

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE AKLI MOAND OULHADJE-BOUIRA



Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées

Département Génie électrique

Mémoire de fin d'étude

Présenté par :

RECHAM ADDEL

YAHOUI Omar

En vue de l'obtention du diplôme de **Master 02** en :

Filière : ELECTROTECHNIQUE.

Option : RESEAUX ELECTRIQUES.

Thème :

**Stabilité de tension dans les réseaux de distribution en
présence des sources de production décentralisées**

Devant le jury composé de :

Mr. Ait ABBAS HAMOU

Mr : TOUAFEK Med Yaakoub

Mr. Griche Issam

Mr. Yahiou Abdelghani

M.C.B

M.A.A

M.A.A

M.A.A

Université Bouira

Université Bouira

Université Bouira

Université Bouira

Président

Rapporteur

Examineur

Examineur

Année Universitaire 2017/2018

Remerciements

Tout d'abord, je remercie dieu tout puissant de m'avoir donné le courage et la force pour réaliser ce mémoire.

*Je tiens à remercier en tout premier lieu Mr. **TOUAFEK Mohamed Yaakoub**, Directeur de ce mémoire.*

Je remercie également tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté, à mon travail.

Et Je remercie toutes personnes qui ont contribué, à réaliser ce modeste travail.

Je remercie Tous les enseignants qui ont participé à ma formation.

Dédicaces

Adel :

Je dédie ce mémoire à :

Ma mère, qui a œuvré pour ma réussite, de par son amour, son soutien, tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour toute son assistance et sa présence dans ma vie, reçois à travers ce travail aussi modeste soit-il, l'expression de mes sentiments et de mon éternelle gratitude.

Mon père, qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie. Puisse Dieu faire en sorte que ce travail porte son fruit ; Merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de toi.

Ma femme et mes enfants(LYES, HOUSSAM et MERIEM)

Mes frères et sœurs qui n'ont pas cessé d'être pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.

Omar :

A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leurs amours, leurs tendresses, leurs soutiens et leurs prières tout au long de mes études,

A mes chères sœurs pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral,

A mes chers frères, pour leur appui et leur encouragement,

A toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire,

Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infaillible,

Merci d'être toujours là pour moi.

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE.....	1
<i>Chapitre 01</i>	3
PRODUCTION DECENTRALISEE	3
1.1. Introduction.....	3
1.2. Etat d'art sur la production décentralisé	3
1.2.1. Les technologies de la production décentralisées:.....	3
1.2.2. Classifications en fonction du type de puissance délivrée	10
1.3. Contribution de productions décentralisées en contrôle de réseau électrique	10
1.3.1. Modification du transit de puissance	11
1.3.2. Variation de la tension	11
1.3.3. Perte de la stabilité du réseau.....	12
1.3.4. Sélectivité du système de protection	13
1.3.5 Déséquilibre de courant et de tension	14
1.3.6 Îlotage	15
1.4. L'insertion technique des ENR dans le système électrique	16
1.4.1. Un changement de géographie de l'offre de production	16
1.4.2. Des capacités de stockage limitées	17
1.5. Conclusion	18
<i>Chapitre 02</i>	19
CONTROLE DE TENSION DANS LE RESEAU DE DISTRIBUTION	19
2.1. Introduction.....	19
2.2 Structure de réseau distribution	19
2.3 Impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution	26
2.3.1 Réglage de tension : qualité et sûreté sur les réseaux.....	28
2.3.2 Réglage de tension : exploitation optimale des réseaux	28
2.3.3 Conclusions sur l'utilité du réglage de tension.....	32
2.4 Le réglage de tension dans les réseaux de distribution	32
2.4.1 Principe général de fonctionnement.....	32
2.4.2 Problème de génération en aval d'un transformateur régleur en charge	36
2.5 Phénomène de chute de tension.....	37
2.5.1 Calcul de chute de tension dans un réseau de distribution.....	38
2.5.2 Réseaux en échelle.	38

2.5.3 Cas d'un réseau avec dérivation (ramification)	41
2.6 Conclusion.....	46
<i>Chapitre 03</i>	<i>47</i>
FONCTIONNEMENT DES RESEAUX DE DISTRIBUTION EN PRESENCE DE LA PRODUCTION DECENTRALISE SOUS DIFFERENTES REGIMES.....	
	47
3.1 Introduction	47
3.1. Fonctionnement d'un réseau sous différents régimes	47
3.1.1. Les différents régimes d'exploitation d'un réseau de distribution.....	48
3.1.2. Optimisation en régime normal	50
3.1.3. Optimisation en régime d'incident.....	51
3.2. Intégration de la DG sur les réseaux de distribution	52
3.2.1. Généralités	52
3.2.2. Étude de raccordement d'une installation.....	53
3.2.3. Domaine d'application	54
3.2.4. Raccordement.....	54
3.2.5. Couplage.....	55
3.3. Calcul d'écoulement de puissance	56
3.3.1. Méthode Newton-Raphson.....	57
3.3.2. Simulation de l'écoulement des puissances	59
3.3.3. Application dans un réseau test 5 nœuds	59
3.3.4. Illustration en simulation du problème	67
L'influence de la production décentralisée sur les réseaux de distribution	69
3.4. Conclusion	71
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES.....	
	72

Liste des figures

Figure 2-1 Architecture générale du réseau d'énergie électrique en Algérie. [1].....	20
Figure 2-2 Appellations normalisées des différents niveaux de tension.[1].....	21
Figure 2-3 Topologie du réseau rural. [3].....	22
Figure 3-1: Régimes d'exploitation d'un réseau de distribution	48
Figure 3-2 Algorithme complet de la méthode Newton-Raphson. [2]	59
Figure 3-3 Réseau test 5 nœuds.	59
Figure 3-4: Réseau test IEEE-57 nœuds.....	60
Figure 3-5 profile de tension aux niveaux du jeu de barres (après la simulation de l'écoulement de puissance) ..	62
Figure 3-6 profile de tension pour première scénarios.	63
Figure 3-7 profile de tension pour le deuxième scénario.....	64
Figure 3-8 profile de tension pour le troisième scénario.	64
Figure 3-9 profile de tension pour le quatrième scénario.	65
Figure 3-10 profile de tension pour le cinquième scénario.	65
Figure 3-11 profile de tension pour le sixième scénario.	66
Figure 3-12 profile de tension pour le sixième scénario.	66
Figure 3-13 Présentation du réseau d'étude MT sous simulink.....	67
Figure 3-14: profile de tension en jB25 avec DG.....	67
Figure 3-15: profile de tension en jB25 sans DG.	68
Figure 3-16: comparaison de profile de tension avec et sans DG avec compensation et avec défaut	69
Figure 3-17 Ecoulement de puissance.....	70
Figure 3-18 Ecoulement de puissance pour une condition de fonctionnement	70

Liste des tableaux

Tableau 2-1 Tableau des domaines de tension	21
Tableau 2 -2 : Données du réseau BT	42
Tableau 2-3 : Calcul des chutes de tension en certains points du réseau	43
Tableau 3-1 Les tensions, les puissances générées et les pertes actives dans le réseau test.....	60
Tableau 3-2 Les tensions, les puissances générées et les pertes actives dans le réseau test.....	61

Liste des symboles et acronymes

DG	production décentralisée.
Facts	Alternative Current Transmission Systems
SVC	Static Var Compensator.
STATCOM	Static Synchronous Compensator
HT	Haute tension en K Volt.
THT	Très haute tension en K Volt.
MT	Jeu de barres
JB	Grandeur en unité relative (grandeur réduite).
PU	La puissance maximale de la ligne en M Watt.
Pmax	Vecteur des courants complexes injectés aux jeux de barres en Am.
I	Matrice admittance nodale.
Ybus	Vecteur des tensions complexes des jeux de barres.
I _i	Courant net injecté à un jeu de barres « i » en Am.
V _i	Tension d'un jeu de barres « i » en Volt.
V _i et δ _i	Module et phase de la tension au jeu de barres « i ».
S _i	Puissance apparente injectée à un jeu de barres « i » en MVA.
P _i et Q _i	Puissances active et réactive injectées au jeu de barres en Watt, Var.
P _g et Q _g	Puissance active et réactive du générateur en Watt, Var.
P _l et Q _l	Puissance active et réactive demandée au jeu de barres en Watt, Var.
Z	Impédance de la ligne en ohm
R	La résistance de la ligne en ohm.
X	La réactance de la ligne en ohm.
U _n	Tension nominale en Volt.
T _c	Nombre de tronçons.
P	Puissance active de la charge en Watt.
Q	Puissance réactive de la charge en Var.
U _n	La tension du réseau en Volt.
T _c	Le nombre de tronçons
N _{mr}	Le nombre de ramification.
N _{dr}	Numéro de jeu de barre.
r	La résistance du tronçon en ohm
x	La réactance du tronçon en ohm.
P(i)	la puissance active du tronçon en Watt.
Q(i)	La puissance réactive du tronçon en Var
R _r	Es ce que ce tronçon est ramifié
N _{dr}	Combien y a-t-il de ramification.
D _r	Es ce que ce tronçon est départ de ramification.
NF	Organe de coupure normalement fermé
NO	Organe de coupure normalement ouvert.
T1, T2, T3	transformateur de puissance.
$\overline{\Delta V}$	Chutes de tension en volt
B,φ	Ongle de déphasage en Degrés.
Ybus	Matrice admittance nodale.
Y _{im}	Elément de la matrice admittance.
J1, J2, J3	Sous matrices du Jacobienne.

INTRODUCTION GENERALE

Depuis quelques années, la consommation mondiale de l'énergie ne cesse d'augmenter et ce pour plusieurs raisons, mais principalement à l'augmentation exponentielle de la population mondiale qui peut atteindre les dix milliards d'ici 2050. Actuellement, la partie majeure de l'énergie consommée est d'origine fossiles (le charbon, le pétrole et le gaz naturel) qui est limitée dans le temps vu qu'elle est polluante. Pour remédier à cela, plusieurs pays à travers le monde sont retournés vers la production décentralisée de l'énergie. En exploitant ; les énergies renouvelables comme le photovoltaïque, éolienne, la géothermie, la biomasse ou encore l'énergie hydraulique qui sont des énergies propres sûres, mais malheureuses intermittentes ce qui nécessite des systèmes de stockage comme les batteries ou l'injection directe de cette énergie dans les réseaux de distribution.[2]

Le dérèglement du marché mondial de l'énergie et l'évolution technologique des moyens de production de petites puissances a accéléré le développement et l'exploitation de ces nouvelles sources d'énergie décentralisées. Généralement, cette production de l'énergie est exploitée localement dans de petites unités au plus près du consommateur puis transportée et distribuée sur de courtes et moyennes distances d'où son insertion directe dans le réseau de distribution. [2,1]

L'introduction de cette production décentralisée a conduit à des changements dans la génération, le traitement et la distribution de l'énergie électrique, ce qui peut remettre en cause la planification, la conception, le fonctionnement et l'exploitation de ces réseaux.

En effet, les réseaux de transport et de distribution n'ont pas été conçus pour accueillir ce type d'énergie, puisque l'insertion de cette dernière dans ces réseaux peut avoir des conséquences importantes sur la circulation des flux énergétiques et donc sur la philosophie et l'implémentation du système de gestion et de protection du réseau. Comme le mode classique de l'écoulement de puissance dépend beaucoup du réseau de transport qui est considéré comme le maillon faible de la chaîne, une bonne pénétration de la production décentralisée permettra au réseau de distribution tout entier de moins dépendre du réseau de transport, donc une meilleure sécurité pour infrastructures. [1,7]

Cependant, l'interconnexion à grande échelle de ces systèmes aux réseaux électriques pourrait conduire à de nombreux problèmes techniques tels que : la modification du transit de

puissance, la variation de la tension, la perte de la stabilité du réseau, l'impact sur la sélectivité du plan de protection, le déséquilibre de courant et de tension et le risque de l'îlotage. Comme elles peuvent conduire à d'autres problèmes qui doivent être examinés par les producteurs et les gestionnaires de réseaux, comme par exemple [7] :

a. Le dépassement des capacités de transits des ouvrages ;

b. L'emplacement non optimal des DGs peut influencer sur le profil de tension qui peut dépasser les limites admissibles ;

c. Le dysfonctionnement des protections contre les court-circuités...

La résolution de ces problèmes passe par l'intégration optimale des DGs dans les réseaux de distribution, donc l'objectif qu'on s'est assigné est la détermination optimale de la taille et l'emplacement de l'unité de la production décentralisée pour réduire au mieux les pertes de puissances, améliorer le profil de tension et par là augmenter la capacité de transmission des lignes . Suite aux points cités ci-dessus on peut exposer la problématique selon la question ci après :

Quel est l'impact de l'insertion de la production décentralisée sur la stabilité des réseaux de distribution ?

Sous question

- 1- Comment insérer la production décentralisée dans un réseau de distribution ?
- 2- Quelles sont les causes qui provoquent la chute de tension dans les réseaux de distribution ?
- 3- Comment résoudre la chute de tension dans les réseaux de distribution ?

Hypothèses

- 1- Toute insertion d'énergie dans les réseaux donne un impact sur la stabilité de tension.
- 2- Il existe toujours une instabilité de tension pendant les défauts.
- 3- La diversification des sources d'écoulement de puissance augmente la complexité et la marge d'erreur de calcul de chute de tension.

Raison du choix du sujet

On peut le citer comme suit :

- La disponibilité des sources des énergies décentralisées (éolien, photovoltaïque, hydraulique...etc) en Algérie qui permettent l'injection d'énergie dans les réseaux de distribution.
- L'importance de la stabilité de tension dans les différents domaines de la vie quotidienne (comme l'industrie, les projets d'infrastructures, les hôpitaux...etc)

Chapitre 01

PRODUCTION DECENTRALISEE

1.1. Introduction

La littérature montre qu'il n'y a pas de définition universellement partagée du terme «production décentralisée». Certains pays définissent la production décentralisée suivant le niveau de tension auquel sont connectés ces générateurs d'énergie décentralisée ou dispersés, tandis que d'autres partent du principe que la production décentralisée fournit directement les charges. D'autres pays, enfin, définissent la génération distribuée comme ayant une certaine caractéristique de base (par exemple, reposant sur des sources renouvelables, la cogénération, non-dispatchée, entre autres caractéristiques).

Le développement de la DG est désormais une réalité dans la plupart des réseaux du monde. La déréglementation du marché de l'énergie ainsi que les évolutions technologiques des moyens de production de petite puissance ont considérablement encouragé cette mutation. Les raisons techniques et économiques, à la base du développement de ce type de production, sont entre autres:

- la disponibilité d'une technologie actuelle offrant les garanties de fiabilité pour des unités de 100 kW à 150 MW;
- la production qui peut être réalisée à proximité de son utilisateur, de manière à réduire les frais de transport de l'électricité;
- les rendements énergétiques élevés qui permettent une réduction des frais de fonctionnement;
- l'épuisement de ressources fossiles (pétrole, charbon, etc.);
- les sites pour une production de puissance réduite sont plus faciles à trouver car les politiques des états existent pour promouvoir les énergies renouvelables afin de réduire les émissions de CO₂ [1].

1.2. Etat d'art sur la production décentralisé

1.2.1. Les technologies de la production décentralisées:

Les technologies pour les productions décentralisées sont actuellement réparties dans deux groupes: sources conventionnelles et sources nouvelles et renouvelables [5].

1.2.1.1. Les sources conventionnelles

A. Les unités de secours

- Les turbines à combustion (puissance sur le marché de 25KW a 200MW).
- Les micro-turbines à combustion (de 30 à 25KW).
- Les moteurs à gaz (de 5KW a 5MW).
- Les moteurs diesel (de 100KW a 25MW).
- Les moteurs Stirling (de 5 à 50KW).[6]

B. La cogénération

La cogénération consiste à produire et à utiliser simultanément de l'électricité et de la chaleur à partir d'une même énergie primaire et au sein de la même installation. Elle se base sur le fait que la production d'électricité (à partir d'un moteur thermique ou d'une turbine) dégage une grande quantité de chaleur habituellement inutilisée. La cogénération valorise cette chaleur afin d'atteindre un rendement énergétique global pouvant atteindre 85%. [6].

Une installation classique obtient un rendement électrique d'environ 35%, tandis que le reste de l'énergie (65%) est perdu sous forme de chaleur. Dans un système en cogénération, 30 à 35% de l'énergie primaire est transformée en électricité grâce à un alternateur, tandis que 65% se retrouve sous forme de chaleur, dont 50 à 55% est récupérée pour chauffer un circuit d'eau au travers d'un échangeur. Cette eau peut être utilisée pour le chauffage des bâtiments, de l'eau chaude sanitaire, ou pour des procédés industriels. L'électricité produite sera quant à elle consommée sur place ou revendue sur le réseau électrique public.

La cogénération permet ainsi d'optimiser la consommation du combustible initial et de réduire les rejets de gaz à effet de serre. Toutefois, les installations de cogénération doivent produire au plus près des lieux de consommation car la chaleur se transporte mal.

La cogénération peut être utilisée à grande échelle (installations industrielles, centrales électrothermiques...), ainsi qu'à petite échelle: dans le résidentiel, la micro-cogénération peut produire une base de chaleur et d'électricité. [6]

1.2.1.2. Les sources nouvelles et renouvelables

Les sources d'énergie renouvelable peuvent être considérées comme des unités de production décentralisée. Les éoliennes, les piles à combustible et les générateurs photovoltaïques constituent les principaux systèmes d'énergie renouvelable.

A. Éoliennes

Deux principaux types de générateur, utilisé, pour les éoliennes:

- les générateurs asynchrones;

- les générateurs synchrones.

Dans le cas d'un générateur synchrone, afin d'assurer une fréquence fixe en sortie du groupe éolien, on intercale un système à électronique de puissance. [2]

Ainsi, nous distinguons différents types d'interconnexions:

- Interconnexion direct au réseau.

Cette configuration permet de connecter directement les groupes éoliens au réseau, sans utilisation de convertisseurs statiques. Pour maintenir la fréquence constante, un système de réglage du calage des pales est utilisé. Pour maintenir la tension dans la limite permise, améliorer le facteur de puissance, et pour améliorer la stabilité face à des courts-circuits ou des perturbations sur le réseau à faible puissance, un SVC (Static Var Compensator) peut être ajoutés. [2]

- Interconnexion par un redresseur-onduleur

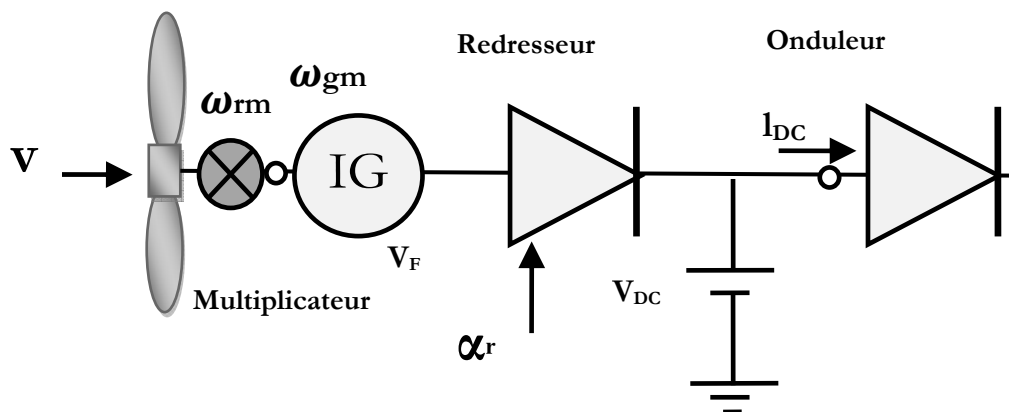


Figure 1-1: Interconnexion par un redresseur-onduleur [2]

Le redresseur à diodes (figure 1.2) présente des avantages essentiels de par sa simplicité, un coût moins important et moins de pertes. Son rendement peut atteindre 99.5% dans des conditions normales de fonctionnement. Cependant, il ne peut contrôler ni la tension, ni le courant. C'est pourquoi, si ce type de système est utilisé, le générateur doit régler la tension et l'onduleur doit régler le courant. Le redresseur à IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) apparaît comme le meilleur choix possible pour l'avenir (figure1-3).[2]

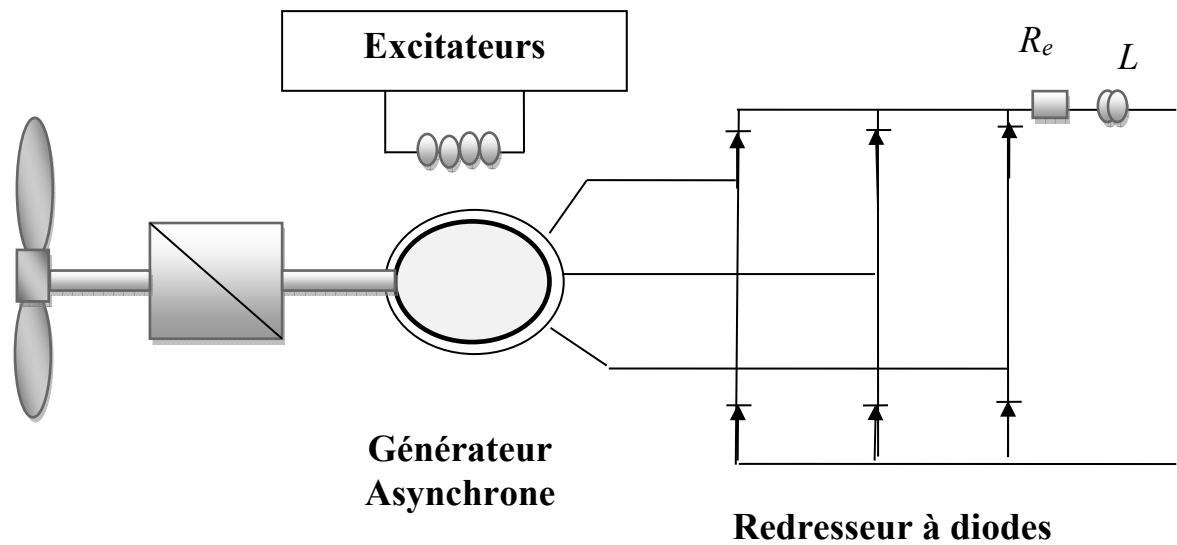


Figure 1-2 Système génératrice synchrone et redresseur à diodes [2]

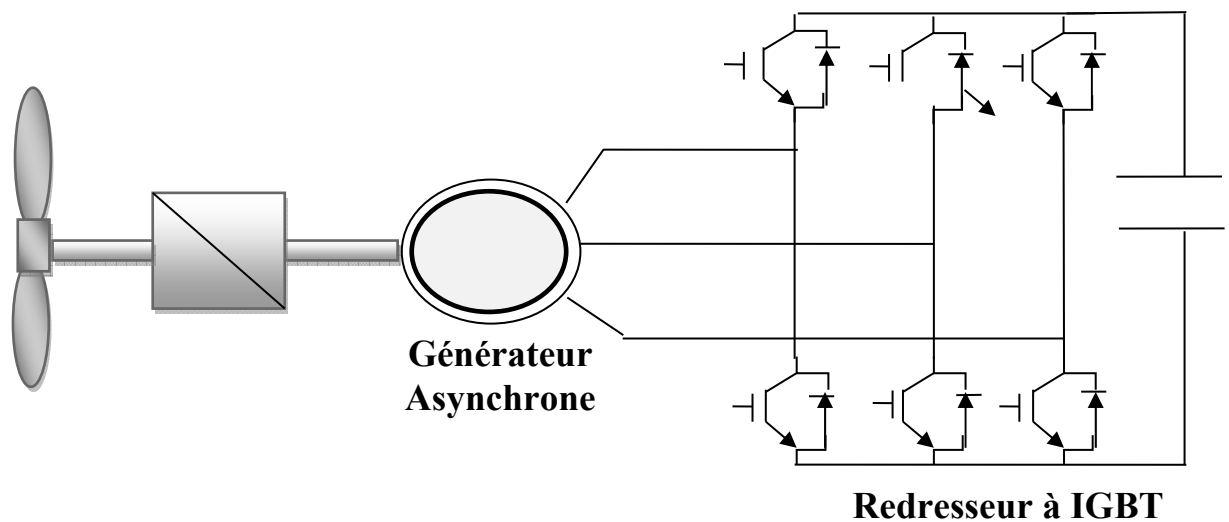


Figure 1-3 Système génératrice asynchrone et onduleur à IGBT [2]

Nous distinguons aussi deux groupes d'onduleur : onduleur à thyristors et onduleur à IGBT. Ces deux types d'onduleur produisent des harmoniques importants, c'est pourquoi un filtre actif doit être utilisé.

B. Pile à combustible

Les piles à combustible, qui utilisent l'énergie chimique contenue dans un gaz et la transforme en énergie électrique, délivrent une énergie électrique continue. Ainsi, dans la plupart des cas, les convertisseurs statiques sont inclus en vue d'alimenter des charges alternatives ou de les raccorder au réseau. Le schéma d'implémentation est alors présenté par figure 1.5.[2]

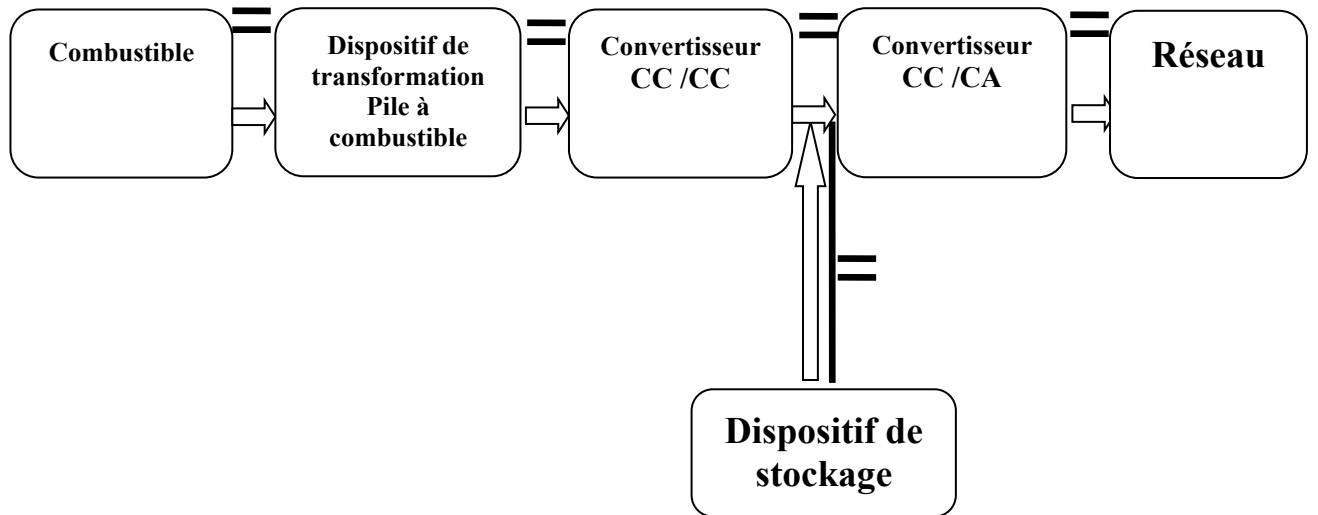


Figure 1-4 Interconnexion pile à combustible - réseau électrique [2]

Le principe de la commande d'une pile à combustible est fourni à la figure 1.6. L'organe de commande de l'onduleur permet en outre de contrôler la puissance fournie au réseau. Ce contrôle de la puissance transférée est rendu possible notamment grâce à l'utilisation d'un régulateur proportionnel intégral multi variable

Les éventuels dispositifs de stockage qui sont adjoints sur ce moyen de production ne participent pas directement au raccordement. Ils sont utiles pour les phases de démarrage (black-start). Ils peuvent également servir de stockage d'énergie du système à des fins d'amélioration de la qualité de la tension. De plus, ils permettent d'assurer la fourniture d'électricité aux systèmes de régulation et de commande en cas de défaillance de la ou des sources de tension principales. Ils sont ensuite rechargés par la pile en fonctionnement ou par le réseau.

