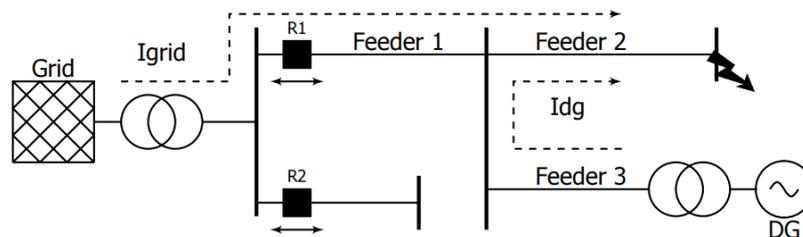


Figure V.9 : Blindage de la protection [151]

V.7.8 Îlotage indésirable

Le processus de maintenance ou les défauts longs sont les deux principales origines de l'îlotage lorsqu'une partie du système de distribution électrique est hors tension. Dans ce cas, la charge restante n'est fournie que par l'unité de la DG lorsqu'elle existe. En raison de la possibilité de contact avec des pièces sous tension, cela soulève des préoccupations pour la sécurité des inspecteurs du système et du personnel de maintenance. De plus, lorsque ces charges ne sont fournies que par des unités de DG, la qualité d'alimentation relativement médiocre de ces unités affectera les charges sensibles [151].

Dans ce chapitre, une attention particulière sera accordée aux problèmes d'îlotage, qui sont spécifiques à la situation où la DG est insérée dans le réseau de distribution.

V.7.8.1 Formation d'un îlot

Les îlotages involontaires sont généralement formés par l'ouverture soudaine de disjoncteurs, d'interrupteurs d'isolement ou de fusibles du côté « amont » ou du côté alimentation de la production décentralisée, ou en réponse à un défaut entraînant la déconnexion de la DG du réseau, la figure V.10 donne une illustration. Idéalement, le relais de protection doit détecter et effacer le défaut, puis interrompre l'alimentation de sortie de la DG avant que l'îlotage se produise.

Cependant, ce n'est pas toujours le cas. Les défauts transitoires peuvent ne pas être détectés par le système de protection, et peuvent exister après l'ouverture du disjoncteur, entraînant un îlotage. Tant que l'amplitude de la tension, la fréquence et l'angle de phase sont dans la plage autorisée, l'îlotage peut être maintenu [152].

Pour des nombreuses raisons, les îles involontaires sont considérées comme une menace majeure pour les managers des réseaux de distribution. Par conséquent, les normes telles que IEEE 1547 [153] exigent que la DG soit équipée d'une protection anti-îlotage lorsqu'elle fonctionne en parallèle avec le réseau principal.

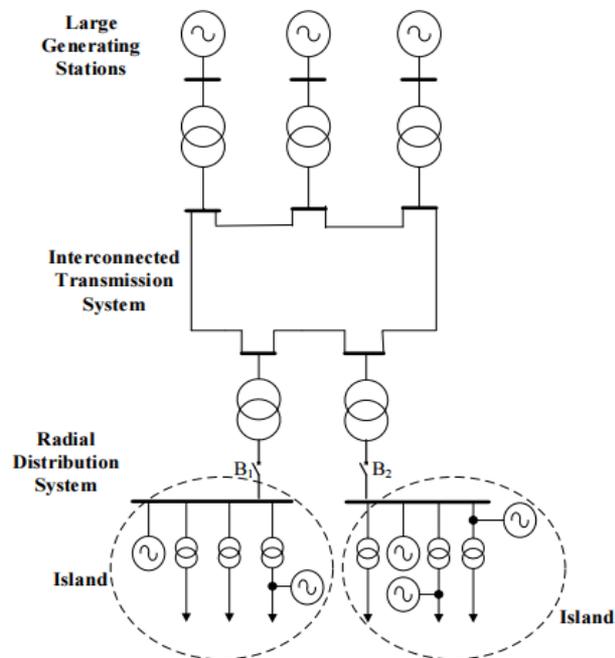


Figure V.10: *Ilotage du système d'alimentation* [152]

V.7.8.2 Les dangers d'ilotage

L'ilotage peut être dangereux, principalement pour les quatre raisons suivantes :

V.7.8.2.A. le problème de sécurité : S'il existe des îlots, les opérateurs du réseau peuvent rencontrer des fils sous tension de manière inattendue, car on pense qu'il n'y a pas de tension sur le réseau.

V.7.8.2.B. l'endommagement des équipements : Si les paramètres de fonctionnement sont significativement différents de la norme, cela peut endommager l'équipement du client.

V.7.8.2.C. la défaillance : Un réenclenchement dans un réseau où l'ilotage est actif peut causer des problèmes avec l'équipement de service, ou empêcher le système de réenclenchement automatique.

V.7.8.2.D. l'endommagement des onduleurs : Un réenclenchement sur la coïncidence d'un îlotage actif peut effectuer des endommagements aux convertisseurs statiques (onduleurs).
[154]

V.8 Les règles de la protection en présence de la DG

La protection en présence de DG nécessite certains changements et l'élaboration de nombreuses règles et directives propres à chaque pays [155]. Les exigences habituellement données sont les suivantes :

- Si la tension ou la fréquence est anormale, l'unité de DG doit être déconnecté du réseau ;
- Si une ou plusieurs phases sont déconnectées du réseau, l'alimentation de la DG doit être déconnectée rapidement ;
- En cas de réenclenchement automatique, la DG doit être clairement déconnectée avant le réenclenchement pour laisser suffisamment du temps d'éteindre d'arc de défaut ;
- Une protection efficace doit être maintenue durant le fonctionnement de la DG ;
- Il devrait également envisager une DG intermittente, en particulier lorsque la DG est hors service ;
- La réalisation de cet équilibre nécessite une évaluation minutieuse, et peut rendre le réseau moins protégé ;
- Pendant une période de panne, la DG peut être amenée à rester connectée ;

- Le système de distribution électrique sera préparé de façon que les gros appareils DGs doivent pouvoir résister à quelques millisecondes de panne sans se déclencher ;
- Par conséquent, l'ilotage peut se produire après un défaut En raison de la connexion d'une DG, et si le distributeur ne comprend pas ce phénomène complexe, il peut constituer un problème à la sécurité publique [156].

V.9 Modifications à apporter au système connecté à la DG

Lors de l'examen de l'impact de la production d'électricité décentralisée sur la protection du réseau de distribution, différents paramètres doivent être prises en compte, correspondant à différentes modifications du système.

V.9.1 Modification des paramètres de protection

Pour les niveaux des petites DGs, cela peut être nécessaire et se limite à modifier quelques paramètres. A chaque fois qu'une DG est connectée au réseau de distribution, une nouvelle coordination de protection est recommandée pour éviter tout problème de coordination. Cependant, comme aucun investissement d'équipement n'est requis, le coût de la modification reste très faible.

V.9.2 Disjoncteur supplémentaire

Pour les alimentations à longue durée, la différence entre le courant de charge maximum et le courant de défaut minimum peut être identique pour une protection fiable. Cela nécessite l'installation d'un disjoncteur sur le départ, qui est en fait une nouvelle sous-station. Pour les départs qui sont proches de la longueur maximale, un petit nombre de DG peut être installé. Il convient également de noter qu'une légère augmentation de la charge entraînera le besoin de disjoncteurs supplémentaires.

V.9.3 Nouveaux concepts de protection

Lorsque deux ou plusieurs départs du même transformateur sont en production de masse, il n'est plus possible d'obtenir une sélectivité uniquement par une protection contre les surintensités. D'autres solutions sont également nécessaires, comme la protection directionnelle et la communication entre les relais.

V.10 Des idées sur les futurs plans de protection du réseau

À l'avenir, selon le concept de réseau intelligent, la structure du réseau de distribution ne restera pas constante et deviendra au fur et à mesure plus flexible.

De même manière pour le système de protection qui sera plus complexe et besoin des nouveaux dispositifs plus intelligents, surtout en présence des productions décentralisées intermittentes.

En fait, le raccordement des productions électriques décentralisées de type intermittent oblige notre réseau de distribution de fonctionner en de modes différentes. Par conséquent, le système de protection également donne plus de performance s'il pourra fonctionner d'une façon cohérente à ces modes.

Afin d'obtenir un système de protection adapté au concept du réseau électrique intelligent, il est très nécessaire d'entrer certaines modifications et quelques améliorations sur les dispositifs de protection en particulier, et sur le système de protection en général.

Parmi ces améliorations on peut citer :

- ✚ L'intégration des nouveaux systèmes de communication tels que le 5G dans le contrôle et la commande des dispositifs de protection (les relais et les disjoncteurs) ;
- ✚ Automatiser tous les appareils du circuit de commande du réseau de distribution ;
- ✚ Développer des appareils de protection de court-circuit qui peuvent varier ses valeurs de réglage automatiquement selon le mode de fonctionnement (avec DG, sans DG) ;
- ✚ Créer des nouvelles protections anti-ilottage plus efficaces et moins perturbantes au système électrique de distinction ;

Le but de ces améliorations proposées est d'être compatible avec les développements envisagés au niveau du réseau intelligent.

V.11 Application 4 : Nouveau concept de protection anti-îlotage dans les réseaux de distribution avec forte pénétration de la DG

Ces dernières années, sous l'influence de multiples paramètres tels que l'écologie, l'économie ou la technologie, la vitesse d'intégration des productions décentralisées aux réseaux, et les énergies renouvelables qui sont fortement augmentées (figure V.11). L'enjeu de cette intégration dans le réseau de distribution est qu'elle crée des problèmes qui nécessitent quelques modifications pour une utilisation optimale de l'énergie.

Ces changements ont affecté le secteur à plusieurs niveaux, y compris les systèmes de protection qui doivent être modernes, efficaces et intelligents. L'intelligence catégorise également la déconnexion partielle du réseau, et gère les interférences qui créent des îlotages. Par conséquent, en cas d'interférence (surtension, surcharge), la protection anti-îlotage installée doit jouer un rôle très important. Ces interruptions peuvent entraîner la déconnexion d'une partie du réseau, donc seules les sources d'énergie renouvelables alimentent les clients. Concernant le reflet de la protection anti-îlotage, il peut y avoir plusieurs situations. Dans cette application, nous essayons de découvrir les cas de défiance et proposons un meilleur système anti-îlotage.

V.11.1 Notion d'îlotage

« On dit qu'il y a îlotage lorsqu'une partie d'un réseau électrique, comprenant des moyens de production et des charges, est déconnectée du réseau principal (séparée du réseau amont), et que les charges de cet îlot sont entièrement alimentées par les générateurs du même îlot où la tension et la fréquence sont maintenues à des valeurs proches de leur valeur nominale » [150]. Les causes d'un îlotage sont généralement dues à l'opération d'arrêt pour des raisons de maintenance ou des pannes telles que des courts-circuits.

V.11.2 Protection anti-îlotage

La protection anti-îlotage est une fonction importante indispensable qui doit être installée sur la DG, conformément aux normes et aux réglementations applicables. Il est également utile de disposer de cette protection pour éviter tout dommage à la DG lors de l'îlotage. Au cours des 20 dernières années, de nombreuses méthodes de détection des îlotages ont été développés, et chaque méthode détient ses propres limites et avantages [158],[159].

V.11.3 Méthodes de la protection anti-îlotage

Les méthodes de la protection anti-îlotage peuvent être divisées en trois catégories principales : les méthodes passives, les méthodes actives et les méthodes de communication, et chacune de ces catégories peut inclure plusieurs technologies.

V.11.3.1 Méthodes passives

Les méthodes passives utilisent des mesures disponibles localement, telles que la tension ou la fréquence. La technologie repose sur la détection de la tension, de la fréquence et de l'angle de phase anormaux au niveau du terminal de la DG pour déterminer si l'îlotage se produit, et prendre une décision de déclenchement sans interagir directement avec les opérations du système. La valeur mesurée obtenue à partir de la borne de haute tension à l'aide de transformateurs de tension et de courant jusqu'au niveau de basse tension qui alimente l'équipement de test. De plus, cette méthode ne déforme pas la forme d'onde de tension, et elle ne nécessite pas de liaison de communication, ce qui permet de réduire le coût global de l'investissement. Les méthodes suivantes peuvent être citées dans cette catégorie [160].

- Relais Sous / Surtension ;
- Relais Sur / sous fréquence ;
- Saut de phase de tension ;
- Décalage vectoriel de tension ;
- Relais de saut de phase de fréquence ;
- Détection des harmoniques de tension et / ou de courant ;
- Taux de variation du relais de fréquence (ROCOF) ;
- Taux de variation de la tension (ROCOV) ;
- Taux de variation de la puissance active / réactive et du facteur de puissance ;
- Déséquilibre de tension.

La plupart de ces méthodes ont des limites d'efficacité, et leur rendement est inférieur. Ces méthodes en fait ne conviennent que pour les faibles puissances [161]-[163].

V.11.3.2 Méthodes actives

Les méthodes actives sont basées sur l'injection des interférences générées dans le réseau de distribution (pour faire dévier les paramètres de la plage autorisée), ce qui permet

de détecter l'îlotage et conduit les dispositifs à la protection anti-îlotage au point de départ [156] [157]. L'avantage par rapport aux méthodes passives est la rapidité. Les méthodes de cette catégorie sont :

- Décalage de fréquence en mode glissant (SMS) ;
- Dérive de fréquence active (AFD) ;
- Injection de bruit aléatoire ;
- Saut de fréquence ;
- Décalage de tension de niveau différentiel (DV) ;
- Mesure d'impédance ;
- Détection d'impédance à une fréquence spécifique ;
- Décalage de fréquence Sandia (SF) ;
- Décalage de tension Sandia (SVS) ;

La majorité des méthodes actives sont plus efficaces que les méthodes passives, de sorte que l'îlotage peut être détecté plus rapidement. Mais elles provoqueront des perturbations surtout en présence de plusieurs onduleurs. [160],[163],[166].

V.11.3.3 Méthodes de détection par communications

Trois méthodes principales peuvent être distinguées :

- Communication via les lignes ;
- Trajet de transfert ;
- Contrôle de supervision et acquisition data (SCADA).

Bien que ces méthodes soient plus efficaces que les deux autres catégories, mais leur coût reste très élevé [167]-[168].

V.11.4. Procédure d'essai des méthodes de détection de l'îlotage

Le circuit d'essai doit comprendre deux alimentations et un circuit RLC (composant variable) [88]. En fonctionnement normal, la formule de puissance d'émission est la suivante :

$$\Delta P + P_{DG} = P_{load} \quad (5.7)$$

$$\Delta Q + Q_{DG} = Q_{load} \quad (5.8)$$

P_{DG} , Q_{DG} : Puissance fournie par la source d'énergie renouvelable. ΔP , ΔQ : puissance fournie par le réseau. P_{load} , Q_{load} : puissance consommée par la charge. Les équations de puissance au niveau de la charge RLC sont :

$$P_{Laod} = V_{DG}^2 / R \quad (5.9)$$

$$\text{avec } Q_l = V_{DG}^2 / L\omega_{DG} \quad (5.10)$$

$$\text{et } Q_C = V_{DG}^2 C \cdot \omega_{DG} \quad (5.11)$$

$$Q_{ch} = Q_l - Q_C = V_{DG}^2 (L\omega_{DG})^{-1} - V_{DG}^2 C \cdot \omega_{DG} \quad (5.12)$$

Avec ω_{DG} l'impulsion générée par la source d'énergie renouvelable, V_{DG} est la tension générée par les sources d'énergie renouvelable. Les équations (5.7) et (5.8) seront les suivantes : [168]

$$\Delta P + P = V_{DG}^2 / R \quad (5.13)$$

et

$$\Delta Q + Q = V_{DG}^2 (L \cdot \omega_{DG})^{-1} - V_{DG}^2 \cdot C \cdot \omega_{DG} \quad (5.14)$$

donc

$$V_{DG}^2 (L\omega_{DG})^{-1} = \Delta Q + Q + V_{DG}^2 C \cdot \omega_{DG} \quad (5.15)$$

Si une partie de l'alimentation (le réseau) est perdue, l'équations au niveau de la charge seront :

$$P_{Laod} = P = V_{DG}^2 / R \quad (5.16)$$

et

$$Q_{Laod} = Q = V_{DG}^2 (L \cdot \omega_{DG})^{-1} - V_{DG}^2 C \cdot \omega_{DG} \quad (5.17)$$

donc

$$V_{DG}^2 / L \cdot \omega_{DG} = Q + V_{DG}^2 C \cdot \omega_{DG} \quad (5.18)$$

V.11.5 Description de la méthode proposée

Dans cette partie, une nouvelle méthode de détection d'îlotage est proposée. La méthode est basée sur les nouveaux moyens de communication, et les mesures d'indices locaux. Le principe est tant que les productions décentralisées sont synchronisées avec les réseaux en cours de fonctionnement, il est également nécessaire de synchroniser leur système de protection lors de la détection des défauts afin d'éviter toute possibilité de perturbation. Le schéma simplifié suivant donne plus de détails. [168]

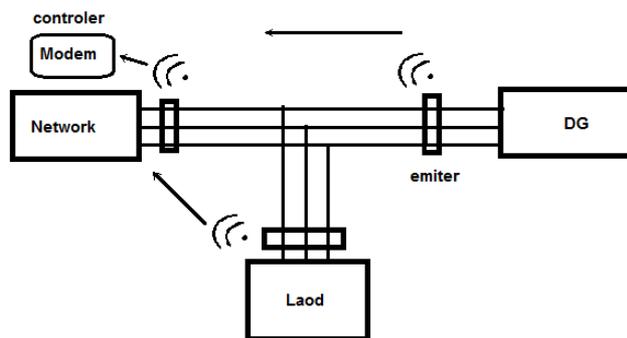


Figure V.11 : Schéma simplifié d'un réseau électrique en présence d'une DG avec un système de contrôle.