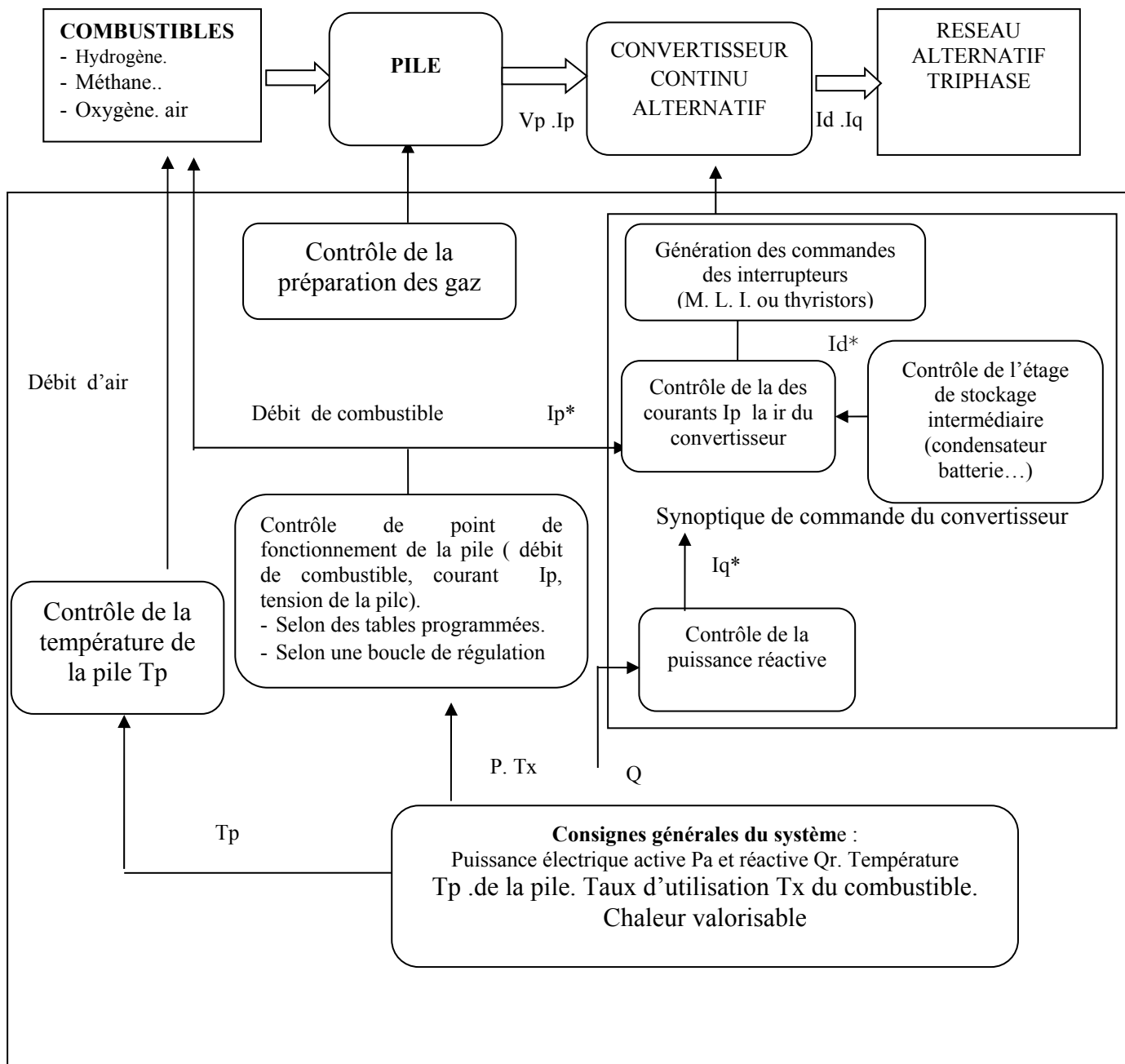


Figure 1-5 Principe de commande du système complet de pile à combustible. [2]

C- Solaire photovoltaïque

Les générateurs photovoltaïques délivrent une onde continue. Ainsi, afin de les raccorder à des réseaux ou à des charges fonctionnant en alternatif, nous utilisons différentes configurations:

- La configuration la plus classique consiste à insérer, entre l'unité de production et le réseau, un onduleur CC/CA.

Pour certaines applications, une autre configuration consiste à rajouter, au niveau du bus continu, un étage supplémentaire de type hacheur (convertisseur CC/CC). Celui-ci remplace alors la

commande de la tension (figure 1.6).[2]

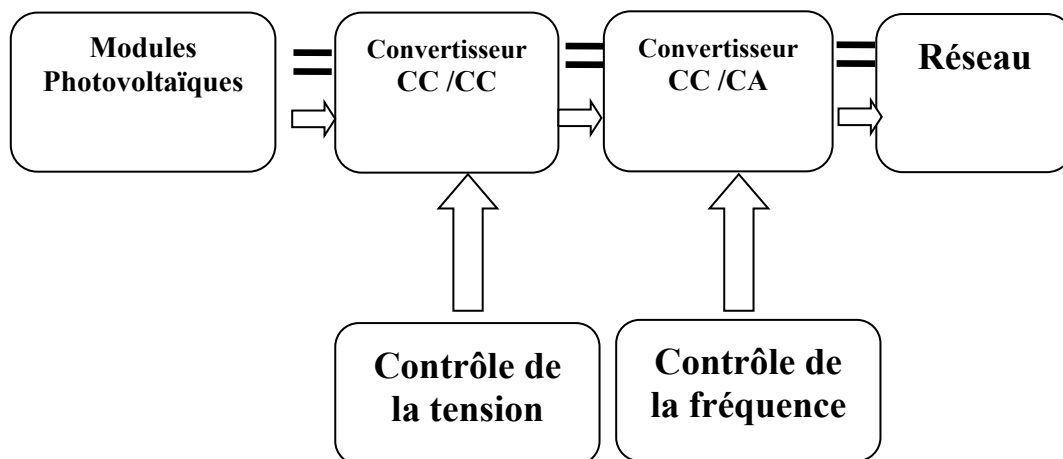


Figure 1-6 Schéma de raccordement de modules photovoltaïques avec un hacheur supplémentaire. [2]

Les onduleurs utilisés sont en général de type triphasé à IGBT commandés en Modulation de Largeur d'Impulsions (MU). Un module photovoltaïque se comporte de façon quasi identique à une source de courant dont l'intensité est directement liée à l'intensité de la source lumineuse. La régulation de la tension permet donc de réguler la puissance.

Nous distinguons deux possibilités d'association de modules photo voltaïques :

- Association série: Les modules sont traversés par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné.

Si les modules ne sont pas identiques, le module le plus faible subit des contraintes et peut ainsi être détruite. Afin d'éviter ceci, une diode dite «bypas » en parallèle est placée aux bornes d'un groupement élémentaire de modules en série qui limite la tension inverse aux bornes du groupement.

- Association parallèle: Les propriétés de cette association sont duales de l'association série. Ainsi, dans un groupement de modules en parallèle, les modules sont soumis à la même tension et la caractéristique résultante est obtenue par addition des courants à tension donnée. De la même façon que pour l'association série, le module le plus faible du groupement subit des contraintes qui peuvent être destructives. Afin d'éviter ceci, nous disposons une diode connectée en série qui interdit tout courant inverse dans un groupement élémentaire connecté en série.

D-Hydraulique

Les centrales hydrauliques fonctionnent grâce à l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. La puissance produite dépend de la hauteur de chute et du débit

d'eau. Pour la production décentralisée, des microcentrales hydrauliques sont employées avec un ordre de grandeur de puissance de 5MW. Ce type de production présente comme avantages la gratuité de l'énergie primaire et la régularité de la production électrique. Les inconvénients principaux sont le prix élevé de l'investissement initial et l'impact sur l'environnement [5][6].

E- Biomasse et déchet

Certaines centrales thermiques à flamme utilisent comme source primaire des combustibles issus de la biomasse (bois, biogaz, pailles, déchet organiques, ...ct) ou des déchets industriels et domestiques [6].

F- Marémotrice

Les centrales marémotrices peuvent s'apparenter à des centrales hydrauliques au fil de l'eau à ceci près que les turbines sont réversibles pour profiter du flux et du reflux des marées. Cette source d'énergie, malgré la disponibilité considérable reste anecdotique car elle nécessite la construction [6].

1.2.2. Classifications en fonction du type de puissance délivrée

Les DG peuvent être classés en quatre grands types basés sur la capacité de fournir de la puissance active et réactive.[1]

- a. Type 1: Ce type de DG est capable de fournir que la puissance active tels que les photovoltaïques, les micro-turbines, les piles à combustible, qui sont intégrés au réseau à l'aide des convertisseurs / onduleurs.
- b. Type 2: DG capable de délivrer des puissances active et réactive. Les unités à base de machines synchrones (cogénération, turbines à gaz, etc.) font partie de ce type.
- c. Type 3: DG capable de fournir que la puissance réactive. Les compensateurs synchrones tels que les turbines à gaz sont un exemple de ce type fonctionnant avec facteur de puissance nul.
- d. Type 4: DG capable de délivrer une puissance active en consommant de la puissance réactive. Principalement les générateurs à induction, qui sont utilisés dans des parcs éoliens, entrent dans cette catégorie [1].

1.3. Contribution de productions décentralisées en contrôle de réseau électrique

Le réseau de distribution électrique est influencé par la connexion des DGs car il n'a pas été conçu pour accueillir ce type de production. Avec la présence des DGs, le réseau doit être en mesure, d'une part, d'accueillir des productions actives et, d'autre part, d'acheminer la pleine puissance quand cette production est inactive.

Il devient donc important d'évaluer les capacités d'accueil du réseau de ces unités de production décentralisée, en fonction notamment de la modification du transit de puissance, de la

qualité de tension, du fonctionnement correct des appareils de coupure, de la sélectivité des systèmes de protection, de la stabilité globale, du déséquilibre du réseau et du risque de l'îlotage.

1.3.1. Modification du transit de puissance

Les gestionnaires de réseau électrique ont montré qu'un des premiers impacts liés à l'intégration des DGs dans un réseau de distribution concerne la modification des transits de puissance. Le réseau devient un circuit électrique actif, dans lequel les flux de puissance seront gouvernés non seulement par les charges, mais aussi par les sources comme illustré par la figure 1.8. Où la flèche désigne le transit de puissance. [2].

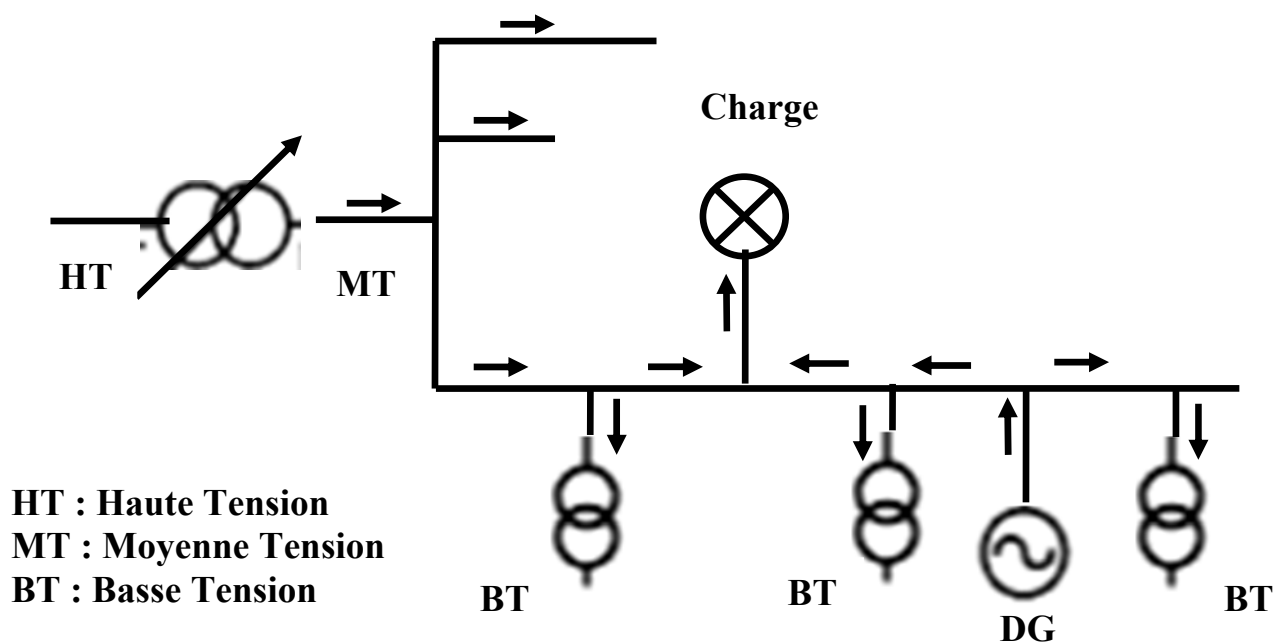


Figure 1-7 Transit de puissance en présence des DGs

1.3.2. Variation de la tension

Lorsque les DGs sont connectées, la tension à certains nœuds du réseau peut devenir supérieure ou inférieure à la limite autorisée. On peut tracer deux courbes de tension pour réseau avec et sans les DGs intégrées. La tension du réseau est augmentée avec l'intégration des DGs (figure 1.8). Ces surtensions peuvent être éliminées par une adaptation de la puissance réactive générée par les DGs. Selon la valeur de la tension, la valeur réactive est plus ou moins importante

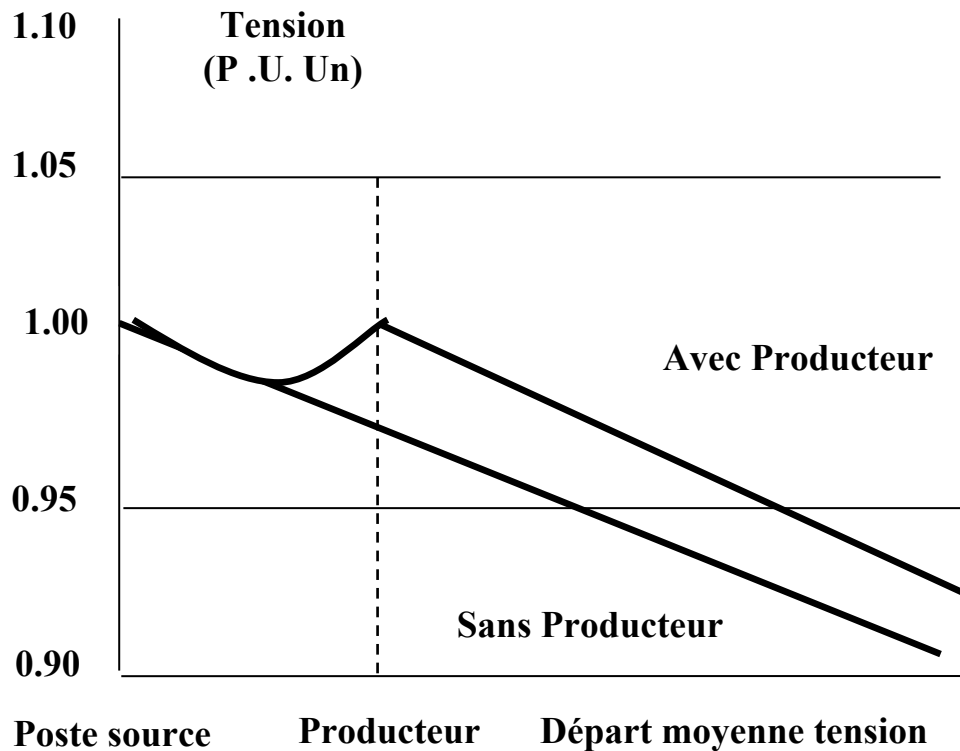


Figure 1-8 Variation de la tension du réseau

1.3.3. Perte de la stabilité du réseau

De nombreuses perturbations interviennent dans les réseaux électriques (défaut, perte d'une ligne, perte de synchronisme, etc.). La connexion des DGs synchrones à réseau peut faire apparaître ces perturbations et des oscillations de puissance entre les DGs lorsqu'un défaut intervient (figure 1.9). Ces oscillations de puissance engendrent des échanges de puissance entre les différents départs du réseau de distribution. Ces oscillations devront être maîtrisées afin de ne pas provoquer une perte de stabilité. Le réglage optimum des paramètres contenus dans les régulations peut être un moyen pour réduire ces oscillations.

L'introduction de limiteurs de courant permet aussi de diminuer ces oscillations de puissance entre DGs.

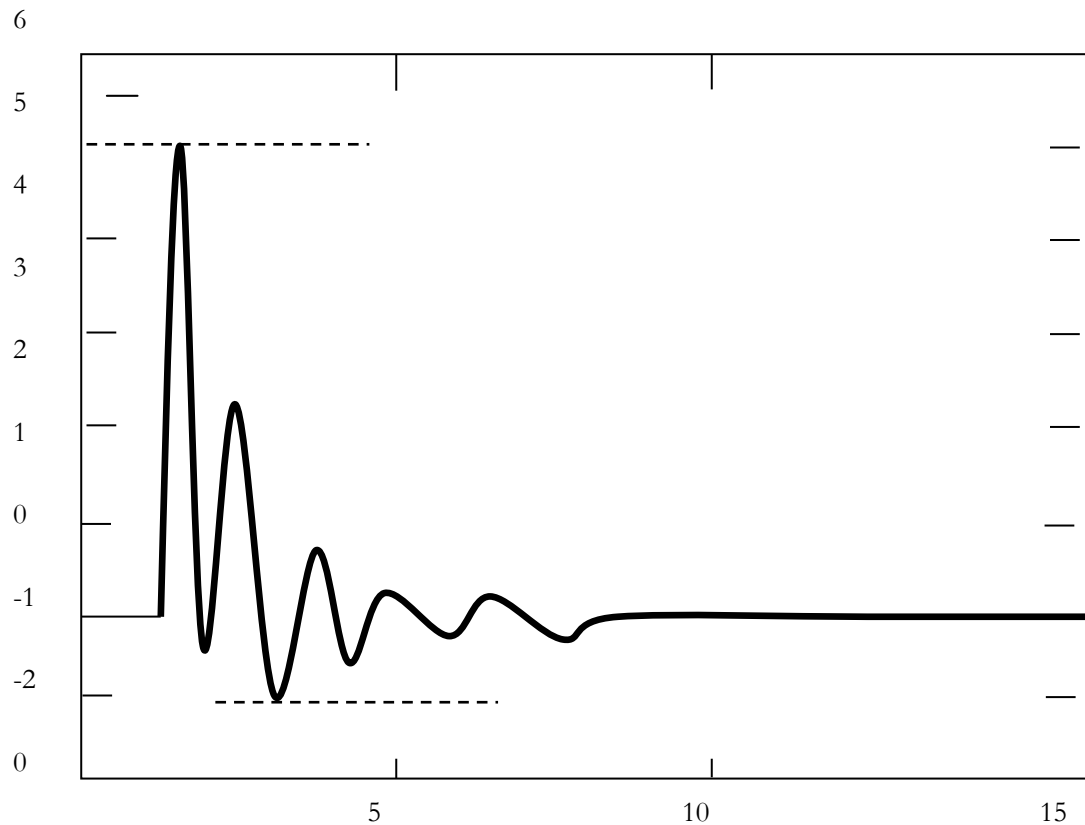


Figure 1-9 Durée d'oscillation en fonction de la vitesse maximale du rotor

1.3.4. Sélectivité du système de protection

La connexion d'un nouveau système de production (asynchrone ou synchrone) au réseau provoque, en cas de défaut, une modification des courants de défaut. Cette modification peut affecter la sélectivité entre les appareils de protection, notamment, par la variation des temps de déclenchement des protections.

La connexion d'un système de production synchrone peut provoquer des déclenchements intempestifs de la protection du départ où est connectée la source (protection 1, figure 1.10). Ces déclenchements intempestifs interviennent lorsqu'un défaut apparaît sur un départ adjacent (ligne 2, figure 1.10) au départ où est raccordé la DG (ligne 1, figure 1.10). L'unité de production participe au courant de défaut (I_{cc}) et la protection 1 détecte le défaut. La sélectivité de la protection est ainsi mise en défaut. Ceci est d'autant plus vrai que le défaut est proche du poste source et que l'unité de production est importante (courant de défaut plus élevé).

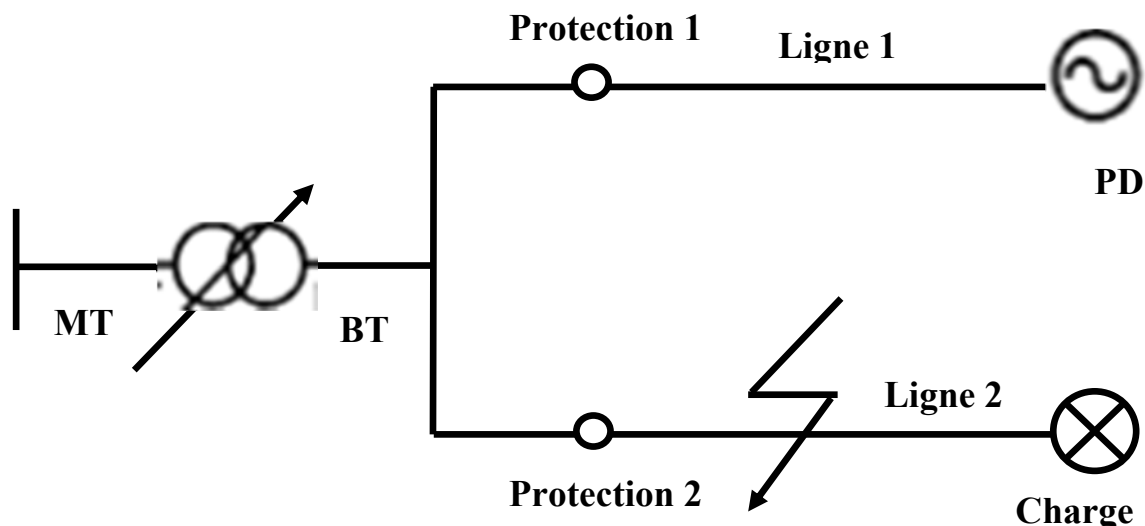


Figure 1-10 Déclenchement intempestif du système de protection

Parfois, la protection ampère-métrique d'un départ avec une DG ne peut détecter un défaut si celui-ci est loin de la protection ou si le seuil de la protection a été relevé. TI arrive que la protection du départ ne détecte plus le défaut car l'impédance entre le départ et le défaut devient plus importante que celle entre le défaut et la DG (figure 1.11). Elle ne détectera le défaut que lorsque la DG sera déconnecté par une protection de découplage.

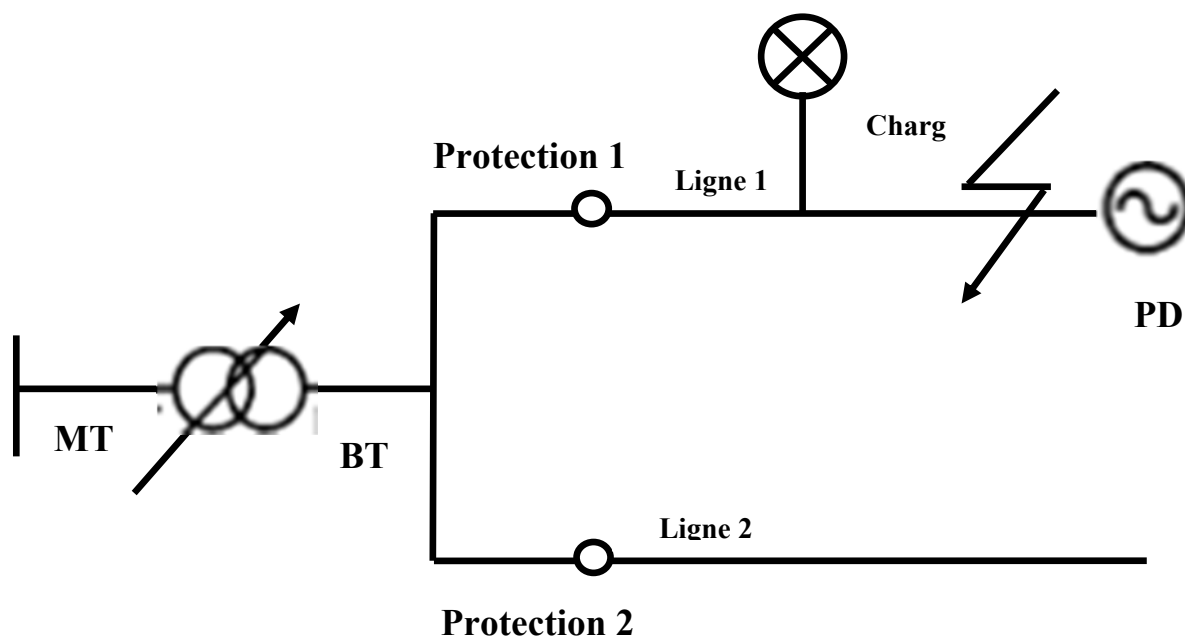


Figure 1-11 Aveuglement du système de protection

1.3.5 Déséquilibre de courant et de tension

La présence des DGs monophasées sur les réseaux, ainsi que leur répartition aléatoire sur les 3 phases, entraîne le déséquilibre de courant, résultant en déséquilibre de tension.

Ces déséquilibres comportent une composante inverse qui est néfaste pour les équipements

du réseau surtout pour les machines triphasées connectées au réseau. Cette composante génère un couple inverse ou de freinage qui diminue la puissance disponible à la sortie de la machine, accélérant ainsi le vieillissement et pouvant augmenter le risque de dommage mécanique.

Donc, les réglementations qui limitent l'amplitude de cette composante inverse sont nécessaires. Cette composante inverse est souvent évaluée et étudiée dans le cas de l'étude des déséquilibres.

1.3.6 Îlotage

a. Définition : On parle de l'îlotage lorsqu'une DG continue à alimenter des charges alors que le réseau principal est déconnecté (figure 1.12). [2]

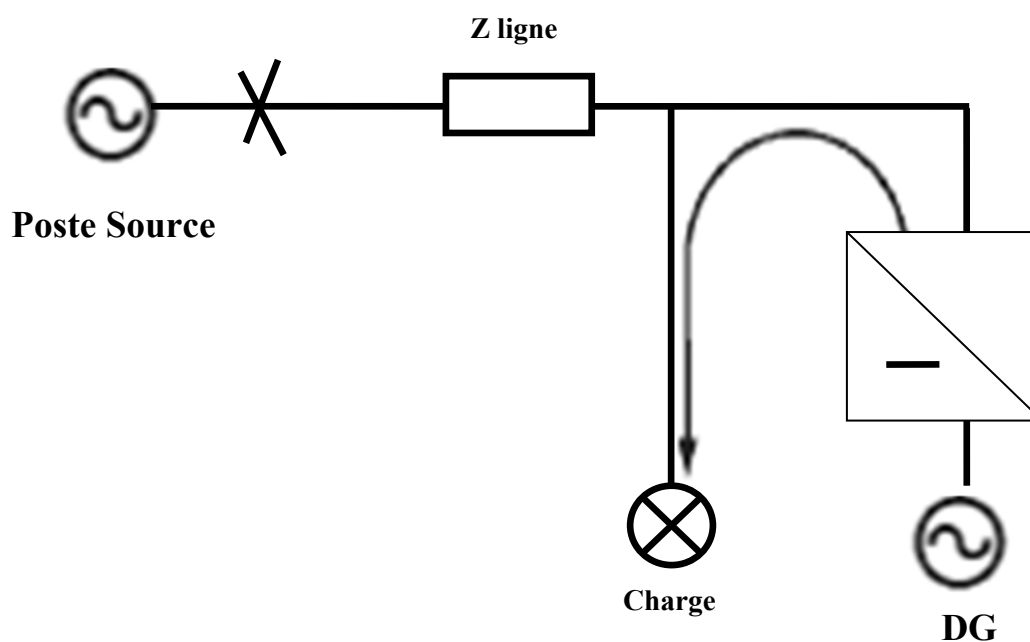


Figure 1-12 Îlotage du système mono-source

b. Méthodes de détection de l'îlotage

L'îlotage peut être intentionnel ou non intentionnel. Lors d'une opération de maintenance sur le réseau électrique, la coupure du réseau peut entraîner l'îlotage de productions. Étant donné que la perte du réseau est volontaire, l'îlot est connu et peut être mis hors tension par le personnel intervenant.

L'îlotage non intentionnel, lié à une coupure accidentelle du réseau, est d'un plus grand intérêt. En effet, différents risques en découlent: défaillance des équipements électriques en cas de dérives importantes de la tension et de la fréquence, problèmes de déphasage entre réseau et production décentralisée lors du ré-enclenchement après un défaut, problème de sécurité pour le public et le personnel de maintenance (ligne toujours sous tension). Il est donc primordial de détecter toute situation d'îlotage et de réduire le temps de fonctionnement du système ilote.

De nombreuses méthodes de détection de l'îlotage du système mono-source ont été proposées dans la littérature. Leur fonctionnement est basé sur les caractéristiques de la fréquence, de l'amplitude ou de la phase de tension au point de raccordement au réseau de la production décentralisée. Elles sont regroupées en trois catégories: méthodes passives, méthodes actives et méthodes situées au réseau. Les méthodes passives consistent en la surveillance de paramètres liés à la tension au point d'interconnexion au réseau. Ces paramètres sont: l'amplitude, la fréquence ou la phase. Le principe des méthodes actives repose sur une variation. Il y a donc trois paramètres qu'il est possible de faire varier: l'amplitude, la fréquence et la phase du courant. La variation de l'un de ces paramètres a pour but de déstabiliser l'îlot qui vient de se créer afin de détecter la situation de l'îlotage.[2]

Les méthodes situées au niveau du réseau utilisent les signaux de télécommunication pour la détection de l'îlotage [1].