Le principe de cette méthode est expliqué sur un cas simple, comme suit (figure V.11) :

- 1) Comme dans un système informatique maître-esclave, le réseau source est le maître et la DG représente l'esclave ;
- 2) Installer des transmetteurs d'état (0-1) sur le système de protection de chaque composant (réseau, DG, charge);
- 3) Tout élément envoie un code de signal Un (1) en fonctionnement et zéro (0) pour l'élément en arrêt ;
- 4) Installer également un modem de vérification d'état pour avoir une vue globale sur l'ensemble du système.

En fait, le tableau suivant regroupe quatre scénarios (états) possibles :

Tableau V.2. Les états possibles des éléments du système

	Etat	Résau	DG	Charge	Decision
0 = Off, 1= On	A	1	1	1	Normal
	B	1	0	1	Normal
	C	0	1	1	Ilotage
	D	0	0	0	Normal

Le tableau ci-dessus montre la possibilité d'un seul cas d'îlotage. La caractéristique de ce cas (état C) est qu'il n'y a pas d'énergie dans le réseau source (0), mais il y a de l'énergie dans la DG et la charge (1). De cette manière, on peut programmer le système de détection sur le code de position (011) comme un code d'îlotage, et dans ce cas le système anti-îlotage doit être activé. La commande doit être envoyée directement et rapidement à la protection DG pour se déclencher et le code (000) confirme l'exécution de la commande (état D).

V.11.6 Algorithme de détection et de contrôle de l'îlotage

Pour des systèmes plus complexes, un algorithme a été développé pour définir les différentes étapes de cette méthode lors de la détection des défauts d'îlotage, et le contrôle et l'activation des défauts anti-îlotage en présence de production décentralisée (DG). Au même temps, cette méthode s'appuie sur les nouvelles technologies de communication et des équipements automatiques (Figure V.12). L'algorithme commence par la création d'un code d'état, où le premier numéro de code correspond à la source du réseau (grid), la deuxième partie (chiffre) du code est réservée à l'état des productions décentralisées et la troisième partie dépend de l'état des charges.

En fait, le code est constitué de deux chiffres indiquant deux états. 0 = désactiver, 1 = activer. Cela vous permet de créer des codes avec trois (3) chiffres avec quatre (4) possibilités {000, 101, 011 ou 111}. Selon l'image précédente, l'apparition du code 011 au niveau du modem indique un état d'îlotage. Dans ce cas, le modem génère une commande pour activer le système de protection dans la production décentralisée (DG) [168]. Le schéma d'algorithme suivant résume ces différentes étapes.

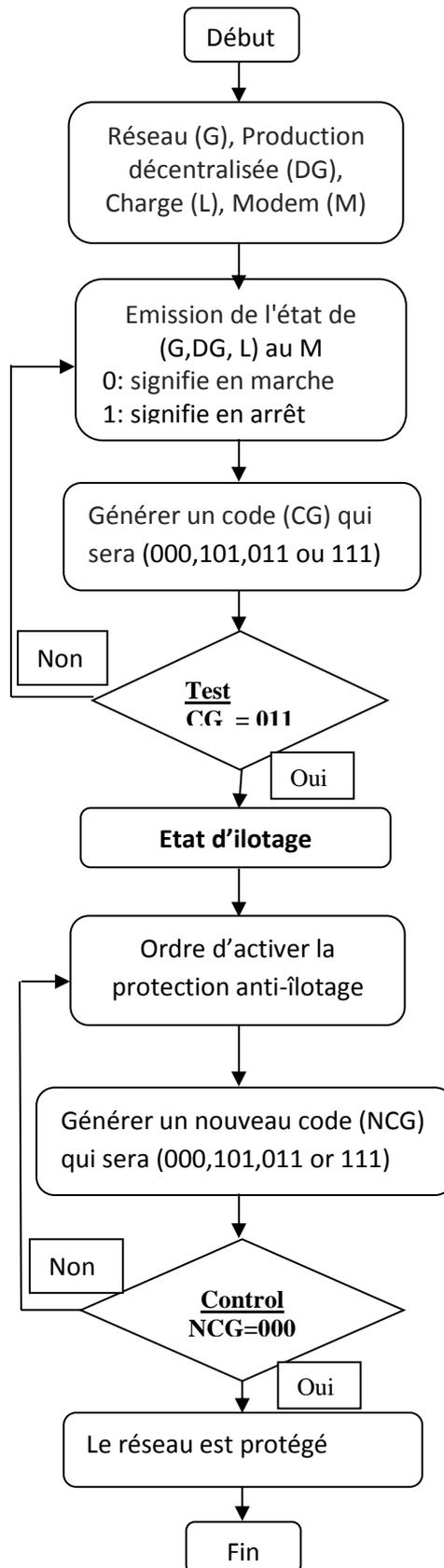


Figure V.12: Algorithme de détection et de contrôle d'îlotage

Le but de cette méthode est de protéger efficacement, clairement, et plus rapidement notre réseau de distribution connecté aux DGs que les méthodes passives, et a moins d'interférences que les méthodes actives.

V.11.7 Pour un réseau connecté à plusieurs productions décentralisées

Cette méthode a été appliquée sur un réseau test IEEE 14 bus, qui représente une simple approximation d'un système d'alimentation avec 14 bus, 5 générateurs et 11 charges (Figure V.13). Pour l'application de la nouvelle méthode, certaines modifications nécessaires ont été apportées, où le système utilise une source (réseau) pour fonctionner, tandis que les quatre (4) autres sont des générateurs de manière décentralisée (DG).

Cinq (5) charges sont prises en compte lors de l'installation des transmetteurs (L4, L12, L13, L14). Par conséquent, le code généré par le modem doit contenir onze (11) chiffres binaires, le premier chiffre est du code de la source (réseau), les quatre (4) chiffres suivants du code correspondent aux états des productions décentralisées, et les cinq (5) derniers chiffres du code représentent les états des charges. Pour le cas considéré, on a treize (13) cas d'îlotages possibles, qui sont : [168]

Tableau V.3: Codes générés aux cas d'îlotage pour réseau à 14 jeux de barres

CODE GENERE	STATE
0 0001 -----	Cas d'îlotage
0 0010 -----	
0 0100 -----	
0 1000 -----	
0 0011 -----	
0 0101 -----	
0 1001 -----	
0 1100 -----	
0 0110 -----	
0 0111 -----	
0 1110 -----	
0 1011 -----	
0 1101 -----	

V.11.8 Résultats et discussions

Grâce à cette application, nous pouvons obtenir les résultats et explications suivants :

- ✓ Le nombre élevé de connexion des productions décentralisées augmente la possibilité des cas d'îlotage ;
- ✓ La position d'états des éléments dans le code doit être très spécifique et fixe pour simplifier la détection et l'exécution des commandes ;
- ✓ L'îlotage ne se produit que lorsque la source du réseau (Grid) est en état d'arrêt ;
- ✓ Les charges n'ont aucun effet sur l'apparition de l'îlotage, mais ils sont très nécessaires pour contrôler l'activation de la protection anti-îlotage.

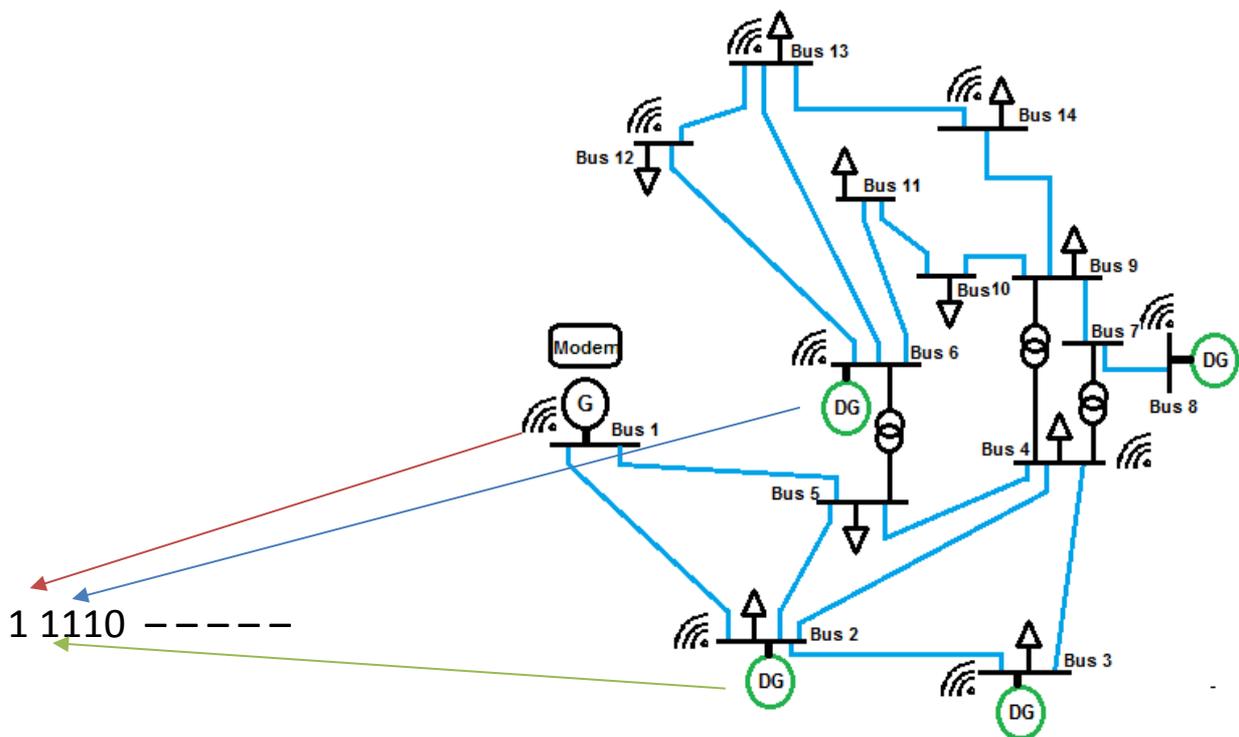


Figure V.13: Réseau de test IEEE 14 bus avec un nouveau système de protection anti-îlotage