1.4. L'insertion technique des ENR dans le système électrique

1.4.1. Un changement de géographie de l'offre de production

Du côté de la production, le développement des énergies renouvelables diffuses et décentralisées ne s'accompagne pas forcément d'une réduction des besoins en réseau de transport d'électricité. Au contraire, il en renforce la nécessité et ce alors même que la consommation d'électricité marque le pas depuis plusieurs années. Les nouveaux sites de production, éoliens ou photovoltaïques, sont généralement situés dans des zones éloignées des centres de consommation. Le transport de l'énergie éolienne produite en Mer du Nord vers les centres de consommation du sud est un enjeu majeur en Allemagne et, en l'absence de capacités de transport suffisantes, la production renouvelable doit parfois être bridée entraînant un gaspillage physique et économique. Par ailleurs, les formes décentralisées de production d'électricité ne garantissent pas la couverture de la consommation au niveau local. Ainsi, l'électricité produite en milieu de journée par des panneaux photovoltaïques installés sur les toits d'un quartier résidentiel a toutes les chances d'être perdue au pic de la production en milieu de journée si le réseau ne permet pas de l'acheminer vers des centres de consommation. Le réseau en retour permettra de couvrir les besoins de cette même population la nuit et les jours peu ou pas ensoleillés.

Différentes études analysent les limites maximales d'absorption des énergies renouvelables par les réseaux. Le développement important des énergies renouvelables, et notamment de l'éolien et du solaire photovoltaïque, pose parfois déjà des problèmes aux opérateurs de réseau, qui doivent faire face à des perturbations locales liées à une forte pénétration des énergies renouvelables. Ainsi, l'Allemagne comme le Danemark, qui ont fortement développé l'énergie éolienne, connaissent parfois des taux de pénétration de cette énergie très élevés, qui mettent au défi la résistance des

réseaux, et les compétences techniques des opérateurs. L'une des plus importantes garanties face à ces enjeux de variabilité et d'intermittence est la présence de réseaux résilients, et d'interconnexions fortes, qui permettent de mieux répartir et gérer la variabilité. Et s'il n'existe pas de limite théorique au développement des ENR dans le mix électrique, il est important d'assurer un équilibre entre sources variables, sources intermittentes et sources permettant de gérer rapidement des appels de puissance importants

Si en l'absence de capacité de stockage d'assez grande envergure, et d'actions très ambitieuses de lissage de la demande, il est difficile d'imaginer des mix électriques où l'éolien et/ou le solaire dominant. Cependant, la plupart des experts s'accordent pour dire que les limites posées par la connexion au réseau sont aujourd'hui loin d'être atteintes. [18]

1.4.2. Des capacités de stockage limitées

Afin de pallier à l'intermittence de la ressource renouvelable, une voie d'avenir se trouve dans le développement de capacités de stockage pendant la journée, et le déstockage pendant la nuit. Plusieurs pistes sont déjà travaillées, et permettraient sans doute à terme d'intégrer une part plus importante de photovoltaïque dans les bouquets de production énergétique. Ces technologies ne sont cependant pas aujourd'hui opérationnelles à grande échelle.

- ▶ Le stockage par batterie est particulièrement utilisé dans le cas des installations dites autonomes. Les accumulateurs électrochimiques permettent de conserver l'électricité produite directement.
- ▶ Le stockage thermique utilise la conservation de la chaleur par un fluide caloporteur. Il est principalement utilisé dans le cas de centrales électriques utilisant les principes thermodynamiques.
- ▶ La conversion de l'énergie produite en une autre forme. Il s'agit, par exemple, des pompes solaires qui accumulent des quantités d'eau dans un réservoir de surface, ou encore des chauffe-eau solaires conservant l'eau à température dans un cumulus. [18]

De fait le recours au stockage, pour autant qu'il soit lui aussi dispersé et réparti, serait de nature à mieux concilier l'intermittence de certaines filières de la production renouvelable (éolien, photovoltaïque) et la variabilité de la consommation d'électricité. Cependant, à ce jour, les solutions techniques, efficaces et rentables de grande échelle font défaut. Le meilleur stockage de ce type est constitué par les stations de pompage hydraulique dont le développement est limité aux zones de relief et dont la localisation nécessite aussi le renforcement de transport d'électricité.

Notons toutefois que le besoin de stockage diffère selon que les caractéristiques de consommation régionale s'accordent plus ou moins aux régimes de production éolienne ou photovoltaïque. Ainsi, en Irlande, le régime diurne des vents se traduit par des pics de production éolienne correspondant généralement aux périodes de forte consommation. De même, dans les pays méditerranéens où la climatisation est bien plus développée qu'ailleurs en Europe, l'apogée de la

production photovoltaïque correspond également à des consommations électriques élevées. En assurant l'acheminement de l'électricité des zones de production, où qu'elles soient, vers les zones de consommation, le réseau reste aujourd'hui la solution la plus adaptée à l'accueil et à la valorisation des énergies renouvelables, tant sur le plan économique qu'environnemental. [18]

1.5. Conclusion

La production décentralisée ainsi que la technique de reconfiguration ont amené d'importants changements dans les réseaux de distribution en bouleversant profondément leur fonctionnement. Un certain nombre d'effets bénéfiques pour le consommateur, le producteur, le régulateur et plus largement la société sont à venir. En contrepartie, un certain nombre d'effets néfastes pour le système électrique sont à prévoir.

En particulier, parmi les impacts de l'insertion de la production décentralisée et de la reconfiguration du réseau de distribution, le profil de tension ainsi que les pertes de puissance.

Chapitre 02

CONTROLE DE TENSION DANS LE RESEAU DE DISTRIBUTION

2.1. Introduction

De nos jours, l'énergie électrique est un bien de consommation à part entière devenu indispensable, non seulement pour la vie quotidienne de chacun mais, également, pour l'économie des pays. En effet, les moindres pannes électriques ou le non satisfaction du besoin en puissance ont des conséquences économiques et sociétales considérables. Ainsi la nécessité d'avoir des réseaux électriques fiables et économiques est un enjeu de plus en plus important. [1]

La libéralisation du marché de l'énergie électrique et les préoccupations environnementales grandissantes, liées au changement climatique planétaire amènent des changements importants sur ces réseaux électriques, en particulier sur les réseaux de distribution avec l'arrivée massive de productions décentralisée. [2] L'insertion de la production décentralisée conduit à une transition vers une nouvelle structure dans laquelle, les petites et moyennes unités de production sont souvent reliées au réseau de distribution. La connexion de ces unités sur les réseaux HTA et BT, conduit à un fort bouleversement de l'ancienne structure verticale du système électrique. Le flux de puissance n'est plus distribué verticalement de la haute tension à la basse tension, mais aussi horizontalement, avec même la capacité d'inverser ces flux de puissance entre les réseaux HTA ou BT ou même avec les niveaux de tension supérieurs. Les systèmes de distribution deviennent donc des réseaux actifs.[1]

2.2 Structure de réseau distribution

Physiquement, le réseau électrique est organisé en différents niveaux de tension : le réseau de transport et de répartition, auxquels sont connectés les grands groupes de production centralisée, et le réseau de distribution alimentant la plupart des consommateurs. La (figure2.1) illustre l'architecture ou l'organisation physique générale des réseaux électriques en Algérie.

Les transferts de puissance entre zones de production et zones de consommation sont très importants et variables. Ils rendent l'optimisation technico-économique des réseaux difficiles. Par conséquent, de manière générale, les réseaux de transport, comparativement aux réseaux de distribution, sont très supervisés afin de pouvoir effectuer des contrôles de la tension, de la

fréquence, la répartition des flux de puissance et des coûts de production, etc.

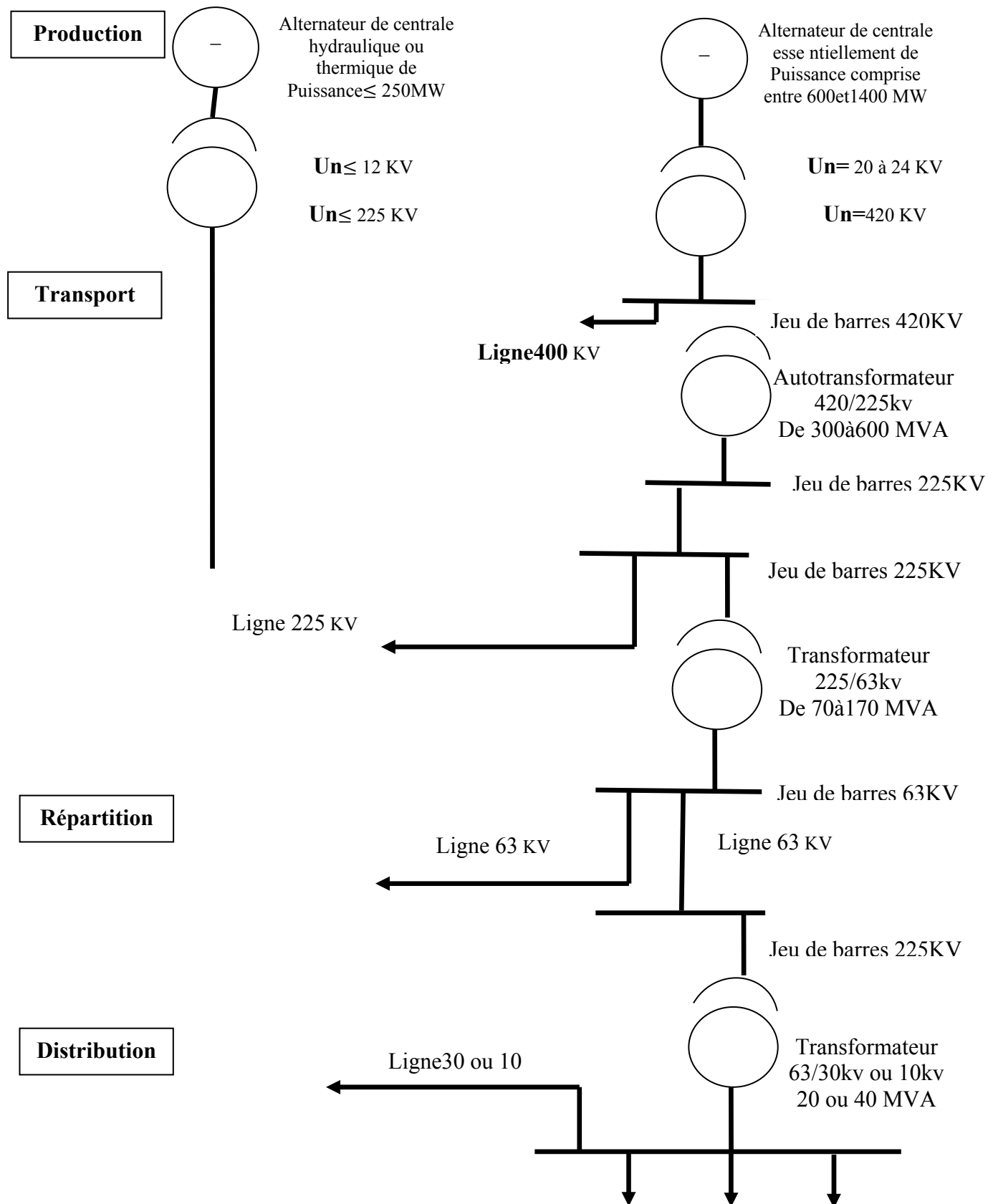


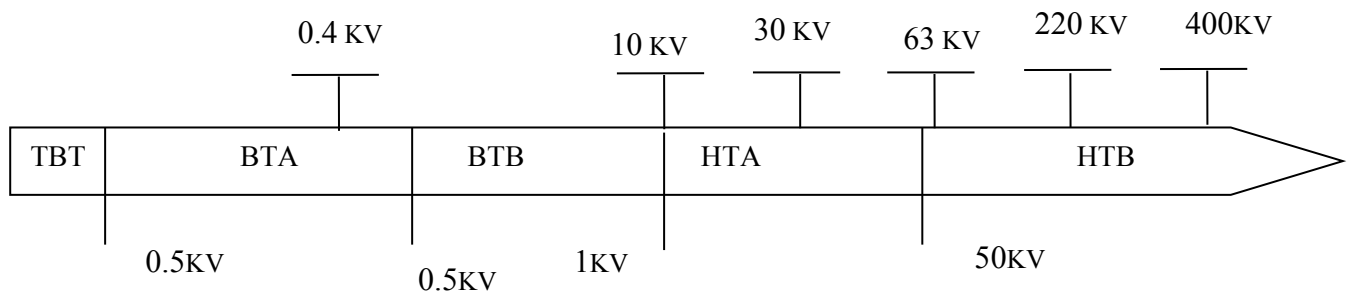
Figure 2-1 Architecture générale du réseau d'énergie électrique en Algérie. [1]

La nouvelle norme en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension :

Tableau 2-1 Tableau des domaines de tension.[1]

Domaines de tension		Valeur de la tension composée nominale (U_n en Volts)	
		Tension Alternative	Tension Continue
Très Basse Tension (TBT)		$U_n < 50$	$U_n < 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n < 500$	$120 < U_n < 750$
	BTB	$500 < U_n < 1000$	$750 < U_n < 1500$
Haute Tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n < 50\ 000$	$1500 < U_n < 75\ 000$
	HTB	$U_n > 50\ 000$	$U_n > 75\ 000$

Les appellations normalisées des différents niveaux de tension sont présentées dans la figure 2.2

**Figure 2-2** Appellations normalisées des différents niveaux de tension.[1]

a- Les réseaux de distribution

Les réseaux de distribution constituent l'architecture la plus importante du système électrique. Ils assurent la distribution de l'énergie électrique au niveau local. Leur tension est inférieure ou égale à 50 kV (HTA). Ils sont constitués de deux types de réseaux : le réseau moyen tension (MT) avec un niveau de 10 kV et 30 kV connecté au réseau de transport, et le réseau basse tension (BT) de tension de 0,4 kV. [5,9]

b- Caractéristiques techniques générales

Les réseaux de distribution constituent l'infrastructure la plus importante du système électrique car c'est l'interface finale qui mène à la plupart des clients. Ils sont exploités dans des gammes de tensions inférieures à 50 kV, soit le domaine de la HTA et de la BT. En Algérie, la tension nominale des réseaux de distribution HTA est de 10 kV et 30 kV. Ces niveaux de tension permettent un bon compromis pour limiter les chutes de tension, minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) et réduire les contraintes inhérentes aux hautes tensions

(coûts des investissements, protection des biens et des personnes). [5,3]

Les réseaux de distribution sont, dans la très grande majorité des cas, exploités de manière radiale. Cette structure simplifie notamment le système de protections puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux pour la détection et l'élimination rapide des défauts et permet facilement d'assurer la maintenance du réseau, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. Des schémas d'exploitation de secours entre postes sources sont bien entendu prévus et permettent de minimiser le nombre de clients coupés en cas de défaillances.[1]

C-Différentes topologies de réseaux de distribution

C.1. Les réseaux ruraux

Les réseaux ruraux ont une topologie très faiblement maillée, avec des boucles entre des différents postes source ou les ramifications, mais l'exploitation se réalise via une structure arborescente. Il existe ainsi des organes de manœuvre normalement ouverts, pouvant être manœuvrés pour isoler un défaut éventuel. Une telle structure avec un poste source est illustrée sur la Figure 2-3. [9]

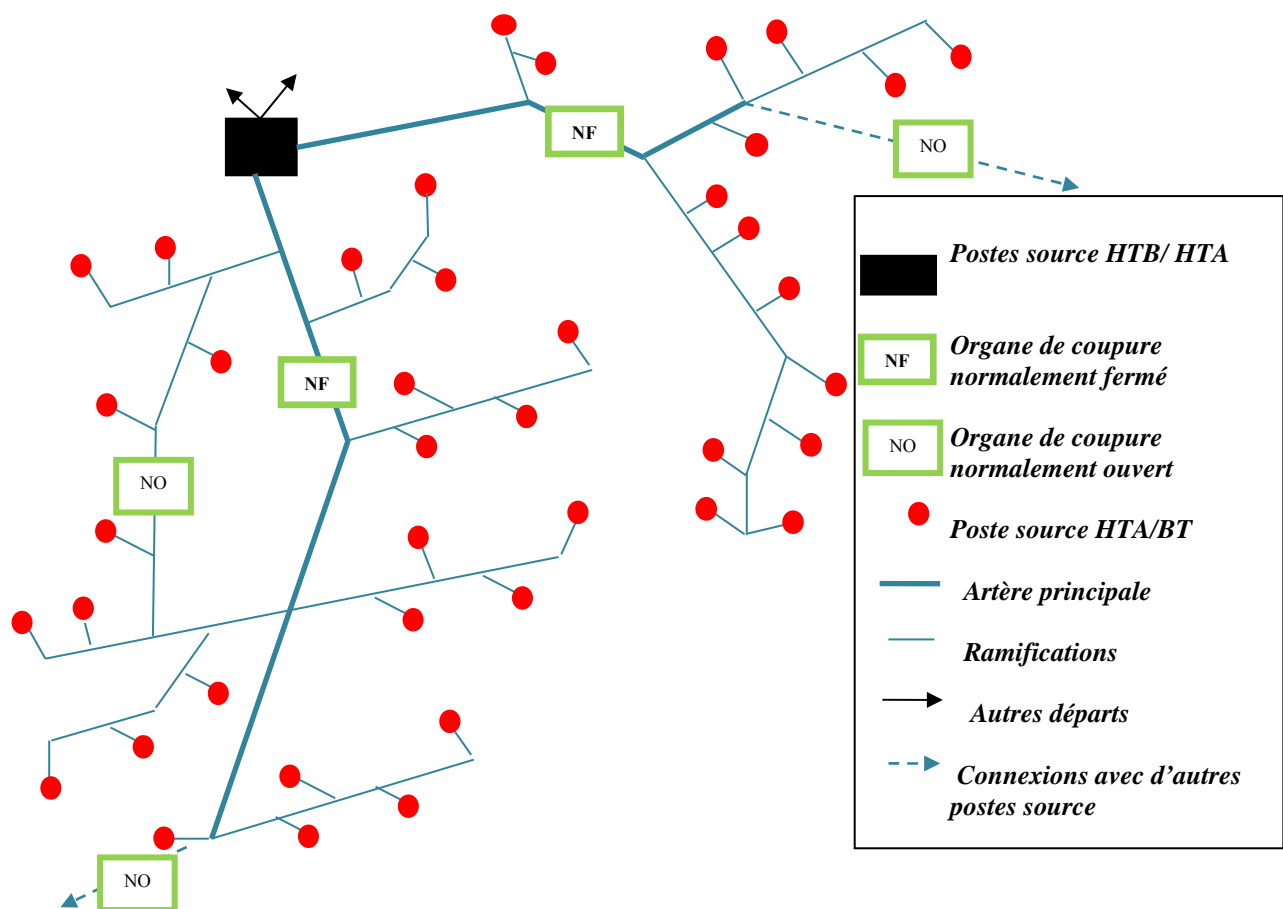


Figure 2-3 Topologie du réseau rural. [3]

C.2. Les réseaux urbains

Le problème du choix de la structure est essentiel pour les réseaux urbains, car elle détermine les conditions de la qualité d'alimentation de consommateurs. Par rapport à des réseaux ruraux, les réseaux urbains sont caractérisés principalement par une forte densité des charges. Cette caractéristique varie selon les zones, y compris au sein de la même localité.

C'est pourquoi les topologies des réseaux urbains sont très variées en fonction des besoins des clients, des aspects historiques et des objectifs posés pendant la conception de réseaux. On peut distinguer les trois groupes de topologies principales : les réseaux en dérivations multiples, les réseaux en coupure d'artère (et des variations), les réseaux fortement bouclés (la maille). [9]

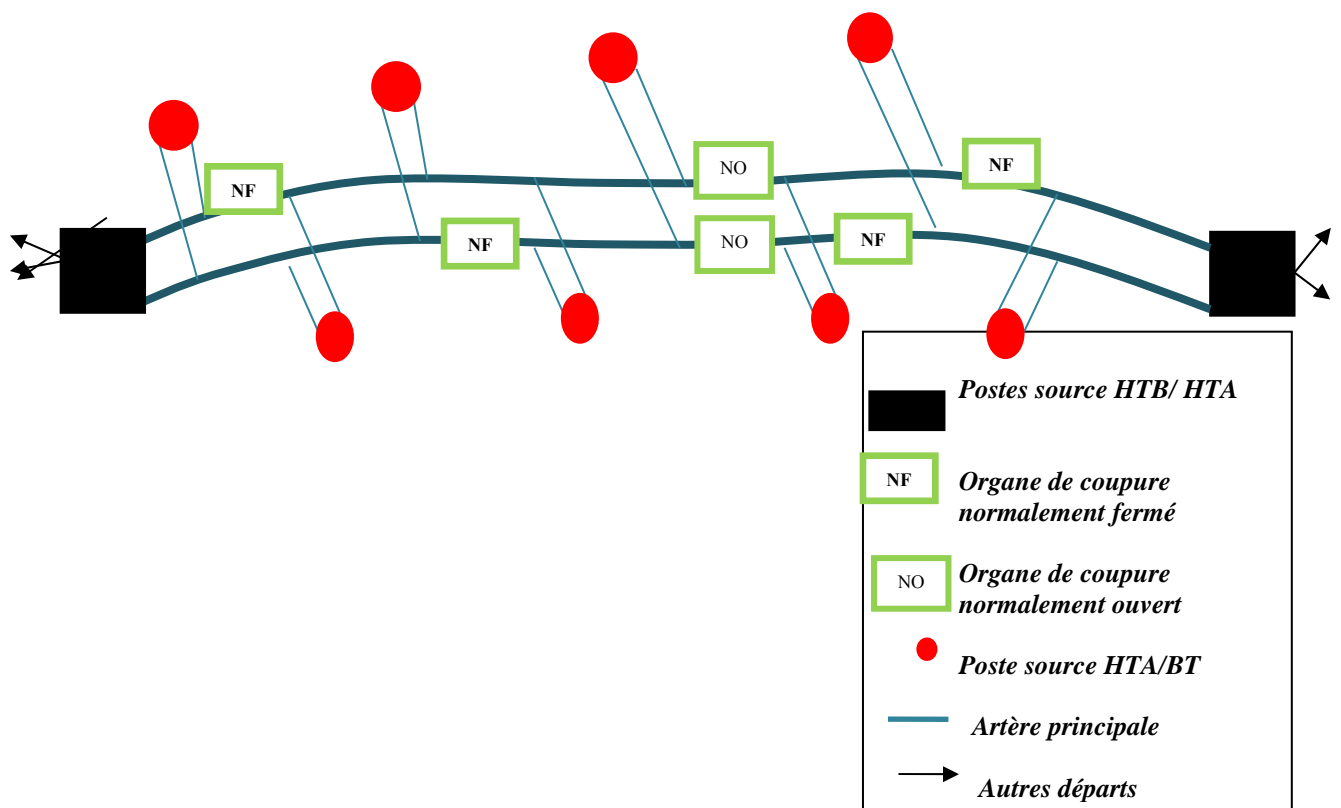


Figure 2-4 Topologie du réseau urbain. [3]

D. schémas d'exploitation

D.1- Poste source HTB/HTA

Les réseaux de distribution sont alimentés par un poste source HTB/HTA constitué en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même un ou deux jeux de barres (figure 2.5.a). En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un deuxième transformateur est ajouté formant avec le premier un groupe appelés transformateurs demi-rame et côté HTA, un autre jeu de barres alimente les différents départs du réseau de distribution. Les transformateurs fonctionnent en régime radial mais en cas de défaillances, il est possible d'isoler un

des transformateurs et de répartir la charge sur celui qui reste sans dépasser en régime nominal normalement 50% de sa capacité maximale (figure 2.5.b). Le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne". En phase finale, un troisième transformateur et quelquefois plus est ajouté en double attache (figure 2.5.c). Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérienne ou souterraine) et de la similarité de leur courbe de charge, c'est-à-dire du type de clients raccordés. [1,5]

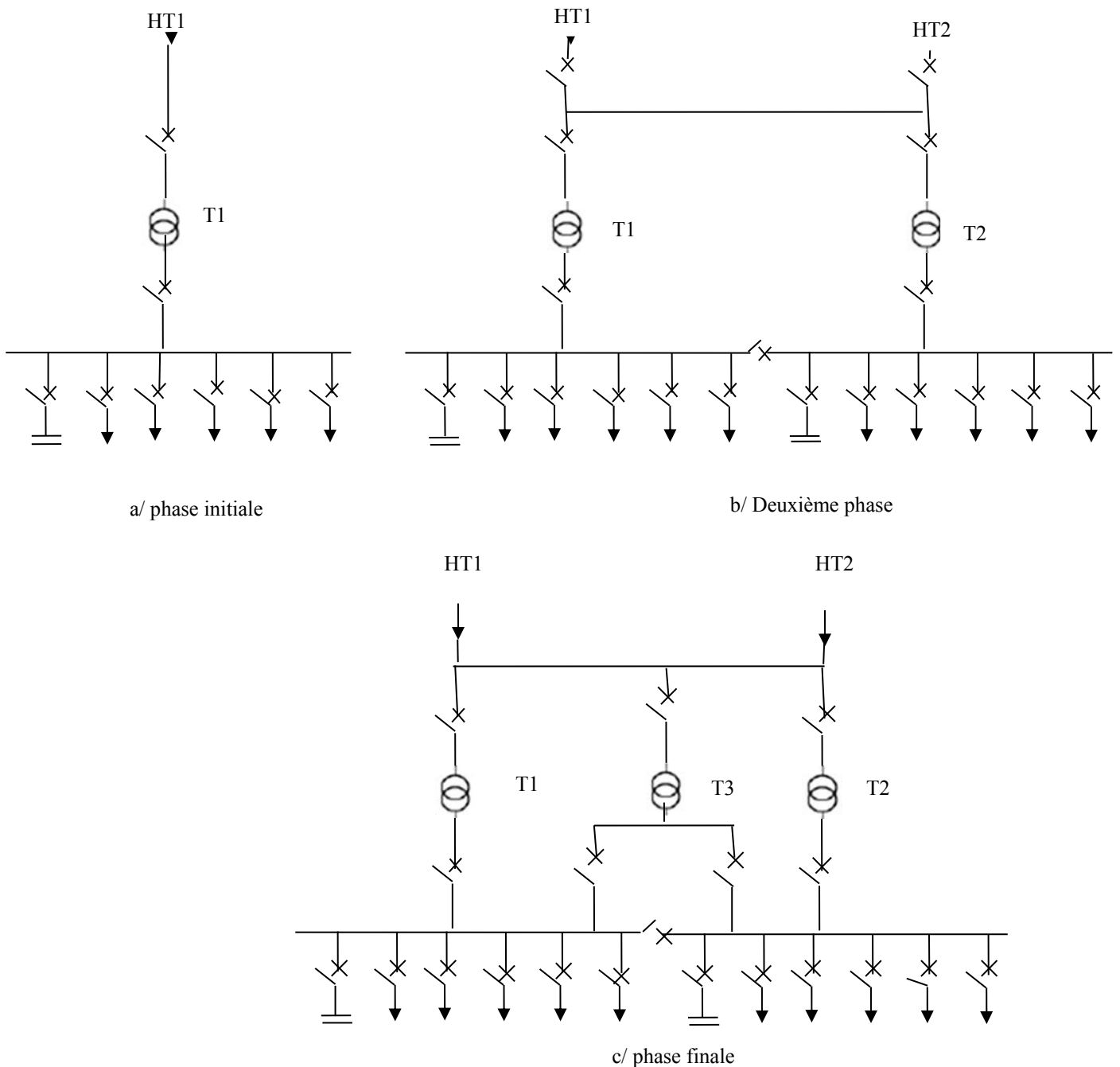


Figure 2-5: Schéma de principe des postes sources HTB/HTA.[1]

D.2-Lignes et départ HTA [4]

En milieu rural de faible densité, les réseaux de distribution sont principalement constitués de lignes aériennes en simple dérivation (figure 2.6), traditionnellement moins coûteuses que les câbles enterrés. Le dimensionnement du réseau est lié aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir. La tension décroît progressivement en fonction de l'impédance des câbles et des charges (figure 2.7).

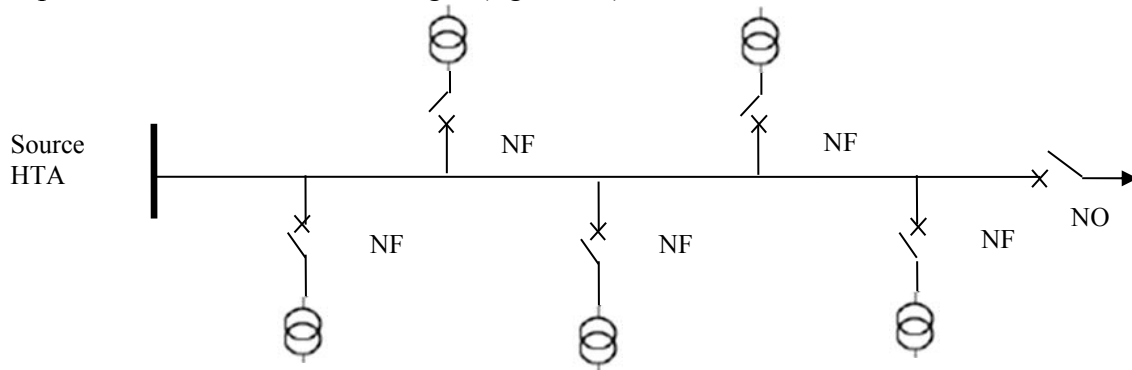


Figure 2-6: Schéma simple dérivation

NF et NO sont respectivement interrupteur normalement fermé et interrupteur normale ouvert.

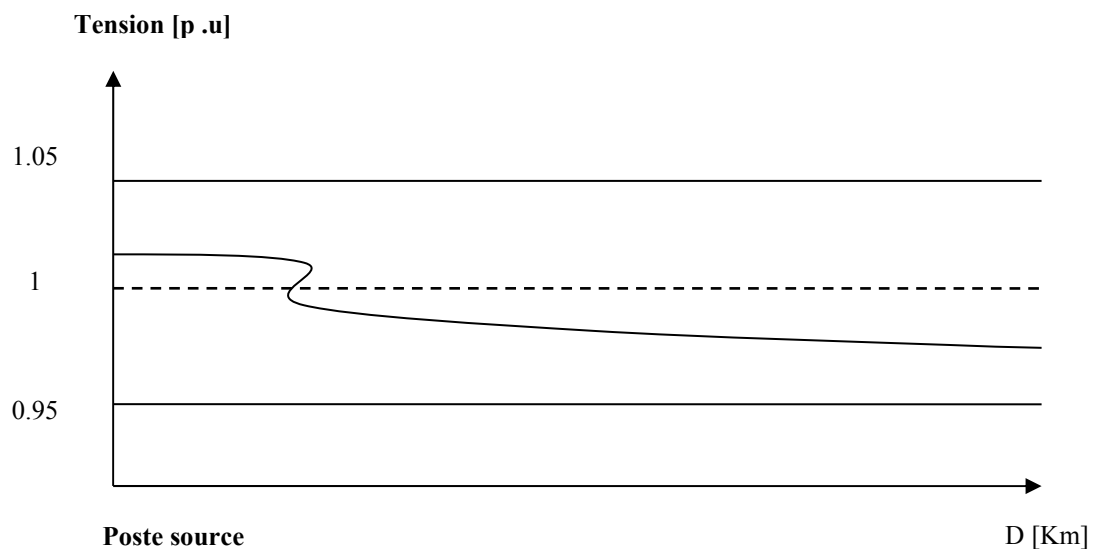


Figure 2-7: Variation de la tension le long d'un départ HTA [1]

Les réseaux de distribution en zones urbaines ou mixtes de forte densité de charge sont constitués principalement par des câbles HTA enterrés en double dérivation (figure 2.8) ou en coupure d'artère (figure 2.9) moins sensibles aux chutes de tension à cause de leur capacité homopolaire et de leur plus petite longueur. Le facteur impactant sur le dimensionnement des ouvrages souterrains est le courant maximum admissible dans les câbles du fait de la forte densité

de charges à alimenter. [1,4]

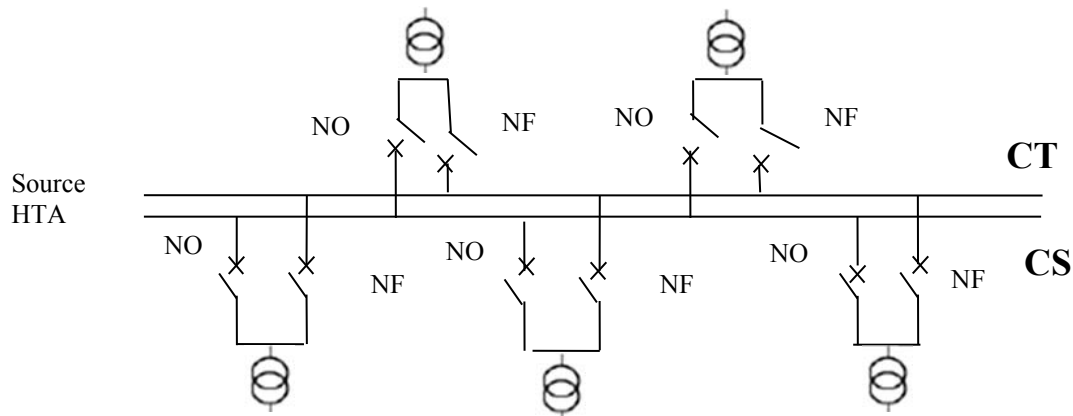


Figure 2-8: Schéma Double dérivation

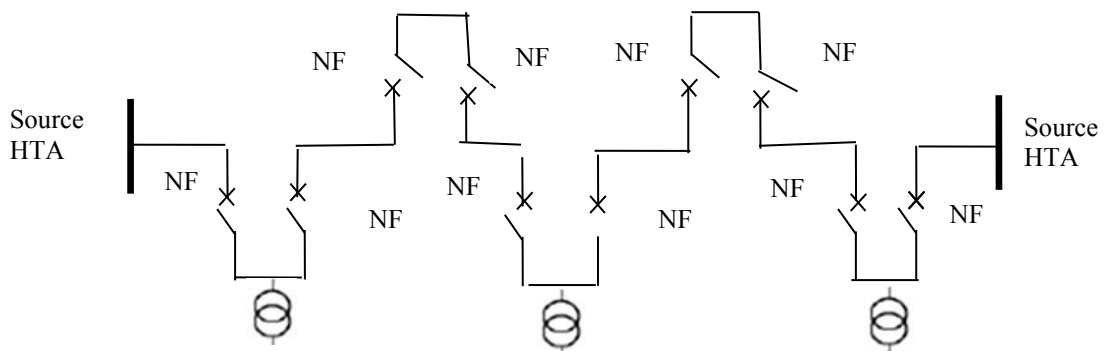


Figure 2-9 Schéma de coupure d'artère

CT et CS sont respectivement jeu de barre de travail et jeu de barre de secours permettant de garantir la continuité du service en cas du défaut.

2.3 Impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution

L'arrivée massive de DGs sur les réseaux de distribution ne présente pas que des avantages. Les réseaux de distribution ont été à l'origine conçus pour des flux de puissance active descendants depuis le poste source vers les consommateurs. La présence de production décentralisée peut créer des flux bidirectionnels de puissance active à l'intérieur des réseaux de distribution, voir aussi, quand la production dépasse la consommation, pourquoi pas des flux ascendant vers les réseaux de transport. La figure I.8 illustre le phénomène.

La première conséquence de ces flux de puissance bidirectionnelle est qu'il devient nécessaire de modifier le plan de protection des réseaux de distribution. Les DG apportent en effet de la puissance de court-circuit en aval des protections, ce qui a pour effets potentiels de les aveugler ou de les déclencher de manière intempestive. La sécurité des biens et des personnes peut donc être en jeu.

Les DG modifient aussi le plan de tension des réseaux de distribution. Classiquement, le long d'un départ sans DG, la tension décroît avec la distance au poste source, comme illustré sur la figure 2.10. L'ajout d'une ou plusieurs DG peut créer localement une ou plusieurs élévations de tension. Ces élévations peuvent se transformer en surtensions et dépasser les limites admissibles, notamment en cas de faible charge sur le réseau. Les transformateurs régleurs en charge des postes sources HTB/HTA mesurent en effet la tension à leurs bornes. Si les DG se trouvent suffisamment loin, les transformateurs régleurs en charge ne détecteront pas les élévations de tension et en cherchant à maintenir la tension à la valeur de consigne au poste source, pourront provoquer des surtensions près des DG.

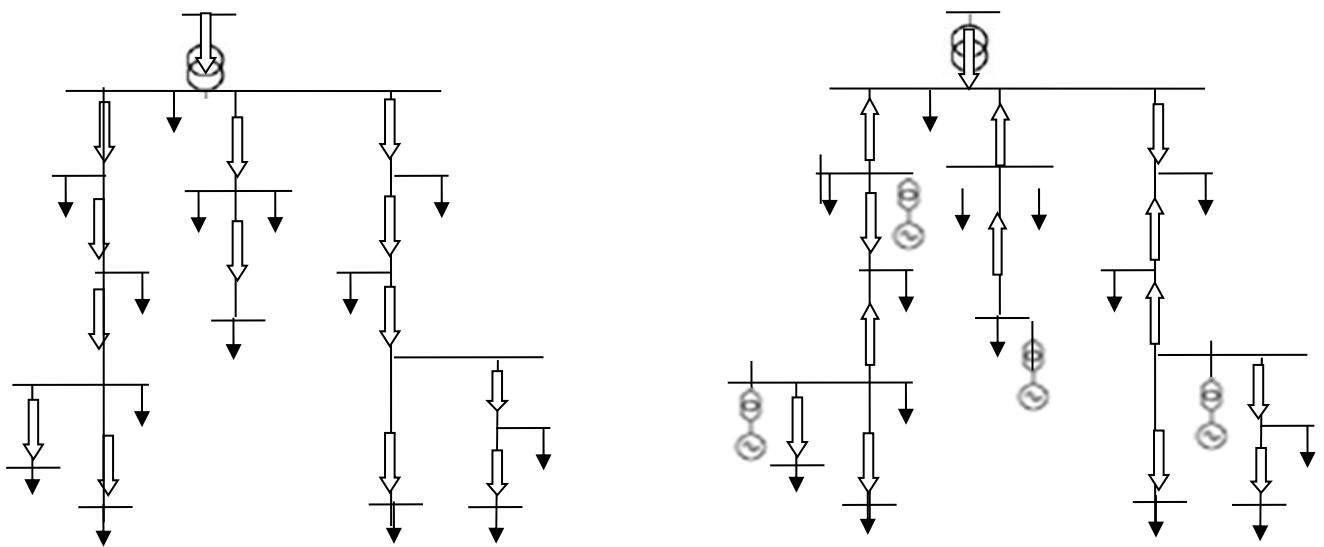


Figure 2-10 Schéma de Réseau de distribution sans DG - Réseau de distribution en présence de DG

Ce problème du réglage de tension fait l'objet de la présente étude et sera donc explicité

Enfin, une autre conséquence néfaste des DG est liée à la nature intermittente d'une partie des sources d'énergie utilisées (solaire et éolien). Sur l'ensemble du parc éolien français, la puissance disponible est égale en moyenne à un tiers de la puissance installée. Cela pose des difficultés aux gestionnaires de réseaux pour prévoir à chaque instant la production disponible. Par ailleurs certaines productions sont trop petites pour être observables et contrôlables par les gestionnaires des réseaux. Il semble alors difficile de faire participer la production décentralisée aux services systèmes et au marché de l'énergie sans une mutualisation des productions disponibles dans une centrale virtuelle.

De l'utilité du réglage de tension dans les réseaux électriques :

La tension est l'un des paramètres les plus importants pour la sûreté et la stabilité du système

électrique. Le législateur définit des normes d'exploitation des réseaux que les gestionnaires doivent appliquer. Ces normes permettent notamment d'assurer la sûreté du système électrique et la qualité de l'énergie délivrée.

Les gestionnaires ont donc mis en place sur leurs réseaux des systèmes de réglage de tension qui leur permettent de respecter ces normes et donc d'améliorer la qualité et la sûreté sur les réseaux mais aussi de les exploiter dans des conditions optimales.

2.3.1 Réglage de tension : qualité et sûreté sur les réseaux

2.3.1.1 Satisfaction des différents utilisateurs des réseaux

Tous les utilisateurs du réseau sont sensibles aux variations de tension. Pour les consommateurs, qui ont un contrat passé avec la commercialisation, le distributeur s'engage quant à la qualité de l'énergie qu'il transporte et notamment, donc, de l'onde de tension. Le respect d'une plage de variation maximale autour d'une tension d'alimentation nominale est en effet primordial pour assurer le bon fonctionnement des récepteurs des consommateurs. Pour les producteurs, là aussi, le maintien de la tension dans une plage fixée est essentiel afin d'éviter que les protections de découplage de leurs groupes de production ne se déclenchent et, par une réaction en cascade n'a faiblissent la sûreté globale du système électrique.

2.3.1.2 Respect des contraintes de fonctionnement des matériels

Sur les réseaux HTB et HTA il est important de maintenir la tension dans une bande étroite. Les tensions trop hautes entraînent un vieillissement et l'endommagement des matériels connectés. Les tensions trop basses induisent des surcharges dans les lignes et perturbent le fonctionnement de certaines protections et transformateurs régleurs en charge. Ces incidents peuvent conduire à des instabilités de tension sur le réseau et provoquer des écroulements de tension généralisés.

2.3.2 Réglage de tension : exploitation optimale des réseaux

Que ce soit sur les réseaux de distribution ou de transport, la tenue de la tension permet d'optimiser leur fonctionnement et donc de réduire les coûts de maintenance et les coûts d'exploitation. Pour mieux s'en rendre compte, il est nécessaire d'utiliser une modélisation mathématique simple des réseaux électriques triphasés.

Les lignes triphasées en régime équilibré peuvent être décrites par un modèle monophasé équivalent dit modèle en Π . Ce modèle est couramment utilisé dans l'étude des réseaux

Il est valable pour des lignes de courte et moyenne longueur, c'est-à-dire inférieures à 150 km. Les phénomènes de propagation, c'est-à-dire l'atténuation de l'onde de tension, peuvent alors être négligés tout en prenant en compte l'effet capacitif des lignes. Le modèle est représenté sur la figure 2.11.[5]

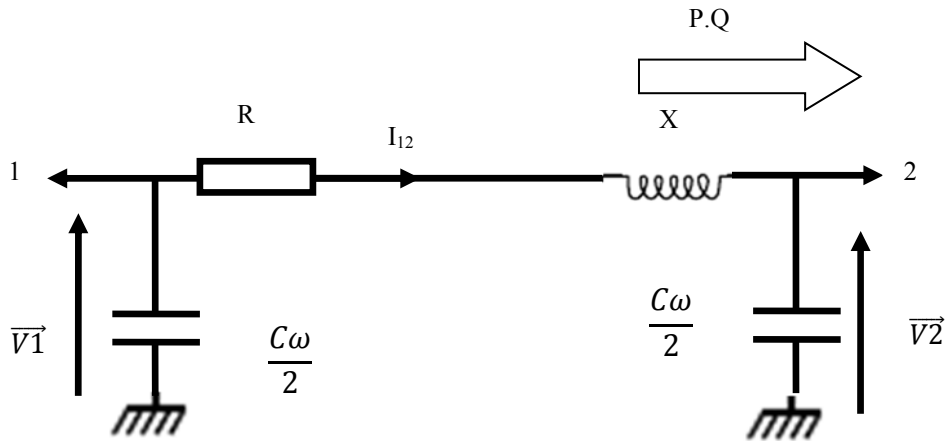


Figure 2-11 Modèle monophasé en π d'une ligne électrique triphasée.

On associe à ce modèle en le diagramme de Fresnel reliant les diverses grandeurs du système entre elles. Ce diagramme est présenté sur la figure 2.12

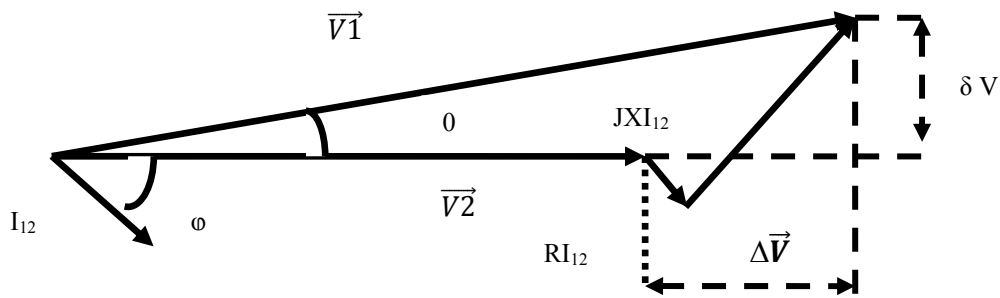


Figure 2-12 Diagramme de Fresnel du modèle en π .

a- Chutes de tension et pertes Joule

Considérant le modèle en π , en supposant connues la tension \bar{V}_2 et les puissances actives P_t et réactive Q_t transitant dans la ligne, il est alors possible de déterminer la chute de tension complexe $\Delta \bar{V}$:

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = \frac{R P_t + X Q_t}{\bar{V}_2} + \frac{X P_t + R Q_t}{\bar{V}_2} \tag{2-1}$$

Les termes δV et ΔV s'écrivent alors :

$$\left\{ \begin{aligned} \delta V &= \Im(\Delta \bar{V}) = \frac{X P_t - R Q_t}{V_2} \\ \Delta V &= \Re(\Delta \bar{V}) = \frac{R P_t - X Q_t}{V_2} \end{aligned} \right. \tag{2-2}$$

Dans le cas d'un réseau peu chargé (hypothèse de Kapp), il est possible de négliger le déphasage entre les tensions V_1 et V_2 . Le module de la chute de tension devient égal à sa partie réelle, soit :

$$|\Delta \vec{V}| = \Re(\Delta \vec{V}) = \frac{RP_t - XQ_t}{V_2} \quad 2-3$$

La chute de tension est alors directement fonction des puissances transitant dans la ligne et de la tension nominale du réseau. Un plan de tension élevé permet donc de réduire les chutes de tension le long des lignes [5,1]

Par ailleurs les pertes Joule PJ par phase peuvent s'écrire suivant l'équation suivante :

$$P_J = R \frac{P_t^2 + Q_t^2}{V_2^2} \quad 2-4$$

Un plan de tension élevé réduira les pertes Joule dans les lignes.

Le réglage de tension permet donc d'assurer le respect le plan de tension des réseaux et ainsi de diminuer les chutes de tension et les pertes Joule en agissant sur un placement intelligent des grandeurs de régulation.[1]

b. Puissance Transmissible

Dans les réseaux de transport, la limite de puissance transmissible dans les lignes dépend notamment directement de la tension. Considérons, pour la démonstration, une ligne aérienne dont la résistance est négligeable devant sa réactance inductive et suffisamment chargée pour que les effets capacitifs puissent être négligés. Cette ligne est connectée à une charge purement résistive, car à titre d'exemple, seul les transits de puissance active sont considérés. Le schéma II.3 illustre l'exemple discuté. La tension V1 étant supposée constante, à mesure que la charge augmente (c'est-à-dire lorsque la valeur de Rch diminue), la tension V2 diminue tandis que la puissance transmise à la charge commence par augmenter, passe par un maximum puis nit par diminuer. Ce phénomène est illustré sur la figure 2.11. Le point de fonctionnement où la puissance transmise est maximale est appelé point critique. Cette puissance maximale transmissible à une charge depuis une source de tension tenue s'écrit de façon générale. [5,1].

$$P_{\max} = \frac{V_1^2}{Z} \frac{\cos \varphi}{2(1 + \cos(\beta - \varphi))} \quad 2-5$$

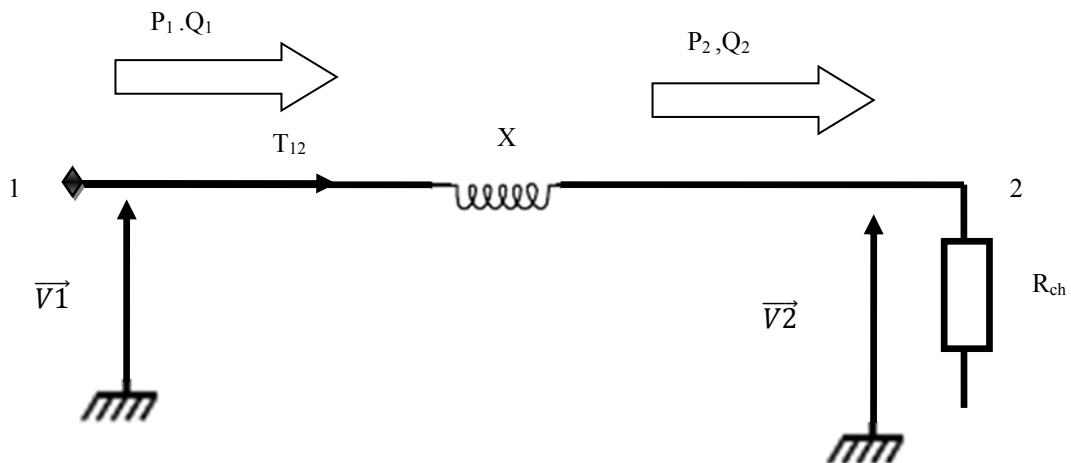


Figure 2-13 Modèle de la ligne simplifiée avec charge résistive.

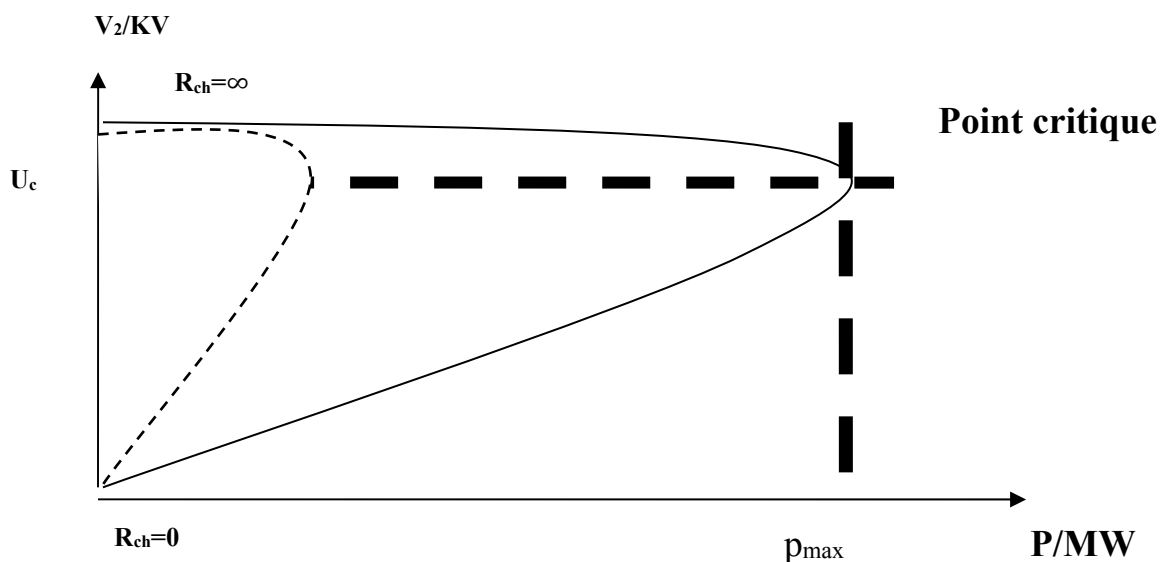


Figure 2-14 Évolution de la puissance transmissible maximale [5].

Z est l'impédance de la ligne entre le point où la tension est tenue et la charge ;

φ est le déphasage introduit par la charge ;

β est le déphasage introduit par la ligne.

L'expression (2-5) montre que plus la tension d'exploitation du réseau V_1 est haute, plus la puissance transmissible importante. De même, plus l'impédance Z du réseau est faible, plus la puissance transmissible est grande, il est intéressant de remarquer que plus φ diminue, plus la puissance transmissible augmente. La diminution de la valeur de φ est réalisée en compensant la production de puissance réactive Q_2 consommée par la charge en utilisant par exemple des condensateurs.

La puissance réactive voyage très mal sur les réseaux, elle crée donc des chutes de tension. Il

est nécessaire d'en produire localement pour compenser les charges inductives et les chutes de tension, la puissance réactive générée par les alternateurs ne pouvant parvenir à l'endroit où elle est nécessaire.

Dans les réseaux de distribution la résistance des lignes et des câbles n'est plus négligeable devant leur réactance. Les contraintes thermiques limitent donc aussi la puissance transmissible aux charges. [5]

2.3.3 Conclusions sur l'utilité du réglage de tension

Le réglage de tension, que ce soit sur les réseaux de transport ou de distribution, est essentiel pour la sûreté, la qualité et l'optimisation du système électrique. Tout en permettant aux utilisateurs du réseau de faire fonctionner leurs matériels dans des conditions optimales, il assure aux gestionnaires du réseau une exploitation des réseaux à moindre coût et dans des conditions de sûreté satisfaisantes. Le paragraphe suivant explique son fonctionnement dans les réseaux de distribution et révèle l'impact de l'arrivée de la production décentralisée. [1,5]

2.4 Le réglage de tension dans les réseaux de distribution

Actuellement le réglage de tension se fait en deux méthodes

2.4.1 Principe général de fonctionnement

Comparativement aux réseaux de transport et de répartition, les réseaux de distribution ne sont que très peu instrumentés. De par leur conception et leur mode de fonctionnement, il n'est pas nécessaire de disposer de nombreux points de mesure pour pouvoir garantir une tension dans les limites admissibles à tous les nœuds du réseau. En effet, en l'absence de production décentralisée, la connaissance de l'évolution moyenne des charges au cours du temps et de la topologie du réseau suffit au GRD pour prévoir quelle va être la chute de tension. Le sens des flux de puissance, du poste source HTB/HTA vers la consommation, et la structure radiale du réseau permettent d'effectuer une bonne approximation de la tension du réseau. Celle-ci décroît progressivement à mesure que la distance au poste source augmente (figure 2.7). Par ailleurs les études d'amont effectuées avant la construction du réseau permettent de dimensionner suffisamment les réseaux de distribution pour faire face à leur maximum de charges. Les variations de la consommation ont bien sûr une influence sur la tension du réseau de distribution. Pour régler la tension et s'assurer que celle-ci soit bien dans les limites, le GRD dispose de différents actionneurs tels que les transformateurs régulateurs en charge et les bancs de capacité.

Par ailleurs, actuellement la production décentralisée connectée aux réseaux de distribution ne participe pas dynamiquement au réglage de tension. L'article 10 de l'arrêté du 23 avril 2008 [14] stipule cependant que :

"Toute installation de production raccordée au réseau public de distribution d'électricité

HTA doit pouvoir fournir ou absorber, au point de livraison, les puissances réactives minimales fixées comme ci-après :

a) Lorsque la tension au point de livraison est égale à la tension contractuelle plus ou moins 5%, l'installation de production qui délivre la puissance P_{max} doit pouvoir également, sans limitation de durée, fournir une puissance réactive au moins égale à $0,4 * P_{max}$ ou absorber une puissance réactive au moins égale à $0,35 * P_{max}$;

b) Lorsque la tension au point de livraison s'écarte de la tension contractuelle comme il est dit à l'article 13, l'installation de production doit pouvoir moduler sa production ou sa consommation de puissance réactive dans les limites d'un domaine de fonctionnement minimal défini dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sous la forme d'un diagramme [U;Q]."

Avant toute connexion de DG, le GRD réalise une étude de raccordement. Il regarde la faisabilité technique du raccordement de la DG au nœud le plus proche du réseau de distribution. À l'issue de cette étude il impose au producteur une consigne de puissance réactive. Cette consigne est fixe dans le temps. Il n'y a donc pas à proprement parler de participation de la production décentralisée aux services systèmes.

Le réglage de tension et de puissance réactive sur les réseaux de distribution est aujourd'hui seulement assuré en temps réel par deux types d'actionneurs, décrits ci-après. [5]

a- Transformateurs régulateurs en charge

Sur les réseaux de distribution, les principaux actionneurs du réglage de tension sont les transformateurs régulateurs en charge. Il s'agit de transformateurs à rapport de transformation variable piloté par un automate. En France, ces transformateurs sont situés dans les postes sources HTB/HTA.[5].

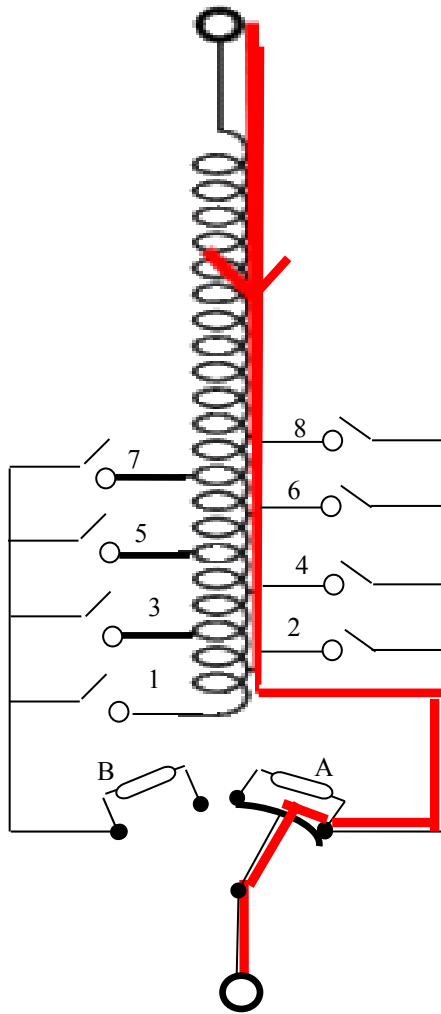


Figure 2-15. Fonctionnement de Transformateurs régulateurs en charge

Le modèle classique utilisé pour la représentation mathématique des transformateurs triphasés symétriques est présenté dans la figure 2-16. Le paramètre k permet de modéliser le rapport de transformation. Il prend des valeurs discrètes correspondant aux différentes prises possibles du transformateur. Y_0 représente l'impédance à vide du transformateur et Z les pertes Joule et les fuites du transformateur ramenées au secondaire.