Le nombre des productions décentralisées connectées (DGs) augmente chaque jour, il est donc très nécessaire de prendre plus d'attention au problème d'îlotage et à sa protection. Ce travail propose un nouveau concept de détection et de contrôle de l'îlotage. Plusieurs méthodes de détection d'îlotages passives et actives sont présentées, mais cette application explique une nouvelle méthode de détection et de contrôle des défauts d'îlotage, par un

algorithme, qui résume les différentes étapes de son application et qui tente de l'appliquer sur des systèmes électriques réels [168].

IV.12 Conclusion

Étant donné que l'inclusion de la production décentralisée affectera les paramètres du réseau de distribution moyenne tension (HTA), elle affectera également le système de protection, notamment les équipements et les dispositifs de protection contre les surtensions et les surintensités. Les réglementations, les seuils d'enclenchement et de coupure des relais et des disjoncteurs, et quelques changements sont envisagés.

Les méthodes de protection associées à l'insertion de la DG dans le réseau HTA pour empêcher l'ilotage ont des effets néfastes sur les systèmes de sécurité et de protection. Plusieurs méthodes ont été développées, qui peuvent être divisées en trois catégories (méthodes passives, méthodes actives et méthodes de communication). La plupart entraîneront des effets destructeurs ou de fiabilité réduite sur les systèmes électriques. En ce sens, une méthode anti-ilotage basée sur un algorithme et les nouveaux systèmes de communication (5G) ont été développées pour détecter et protéger les clients HTA, les opérateurs, et les équipements des réseaux contre l'ilotage.

Conclusion

Générale

Conclusion Générale

L'évolution survenue à propos de l'intégration de la DG dans les réseaux électrique de distribution et en particulier aux réseaux HTA, dirige les développements des études aux trois axes essentiels ; l'architecture du réseau de distribution, les paramètres électriques, et la protection. Dans cette thèse, et par l'analyse des impacts de la DG sur les réseaux d'énergie électriques, on envisage une série d'influences de l'insertion de DG sur les réseaux HTA. Dans ce cadre nous avons réparti le travail de la façon suivante ;

Au début, on a étudié les méthodes classiques de distribution de l'énergie électrique, ainsi que les nouvelles méthodologies d'installation des réseaux de distribution, et surtout de type HTA, selon les règles de planification en présence des productions décentralisées.

Et dans l'intérêt de produire une électricité moins polluante de l'environnement et qui soit plus économique, ceci nous conduit à étudier les différents types de la production décentralisée en particulier à base renouvelable (solaire, éolien, etc...), et fait preuve à ses avantages.

Cette étude, ne peut être complète sans parler de la modélisation des productions décentralisées les plus exploitées. Au premier lieu, on a commencé par la modélisation des sources d'énergie. Et on a fini, par la modélisation et la simulation des générateurs et des convertisseurs statiques assurant la connexion avec les réseaux de distribution HTA.

Malgré les avantages évidents de l'exploitation de la DG, ça n'empêche pas l'apparition des impacts sur le système de distribution des réseaux HTA. Ces impacts ont fait l'objet d'une publication et une communication.

Une spécificité a été donnée à la protection anti-ilotage qui a fait l'objet d'une communication. Le principal résultat est une nouvelle méthode d'évaluation et de détection de l'ilotage avec une procédure d'élimination du défaut.

Il est donc possible de confirmer l'hypothèse selon laquelle le développement des productions décentralisées nécessite et bénéficie des méthodes avancées, pour permettre l'évaluation des nouvelles techniques en termes d'impact sur la capacité d'intégration de la DG dans le réseau électrique de distribution.

Finalement, et comme perspective aux futurs travaux de recherche nous espérons atteindre les objectifs suivants :

- ❖ Création des structures des réseaux HTA plus compatible avec l'insertion des productions décentralisées et moins affectés par les perturbations ;
- ❖ Intégration et emplacement optimal des différentes productions décentralisées dans des réseaux plus complexes ;
- ❖ Développer des méthodes et des algorithmes pour bien maîtriser la stabilité des réseaux et minimiser les impacts de la production décentralisée ;
- ❖ Utiliser des nouveaux moyens de modélisation et de simulation tels que la Bond Graph, OPAL-RT, ...etc.

Annexe

Annexe : I

Tableau A: Données de charge du système de distribution radiale IEEE-33.

Charge	Position (bus)	Charge Active (kW)	Charge Reactive (kVAR)
charge2	2	100	60
charge3	3	90	40
charge4	4	120	80
charge5	5	60	30
charge6	6	60	20
charge7	7	200	100
charge8	8	200	100
charge9	9	60	20
charge10	10	60	20
charge11	11	45	30
charge12	12	60	35
charge13	13	60	35
charge14	14	120	80
charge15	15	60	10
charge16	16	60	20
charge17	17	60	20
charge18	18	90	40
charge19	19	90	40
charge20	20	90	40
charge21	21	90	40
charge22	22	90	40
charge23	23	90	50
charge24	24	420	200
charge25	25	420	200
charge26	26	60	25
charge27	27	60	25
charge28	28	60	20
charge29	29	120	70
charge30	30	200	600
charge31	31	150	70
charge32	32	210	100
charge33	33	60	40

Annexe I:

Tableau B : Données de ligne du système de distribution radiale IEEE 33 bus

Branche	De JB	Vers JB	Longueur (km)	Impédance	
				Resistance	Réactance
1	1	2	1	0.0922	0.0470
2	2	3	1	0.4930	0.2511
3	3	4	1	0.3660	0.1864
4	4	5	1	0.3811	0.1941
5	5	6	1	0.8190	0.7070
6	6	7	1	0.1872	0.6188
7	7	8	1	1.7114	1.2351
8	8	9	1	1.0300	0.7400
9	9	10	1	1.0440	0.7400
10	10	11	1	0.1966	0.0650
11	11	12	1	0.3744	0.1238
12	12	13	1	1.4680	1.1550
13	13	14	1	0.5416	0.7129
14	14	15	1	0.5910	0.5260
15	15	16	1	0.7463	0.5450
16	16	17	1	1.2890	1.7210
17	17	18	1	0.7320	0.5740
18	2	19	1	0.1640	0.1565
19	19	20	1	1.5042	1.3554
20	20	21	1	0.4095	0.4784
21	21	22	1	0.7089	0.9373
22	3	23	1	0.4512	0.3083
23	23	24	1	0.8980	0.7091
24	24	25	1	0.8960	0.7011
25	6	26	1	0.2030	0.1034
26	26	27	1	0.2842	0.1447
27	27	28	1	1.0590	0.9337
28	28	29	1	0.8042	0.7006
29	29	30	1	0.5075	0.2585
30	30	31	1	0.9744	0.9630
31	31	32	1	0.3105	0.3619
32	32	33	1	0.3410	0.5302