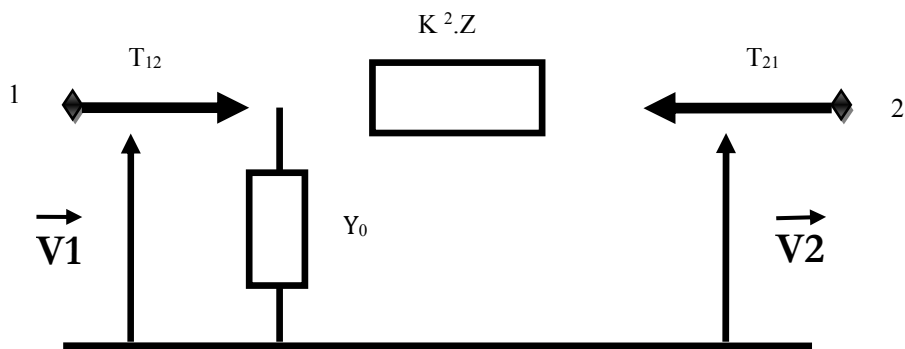


Figure 2 .16 Modélisation du transformateur triphasé symétrique.

La plupart des transformateurs des postes sources HTB/HTA possède un nombre de prises compris entre 17 et 25 pour une puissance allant de 1MVA à 36MVA. Ils permettent de délivrer une tension comprise, au secondaire, entre 0:92 pu et 1:22 pu.

Deux stratégies différentes de réglage existent pour les automates de régulateur en charge : le réglage avec compoundage et le réglage sans compoundage. Dans les deux cas, le principe est de maintenir la tension en un nœud défini du réseau. Pour le réglage sans compoundage, ce nœud est le jeu de barres côté HTA. Pour le réglage avec compoundage ce peut être à n'importe quel nœud du réseau, moyennant une définition correcte du coefficient de compoundage. La tension en ce nœud éloigné est évaluée en mesurant les courants traversant le transformateur. C'est cette évaluation qui est appelée compoundage.

Le premier changement de prise intervient lorsque la tension au nœud réglé dépasse une valeur seuil pendant un temps supérieur à une temporisation T1 égale en générale à 60 s. Cette première temporisation permet de laisser passer d'éventuelles variations de tension provisoires dues aux connexions ou déconnexions de charges importantes ou aux fluctuations de tension venant du réseau de transport et corrigées en quelques secondes par les réglages primaires et secondaires des centrales électriques. Les éventuels changements de prises suivants interviennent si la tension dépasse la valeur seuil pendant une temporisation plus courte T2, en générale égale à 10 s. Ce temps correspond au temps de réarmement du ressort du mécanisme de changement de prise.

B-Bancs de condensateurs

Pour diminuer les transits de puissance réactive dans les postes sources HTB/HTA, des bancs de condensateurs sont connectés au jeu de barres côté HTA. Ils corrigent le facteur de puissance $\cos \phi$ du poste source. Ce facteur de puissance est donné par la formule suivante :

$$\left| \cos \phi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \right| \quad 2-6$$

Où :

P est la puissance active transitant dans le poste source ;

Q est la puissance réactive transitant dans le poste source.

Afin de connaître la quantité de puissance réactive ΔQ à injecter pour passer d'un facteur de puissance effectif $\cos \phi_1$ à un facteur de puissance désiré $\cos \phi_2$ il est possible d'appliquer la formule suivante :

$$\Delta Q = P(\tan \phi_1 - \tan \phi_2) \quad 2-7$$

$$\Delta Q = P \left(\sqrt{\frac{1}{\cos^2 \phi_1} - 1} - \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \phi_2} - 1} \right) \quad 2-8$$

Les bancs de condensateurs sont contrôlés par des automates utilisant des relais var

métriques. Suivant la puissance réactive appelée par le réseau, ces relais var métriques enclenchent ou non un gradin de condensateurs qui leur est associé. En général, le temps entre deux déclenchements de gradins est de 10 min.[5].

Les bancs de condensateurs sont utilisés pour régler le transit de puissance à l'interface entre le réseau de distribution et le réseau de transport. Ils ont une influence sur la tension mais ne sont pas aujourd'hui directement utilisés pour régler la tension.

2.4.2 Problème de génération en aval d'un transformateur régleur en charge

La présence de DGs sur les réseaux HTA peut induire des problèmes de fonctionnement des régleurs en charge. En effet, ceux-ci n'étant pas dimensionnés pour avoir en aval de leur secondaire une production trop importante, cette configuration peut affecter leur vision de l'état de charge du réseau en particulier pour les régleurs en charge avec compundage. A mis en évidence ce phénomène où la production par DG en aval du transformateur réduit le flux de puissance transitant par celui-ci. Ainsi, le courant mesuré dans la résistance de compundage devient moins important de même que la chute de tension aux bornes de celle-ci. Pour le régleur en charge, ce nouveau transit est vu comme un état de charge faible, ce qui peut provoquer un changement de prise (diminution) dans le but de baisser la tension du transformateur.

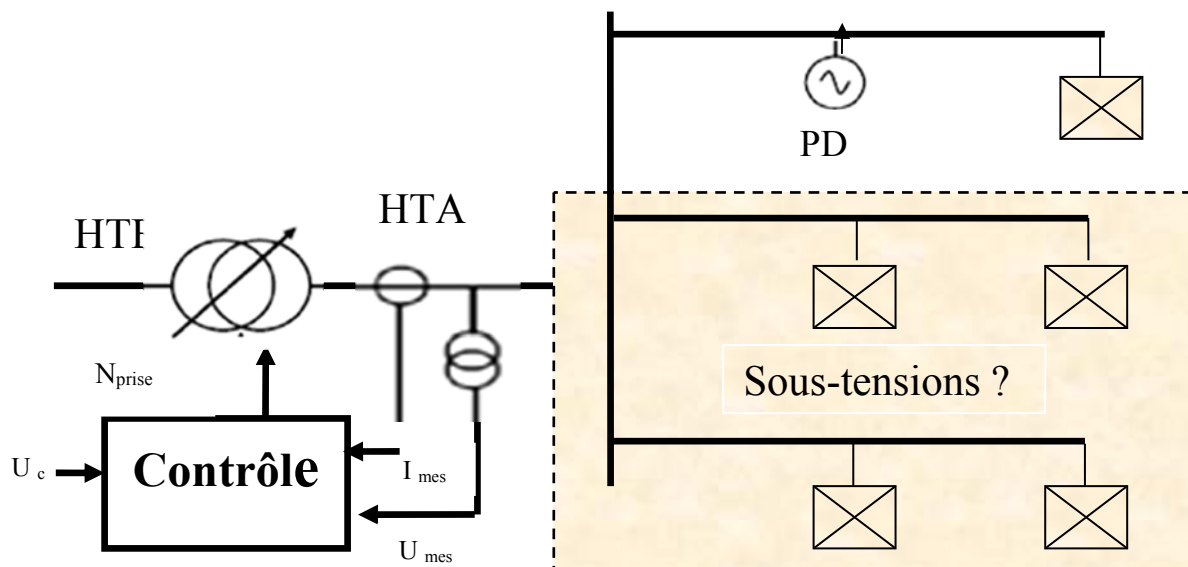


Figure2-17 Configuration d'un réseau de distribution HTA pouvant être problématique.

Ce changement n'a pas d'impact négatif sur le départ où sont connectés les DG puisque celles-ci tendent à augmenter la tension sur ce départ. Cependant cette configuration peut être critique pour les départs adjacents sans DG qui peuvent voir apparaître des tensions trop basses.

2.5 Phénomène de chute de tension

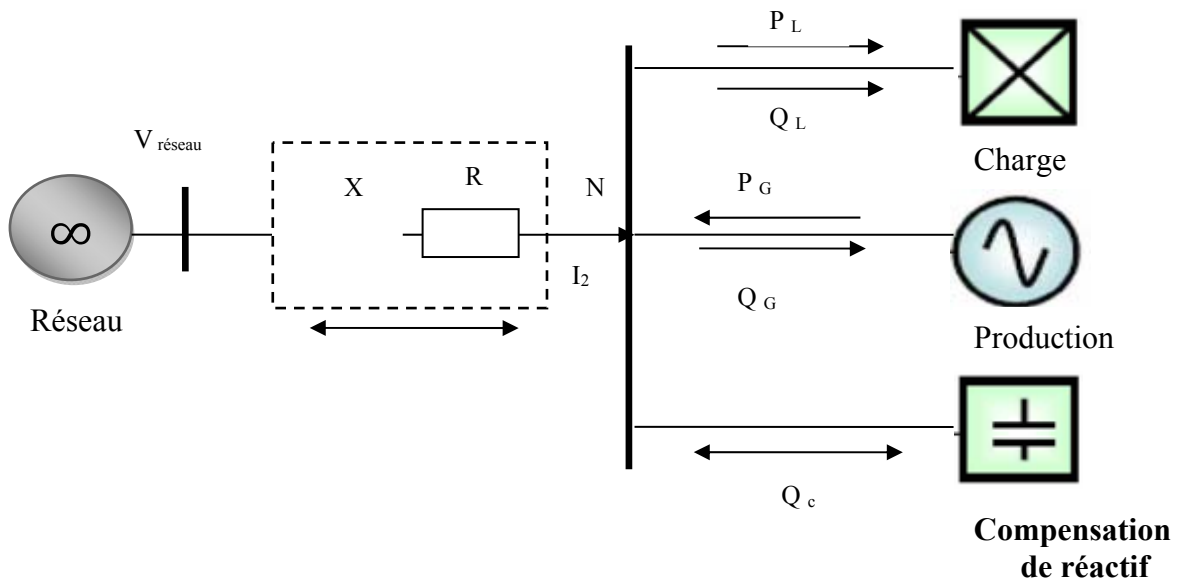


Figure 2-18 : Détermination de la chute de tension sur une ligne.

Dans le réseau de distribution classique de structure radiale, la tension est, en règle générale, plus élevée au poste source et diminue vers l'extrémité du départ. La puissance circule dans un sens à partir du poste source vers les consommations. Mais, avec la présence de DG sur le réseau, le réseau devient actif et les transits de puissance sont modifiés. La chute de tension (ΔV en pu) entre le poste source et le point de raccordement d'une DGE via une ligne {Figure (3.14)} est déterminée comme suit :

$$\Delta V = R I \cos \varphi \pm L \omega \sin \varphi \tag{2-9}$$

Où : R, L : sont la résistance et l'inductance totale de la ligne.

V_N : la tension au nœud N et I_t le courant transitant dans la ligne.

P_N, Q_N : les puissances active et réactive au nœud

$$\Delta V = R \frac{P_n}{V_n} + L \omega \frac{Q_N}{V_N} = \frac{P(P_G - P_L) + L \omega (\pm Q_G - Q_L \pm Q_C)}{V_N} \tag{2-10}$$

$$\Delta V = \frac{R P_n + X Q_n}{V_n} \tag{2-11}$$

P_G, Q_G : sont les puissances active et réactive fournie par DGE.

P_L, Q_L : sont les puissances active et réactive de consommation.

Q_C : est la puissance réactive du dispositif de compensation.

L'équation illustre un des principaux problèmes liés à la connexion de DGE sur un réseau.

En effet, l'injection de puissance, active ou réactive, va induire une élévation de la tension

au nœud de connexion. Les impacts sur la tension de telles productions vont être différents selon le type de réseau auxquelles elles sont connectées. Selon la structure du réseau, les caractéristiques du poste source, le point de raccordement et la puissance injectée par la DG, la tension peut être élevée au point de raccordement, pouvant même dépasser la limite autorisée ou limite admissible.

2.5.1 Calcul de chute de tension dans un réseau de distribution

Le réseau est dimensionné et construit de telle sorte qu'entre le tableau de basse tension (dans le poste de transformation) et le coffret de branchement le plus mal desservi, la chute de tension maximale soit de 10%. Cependant, il peut arriver que les chutes de tension dépassent la valeur admissible. En effet, bien qu'à la base le réseau soit monté de sorte à ne pas connaître ce problème de tension, les cinq points suivants énoncent les raisons possibles :

- les calculs qui doivent être faits pour savoir comment ajouter un raccordement ne sont pas toujours traités jusqu'au bout par manque de temps ;
- les puissances consommées des utilisateurs peuvent augmenter selon les ajouts d'installations des utilisateurs ;
- les industries se développent sur le réseau BT ;
- pour raisons économiques, les rajouts de raccordement ne sont pas toujours faits comme il le faudrait ;
- le réseau est mis en place sachant que dans 95% des cas, les utilisateurs ne consomment pas simultanément leur puissance maximale. Mais des problèmes de tension peuvent survenir dans les 5% de cas restants.[15][16]

La chute de tension relative en système triphasé peut être calculée par l'expression suivante :

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)^{\%} = PL \frac{R_0 + X_0 \tan \varphi}{U} \times 100 \quad 2-12$$

Cette expression montre que la chute de tension relative est proportionnelle à la distance du tronçon et à la puissance active transitant dans le tronçon. Les résistances et réactances linéiques du conducteur dépendantes de la nature des câbles (aluminium, cuivre...) et de leur section jouent également un rôle dans la chute de tension relative.

Notre étude portera sur les réseaux de distribution qui sont caractérisées par une configuration radiale. Deux types de réseaux de distribution peuvent être considérés. Il s'agit des réseaux en échelle et des réseaux présentant des ramifications.

2.5.2 Réseaux en échelle

On considère le cas simple d'un réseau radial (une seule direction) constituée de 4 tronçons de la figure Fig.b. [17]

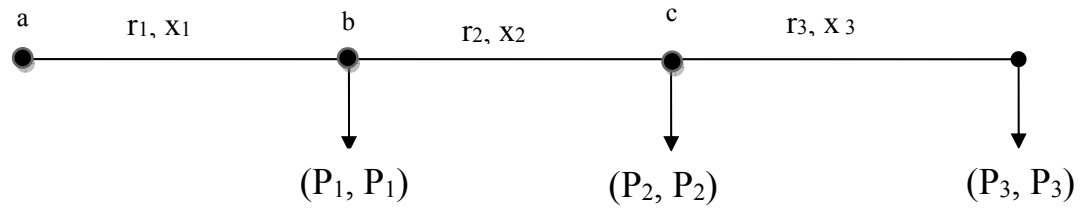
a : Cas d'un réseau radial

Figure 2-19 schéma unifilaire de la ligne de 4 jeux de barres

$$\Delta V_{TO} = \Delta V_1 + \Delta V_2 + \Delta V_3$$

$$\Delta V_1 = \frac{P_1 r_1 + Q_1 x_1}{U_n} - \frac{(P_d + P_c + P_b) r_1 + (Q_d + Q_c + Q_b) x_1}{U_n}$$

$$\Delta V_2 = \frac{P_2 r_2 + Q_2 x_2}{U_n} - \frac{(P_c + P_d) r_2 + (Q_c + Q_b) x_2}{U_n}$$

$$\Delta V_3 = \frac{P_3 r_3 + Q_3 x_3}{U_n} - \frac{P_d r_3 + Q_d x_3}{U_n}$$

$$\Delta V_n = \Delta V_1 + \Delta V_2 + \Delta V_3 = \frac{(P_d + P_c + P_b) r_1 + (P_c + P_d) r_2 + P_d r_3 + (Q_d + Q_c + Q_b) x_1 + (Q_c + Q_b) x_2 + Q_d x_3}{U_n}$$

$$\Delta V_n = \frac{P_d r_1 + P_c(r_1 + r_2) + P_d(r_1 + r_2 + r_3) + Q_b x_1 + Q_c(x_1 + x_2) + Q_d(x_1 + x_2 + x_3)}{U_n}$$

a. la formule générale : [17]

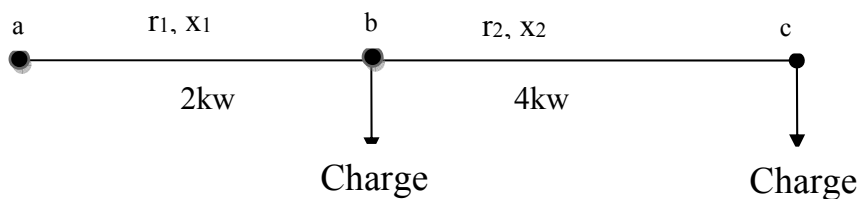
$$\Delta V = \frac{\sum_{i=1}^n r_i P_i + \sum_{i=1}^n x_i Q_i}{U_n}$$

b. Cas spéciale :

Si la ligne est de même section en prendre :

$$r_i = r_0 \times L_i, \quad x_i = x_0 \times L_i$$

$$\Delta V = \frac{r_0 \sum_{i=1}^n L_i P_i + x_0 \sum_{i=1}^n L_i Q_i}{U_n}$$

C. Exemple : [17]

$$P_{ab} = 3000 \text{ kw}$$

$$Q_{ab} = 2381.81 \text{ KVAR}$$

$$P_b = 1000 \text{ kw}$$

$$Q_b = 881.81 \text{ KVAR}$$

$$\diamond \text{ Pour : a b, } r_0 = 0.34 \text{ n/ kw, } x_0 = 0.35 \text{ n/ Kw}$$

$$\diamond \text{ Pour : a b, } r_0 = 0.45 \text{ n/ kw, } x_0 = 0.36 \text{ n/Kw}$$

$$\diamond U_n = 10 \text{ Kv}$$

$$P_c = P_{ab} - P_b = 3000 - 1000 = 2000 \text{ kw}$$

$$Q_c = Q_{ab} - Q_b = 2381.81 - 881.81 = 2500 \text{ KVAR}$$

Calcul de chute de tension :

$$\diamond \Delta V_{ab} = \frac{P_a b x_1 + Q_a b x_1}{U_n}$$

$$= \frac{3000 \times 10^3 \times (0.34) + 2381.81 \times 10^3 (0.35 \times 2)}{10 \times 10^3}$$

$$\Delta V_{ab} = 370.72$$

$$\diamond \Delta V_{bc} = \frac{P_{bc} b r_2 + Q_{ac} x_2}{U_1}$$

$$\Delta V_{bc} = \frac{2000 \times 10^3 \times (0.45 \times 4) + 1500 \times 10^3 (436 \times 4)}{10 \times 10^3}$$

$$\Delta V_{bc} = 576 \text{ v}$$

$$\diamond \Delta V = \Delta V_{ab} + \Delta V_{bc} = 370.72 + 576 = 946.72 \text{ v}$$

$$\Delta V \% = \frac{946.72}{10 \times 10^3} = 9.47\%$$

$$\Delta V = \frac{r_1 P_1 + Q_1 x_1 + r_2 P_2 + Q_2 x_2}{U_n}$$

$$\Delta V = \frac{(0.3 \times 2) \times 1000 + (0.35 \times 2) \times 881.81 + (0.45 \times 4 + 0.34 \times 2) \times 2000 + (0.35 \times 2 + 0.36 \times 4) \times 1500}{10 \times 10^3}$$

$$\Delta V = 946.72 \text{ v}$$

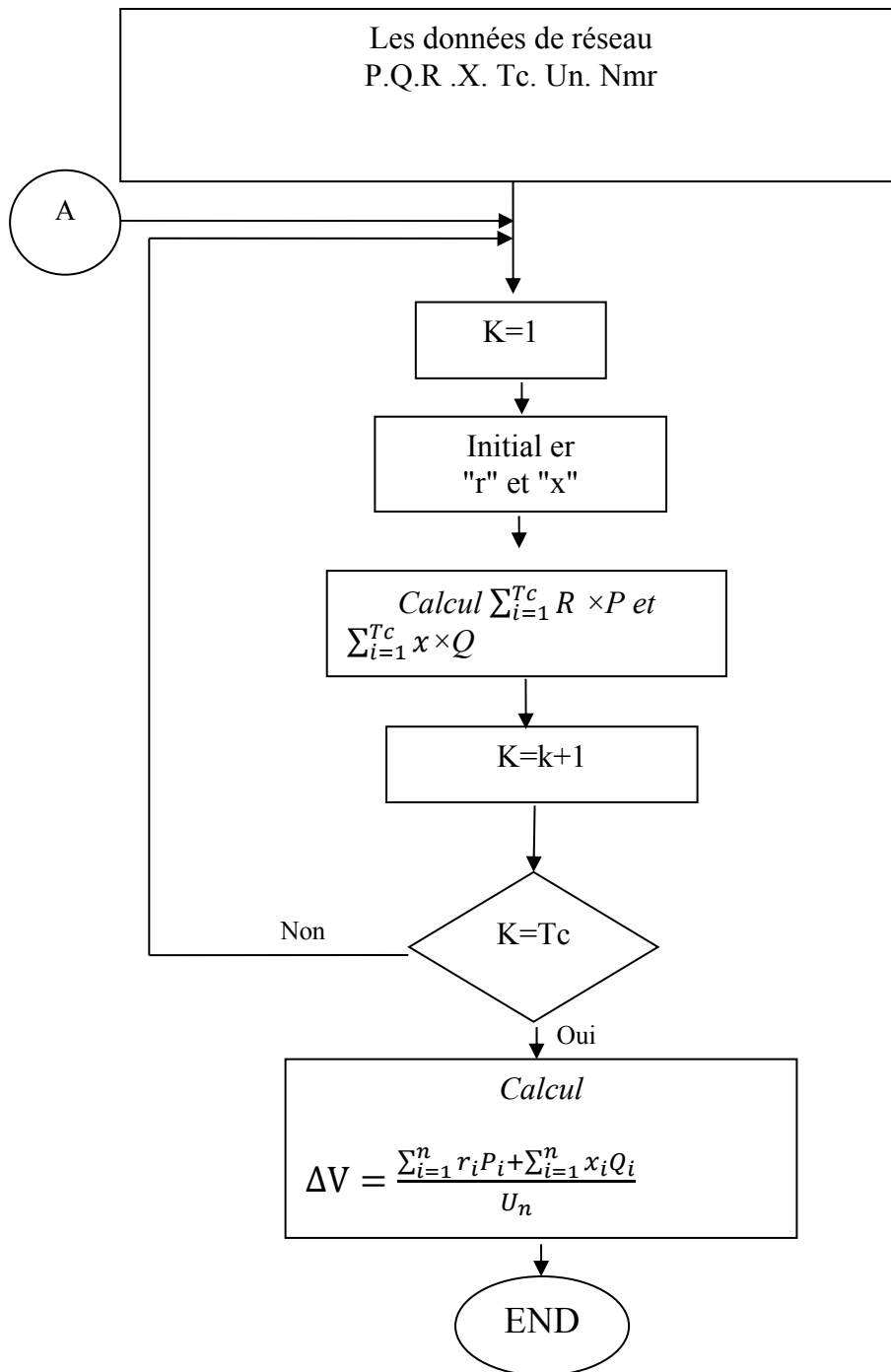
d. Organigramme : 1

Figure 2- 20organigramme de calcul de chute de tension d'un réseau radial

2.5.3 Cas d'un réseau avec dérivation (ramification)

Dans se cas on prendra la chut de tension la plus grand [15,16].

Considérons le schéma électrique de la figure :

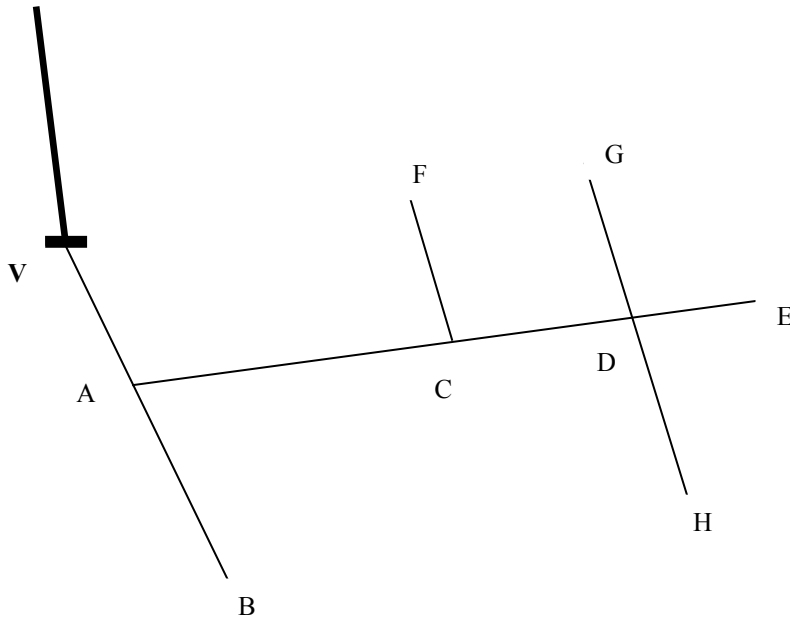


Figure 2-21: Schéma électrique

Calculons les chutes de tension sur chaque tronçon avec les éléments suivants :

Tableau 2 -2 : Données du réseau BT

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	R ₀ (Ωkm ⁻¹)	X ₀ (Ωkm ⁻¹)	Puissance (W)
VA	240	0.03	0.125	0.1	89000
AB	70	0.03	0.443	0.1	17000
AC	70	0.12	0.443	0.1	12000
CD	70	0.05	0.443	0.1	12000
DE	50	0.04	0.641	0.1	9000
CF	70	0.06	0.443	0.1	13000
DG	70	0.06	0.443	0.1	13000
DH	70	0.06	0.443	0.1	13000

Noter que nous considérons sur chaque tronçon la puissance de pointe (pour estimer la chute de tension maximale possible) et des câbles en aluminium. Le tronçon VA contient la puissance cumulée à desservir pour tous les EDL de ce poste.

a. formule générale

$$\Delta V = \frac{\sum_{i=1}^n R_i P_i + \sum_{i=1}^n x_i Q_i}{U_n}$$

b. Calcul des chutes de tensions

$$\Delta V_{VA} = 89000 \times 0.03 \frac{0.125 + 0.1 + 0.4}{400^2} \times 100 = 0.275\%$$

$$\Delta V_{VB} = \frac{[(89000 \times 0.03)(0.125 + 0.1 \times 0.4) + (17000 \times 0.13) \times (0.443 + 0.1 \times 0.4)] \times 100}{400^2}$$

$$\Delta V_{VB} = 0.942\%$$

$$\Delta V_{VF} = \frac{[(89000 \times 0.03)(0.125 + 0.1 \times 0.4) + (12000 \times 0.12) \times (0.443 + 0.1 \times 0.4) + (13000 \times 0.06)] \times 100}{400^2}$$

$$\Delta V_{VF} = 0.906\%$$

$$\Delta V_{VE} = \frac{[(89000 \times 0.03)(0.125 + 0.1 \times 0.4) + (12000 \times 0.12) \times (0.443 + 0.1 \times 0.4) + (12000 \times 0.05)] \times 100}{400^2}$$

$$\Delta V_{VE} = 2.33\%$$

$$\Delta V_{VG} = \Delta V_{VH} = \frac{[(89000 \times 0.03)(0.125 + 0.1 \times 0.4) + (12000 \times 0.12) \times (0.443 + 0.1 \times 0.4) + (12000 \times 0.05) \times (0.443 + 0.1 \times 0.4) + (13000 \times 0.06) \times (0.443 + 0.1 \times 0.4)] \times 100}{400^2}$$

$$\Delta V_{VG} = \Delta V_{VH} = 1.12\%$$

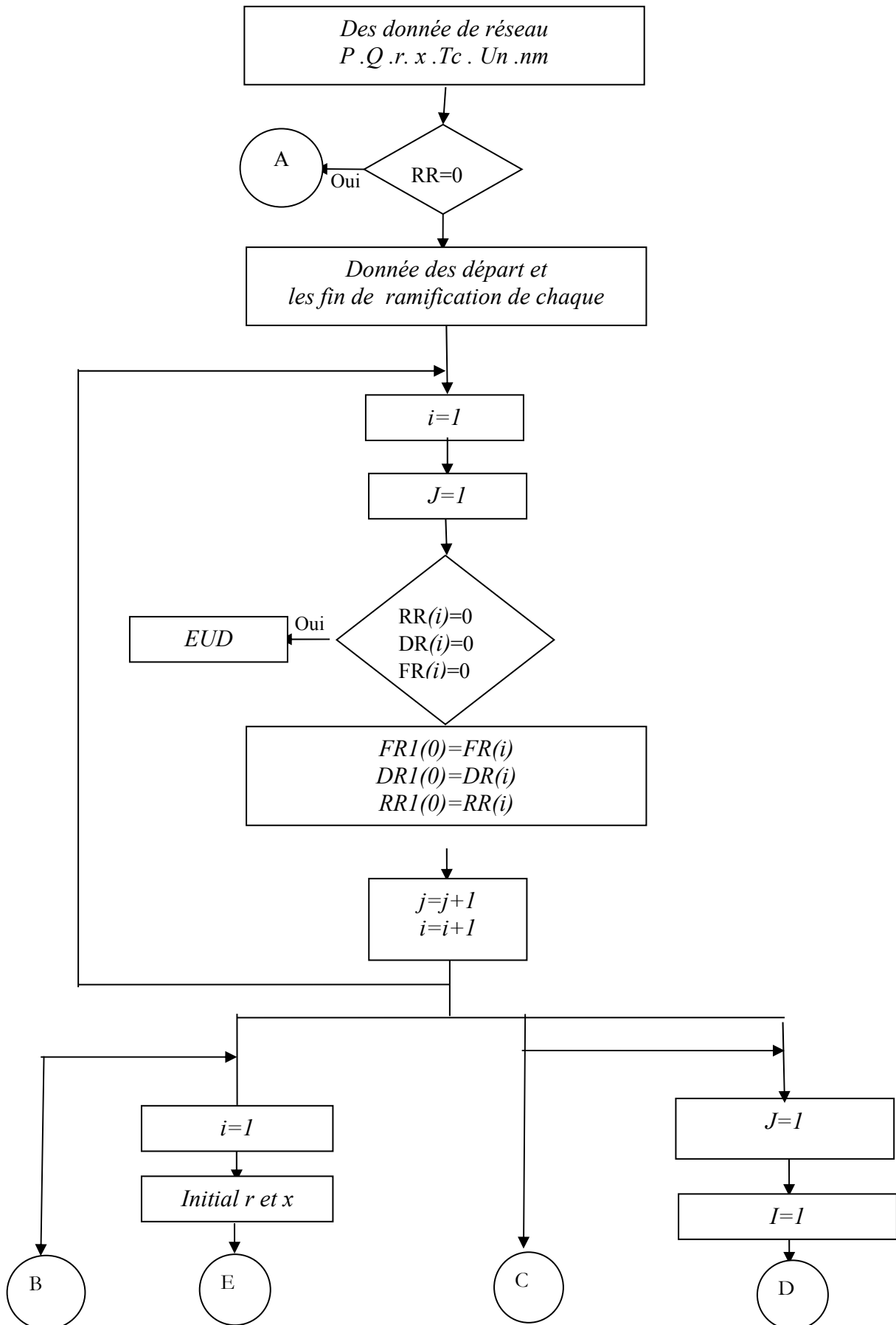
A partir de ces calculs, nous pouvons déterminer la chute de tension dur les EDL :