Bibliographie

Bibliographie

- [1] <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies - nouvelles - renouvelables - et maitrise-de-lrenergie>. Online :25/04/2020.
- [2] Ahmed Al Ameri. « Méthodes analytiques d'étude pour la diminution des pertes de puissance dans les réseaux électriques maillés en utilisant des techniques d'optimisation pour le dimensionnement et l'emplacement des générateurs décentralisés. Autre ». Thèse de doctorat. Normandie Université, 2017
- [3] Site officiel de Sonelgaz <https://www.sonelgaz.dz/?page=article&ida=174> (online : 22/10/2019)
- [4] <http://www.habilitacionelectrique-br.orgl-electriciteles-domaines-de-tension> (online: 01/06/2020)
- [5] Christophe Prévé, Robert Jeannot « Guide de conception des réseaux électriques industriels », DAS Transport et Distribution Activité Ensembles et Applications, Schneider Electric.1997
- [6] Philippe CARRIVE. « Réseaux de distribution - Structure et planification ». Techniques de l'Ingénieur, D4210 v1.1991
- [7] Aissaoui Ahmed, « Planification des réseaux électriques de distribution pour une présence massive de la génération d'énergie dispersée », Thèse de doctorat en science en électrotechnique, Université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbes. 2016
- [8] Egor Gladkikh. « Optimisation de l'architecture des réseaux de distribution d'énergie électrique », Thèse de doctorat, Département Energie électrique, Université Grenoble Alpes, 2015.
- [9] Dominique SERRE, « Installations électriques HTA- et appareillage, structure et protections », technique de l'ingénierie, D5025. 2008
- [10] Marie-Cécile, Alvarez-Hérault. « Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée », thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2009.
- [11] <http://www.megedoudeau.jmbertho.odns.fr/index.php/electricite/les-reseaux-de-distribution/les-postes-source>
- [12] ERDF. « Description physique du réseau public ». Rapport technique, ERDF, 2008.
- [13] Victor Gouin. « Évaluation de l'impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d'insertion de production décentralisée et de charges flexibles ». Thèse de doctorat, département d'Énergie électrique. Université Grenoble Alpes,2015.
- [14] Luis Gerardo Guerra Sánchez, Analysis of Power Distribution Systems Using a Multicore Environment, , UNIVERSIDAD DE MALAGA, Barcelona, March 2016, PhD Thesis
- [15] Georges VALENTIN, René FONDEUR, Bernard JOYEUX-BOUILLON, Jean-Claude TURPAIN, « Postes à moyenne tension ». Techniques de l'Ingénieur, D 4600, 1996.
- [13] E. Gain. « Réseaux de distribution - conception et dimensionnement ». Techniques de l'Ingénieur, D4220 v1, 1993.
- [14] Alain COIFFIER. « Optimisation du système électrique - module 4 », Rapport technique, ERDF, 2007.
- [15] Alain COIFFIER. « Schémas directeurs de développement des réseaux d'électricité de distribution MT ». Techniques de l'Ingénieur, D4211, 2013.
- [16] Chen Xuebing. «State Monitoring of Future Power Distribution Grid using Micro-PMU and State Estimation», thesis PHD, School of Electrical and Electronic Engineering, Nanyang Technological University, Singapore ,2019
- [17] L.GreenJr. An ammonia energy vector for the hydrogen economy, International

- Journal of Hydrogen Energy Volume 7, Issue 4, 1982, Pages 355-359
- [18] Boris Berseneff. « Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur ». Thèse de doctorat, Sciences de l'ingénieur, Université de Grenoble, 2010
- [19] G. Andersson, et al « Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 20, NO. 4, NOVEMBER 2005
- [20] Shibani Kanti Bala, Study of Smart Grid Technology and Its Development in Indian Scenario, university of Rourkela, India. 2013
- [21] Giuliano Andrea Pagani, From the Grid to the Smart Grid, Topologically, the University of Groningen, Ph.D. 2013
- [22] Thomas Ackermann a,*,1, Goran Andersson b, Lennart Soderstrom "Distributed generation: a definition", Electric Power Systems Research, Vol 57, pp 195–204, 2001.
- [23] W. El-Khattam*, M.M.A. Salama. Electric Power Systems Research. Distributed generation technologies, definitions and benefits. Vol 71 pp 119–128. 2004
- [24] Xiaodan Selina Feng, «Dynamic Equivalencing of Distribution Network with Embedded Generation», The University of Edinburgh, Ecosse, 2011
- [25] Lucian Ioan Dulău,*, Mihail Abrudeanu, Dorin Bică, Distributed generation technologies and optimization, The 7th International Conference Interdisciplinarity in Engineering. Procedia Technology Volume 12, 2014, Pages 687-692
- [26] LABED Djamel, « Production décentralisée et couplage au réseau », thèse de doctorat, Université Frères Mentouri. Constantine, 2008.
- [27] Marinelli, M., Massucco, S., & Silvestro, F. Wind Turbine and Electrochemical Based Storage Modeling and Integrated Control Strategies to Improve Renewable Energy Integration in the Grid. Thesis of PHD, University of Genova. (2011).
- [28] Alireza Soroudi. « Architecture des réseaux de distribution en présence de production décentralisée ». Planification sous incertitudes et modes d'exploitation décentralisés. Autre. Université de Grenoble, 2011.
- [29] Marinelli, M., Massucco, S., & Silvestro, F. Wind Turbine and Electrochemical Based Storage Modeling and Integrated Control Strategies to Improve Renewable Energy Integration in the Grid. Thesis of PHD, University of Genova. (2011).
- [30] Jean-François Canard. « Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution ». Thèse de doctorat, département d'Énergie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2000.
- [31] Gary D. Price, «Renewable Power and Energy: Photovoltaic Systems», Volume I, ISBN-13: 978-1-94708-386-8 (print), MOMENTUM PRESS, NEW YORK, 2018
- [32] Yuan, Qiheng, Variability analysis of wind and solar energy for optimal power system integration. PhD thesis. University of Glasgow, (2020)
- [33] Arthouros Zervos. « RENEWABLES 2019- GLOBAL STATUS REPORT », National Technical University of Athens (NTUA) , rapport technique, REN21, 2019.
- [34] Benoit Boutaud. « Un modèle énergétique en transition ? Centralisme et décentralisation dans la régulation du système énergétique », thèse de doctorat, Université Paris-Est, 2016.
- [35] Gary D. Price, «Renewable Power and Energy: Photovoltaic Systems», Volume I, ISBN-13: 978-1-94708-386-8 (print), MOMENTUM PRESS, NEW YORK, 2018
- [36] Adil Caner Şener , UNCERTAINTY ANALYSIS OF GEOTHERMAL ENERGY ECONOMICS, George Washington University for the degree of Doctor of Philosophy Jan. 31, 2009.

- [37] The Future of Global Biomass Power Generation, The technology, economics and impact of biomass power generation By Paul Breeze, Copyright © 2004 Business Insights Ltd, London.
- [38] Roger H. Charlier · Charles W. Finkl Ocean Energy, Tide and Tidal Power, ISBN: 978-3-540-77931-5, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2009
- [39] Aurélien Mercier. « Pilotage de la production décentralisée et des charges non conventionnelles dans le contexte Smart Grid et simulation hybride temps réel ». Thèse de doctorat département d'énergie électrique. Université Grenoble Alpes, 2015.
- [40] G.B. GHAREHPETIAN, S. MOHAMMAD MOUSAVI AGAH, « DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS - Design, Operation and Grid Integration », Butterworth-Heinemann publications, ISBN: 978-0-12-804208-3.
- [41] Sellé Touré. « Optimisation des réseaux : réseau actif et flexible ». Thèse de doctorat, département d'Energie électrique. Université de Grenoble, 2014.
- [42] Tao Zhou. «Control and energy management of a hybrid active wind generator including energy storage system with super-capacitors and hydrogen technologies for microgrid application ». thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2009.
- [43] Ahmed Bouraiou, Ammar Neçaibia, Nadir Boutasseta, Saad Mekhilef, Rachid Dabou, Abderrezzaq Ziane, Nordine Sahouane, Issam Attoui, Mohammed, Mostefaoui, Oussama Touaba, « Status of Renewable Energy Potential and Utilization in Algeria », Journal of Cleaner Production, (2019) doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119011.
- [44] Nadarajah Mithulananthan, Duong Quoc Hung, Kwang Y. Lee « Intelligent Network Integration of Distributed Renewable Generation », book, Green Energy and Technology, ISBN 978-3-319-49270-4, Springer, 2017
- [45] Darabi Z, Ferdowsi M « Aggregated impact of plug-in hybrid electric vehicles on electricity demand profile ». IEEE Trans Sustain Energy 2(4):501–508. 2011 doi:10.1109/tste.2011.2158123
- [46] Alemayehu Desta. Energy Supply and Demand Side Management in Industrial Microgrid Context. Modeling and Simulation. Université Paris-Est, 2017.
- [47] Trung Dung LE, « Contribution des moyens de production dispersés aux courants de défaut. Modélisation des moyens de production et algorithmes de détection de défaut ». thèse de doctorat, Spécialité : Energie, SUPELEC,2014.
- [48] Baran ME, Wu FF « Optimal capacitor placement on radial distribution systems ». IEEE Trans Power Delivery 4(1):725–734. (1989). doi:10.1109/61.19265
- [49] Arnaud Vergnol. « Intégration dans le réseau électrique et le marché de l'électricité de production décentralisée d'origine renouvelable: gestion des congestions locales ». Autre. Ecole Centrale de Lille, 2010.
- [50] Vincent Courtecuisse. « Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique ». Thèse de doctorat , Sciences de l'ingénieur. Arts et Métiers Paris-Tech, 2008
- [51] Jenkins, J.B. Ekanayake and G. Strbac, IET RENEWABLE ENERGY SERIES 1, Distributed Generation N. Year: 2009, ISBN: 0863419585.
- [52] Minh Q D, Gabriel N S. « the impacts of distributed generation penetration into the power system ». International conference on Electromechanical and power system (SIELMEN). pp. 295-301. 2017.
- [53] Begovic M, Pregeli A, Rohtagi A, « Impact of renewable distributed generation on power systems ». the 34th Annual Hawaii International Conference on System Sciences. 2001, proceeding. pp. 654-663.
- [54] Xu J, Li B, Zou Y, Li C; Mao Xin; Mao X; Pan S, Zhou N . «