Tableau 2-3 : Calcul des chutes de tension en certains points du réseau

Chute de tension	$C_{vmul} \frac{\Delta V}{U}$ en %
A. VA	0.275%
B. VA+AB	0.942%
F.VA+AC+CF	0.906%
E. VA+AL+CD+DC+DE	2.33%
G.VH+AC+CD+DB	1.12%
H.VA.AC.CD.DH	1.12%

$$\Delta v_{max} = 2.33\%$$

Organigramme N :2



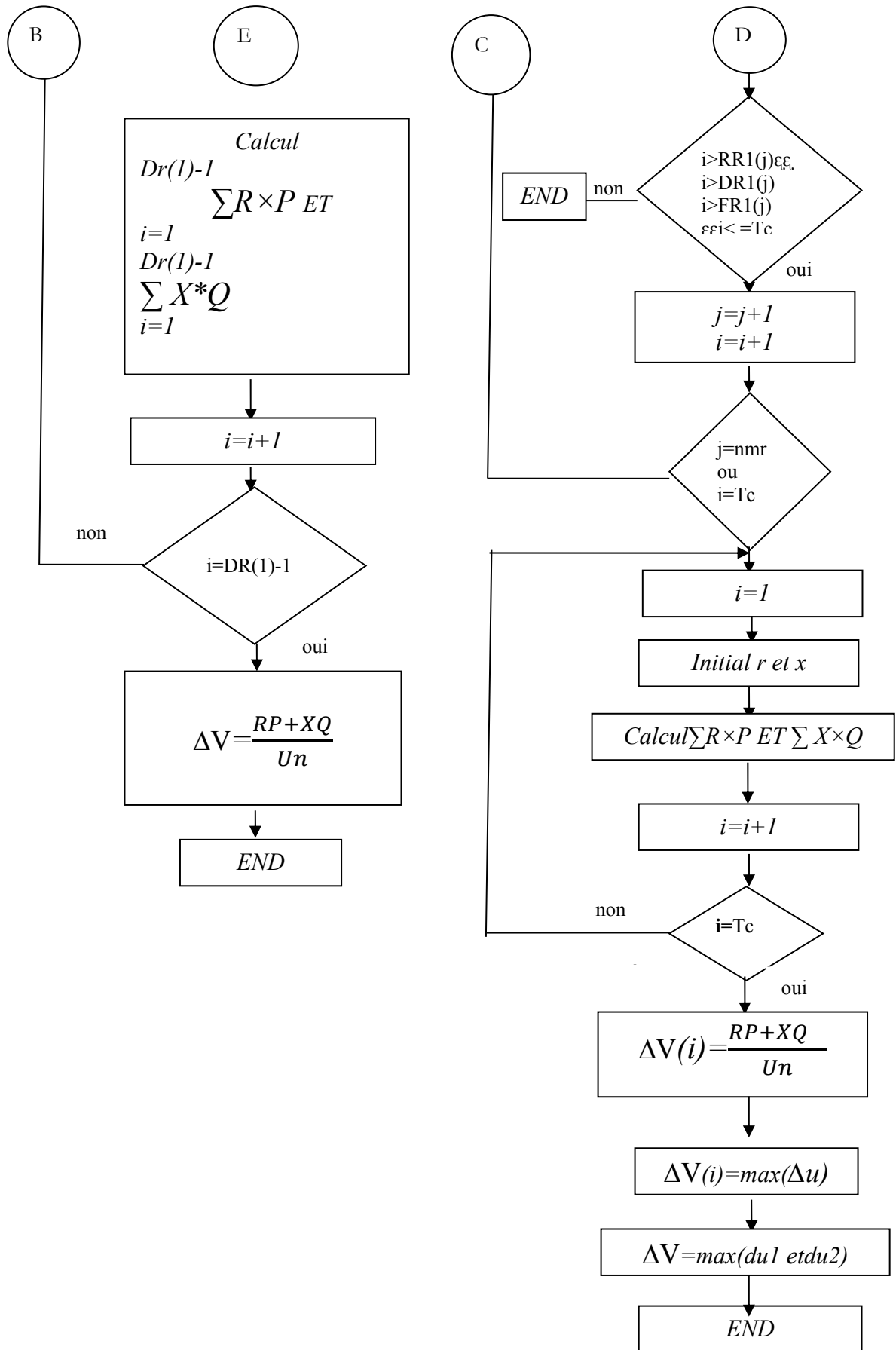


Figure 2-22: organigramme de calcul de chute de tension d'un réseau ramifié

2.6 Conclusion

Un système d'alimentation est dit être bien conçu s'il donne une alimentation fiable et de bonne qualité. Une bonne qualité signifie un niveau de tension dans les limites raisonnables.

Pratiquement tous les équipements sur les réseaux électriques sont conçus pour fonctionner de façon satisfaisante que lorsque le niveau de tension sur le système correspondant à leur tension nominale ou plus proche d'elle. Si la variation de tension est supérieure à une valeur pré-spécifiée, les performances des équipements souffrent et la durée de vie de la plupart des équipements est également sacrifiée. D'où la nécessité de contrôler la tension, l'élément crucial compté parmi les premières priorités du dispatcheur.

La tension exacte à chaque nœud dépend principalement de deux facteurs : la qualité d'énergie réactive produite ou consommée dans les charges, et la chute de tension associée à des pertes actives. Dans les réseaux de distribution radiale, l'effet de chute de tension domine. Ici la tension diminue tout simplement lorsqu'on passe de la station (la source d'alimentation).

Les variations de tension du réseau sont étroitement liées aux fluctuations de la puissance réactive dans le système de production et de transport. Ceci tient au fait que la puissance réactive intervient de manière importante dans l'expression de la chute de tension.

L'analyse des variations de la demande de la puissance réactive montre que le problème de l'adaptation offre-demande présente deux aspects qui nécessitent l'emploi de dispositifs aux caractéristiques très différentes :

- le premier consiste à suivre les fluctuations périodiques. Celles-ci sont connues, tout au moins pour les charges dans une large mesure prévisible. Une grande part de l'ajustement peut donc être réalisée à l'aide de moyens dont l'action est discontinue et le temps de réponse relativement long. Cette catégorie comprend les batteries de condensateurs et les inductances installées sur les réseaux.

- le second consiste à faire face aux variations brusques et aléatoires. Ceci nécessite la mise en œuvre de moyens dont le temps de réponse est très court. Cette catégorie comprend les groupes de production ainsi que les compensateurs synchrones et les compensateurs statiques.

Chapitre 03

FONCTIONNEMENT DES RESEAUX DE DISTRIBUTION EN PRESENCE DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE SOUS DIFFERENTES REGIMES

3.1 Introduction

Habituellement, une centrale n'est pas située à proximité du centre de charge, mais elle peut être loin du centre de distribution en raison de circonstances diverses. Pour répondre à la demande de puissance, croissante sans cesse, les services publics préfèrent s'appuyer sur la production de l'électricité déjà existante au lieu de construire de nouvelles lignes de transmission qui sont limitées par des contraintes diverses. Par conséquent, il est impératif d'améliorer l'utilisation de l'énergie électrique en maximisant d'une part les puissances transitées dans les lignes et conservant la fiabilité et la sécurité du réseau d'une autre part.

3.1. Fonctionnement d'un réseau sous différents régimes

La complexité des réseaux de distribution est en général supérieure à celle des réseaux de transport.

Un réseau de distribution peut contenir plus que 10.000 nœuds. Son étendu peut être très vaste, en kilomètres comme en nombre de lignes. A titre d'exemple, l'ensemble des lignes moyennes tension en France représente une longueur totale de 590 000 km. [3]

Les opérateurs sont très souvent obligés de modifier leur schéma, d'exploitation pour remédier aux problèmes créés par des défauts qui entraînent un nombre de coupures qui s'élève à environ 7 par an pour 100 km de ligne (valeurs valables pour la France). Ainsi, la gestion des réseaux ne se limite plus uniquement à la planification ou à l'entretien des ouvrages, mais demande une maîtrise profonde du comportement électrique du réseau pour l'exploiter dans ses limites spécifiées.

Afin de faire face à cette complexité du réseau, des pédagogies de management du système de

distribution ont été mis au point. Ceux-ci permettent entre autres la surveillance du réseau et l'intervention automatique en cas de problèmes. Pour que ces systèmes fonctionnent de manière satisfaisante, ils doivent prendre en compte les différents régimes d'exploitation d'un réseau de distribution.[3]

3.1.1. Les différents régimes d'exploitation d'un réseau de distribution

On peut distinguer trois régimes différents:[3]

1. Le régime normal.
2. Le régime perturbé.
3. Le régime d'incident.

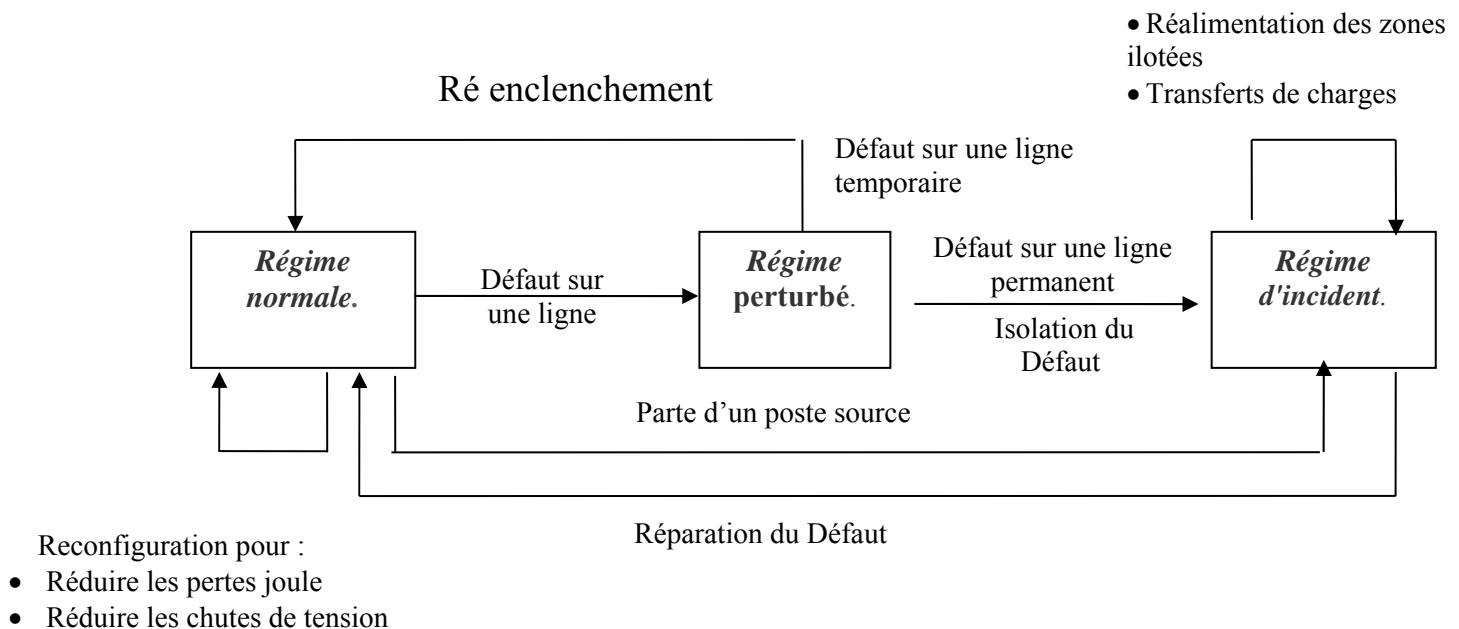


Figure 3-1: Régimes d'exploitation d'un réseau de distribution

Le système se trouve dans un régime dit 'régime normal' lorsque le réseau est exploité avec une topologie radiale et lorsque les contraintes électriques sont respectées. Pour ce cas, les tensions aux nœuds sont comprises dans un intervalle spécifié et les courants dans les lignes sont inférieurs à leur valeur maximale admissible. [9]

Même si toutes les contraintes sont respectées, il existe souvent un besoin de changer la topologie du réseau pour l'exploiter dans de meilleures conditions vis-à-vis des clients et aussi vis-à-vis des exploitants du réseau. Ceux-ci cherchent ainsi à réduire leurs coûts en minimisant les pertes Joule, à réduire les chutes de tension, à équilibrer les courants entre les départs. C'est le concept de la reconfiguration. Selon la politique de la compagnie d'électricité, une reconfiguration

est plus ou moins fréquente. En effet, cette pratique nécessite des manœuvres à effectuer qui représentent un coût non négligeable et qui réduisent les bénéfices obtenus par une réduction des pertes Joule. Toutefois, avec l'introduction des nouveaux systèmes DMS, la gestion des manœuvres devient plus simple et une reconfiguration plus fréquente peut être envisagée. [3]

Le réseau électrique se trouve dans un régime dit 'régime perturbé' lorsqu'il se produit un défaut sur une de ses branches. Les raisons en sont pour la plupart des courts-circuits. Si les défauts sont fugitifs, ils peuvent être éteints par un automatisme de réenclenchement. Si après une ou plusieurs tentatives de réenclenchement le défaut existe toujours, on assiste à une ouverture définitive des appareils de coupure et une partie du réseau n'est plus alimentée, le système se trouve ainsi dans un régime dit "d'incident».

Le régime d'incident est difficile à gérer à cause des contraintes temporelles qu'il entraîne. En effet, les exploitants sont obligés de réduire au minimum le temps de coupure. Ceci est désormais facilité par la mise en place de détecteurs de défaut, placés sur des organes de coupure télécommandés. Ils délivrent une information lorsque le défaut se situe en aval de leur point d'installation.

Une fois l'endroit du défaut localisé avec suffisamment de précision - opération qui peut durer plusieurs heures - la zone défectueuse est isolée à l'aide de sectionneurs qui se trouvent de part et d'autre du défaut. Les consommateurs en amont du défaut peuvent être repris par une fermeture du disjoncteur. Ceux en aval peuvent également être repris à condition qu'il y ait des départs adjacents.

La reprise de service avec une seule manœuvre peut s'avérer difficile lorsque les départs voisins sont déjà près de leur transit maximal ou lorsque l'ensemble des consommateurs à réalimenter est très important. Il est donc parfois nécessaire d'effectuer des transferts de charges multiples entre les départs afin de libérer la puissance dans les départs qui vont reprendre le service des parties perdues. Le réseau de distribution retrouve le régime normal lorsque le défaut a pu être réparé, la contrainte topologique est alors de nouveau respectée car tous les consommateurs sont alimentés.

Les changements de la topologie qui étaient nécessaires pour la reprise des clients isolés, peuvent s'avérer désavantageux pour le régime normal. Il peut alors être important de reconfigurer de nouveau le réseau pour l'exploiter dans de meilleures conditions s'avérer désavantageux pour le régime normal. Il peut alors être important de reconfigurer de nouveau le réseau pour l'exploiter dans de meilleures conditions

3.1.2. Optimisation en régime normal

L'optimisation d'un réseau de distribution dans le régime normal peut être effectuée pour des raisons diverses. En général, les exploitants des réseaux cherchent à réduire les coûts d'exploitation tout en respectant les contraintes d'exploitation et en maintenant une bonne qualité de service.

Une des façons d'optimiser le réseau consiste à changer la topologie, ce qui est possible grâce à la structure avec des mailles ouvertes. Selon la nature du réseau HTA (urbain/rural), le maillage est plus ou moins important. Lorsqu'il est important, de très nombreuses configurations radiales sont possibles et le choix d'un schéma d'exploitation s'apparente à un problème combinatoire complexe. Selon l'arborescence choisie, la répartition des courants parmi les départs est différente, les chutes de tensions ainsi que les pertes Joules varient. L'intérêt des exploitants est alors de choisir le schéma d'exploitation qui satisfait le mieux un critère choisi, que ce soit les chutes de tensions, les pertes Joule ou autre.

Parfois le choix d'une arborescence ne peut être optimal au niveau des pertes Joule, car le poids des clients prioritaires est trop contraignant. Ces clients représentent des postes où les conséquences d'une coupure de courant peuvent être désastreuses comme par exemple les hôpitaux ou des casernes de pompiers. Pour ces postes à priorité supérieure, les compagnies d'électricité garantissent un temps de coupure minimale. Elles prévoient donc déjà pour le schéma d'exploitation normal que certaines lignes ne desservent que des clients prioritaires afin de réduire le risque d'un défaut qui peut être provoqué par une ligne qui alimente un client normal. Il se peut ainsi qu'un tel départ, alimentant un client prioritaire, ne soit pas trop chargé. Pour mieux équilibrer les départs d'un poste source, le départ en question pourrait prendre la charge d'un départ exploité près de sa capacité nominale.

Cependant les bénéfices résultant d'une réduction des pertes Joule ne peuvent compenser les dommages que pourrait subir un client important.

Les études estimant les bénéfices d'une optimisation de la topologie, sont souvent contraintes par le nombre de manœuvres à effectuer pour passer de la topologie initiale à la topologie finale. Afin de résoudre ce problème, des méthodes d'optimisation du type "transfert de charge" sont fréquemment utilisées. Elles se basent sur la configuration initiale du réseau et permutent l'état ouvert/fermé de deux interrupteurs.

Les réseaux de distribution en régime normal peuvent aussi être optimisés par d'autres méthodes que les altérations topologiques. Ainsi, des réductions substantielles de chute de tension et de pertes Joules sont possibles par la simple introduction de capacités compensant les courants réactifs. En France, les courants réactifs ne sont compensés qu'au niveau des postes source pour

réduire les courants à travers les transformateurs de puissance. La compensation dans le réseau n'est pas pratiquée, alors qu'elle est fréquente dans de nombreux pays. Au cours d'une année, les consommations de la puissance réactive varient et pour ne pas surcompenser le réseau, les exploitants doivent alors adapter les besoins de la compensation aux nouvelles demandes.[3]

3.1.3. Optimisation en régime d'incident

En cas d'une panne créée par un défaut permanent ou d'un problème plus grave à l'intérieur d'un poste source qui entraîne la perte de plusieurs départs, une partie plus ou moins importante du réseau se trouve isolée. La réalimentation rapide de tous les clients est la tâche principale des exploitants. Elle peut s'avérer très complexe car il faut tenir compte de plusieurs contraintes parmi lesquelles:

- Capacités limitées des départs sains adjacents aux zones flotées pour la reprise de service.
- Un nombre de manœuvres à effectuer aussi faible que possible pour une réalimentation facile et rapide.
- Alimentation rapide des clients prioritaires.
- Délestage des parties non-prioritaires lorsque la puissance disponible n'est pas suffisante.
- Complexité pour choisir une configuration de secours à cause des nombreuses topologies possibles.

Afin de répondre à tous ces problèmes, le personnel de la gestion du réseau fait appel à son expérience acquise pendant de longues années dans les centres de conduite. Ayant une très bonne connaissance de la structure du réseau et connaissant les points faibles et forts du réseau, ils parviennent à effectuer les manœuvres nécessaires pour réalimenter les zones perdues.

Lorsque l'automatisation d'un réseau de distribution est rudimentaire, les opérations en régime d'incident sont souvent longues et complexes. De simples pannes, à cause du manque d'informations peuvent être complexes à traiter. En effet, les premiers indices sont généralement recueillis par téléphone. Les abonnés avertissent les exploitants d'une coupure de courant. Puis, sur la base de ces données élémentaires, ces derniers envoient du personnel sur le lieu présumé du défaut. L'élimination du défaut s'effectue alors par une série de manœuvres réalisées sur les appareils encadrant la zone du défaut, les opérations étant dirigées par liaison radio. Une fois le défaut détecté et la zone d'incident isolée, les manœuvres nécessaires pour la réalimentation des zones saines sont effectuées. Cette phase peut être complexe et nécessite une très grande expérience des exploitants. Ceci est dû au fait que la réalimentation ne peut être faite qu'après des transferts de charge vers des départs voisins.

Lorsqu'un défaut apparaît à une heure de pointe, le problème se complexifie car la réserve de transit des départs sains est souvent faible, voir insuffisante pour réalimenter les zones perdues.

L'automatisation des réseaux de distribution facilite la gestion du régime d'incident et aide à réduire le temps de coupure. Ceci est principalement dû aux interrupteurs télécommandés permettant l'isolation des zones en défaut à partir d'un centre de conduite. Ils permettent également la reprise de service ainsi que le transfert des charges sans être obligé de se déplacer pour manœuvrer les interrupteurs. La localisation du défaut est aussi facilitée par les détecteurs de défaut qui sont installées sur les interrupteurs télécommandés, indiquant si le défaut est situé en aval de l'interrupteur en question. [3]

L'évolution de l'automatisation a été accompagnée par des recherches intensives dans le domaine de l'optimisation des réseaux de distribution pendant ces dernières années. Elles ont donné naissance à des fonctions évoluées qui proposent une topologie de reprise après un incident. Celles-ci ont comme premier objectif de réalimenter le maximum de clients perdus tout en ne dépassant pas les contraintes d'exploitation (courant maximale admissible dans les lignes). Ainsi, le temps de coupure peut être considérablement réduit, surtout quand l'ampleur de l'incident est très importante.

3.2. Intégration de la DG sur les réseaux de distribution

3.2.1. Généralités

Le raccordement aux réseaux de distribution (MT) d'unités de production décentralisées doit respecter certaines contraintes techniques et impose généralement des aménagements dans le réseau pour assurer un fonctionnement correct de ce dernier, en particulier dans les réseaux de distribution qui n'ont pas été à l'origine conçus et développés pour accueillir des unités de production. Des précautions quant à l'insertion de DG sur les départs de réseaux de distribution sont ainsi à prévoir par des règles de raccordement afin de conserver le bon déroulement du fonctionnement du réseau. Ces règles sont des prescriptions techniques de conception et de fonctionnement : la protection, la puissance d'installation, la perturbation et la fréquence, tension.... [3] Ces règles, actuellement en vigueur, sont prévues pour garantir le bon fonctionnement du réseau de distribution tel qu'il est actuellement. Si les réseaux de distribution évoluent vers d'autres architectures et d'autres modes d'exploitation, ces règles sont susceptibles d'être modifiées. [3] Le concept actuel des réseaux de distribution n'étant pas adapté à la production décentralisée, l'augmentation, dans l'avenir, de ce type de production laisse penser que des modifications de l'architecture de la distribution pourraient être avantageuses dans la mesure où une structure plus adaptée pourrait permettre une meilleure

exploitation de ces unités de production pour le fonctionnement du réseau [4] :

- Une topologie comportant des boucles fermées.
- L'utilisation des DG en tant que secours ou soutien du poste source.

Ces mesures pourraient améliorer la fiabilité du réseau de distribution. Mais il faut considérer les coûts de ces innovations et la rentabilité d'un tel système. [3]

Le raccordement d'un utilisateur doit être étudié de façon à identifier une solution répondant strictement au besoin de raccordement du demandeur tout en garantissant que ce raccordement n'aura pas de conséquence sur le fonctionnement du réseau et sur la qualité de l'énergie fournie aux autres utilisateurs déjà raccordés. [4]

L'instruction des demandes de raccordement suppose la collecte de différentes caractéristiques de l'installation permettant de conduire les études techniques de raccordement. Ces fiches de collecte, et la procédure d'instruction des demandes de raccordement sont publiées.

La solution de raccordement s'inscrit dans la structure de réseau existante ou décidée pour la zone concernée et utilise les ouvrages de distribution existants ou à créer présentant la capacité d'accueil suffisante. [4]

3.2.2. Étude de raccordement d'une installation

Les différentes étapes de l'étude de raccordement ont pour objet de concourir à la détermination des ouvrages à établir ou à modifier pour assurer une desserte dans des conditions techniques et économiques optimales. Chacun des domaines d'interaction du site avec le réseau ou les autres utilisateurs est exploré et le dimensionnement du raccordement projeté doit assurer le maintien du réseau existant et futur dans un domaine de fonctionnement acceptable.[4].

Les vérifications à mener pour vérifier l'impact du raccordement et déterminer les solutions de raccordement de tous les utilisateurs producteur ou consommateur sont les suivantes :

- Tenue thermique des éléments du réseau : vérification des capacités de transit,
- Vérification des conséquences sur les plans de tension des réseaux HTA et BT.
- Pour les utilisateurs producteurs, les vérifications complémentaires suivantes sont à effectuer :
- Vérification de la tenue de la tension au poste source : risque de butée régulateur,
- Modification des comptages au poste source,
- Vérification de la tenue des matériels aux courants de court-circuit supplémentaires apportés par l'installation de production,

- Vérification du fonctionnement du plan de protection contre les défauts entre phases du réseau HTA et du poste de livraison,
- Choix de la protection de découplage,
- Évaluation de la nécessité d'installation d'un dispositif d'échange d'informations d'exploitation. Certaines installations de consommation ou de production particulières peuvent nécessiter des études complémentaires compte tenu de leur impact possible sur la qualité.
- Ces études ne sont pas systématiques et sont engagées selon la nature et les caractéristiques de l'installation (en soutirage ou en injection) envisagée et les caractéristiques du réseau d'accueil:
 - Évaluation du niveau de variations rapides de tension,
 - Évaluation des niveaux de courants harmoniques injectés,
 - Évaluation du déséquilibre des charges,
 - Évaluation de l'affaiblissement du signal de transmission tarifaire.

3.2.3. Domaine d'application

Ces prescriptions techniques s'appliquent aux installations de production d'énergie électrique à raccorder sur les réseaux de distribution à basse tension ou à moyenne tension, couvrant la gamme des puissances allant jusqu'à plus ou moins 25 MVA.[4]

3.2.4. Raccordement

En fonction de la puissance à raccorder, des caractéristiques du réseau sur lequel elle est appelée à être raccordée et du maintien d'une qualité de tension dans les limites fixées par la norme EN 50160, le gestionnaire du réseau établit les dispositions du raccordement. Le réseau qui doit assurer le transit de la production décentralisée est soumis à plusieurs contraintes. [4]

► Il doit pouvoir maintenir le plan de tension dans les limites d'exploitation avec et sans la présence de la production décentralisée.

► La puissance totale des productions décentralisées ne doit pas dépasser la puissance des transformateurs HT/MT en situation n-1 du réseau.

► Note 1 : La situation n est la situation du réseau sans élément défectueux, la situation n-1 est la situation avec 1 élément de réseau défectueux.

- ▶ Note 2 : On peut décider de commun accord qu'il est prévu que certaines productions décentralisées ne fonctionnent pas en situation n-1 du réseau.
- ▶ De même dans un réseau BT la puissance totale des productions décentralisées ne doit pas dépasser la puissance du transformateur MT/BT.
- ▶ De plus le transit de la puissance doit se faire sans excéder la capacité des éléments du réseau.
- ▶ Enfin le supplément de puissance de court-circuit cumulé à la valeur de la puissance de court-circuit du réseau doit être compatible avec le niveau réel du matériel. En conséquence le raccordement peut nécessiter des renforcements du réseau et de ce fait, une participation financière du producteur décentralisé dans ces renforcements peut être demandée. Sur base de ces critères, le gestionnaire du réseau fixe le mode de raccordement de l'installation de production au réseau de distribution. Chaque cas fait l'objet d'un examen particulier qui tient compte des conditions réelles rencontrées.[4]

3.2.5. Couplage:

L'opération de couplage du système de production sur le réseau dépend du type d'interface utilisé. Une mise en parallèle de l'installation de production décentralisée avec le réseau public de distribution est toujours réalisée moyennant un relais synchro-check équipé d'un synchroscope. Ce dispositif est de type agréé par le gestionnaire du réseau. Pour des installations avec une puissance de 10 kW, ce relais peut être omis. [13]

Lors de la prise de parallèle, la tension, la fréquence et l'écart de phase sont tels qu'ils ne provoquent pas de variations brusques relatives de la tension supérieures à 6 %.

Si la prise de parallèle se répète plusieurs fois par jour, les variations brusques de tension dues aux prises de parallèle seront limitées aux mêmes valeurs que celles requises pour le fonctionnement et définies dans le paragraphe suivant.