- Characteristics of static voltage stability for distributed generation integrated into power system and its impacts analysis». 2013 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). 2013. pp. 1-6.
- [55] Jingxu Y, Gengyin L, Dawei W, Zhiwen S. «The impact of distributed wind power generation on voltage stability in distribution systems ». 2013 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC) . 2013. pp.1-5.
- [56] Olulope P K, Folly K A, Ganesh K. Venayagamoorthy. « modeling and simulation of hybrid distributed generation and its impact on transient stability of power system ». 2013 (ICIT). IEEE International Conference on Industrial Technology. 2013. pp. 1757-1762.
- [57] Chiradeja P, Ngaopitakku A. «The impacts of electrical power losses due to distributed generation integration to distribution system ». 2013 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS). 26-29octobre 2017, Busan, Korea. pp.1330-1333.
- [58] Vasileios A. Papaspiliotopoulos; George N. Korres; Nikos D. Hatziaargyriou « Adverse impact of distributed generation on protection of the Hellenic MV network – recommendations for protection scheme upgrade». CIRED. Year: 2017, Vol. 2017, Issue: 1.Pages: 934 - 938.
- [59] Ali Hariri, «Simulation Tools And Techniques For Analyzing The Impacts Of Photovoltaic System Integration », Famu-Fsu College Of Engineering, Florida State University, 2017
- [60] ENA, «Distributed Generation Connection Guide »,” Energy Network Association, London, 2014.
- [61] Steven Conner, « Automated Distribution Network Planning with Active Network Management », University of Edinburgh, these PHD, 2017
- [62] B. Fox, L. Bryans, D. Flynn, N. Jenkins, D. Milborrow, M. O’Malley, R. Watson, O. Anaya-Lara, « Wind Power Integration: Connection and System Operational Aspects », IET Power and Energy Series 50, London, UK, 2007.
- [63] Jiankang Wang, « A Planning Scheme for Penetrating Embedded Generation in Power Distribution Grids », Massachusetts institute of technology, 2013.
- [64] Cossent, R., T. Gómez, and P. Frías, « Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective ». Energy Policy, 2009. 37(3): p. 1145-1155.
- [65] Willis, H.L., « Power Delivery Systems, in Power Distribution Planning Reference» Book, Second Edition. CRC Press, 2004.
- [66] Purchala, K., et al., « Distributed generation and the grid integration issues. Imperial College London », UK, EUSUSTEL, Work Package, 2006.
- [67] Wei Sun, « Maximising Renewable Hosting Capacity in Electricity Networks », Thèse doctorat en science, The University of Edinburgh, 2015
- [68] Bouafia Abdelkader, Labed Djamel, « Impact analysis of the decentralized generation integration in HTA networks, particulary on voltage drop ». 6th European Conference on Renewable Energy Systems, ISBN:978-605-86911-6-2, Istanbul, Turkey. pp 525-532, 25-27 June 2018,
- [69] M. H. Bollen and I. Gu, « Signal processing of power quality disturbances », vol. 30, John Wiley & Sons, 2006.
- [70] Grainger, J.J. and S. Civanlar, « Volt/Var Control on Distribution Systems with Lateral Branches Using Shunt Capacitors and Voltage Regulators Part I: The Overall Problem ». Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, 1985. PAS-104(11): p. 3278-3283.

- [71] Morren, J. and S.W.H. de Haan. « Maximum penetration level of distributed generation without violating voltage limits. in Smart Grids for Distribution », 2008. IET-CIRED. CIRED Seminar. 2008.
- [72] Keane, A., et al., « Enhanced Utilization of Voltage Control Resources with Distributed Generation », IEEE Transactions on Power Systems, 2011. 26(1): p. 252-260.
- [73] M. H. Bollen, C. Schwaegerl, and S. Schmitt, « Distributed Generation and Waveform Distortion », International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Vienna, 2007.
- [74] M. H. J. Bollen, Y. Yang, and F. Hassan, « Integration of Distributed Generation in the Power System - A Power Quality Approach », 2008 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Vols 1 and 2, pp. 34-41, 2008.
- [75] L. Sainz, J. J. Mesas, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, « Deterministic and Stochastic Study of Wind Farm Harmonic Currents », IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 25, pp. 1071-1080, 2010.
- [76] //« Power transformers – Application guide ». International Standard IEC 60076-8 First edition 1997-10. Reference number: IEC 60076-8:1997(E)
- [77] Barker P P, De Mello R W. « determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems ». 2000 Power Engineering Society Summer Meeting. IEEE conference. 2000, Vol.3. pp. 1645-1656.
- [78] Naciri, M, Aggour, M, Ait Ahmed, W. « Wind energy storage by pumped hydro station ». Journal of Energy Systems 2017; vol.1: pp. 32-42.
- [79] Kwon, J., Wang, X., Blaabjerg, F., Bak, C.L., Sularea, V.S. , Busca, C. « Harmonic Interaction Analysis in a Grid-Connected Converter Using Harmonic State-Space (HSS) Modeling ». IEEE Transactions on Power Electronics, 32(9), pp.6823-6835.2017
- [80] Ujile, A. and Ding, Z. « A dynamic approach to identification of multiple harmonic sources in power distribution systems ». International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 81, pp.175- 183. 2016.
- [81] Nkusi Emmanuel Musoni. « analysis of the effect of renewable generation on the power quality of the grid, modelling and analysis of harmonic and voltage distortion », cape peninsula university of technology, 2018.
- [82] J. H. R. Enslin and P. J. M. Heskes, « Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network», IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 19, pp. 1586-1593, 2004.
- [83] J. Arrillaga, «Power system harmonic analysis », John Wiley & Sons Inc, 1997.
- [84] Digambar R, Ravishnkar S, Saurabh J. « Impact of distributed generation on protection of power system ». International Conference on Innovative Mechanisms for Industry Applications (ICIMIA).. Pp. 399-405. Year: 2017
- [85] L. F. Ochoa and G. P. Harrison, « Minimizing Energy Losses: Optimal Accommodation and Smart Operation of Renewable Distributed Generation », IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, pp. 198-205, Feb 2011.
- [86] M. A. Kashem, A. D. T. Le, M. Negnevitsky, and G. Ledwich, « Distributed generation for minimization of power losses in distribution systems », Power Engineering Society General Meeting, Vols 1-9, pp. 4012-4019, 2006.
- [87] Pardeep, Anil K. « Overview of Islanding Detection Methods », International Journal of Science and Research (IJSR). Vol 5 Issue 7, 2016.
- [88] Gelmini A, Benini M, Borgarello M. « Assessment of the impact at system-level of the distributed generation in the Italian power system ». Energy Market, 2009.

- EEM 2009. 6th International Conference on the European. 27-29 May 2009.IEEE. Leuven, Belgium.
- [89] DBEIS, « UK Energy in Brief 2016», Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2016.
- [90] Kamalesh D. « electrical power system for industrials plants ». Book. 2008. Jaico Publishing House. ISBN:9788179927212.
- [91] Chou M-H, Su C-L, Lee Y-C, Chin H-M, Parise G, Chavdarian P. « Voltage Drop Calculations and Power Cable Designs for Harbor Electrical Distribution Systems With High Voltage Shore Connection ». IEEE Transactions on Industry Applications. 2017, Vol 53, Issue: 3. pp. 1807 – 1814.
- [92] Shankar N C, Frank A F. « Impact of climate change on electricity systems and markets – A review of models and forecasts ». Elsevier. Sustainable Energy Technologies and Assessments 5 (2014) 62–74C.
- [93] « La canicule persiste dans 5 wilayas du sud ». Accessed on: September 10, 2019. [Online]. available: <http://www.radioalgerie.dz/news/fr/article/20180709/145893.html>.
- [94] Ayong H, Ismail Y, Trias F, Pontia W, Kho H, Khwee, J. « Optimum Renewable Fraction for Grid-connected Photovoltaic in Office Building Energy Systems ». International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS) Vol. 9, No. 4, 2018
- [95] Méndez V.H, Rivier J, de laFuente J I, Gómez T, Arceluz J, Marín J, Madurga A. « Impact of distributed generation on distribution investment deferral ». International Journal of Electrical Power & Energy Systems. Vol 28, Issue 4, May 2006, pp 244-252.
- [96] Mahmud M A , Hossain M J, Pota H R . « Analysis of Voltage Rise Effect on Distribution Network with Distributed Generation ». IFAC Proceedings Volumes. Vol 44, Issue 1, January 2011, pp 14796-14801.
- [97] Adefarati T, Bansal R.C . « Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review ». IET Renewable Power Generation. Vol 10, Issue 7, August 2016, pp. 873 – 884.
- [98] Bignucolo F, Caldon R , Prandoni V. « Radial MV networks voltage regulation with distribution management system coordinated controller ». Electric Power Systems Research. Vol 78, Issue 4, April 2008, pp. 634-645.
- [99] Labeled I, Labeled D, Mansour Z, Fetissi S. « Influence of the wind farm integration on load flow and voltage in electrical power system ». international journal of hydrogen energy 41 (2016) 12603-12617.
- [100] Guan F.H, Zhao D.M, Zhang X. ,Shan B.T, Liu Z. « Research on distributed generation technologies and its impacts on power system » . International Conference on Sustainable Power Generation and Supply. Nanjing, China.2009
- [101] Koji Y, Yoshihiro K , Hiromu K. « Influence of voltage sags on the power system with high penetration of photovoltaic power generation ». IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2012.
- [102] Arash A, Thomas W ,Saeed L. « The Impacts of Distributed Energy Sources on Distribution Network Reconfiguration ». IEEE Transactions on Energy Conversion Vol. 31 , Issue: 2 Pp. 606 – 613, 2016
- [103] Niemi R., Lun PD. « Decentralized electricity system sizing and placement in distribution networks ». Journal of Applied Energy Vol. 87, Issue 6, Pp 1865-1869, 2010.
- [104] Murty V.V.S.N. Ashwani K. « Optimal placement of DG in radial distribution systems based on new voltage stability index under load growth ». International