Pendant le fonctionnement, les variations brusques de la tension seront limitées en valeur relative à 3 % au maximum et en fonction de leur fréquence d'apparition à des valeurs inférieures de façon à ne pas perturber les autres utilisateurs raccordés au réseau. Elles ne pourront engendrer dans le réseau de distribution la gêne due au phénomène de flicker. [13]

Ces considérations impliquent que la production décentralisée qui fonctionne en îlotage ne peut être ré-couplée au réseau qu'après vérification de la tension, de la fréquence et de l'écart de phase et qu'il ne peut pas être possible d'effectuer une prise de parallèle à un endroit non prévu, des verrouillages sont installés pour empêcher ces éventualités.

Après un déclenchement commandé par la protection de découplage, lorsque les conditions sont redevenues normales, le ré-couplage au réseau peut se faire automatiquement à condition de disposer d'un système de synchronisation automatique. [13]

3.3. Calcul d'écoulement de puissance

Le calcul d'écoulement de puissance est une étude en régime permanent du réseau complexe qui consiste à déterminer, en premier lieu, à chaque jeu de barres, l'amplitude et la phase de la tension ainsi que les puissances active et réactive injectées. Connaissant les tensions (amplitude et phase) aux jeux de barres ainsi que les puissances injectées (active et réactive), nous pouvons calculer, en deuxième lieu, les courants et les puissances dans les lignes et ceux fournis par les sources.[20][10].

En considérant un réseau comprenant «n» jeux de barres, nous obtenons «n» équations d'écoulement de puissance données par l'équation suivant :

$$\vec{S}_n = \left\{ \overline{Y}_n \overline{V}_n - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq n}}^n \overline{Y}_{jn} \overline{V}_j \right\} \overline{V}_n \quad 3-1$$

Où S : la puissance apparente injectée; Y : l'admittance du réseau; V : la tension au jeu de barres.

Si nous égalisons les parties réelles de part et d'autre ainsi que les parties imaginaires, nous obtenons «2n» équations et «4n» variables car à chaque jeu de barres, il existe 4 variables:

- la tension: V
- la phase de la tension: Θ
- la puissance active injectée: P
- la puissance réactive injectée: Q

Pour résoudre ces équations, il faut spécifier «2n» variables et estimer, au départ, les «2n» autres variables. Aussi, nous distinguons des variables dépendantes et des variables indépendantes. Avant de spécifier les «2n» variables indépendantes généralement considérées, il faut distinguer 3 types de jeu de barres :

- le « swing bus » ou « slack bus » ou Jeu de barres de référence où V et Θ sont spécifiés;
- les « generator buses » ou jeux de barres à tension contrôlée où V et P sont spécifiés;
- les « load buses » ou jeux de barres de charge où P, Q sont spécifiées.

Ce sont des équations non-linéaires. Donc, il faut utiliser des méthodes itératives pour les résoudre. Il se trouve dans la littérature deux grands groupes de méthode :

La méthode basée sur la formation matricielle et la méthode basée sur la configuration du réseau.

3.3.1. Méthode Newton-Raphson

Cette méthode permet de résoudre «n» équations algébriques non-linéaires à «n» inconnues, où y représente la puissance active et réactive en fonction des variables x, qui représentant les valeurs électriques comme la tension et le courant. [2,20].

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_1=f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ Y_2=f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ Y_n=f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{array} \right. \quad \mathbf{3-2}$$

Afin de résoudre ces équations, nous devons estimer une solution approchée au départ pour : x_1, x_2, \dots, x_n , soit $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$. Si nous corrigeons ces valeurs, on obtient :

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_1=f_1(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n^{(0)}) \\ Y_2=f_2(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n^{(0)}) \mathbf{3-3} \\ \vdots \\ Y_n=f_n(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n^{(0)}) \end{array} \right.$$

Les valeurs à ajouter aux valeurs estimées pour les corriger sont obtenues en considérant le développement en série de Taylor des fonctions à plusieurs variables précédentes :

$$Y_1=f_1(x_1^{(0)}+x_2^{(0)} \dots \dots x_n^{(0)})+ \Delta x_1^{(0)} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \Big|_0 + \Delta x_2^{(0)} \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \Big|_0 + \dots + \Delta x_n^{(0)} \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \Big|_0 + \text{reste} \quad \mathbf{3-4}$$

Où le reste comprend les termes de dérivées supérieures.

Nous effectuons un développement semblable pour les autres équations.

Si nous négligeons le reste, nous pouvons écrire:

$$\begin{bmatrix} y_1 - f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \\ y_2 - f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \\ \vdots \\ y_n - f_n(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta_1^{(0)} \\ \Delta_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad \mathbf{3-5}$$

De ce résultat, nous pouvons Isoler $\Delta x_1^{(0)}, \Delta x_2^{(0)}, \dots, \Delta x_n^{(0)}$ et obtenir après la première itération:

$$x_1^{(0)} = x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} = x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)} = x_n^{(0)} + \Delta x_n^{(0)} \quad \mathbf{3-6}$$

Nous répétons ce processus itératif jusqu'à une précision désirée.

L'algorithme complet de la méthode Newton-Raphson est présenté par la figure.

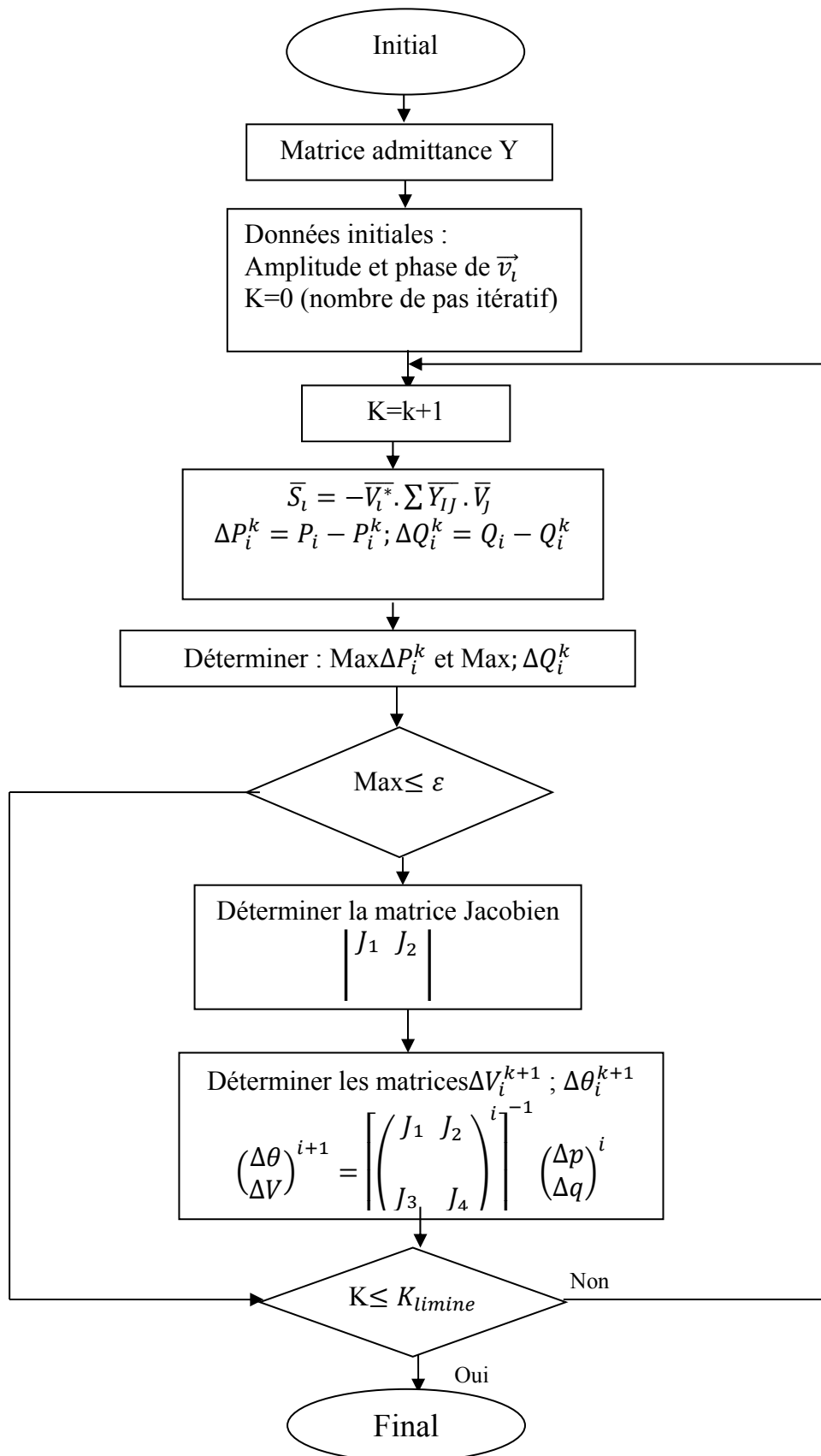


Figure 3-2 Algorithme complet de la méthode Newton-Raphson. [2]

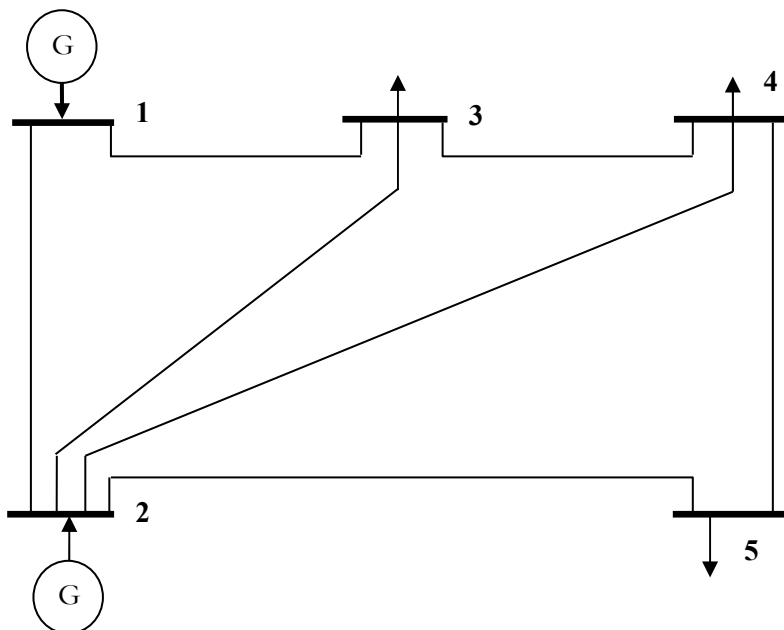
3.3.2. Simulation de l'écoulement des puissances

L'importance de l'étude de la répartition des charges est capitale pour l'obtention de tous les paramètres du réseau électrique. Parmi les méthodes de résolution, on a choisi la méthode de Newton-Raphson

3.3.3. Application dans un réseau test 5 nœuds

Un simple réseau électrique test 5 nœuds est utilisé. Ce réseau test est constitué de 2 générateurs, 7 lignes électriques, et 4 charges comme illustre la figure 3.1, sachant que le nœud 1 est pris comme nœud bilan et la valeur initiale pour tous les niveaux de tension des nœuds 1.0 pu entre limite minimum 0.9 pu et limite maximum 1.1 pu, et les angles de phase ont une valeur 0.0°. Les tableaux visualisent les données des lignes. La puissance et la tension de base utilisées valent respectivement 100MVA et 330kV. [10].

Les données de production et de consommation et les caractéristiques des lignes sont indiquées dans les tableaux A.1 et A.2 de l'annexe A.

**Figure 3-3** Réseau test 5 nœuds.

Les résultats de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson (tableau 3.1), pour une précision $\varepsilon = 10^{-5}$ sont :

Tableau 3-1 Les tensions, les puissances générées et les pertes actives dans le réseau test.

Nœuds	Tension (pu)	Angle (°)	P _G (MW)	Q _G (MVar)	DG(MW)	Q _D (MVar)
1	1.060	0.000*	132.83	107.04	0	0
2	1.000	-2.119	40.00	-1.65	20.00	10.00
3	0.949	-4.077	0	0	45.00	25.00
4	0.938	-4.260	0	0	40.00	65.00
5	0.956	-5.639	0	0	60.00	10.00
PL (MW)	7.8342					

Les tensions, les puissances générées et les pertes actives dans le réseau test.

3.4.6 Application dans un réseau test IEEE- 57 nœuds

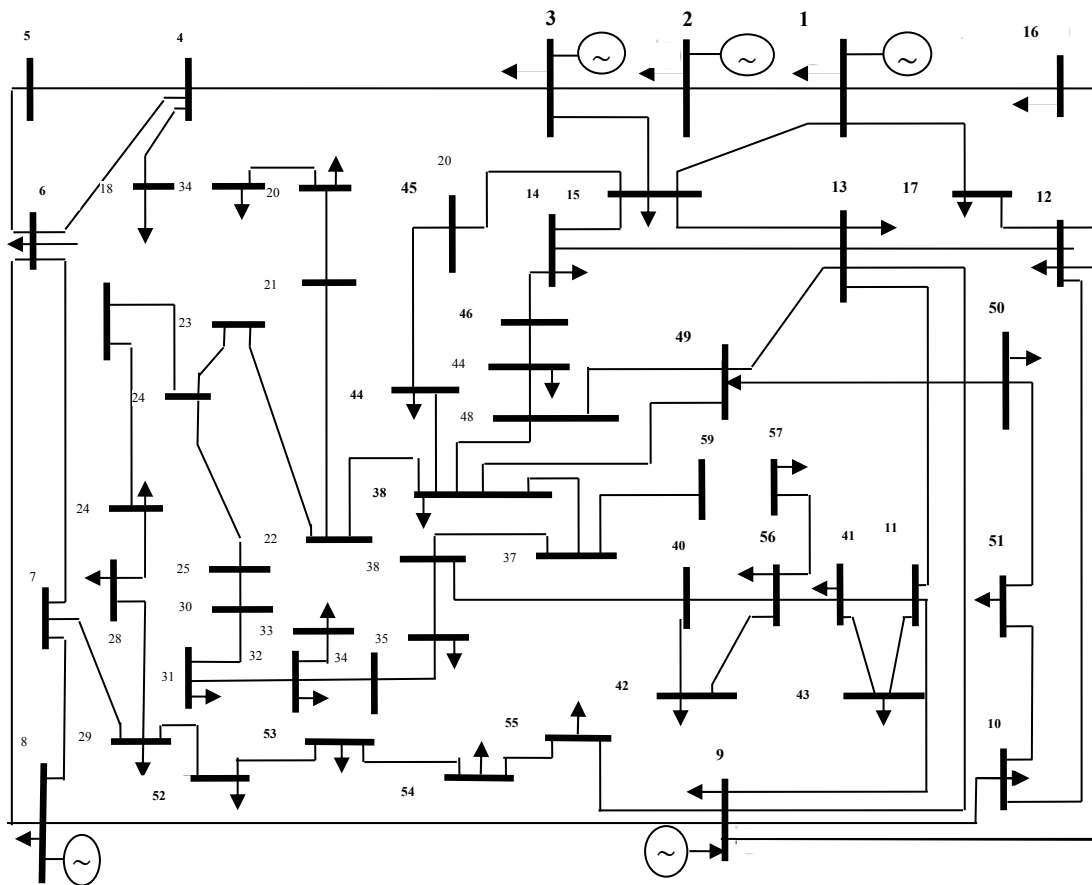


Figure 3-4: Réseau test IEEE-57 nœuds

Dans un deuxième exemple, on propose un réseau électrique, constitué de 57 nœuds, qui

comportent 7 nœuds générateurs. La figure 3.2 montre un schéma unifilaire de ce réseau test.

Les valeurs relatives des paramètres de notre réseau sont exprimées en (pu) par rapport à une base de 100MVA. La tension de base pour chaque nœud est de 135kV. Les limites des tensions nodales est de 0.94 à 1.06 pu et le nœud 1 de référence.[10]

Les résultats de l'écoulement de puissance sont présentés dans le tableau ci-dessous (tableau3.2), pour une précision $\epsilon = 10^{-5}$

Tableau 3-2 Les tensions, les puissances générées et les pertes actives dans le réseau test.

Bus No	v Pu	Angle(δ) Degree	Injection		Génération		Load	
			MW	MVer	MW	Mver	MW	Mver
01	1.0400	0.0000	375.516	112.599	385.516	112.599	0.000	0.000
02	1.0100	-0.9661	-3.000	-89.437	0.000	-1.437	3.000	88.000
03	0.9850	-5.0529	-1.000	-25.641	40.000	-4.641	41.000	21.000
04	0.9784	-6.3265	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000
05	0.9757	-7.5392	-13.000	-4.000	0.000	0.000	13.000	4.000
06	0.9800	-7.6669	-75.000	3.692	-0.000	5.692	75.000	2.000
07	0.9820	-6.5323	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000
08	1.0050	-3.4323	300.000	43.187	450.000	65.187	150.000	22.000
09	0.9800	-8.5319	-119.000	-22.607	2.000	3.393	121.000	26.000
10	0.9861	-10.5025	-5.000	-2.000	-0.000	-0.000	5.000	2.000
11	0.9745	-9.1286	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000
12	1.0150	-9.6360	-67.000	101.589	310.000	125.589	377.000	24.000
13	0.9802	-8.7365	-18.000	-2.300	0.000	0.000	18.000	2.300
14	0.9723	-8.2043	-10.500	-5.300	-0.000	0.000	10.500	5.300
15	0.9925	-5.9542	22.000	5.000	22.000	5.000	22.000	5.000
16	1.0139	-8.2617	-43.000	-3.000	0.000	0.000	43.000	3.000
17	1.0181	-5.0854	-42.000	-8.000	0.000	0.000	42.000	8.000
18	0.9754	-10.7595	-27.200	-9.800	0.000	-0.000	27.200	9.800
19	0.9531	-12.3220	-3.300	-0.600	0.000	-0.000	3.300	0.600
20	0.9521	-12.5412	-2.300	-1.000	-0.000	0.000	2.300	1.000
21	1.0035	-11.7434	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000
22	1.0062	-11.6867	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000
23	1.0043	-11.7369	-6.300	-2.100	0.000	-0.000	6.300	2.100
24	0.9866	-11.8300	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000
25	0.9405	-16.8460	-6.300	-3.200	0.000	0.000	6.300	3.200
26	0.9475	-11.5304	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000
27	0.9783	-10.3026	-9.300	-0.500	0.000	-0.000	9.300	0.500
28	0.9902	-9.3521	-4.600	-2.300	0.000	-0.000	4.600	2.300
29	1.0046	-8.6948	-17.000	-2.600	0.000	-0.000	17.000	2.600
30	0.9230	-17.4978	-3.600	-1.800	0.000	0.000	3.600	1.800
31	0.9030	-18.3554	-5.800	-2.900	0.000	-0.000	5.800	2.900
32	0.9293	-17.6523	-1.600	-0.800	0.000	0.000	1.600	0.800

33	0.9270	-17.6938	-3.800	-1.900	0.000	-0.000	3.800	1.900
34	0.9524	-12.9263	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000
35	0.9608	-12.7074	-6.000	-3.000	0.000	0.000	6.000	3.000
36	0.9715	-12.4579	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000
37	0.9812	-12.2784	-0.000	0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000
38	1.0106	-11.5761	-14.000	-7.000	0.000	0.000	14.000	7.000
39	0.9791	-12.3260	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000
40	0.9686	-12.4872	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
41	0.9956	-13.0041	-6.300	-3.000	0.000	-0.000	6.300	3.000
42	0.9654	-14.4327	-7.100	-4.400	0.000	0.000	7.100	4.400
43	1.0098	-10.2867	-2.000	-1.000	-0.000	0.000	2.000	1.000
45	1.0161	-10.6876	-12.000	-1.800	-0.000	0.000	12.000	1.800
46	1.0385	-8.0906	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000
47	1.0608	-9.9933	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
48	1.0328	-11.3922	-29.700	-11.600	-0.000	0.000	29.700	11.600
49	1.0264	-11.4824	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000
50	1.0356	-11.8561	-18.000	-8.000	0.000	-0.000	18.000	8.000
51	1.0227	-12.3772	-21.000	-10.500	-0.000	0.000	21.000	10.500
52	1.0518	-11.5713	-18.000	-5.300	0.000	0.000	18.000	5.300
53	0.9679	-10.1455	-4.900	-2.200	-0.000	0.000	4.900	2.200
54	0.9548	-10.7525	-20.000	-10.000	0.000	-0.000	20.000	10.000
56	0.9868	-10.4614	-4.100	-1.400	-0.000	0.000	4.100	1.400
57	1.0276	-9.7682	-6.800	-3.400	-0.000	0.000	6.800	3.400
58	0.9667	-14.9348	-7.600	-2.200	0.000	0.000	7.600	2.200
59	0.9628	-15.4407	-6.700	-2.000	0.000	0.000	6.700	2.000
Total			25.716	-3.019	1199.516	311.381	1173.800	314.400

Remarque : après la simulation de l'écoulement de puissance on voit bien dans la figure 3-5 que la tension est très basse au niveau du jeu de barre 31 et faible au jeu de barre 32 et 33.

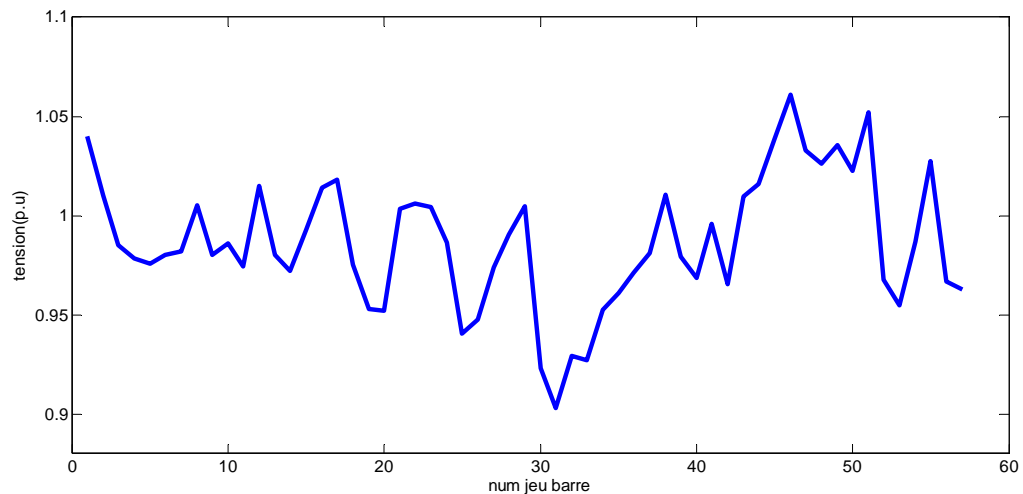


Figure 3-5 profile de tension aux niveaux du jeu de barres (après la simulation de l'écoulement de puissance)

Donc pour essayer de corriger la chute de tension au jeu de barre 31, une source décentralisée pour deux type :

► La première qui peut injecter ou absorber la puissance réactive (qui transforme le jeu de barre 'PQ' en jeu de barre 'PV').

► La deuxième qui peut seulement injecter la puissance active (le jeu de barre reste 'PQ').

Pour les figures suivantes on incrémente la puissance active « p » (2MW ; 5MW ; 10MW) ; 10MW la puissance maximale de la production décentralisée (DG), on voit plusieurs scénarios.

a-Première scénarios :

La puissance active « p » injecter pour la figure 3-6 est de 2MW.

V0 : réseaux sans puissance active injecter (état initial $p=0$ MW).

V1 : réseaux avec puissance active injecter et transforme le jeu de barre en « PV » (injecter ou absorber la puissance réactive).

V2 : réseaux avec puissance active injecter (le jeu de barre reste « PQ »).

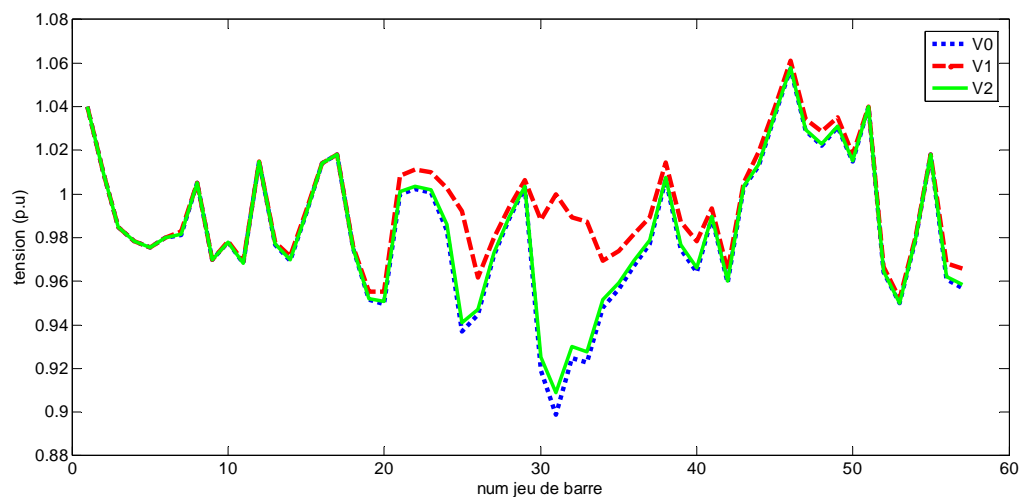


Figure 3-6 profile de tension pour première scénarios.

On remarque que l'insertion du DG amélioré un peu le profile de tension dans le cas du DG qui peut seulement injecter « p ».

b-deuxième scénarios : la puissance active injecter pour la figure 3-7 « $P=5$ MW ».

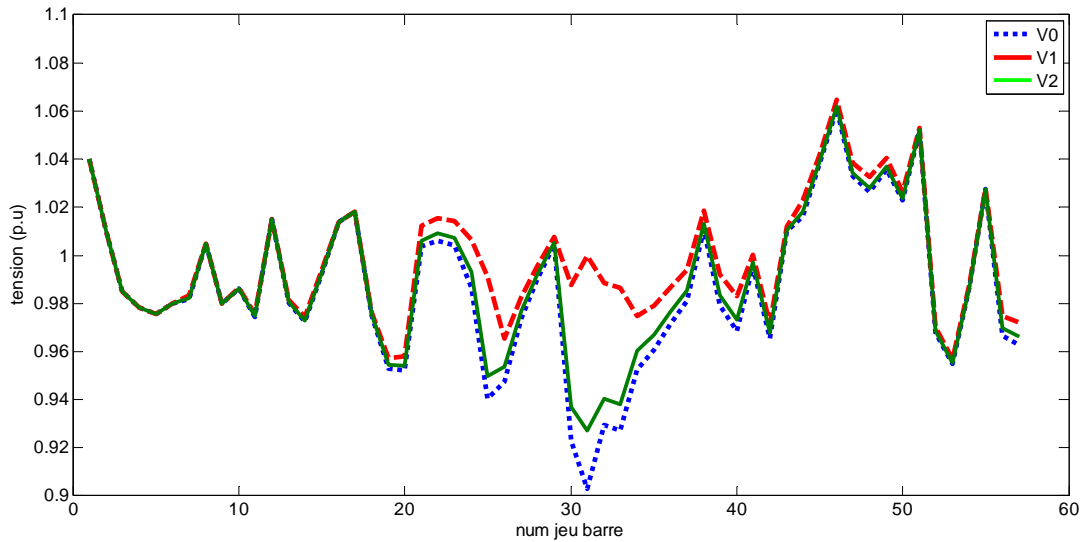


Figure 3-7profile de tension pour le deuxième scénario.

On remarque que l'incrément de la puissance active « P » améliore toujours le profil de tension.

c- troisième scénarios : la puissance active injecter pour la figure 3-8 « Pmax=10MW ».

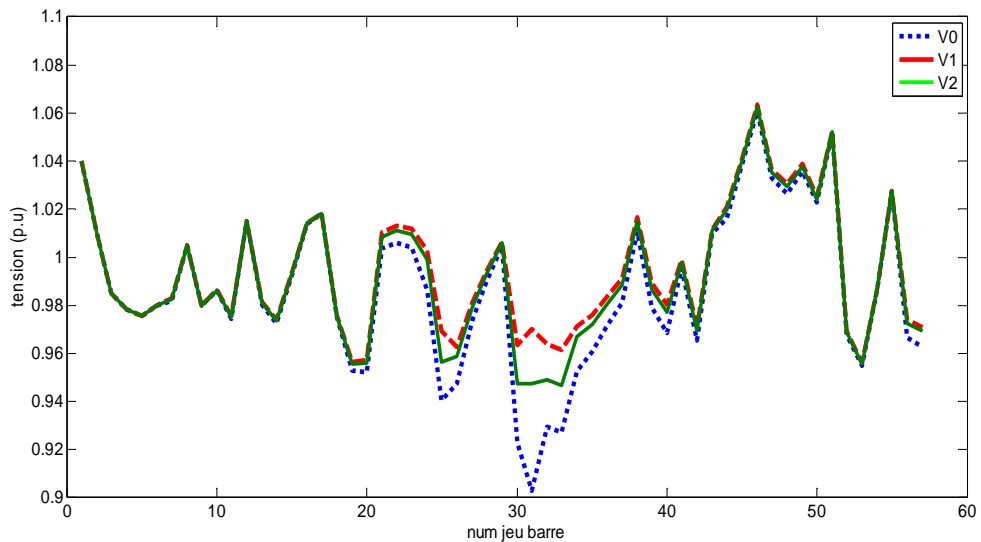


Figure 3-8profile de tension pour le troisième scénario.