- Journal of Electrical Power & Energy Systems. Vol 69, July 2015, pp 246-256.
- [105] Afzalan E, Taghikhani M A, Sedighzadeh M. « Optimal Placement and Sizing of DG in Radial Distribution Networks Using SFLA ». *International Journal of Energy Engineering* 2012, 2(3): 73-77.
- [106] Hedayati H, Nabaviniaki S A, Akbarimajd A. « A Method for Placement of DG Units in Distribution Networks ». *IEEE Transactions on Power Delivery* . Vol: 23 , Issue: 3. pp: 1620 – 1628. July 2008.
- [107] Abu-Mouti F S , El-Hawary M E. « Heuristic curve-fitted technique for distributed generation optimization in radial distribution feeder systems ». *IET Generation, Transmission & Distribution*. Vol 5, Issue 2, pp.172-180. February 2011.
- [108] Angelim J H, Affonso C M. « Impact of distributed generation technology and location on power system voltage stability ». *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 14 , Issue: 4 , Pp.1758 – 1765, 2016.
- [109] Duong M Q , Tran N T N, Sava G N ; Scripcariu M. « The impacts of distributed generation penetration into the power system ». *International Conference on Electromechanical and Power Systems (SIELMEN) Iasi. Romania*. 2017.
- [110] Wang L, Yan R, and Saha T K. « Voltage Management for Large Scale PV Integration into Weak Distribution Systems ». *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, No. 5, pp. 4128-4139, September, 2018.
- [111] Al Abri R S, El-Saadany E F, Atwa Y M. « Optimal Placement and Sizing Method to Improve the Voltage Stability Margin in a Distribution System Using Distributed Generation ». *IEEE Transactions on Power Systems* Vol.28, Issue: 1 pp.326 - 334,2013.
- [112] Khushalani S, Solanki J M., Schulz N N. « Development of Three-Phase Unbalanced Power Flow Using PV and PQ Models for Distributed Generation and Study of the Impact of DG Models ». *IEEE Transactions on Power Systems* Vol.22 , Issue: 3 , pp. 1019-1025. 2007.
- [113] Delfino F, Procopio R, Rossi M, Ronda G. « Integration of large-size photovoltaic systems into the distribution grids: a p-q chart approach to assess reactive support capability ». *IET Renewable Power Generation* Vol. 4 , Issue: 4 , July 2010.
- [114] Zabaoui T, Dessaint L A, Kamwa I. « Preventive control approach for voltage stability improvement using voltage stability constrained optimal power flow based on static line voltage stability indices ». in *IET Generation, Transmission & Distribution* Vol. 8, Issue: 5, Pp. 924 – 934, May 2014.
- [115] Refaat S S, Abu-Rub H, Sanfilippo A P. « Dynamic Voltage Stability Impact of Large-Scale Photovoltaic System on Electric Power Grids ». *5th IET International Conference on Renewable Power Generation*. 21-23 Sept. 2016. London, UK.
- [116] Castillo F, Aguila A, González J. « Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation ». *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, vol. 14, No. 11, Nov. 2016.
- [117] Sekhane H, Labeled D.« Identification of the Weakest Buses to Facilitate the Search for Optimal Placement of Var Sources Using “Kessel and Glavitch ». *Journal of Electrical Engineering & Technology* (2019) 14:1473-1483.
- [118] Kamel M, Karrar A A, Eltom A H. « Development and Application of a New Voltage Stability Index for On-Line Monitoring and Shedding ». *IEEE Transactions on Power Systems* Vol. 33, Issue: 2, pp 1231-1241, 2018.
- [119] Sadati S B, Yazdani-Asrami M, Taghipour M. « Effects of Harmonic Current Content and Ambient Temperature on Load Ability and Life Time of Distribution Transformers ». *International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.)*, Vol. 5, N. 4. July-August 2010.

- [120] Matthew D. B, Mikhail V C. « Impacts of climate change on electric power supply in the Western United States ». Natural climate change. 2015.
- [121] Sathaye J A, Dale L L, Larsen P H, Fitts G A, Koy K, Lewis S M, deLucena A F P . « Estimating impacts of warming temperatures on California's electricity system ». Elsevier. Global Environmental Change 23 (2013) 499-511.
- [122] Marija B, Goran A. « Transmission Line Conductor Temperature Impact on State Estimation Accuracy ». IEEE Lausanne Power Tech Conference. 1-5 July 2007. Lausanne, Switzerland.
- [123] Bouafia Abdelkader, Labeled Djamel. « Contribution of DGs in the stability and voltage drop reduction for future MV network in desert regions». International Journal of Power Electronics and Drive Systems. Vol 11, Issue: 2, pp:977-987, 2020.
- [124] Pradip Kumar Sadhu Soumya Das, « Elements of Power Systems ». Book, CRC Press. ISBN :13: 978-1-4987-3447-9, NY, 2015
- [125] Didier F. « Basic selection of MV public distribution networks ». technic Notebook, Schneider electric. ECT n° 203. issue May 2001.
- [126] Kundur P. « Power System Stability and Control ». (part 1), McGraw-Hill Professional. 1994.
- [127] Eminoglu U, Hocaoglu M.H. « A Voltage Stability Index for Radial Distribution Networks ». 42nd International Universities Power Engineering Conference. Brighton, UK. 2007.
- [128] Arvind R, Nur Fadilah A, Zuhaila Mat Y, Nur Ashida S. « Investigation of distributed generation unit's placement and sizing based on voltage stability condition indicator (VSCI) ». International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS) Vol. 10, No. 3, Sep 2019, pp. 1317-1323.
- [129] D. Kothari and I. Nagrath, « Modern power system analysis »: Tata McGraw-Hill Education, 2003.
- [130] K. Jarrett, J. Hedgecock, R. Gregory, and T. Warham, « Technical guide to the connexion of generation to the distribution network », Department of Trade and Industry, London, 2004.
- [131] E. Lakervi, E. J. Holmes. « Institution of Electrical Engineers., Electricity distribution network design », second edition (reprinted with revisions). ed.Herts, U.K.: P. Peregrinus on behalf of the Institution of Electrical Engineers, 2003.
- [132] G. W. Jones and B. H. Chowdhury, « Distribution system operation and planning in the presence of distributed generation technology », IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition, Vols 1-3, pp. 232-239, 2008.
- [133] L. K. Kumpulainen and K. T. Kauhaniemi, «Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing », IEEE PES Power Systems Conference & Exposition, Vols 1 - 3, pp. 603-608, 2004.
- [134] S. Conti, « Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation », Electric Power Systems Research, vol. 79, pp. 49-56, Jan 2009.
- [135] Math Bollen and Fainan Hassan, « integration of distributed generation in the power system », published by john wiley & sons, inc., hoboken, new jersey, ISBN: 978-1-118-02903-9. 2011
- [136] El Safty, A.S., El Geliel, B.A. & Ammar, C.M. « Distributed Generation Stability During Fault Conditions. In European Association for the Development of Renewable Energies », International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10) Granada (Spain). 23–25. 2010
- [137] Abdolmonem Ibrahim Aljadid, « Control and protection analysis for power

- distribution in a distributed generation system ». Cape Peninsula University of Technology, 2016
- [138] Morren, J., Reckers, T., Berende, M. & Slootweg, H. « Limitation of short-circuit power due to distributed generation ». In *CIREN 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid*. 1–4. 2012
- [139] M., Panigrahi, B.K. & Abhyankar, A.R. 2013. « A Hybrid Protection scheme to mitigate the effect of Distributed Generation on Relay Coordination in Distribution System ». In *Power and Energy Society General Meeting (PES), IEEE*. IEEE: 1-5.2013
- [140] Conti, S. & Nicotra, S. « Procedures for fault location and isolation to solve protection selectivity problems in MV distribution networks with dispersed generation ». *Electric Power Systems Research*, 79(1): 57–64.2009.
- [141] Boljevic, S. & Conlon, M.F. « The contribution to distribution network short-circuits current level from the connection of distributed generation. 43rd International Universities Power Engineering Conference, UPEC. 1–6. 2008
- [142] George, S.P., Ashok, S. & Bandyopadhyay, M.N. « Impact of distributed generation on protective relays ». In *Renewable Energy and Sustainable Energy (ICRESE), 2013 International Conference on*. IEEE: 157–161.2013.
- [143] Jung, W.-W., Cho, S.-S., Song, I.-K. & Choi, J.-H. « Screening method for DG interconnection to distribution system ». In *Integration of Renewables into the Distribution Grid, CIREN Workshop*. IET: 1-4. 2012
- [144] Das, J.C. « *Power System Analysis: Short-Circuit Load Flow and Harmonics* », Second Edition. CRC Press.2011
- [145] Pan, Y., Voloh, I. & Ren, W. « protection issues and solution for protecting feeder with distributed generation ». 59-111.2013.
- [146] R. Braat , « *Future energy systems and the protection of the electrical grid* », doctoral thesis, the Delft University of Technology, 2017.
- [147] Mariappan, V., Ahamed, M.R. & Al Thehli, B.N. 2013. « A comprehensive analysis and solution for sympathetic tripping in distribution network ». In *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIREN 2013)*. 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution 1-4. (CIREN 2013).
- [148] Sa'ed, J.A., Favuzza, S., Ippolito, M.G. & Massaro, F. 2013. « An investigation of protection devices coordination effects on distributed generators capacity in radial distribution systems ». In *Clean Electrical Power (ICCEP), International Conference on*. IEEE: 686–692. 2013
- [149] Radojevic, Z.M., Lee, C.-J., Shin, J.-R. & Park, J.-B. 2005. « Numerical algorithm for fault distance calculation and blocking unsuccessful reclosing onto permanent faults ». In *Power Engineering Society General Meeting, IEEE*. IEEE: 757–762. 2005
- [150] R. Braat, « *Future energy systems and the protection of the electrical grid* », Delft University of Technology, 2015.
- [151] Jennett, K., Coffele, F. & Booth, C. « Comprehensive and quantitative analysis of protection problems associated with increasing penetration of inverter-interfaced DG ». *11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012)* , Birmingham, UK,23-26 April 2012.
- [152] Mohd Hendra Bin Hairi, « *Improved rocof performance with interlocking techniques for both high and low inertia distributed generation LOM protection* », university of manchester, 2015.
- [153] "IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for

- Interconnecting, « Distributed Resources with Electric Power Systems », IEEE Std 1547.2-2008, pp. 1-217, 2009.
- [154] Antonio Rossi, Marco Trova, Danio Nocentini, Onduleur Power-One Aurora : « Description de la protection anti-îlotage ». Power-one Renewable Energy solution. Web Site: www.power-one.com
- [155] K. Kauhaniemi L. Kumpulainen, « Impact of distribution generation on the protection of distribution networks », (IEE, Michael Faraday House, Six Hills Way, 2004).
- [156] Distribution Code. « The distribution code and the guide to the distribution code of licensed distribution network operators of Great Britain » [Online]. Available: <http://www.dcode.org.uk>.
- [157] Cristian Jecu. « Système de protections novateur et distribué pour les réseaux moyenne tension du futur. Thèse doctorat Energie électrique. Université de Grenoble, 2011.
- [158] M. Geidl, « Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art, Power Systems Laboratory », Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich 2005.
- [159] W.BOWER, M. Ropp, « Evaluation of islanding detection methods for utility-interactive inverters in photovoltaic systems », SANDIA Nov. 2002.
- [160] H. Laaksonen, « Advanced Islanding Detection Functionality for Future Electricity Distribution Networks », IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 28, Issue: 4, pp2056 – 2064, Oct 2013.
- [161] D. Velasco, C.L. Trujillo, G. Garcera. E. Figueres, « Review of anti-islanding techniques in distributed generators », Renewable and Sustainable Energy Reviews 14, 2010, pp1608–1614.
- [162] J.A. Laghari, H. Mokhlis, M. Karimi, A.H.A. Bakar, Hasmayni Mohamad, « Computational Intelligence based techniques for islanding detection of distributed generation in distribution network ». Energy Conversion and Management 88, pp139–152, 2014
- [163] Marcos V. G. Reis, Marcelo G. Villalva, Tarcio A. S. Barros, Adson B. Moreira, « Evaluation of Active Frequency Drift Anti-Islanding Methods with a Single-Phase Grid-Tie Photovoltaic Inverter », IEEE, Canada, Sep 2015.
- [164] X. Li, R.S.Balog, « Analysis and comparison of two active anti-islanding detection methods », conference of Circuits and Systems (MWSCAS), IEEE 57th International Midwest Symposium on, IEEE, USA, Aug. 2014
- [165] J.A.Laghari, M.Hazlie, A.I.Hazlee, M.Hasmayni, A.Ab Halim « A new strategy for islanding operation of distribution network connected with rotating type DG, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC) », IEEE PES Asia-Pacific, Australia, pp 1-5, Nov. 2015
- [166] Mohammad A. Choudhry, Hasham Khan, « Power loss reduction in radial distribution system with multiple distributed energy resources through efficient islanding detection », Energy 35, pp4843-4861.2010
- [167] F.Hashemi, N.Ghadimi, M.Salehi, R.Ghadimi, « Modelling and Simulation of Microturbine as Distributed Generation and Present a New Method for Islanding Detection », Energy Procedia, Volume 14, Pages 87-93, 2012.
- [168] Bouafia Abdelkader, Labed Djamel. « New Concept for Anti-Islanding Protection in Distributed Network with Large Penetration of Decentralized Renewable Energy », International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 4-7 December 2017, Tangier, Maroc, ISSN: 2380-7393, publisher: IEEE Xplore. 2018

ملخص:

من أجل حماية البيئة واستخدام الطاقة النظيفة يؤدي ذلك في المستقبل إلى تطور هائل للإنتاج اللامركزي. وهذا يؤدي بدوره إلى وضع الشبكات الكهربائية في تغير تام وتصبح الاضطرابات على مستوى شبكات التوزيع نتيجة حتمية. لقد أتاح العمل المنجز كجزء من هذه الأطروحة تحديد ودراسة التأثيرات المختلفة للإنتاج اللامركزي على شبكات توزيع نوع HTA مثل التأثير؛ على تنظيم الجهد، على جودة الطاقة، على قيمة تيار دائرة القصير، على انخفاض الجهد، على الخسائر، وعلى الحماية، الخ...

في هذا السياق، تم إجراء تحليلات وتطبيقات في هذا العمل، وخاصة تأثير توصيل الإنتاج اللامركزي على انخفاض الجهد وتخطيط الحماية بهدف تحقيق تحسينات في شروط توصيل المنتجات اللامركزية. عن طريق تقليل قيم انخفاض الجهد، عن طريق تثبيت الجهد، والأساليب القائمة على الخوارزمية للقضاء على مشكلة الجزيرة. لقد سمح ذلك بتحسين التحكم في مؤشر ثبات الجهد، تقليل انخفاض الجهد، ووضع نظام فعال للغاية ضد مشكلة الجزيرة.

كلمات مفتاحية: بنية الشبكة، الإنتاج اللامركزي، التأثير، انخفاض الجهد، شبكة الجهد المتوسط

Abstract

In order to protect the environment and to use clean energies requires a massive development of distributed generation in the future. This, leads to a huge changes in the power grids, and disruption to the distribution grids will become an inevitable result. The work carried out in this work made it possible to identify and study the various impacts of distributed generation on the HTA network, such as the effect on voltage regulation on the quality of the energy, on the value of the short-circuit current, on the voltage drop, on the losses, on the protection, etc.

In this context, applications and analyzes were carried out in this work, in particular the influence of the insertion of the distributed generation to HTA networks on the voltage drop and the protection planning, in order to improve the conditions of decentralized delivery of power. By reducing voltage drop values, stabilizing the voltage, and using algorithm-based methods to eliminate the islanding problem.

This has allowed the improvement of the voltage stability control, reducing the voltage drop values and putting in place a very effective system against the islanding problem.

Keywords: Network architecture, Distributed generation, Impact, HTA network, Voltage drop.

Résumé

La volonté de protéger l'environnement et d'utiliser des énergies propres entraînera à l'avenir un développement à grande échelle de la production décentralisée. Cela, entraînera d'énormes changements dans le réseau électrique et l'interruption du réseau de distribution deviendra un résultat inévitable. Les travaux menés dans cette thèse permettent d'étudier et de déterminer les divers effets de la production décentralisée sur le réseau HTA, tels que l'effet sur la régulation de la tension, la qualité énergie, la valeur de courant de court-circuit, la chute de tension, les pertes, et sur les dispositifs de protection, etc.

Dans ce contexte, des applications et des analyses ont été réalisées dans ce travail, notamment l'influence de l'accouplement de la production décentralisée aux réseaux HTA sur la chute de tension et la planification de la protection, afin d'améliorer les conditions de livraison décentralisée de l'énergie. En réduisant les valeurs de chute de tension, en stabilisant la tension et en utilisant des méthodes basées sur des algorithmes pour éliminer le problème d'îlotage. Cela, a permet d'améliorer le contrôle de la stabilité de la tension, de réduire les valeurs des chutes de tension et de mettre en place un système très efficace contre le problème d'îlotage.

Mots clés : Architecture de réseau, Production décentralisée, Impact, Réseau HTA, Chute de tension.