On remarque que l'incrément de la puissance active « P » continue toujours à améliorer le profil de tension.

On voit dans les trois figures précédentes que l'injection de l'énergie active dans le réseau a amélioré le profil de la tension chaque fois en augmentant la valeur de (P) est se revient à la minimisation des pertes dans la ligne et à le soulagement de réseau amont.

d- quatrième scénarios : la puissance active injecter pour la figure 3-9 « P=2MW » et la puissance réactive « Q=2MVAR ».

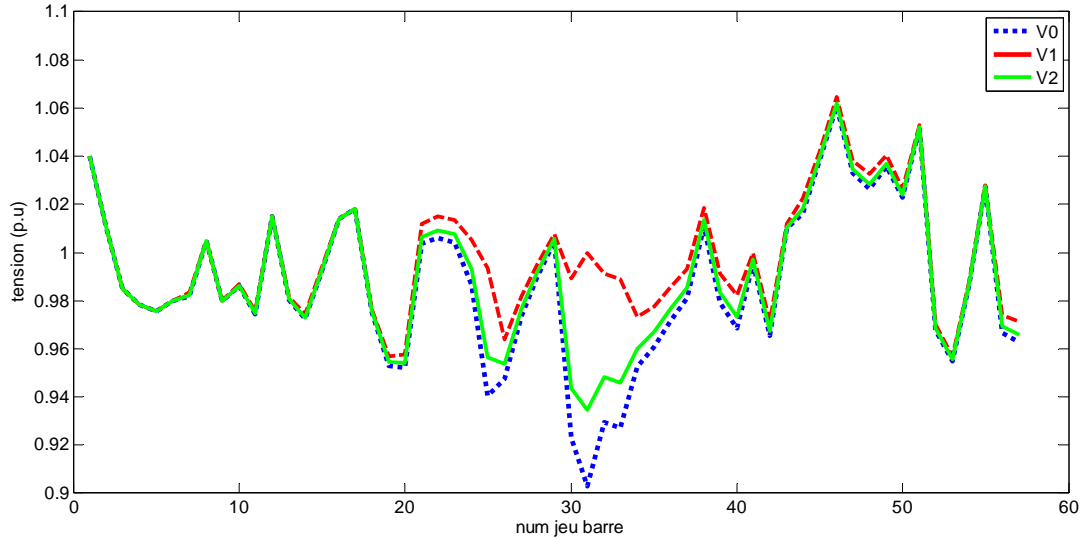


Figure 3-9profile de tension pour le quatrième scénario.

On remarque que l’injection de la puissance active « P » et la puissance réactive « Q » améliore un peu le profilee de tension et dans le cas V2 (le jeu de barre reste PQ) on voie une amélioration de profile de tension.

Donc le transit de puissance réactive jeu un rôle important dans le réglage de chute de tension au niveau de jeu de barre.

e- cinquième scénarios : la puissance active injecter pour la figure 3-10 « P=5MW » et la puissance réactive « Q=5MVAR ».

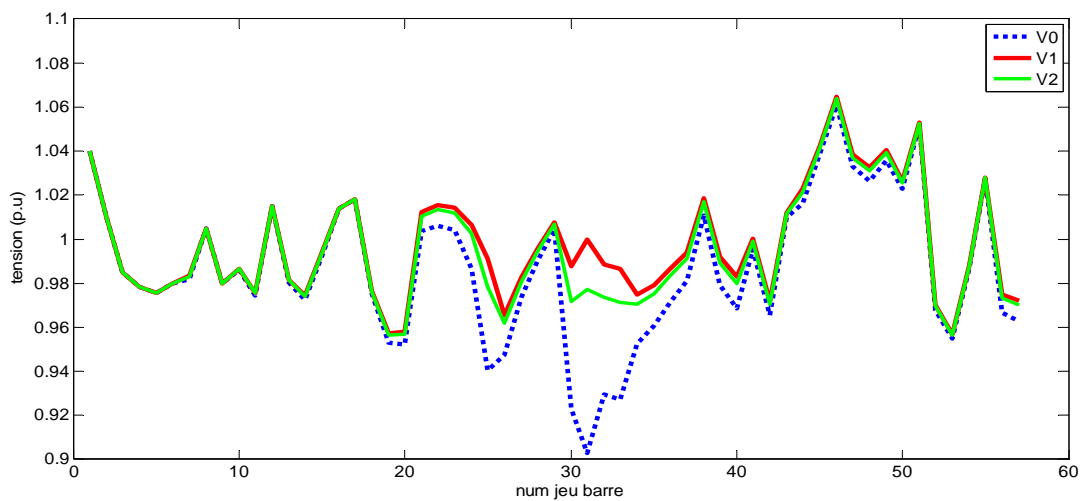


Figure 3-10profile de tension pour le cinquième scénario.

L'incrément de la puissance injectée au jeu de barre (active et réactive) améliore tout jour le profil de tension (la chute de tension diminue).

e- sixième scénarios : la puissance active injecter pour la figure 3.11 « $P=5\text{MW}$ » et la puissance réactive « $Q_{\text{max}}=8.7\text{MVAR}$ ».

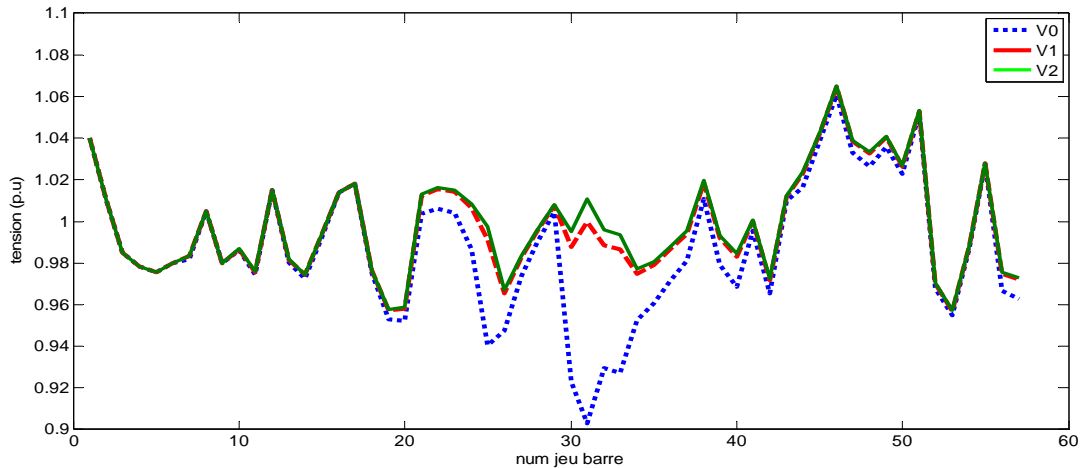


Figure 3-11 profil de tension pour le sixième scénario.

f- septième scénarios : la puissance active injecter pour la figure (3.12) « $P=5\text{MW}$ » et la puissance réactive « $Q_{\text{max}}=-8.7\text{MVAR}$ ».

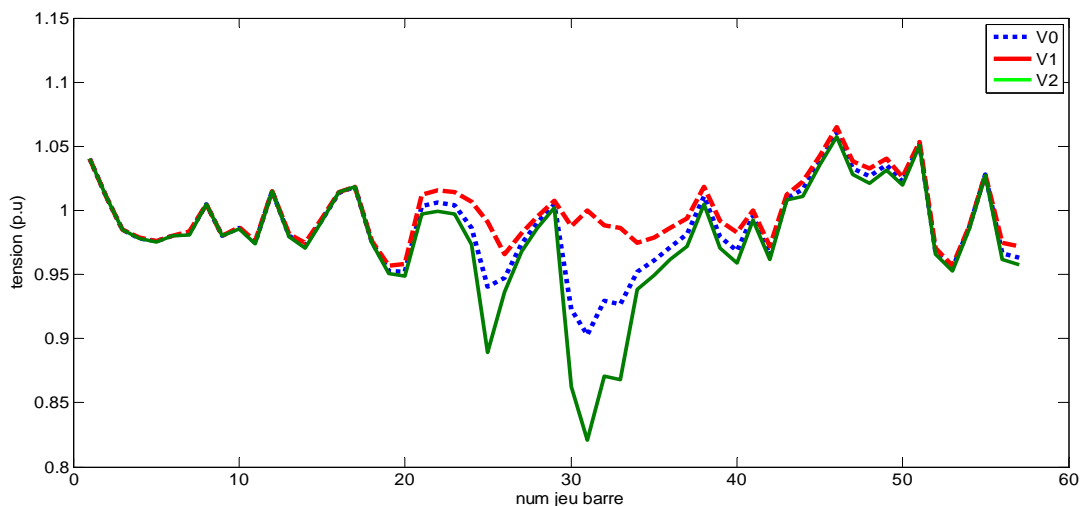


Figure 3-12 profil de tension pour le septième scénario.

Dans cette figure, on constate que la consommation élevée de l'énergie réactive sans compensation augmente la chute de tension dans le jeu de barre 31 et jeu de barre voisinage d'une façon inacceptable, ce qui nécessite une injection de l'énergie réactive pour corriger la tension au jeu de barre, se qui diminue la puissance de transit.

3.3.4. Illustration en simulation du problème

Les simulations présentées ici ont pour but d'illustrer l'impact de l'insertion de DGE sur le réseau de distribution d'électricité.

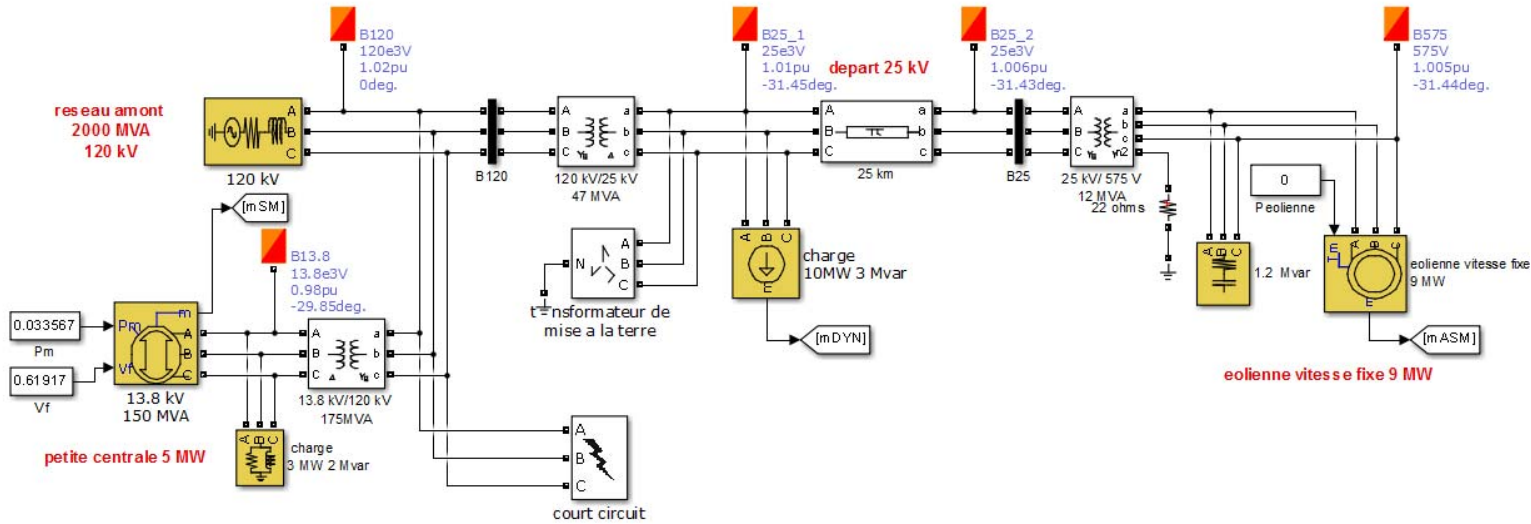


Figure 3-13 Présentation du réseau d'étude MT sous simulink

Structure du réseau

La Figure (3.13) présente un réseau MT de type rural de 5 noeuds connectée a un réseaux infini de puissance de court circuit(2000 MW)et une Production de type machine synchrone de 5 MW et une production décentralisé de type éolienne a vitesse fixe a base d'un moteur asynchrone de 9MW avec un compensation shunt de 1.2MVA.

Les courbes de Figure (3.14) vont illustrer les conséquences de la production de puissance sur la tension en jeu de barre B25 (jb5). Deux scenario sont réalisés, le premier envisage le réseau sans DG, le second avec DG, en présence d'un défaut de court -circuit très phases.

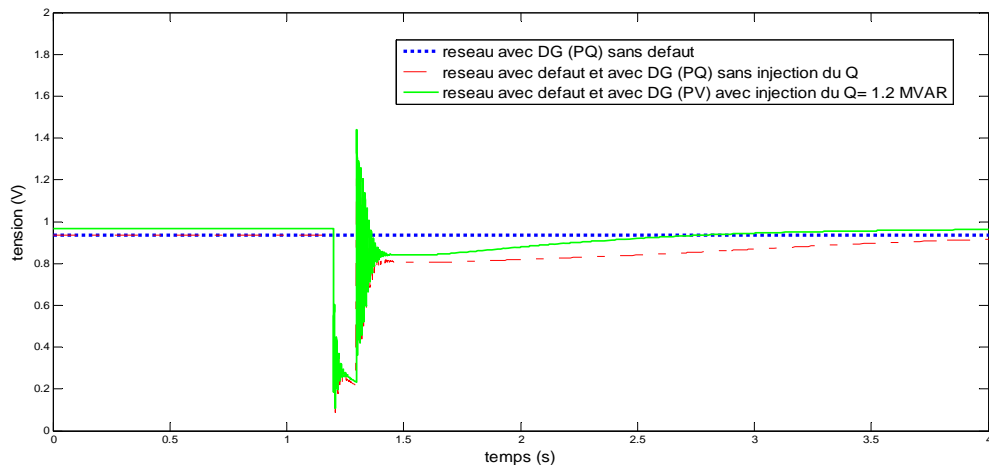


Figure 3-14: profile de tension en jbb25 avec DG.

L'allure en bleu (pointillé) présente le profile de tension au jeu de barre 5 avec DG connecté sans défaut, on voit que la tension avec une petite chute à cause de l'utilisation d'un moteur asynchrone. et l'allure en rouge (point tiret) présente le profile de tension au jeu de barre 5 avec DG connecté avec défaut sans injection du Q, on voit que pendant le défaut la tension chute (0.2) après l'élimination de défaut la tension est oscillée et reprend sa valeur mais lentement à cause de la consommation de l'énergie réactive par le moteur avant sa stabilité. L'allure en vert (ligne continue) présente le profile de tension au jeu de barre 5 avec DG connecté avec défaut avec injection du Q (1.2MVar), on voit que pendant le défaut la tension chute (0.2) après l'élimination de défaut la tension est oscillée et reprend sa valeur rapidement car la puissance réactive demandée par le moteur est compensée par le condensateur.

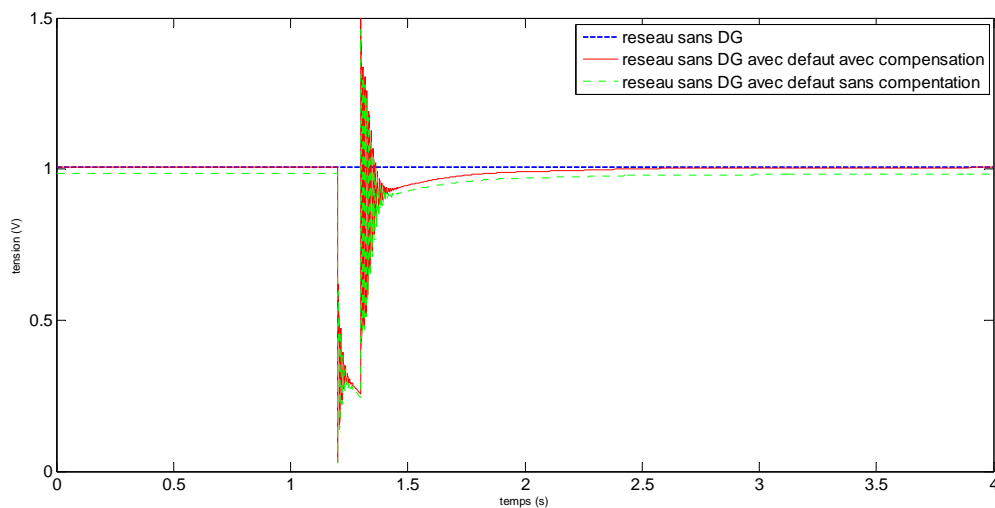


Figure 3-15: profile de tension en jbb25 sans DG.

L'allure en bleu (pointillé) présente le profile de tension au jeu de barre 5 sans DG sans défaut, on voit que la tension reste stable.

L'allure en rouge (point tiret) présente le profile de tension au jeu de barre 5 sans DG avec défaut avec injection du Q, on voit que pendant le défaut la tension chute (0.2) après l'élimination de défaut la tension est oscillée et reprend sa valeur rapidement à cause de la présence de condensateur qui injecte l'énergie réactive au jeu de barre 5.

L'allure en vert (continue) présente le profile de tension au jeu de barre 5 sans DG avec défaut sans injection du Q (1.2MVar), on voit que pendant le défaut la tension chute (0.2) après l'élimination de défaut la tension est oscillée et reprend sa valeur rapidement mais prend plus de temps pour stabilisée.

► Pour comparé l'influence de la production décentralisé sur le profile de tension pendant le défaut, la figure (3.16) présente deux profiles de tension avec compensation, le premier avec DG et le deuxième sans DG.

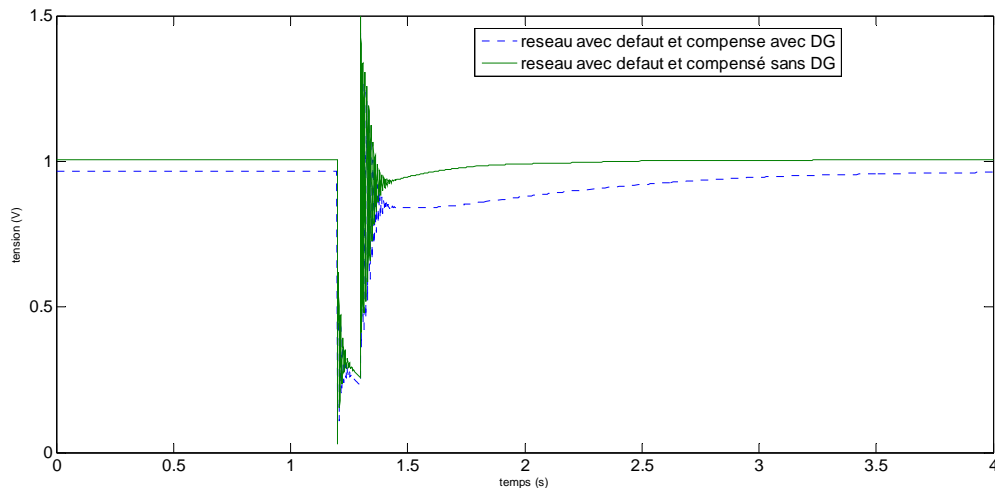


Figure 3-16: comparaison de profile de tension avec et sans DG avec compensation et avec défaut

La tension dans le cas reseau avec defaut et compensée sans DG repris sa valeur est rapidement stabilisé par rapport ou cas la DG est connecté. car le moteur asynchrone consomme l'énergie réactive injecter par le condansateur avant la stabilisation de reseau.

L'influence de la production décentralisée sur les réseaux de distribution

L'interconnexion d'une DG au réseau de distribution peut avoir des effets importants sur le système tels que l'écoulement de puissance, la régulation de tension, la fiabilité, etc.

L'installation d'une DG modifie les caractéristiques traditionnelles du réseau de distribution. La plupart des systèmes de distribution sont conçus de telle sorte que l'écoulement de puissance se fait dans un seul sens. L'installation d'une DG introduit une autre source dans le système. Lorsque la puissance délivrée par la DG est supérieure à la charge en aval, le reste de puissance est envoyé en amont en inversant le sens d'écoulement de puissance et à un certain point entre la DG et le poste source, l'écoulement de puissance réel devient nul due au retour de l'écoulement de puissance de la DG. La figure (3.17) montre la différence entre le maximum et le minimum d'écoulement de puissance dans le réseau, avec et sans DG. [1]

On peut observer que, sans générateur installé, l'écoulement maximal s'effectue lorsque la consommation atteint son maximum et l'écoulement minimal se produit lorsque la consommation atteint son minimum. Cependant, après l'installation d'une DG, l'écoulement maximal se produit lorsque la consommation atteint son minimum et l'écoulement minimal a lieu lorsque la

consommation atteint son maximum. Cette observation est particulièrement pertinente lorsqu'on analyse la chute de tension dans le réseau de distribution.[1]

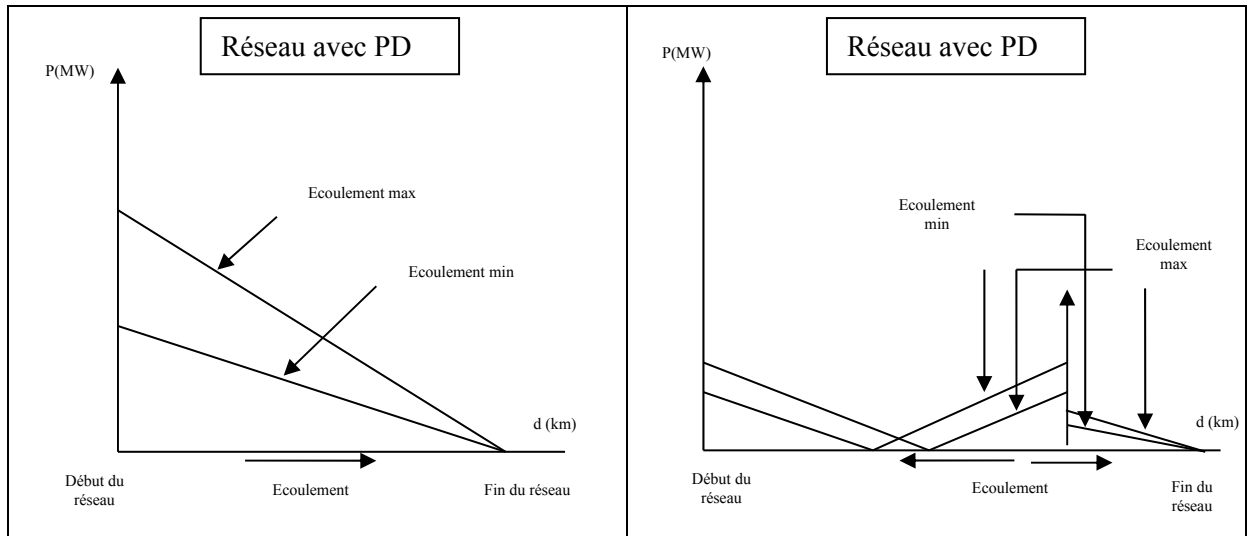


Figure 3-17 Ecoulement de puissance

La figure 3.17 divise le réseau en deux sections principales, ag en allant du début du réseau vers le générateur, et gc en passant par le générateur jusqu'à la fin du réseau.

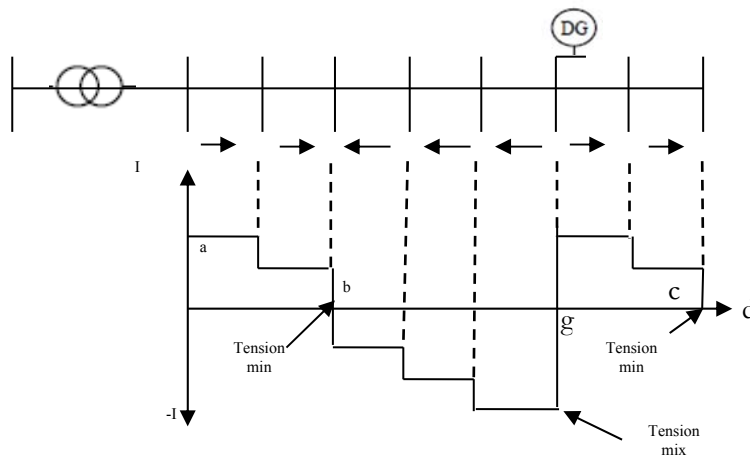


Figure 3-18 Ecoulement de puissance pour une condition de fonctionnement

La section ag peut présenter une section d'écoulement passant par le point zéro entre l'énergie qui provient du début du réseau et celle qui provient du générateur. D'autre part, l'énergie circulant dans la section gc peut être la somme de l'énergie qui provient du réseau et celle du générateur.[1]

3.4. Conclusion

La tendance actuelle dans le monde de la distribution, notamment dû à la déréglementation, fait qu'il y a des institutions de contrôle (*) qui exigent des compagnies d'électricité de publier des chiffres par rapport aux pertes, chutes de tension, temps de coupure, etc. Ainsi, les exploitants sont obligés d'avoir des bases de données de plus en plus détaillées. De plus, grâce aux systèmes de télé-conduite qui sont en train de se développer, on a d'avantage de télémessures à la disposition. Elles permettent l'utilisation des estimateurs d'état pour estimer les courants soutirés aux postes HTA/HTB.

(*) A titre d'exemple, au Royaume Uni, la politique de la déréglementation a mis en place des organes de contrôle. A leur têtes se trouve un 'régulateur'.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

De nos jours, les problèmes liés au fonctionnement des réseaux de distribution et de production d'énergie électrique ont pris une importance considérable. Face à une consommation d'électricité qui ne cesse d'augmenter et à des conditions d'environnement très désagréables, les réseaux d'énergie électrique ont tendance à s'accroître et deviennent de plus en plus maillés. Cette complexité de structure a de très nombreuses conséquences. La difficulté de maintenir un profil de tension acceptable a substantiellement augmenté. La stabilité de tension du réseau est alors caractérisée par sa capacité de maintenir la tension aux bornes de la charge dans les limites spécifiées dans le fonctionnement normale. L'optimisation du transit de puissance dans les systèmes actuels.

Le travail effectuée dans ce Mémoire concerne l'impact d'insertion des productions décentralisées dans les réseaux distribution sur le profil de tension, et après l'expérience effectuée par le logiciel MATLEB on a arrivé a ce qui suit :

Le programme élaboré relatif à la chute de tension dans les réseaux de distribution sans l'insertion de la production décentralisée a donné des résultats fiables et ce en raison du sens unique d'écoulement de la puissance.

Dans le cas d'insertion de la production décentralisée, l'écoulement de puissance deviendra dans une situation bidirectionnelle et notre programme n'a aucun résultat satisfaisant.

Suite aux résultats du point précédent, on a appliquée la méthode d'écoulement de puissance de Newton-Raphson sur un réseau de test de 57 nouds avec insertion de plusieurs types de productions décentralisées dont on a constaté :

La production décentralisée qui injecte de la puissance réactive est la plus efficace pour réduire la chute de tension dans les jeux barre.

Par contre, La production décentralisée qui absorbe de la puissance réactive augmente la chute de tension des jeux barre et mène à la détérioration de profil.

La dernière expérience relative à la simulation d'un défaut (CC) sur un réseau de distribution qui contient 05 jeux de barre et une production de type éolien a vitesse fixe 09 MW, montre que :

La tension diminue jusqu'à zéro durant le défaut.

La tension va oscillée après défaut et reprend sa valeur rapidement si la production éolienne est déconnectée ou avec compensation.

Si l'éolien est connecté le profil de tension reprend sa valeur avec lenteur et ce du à la consommation de l'énergie réactive par l'éolien

On conclure qu'il est possible d'améliorer le profil de tension dans les réseaux de distribution si on arrive à l'insertion des productions décentralisées qui injecte de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution on respectant les conditions de fonctionnement des réseaux, ainsi que cette amélioration permet d'augmenter la puissance transitive dans le réseau électrique.

Perspectives

Elles se résument comme suit :

L'idéale source de production décentralisée pour éliminer la chute de tension.

Les causes réelles de chute de tension en Algérie.

Réalité d'utilisation de la production décentralisée d'énergie en Algérie.

Références Bibliographiques

- [1] **KETFI Nadir.** Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée," Thèse de doctorat, Université de Batna".2014.
- [2] **TRAN KHANH VIET DUNG,** "Interconnexion des sources d'énergie renouvelable au réseau de distribution électrique," Thèse de doctorat, Université du Québec à Trois-Rivières, AOÛT2009.
- [3] **:BernhardGotzig.** Recherche du Schéma Optimal d'Exploitation d'un Réseau de Distribution Electrique .Sciences de l'ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1997. Français. <tel-00905268>.
- [4] **KOUADRA Foued** étude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau mt. université mentouri de Constantine (kou5368),juin 2009.
- [5] **Boris Berseneff.** Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur. Sciences de l'ingénieur.[physics]. Université de Grenoble, 2010. Français. <tel-00575940v2>
- [6] **SoualmiaAdel.** Intégration de la Production Décentralisée dans un Système de Pompage Photovoltaïque. Université Constantine1. 02/12/2014.
- [7] **O. Richardot,** _Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée,_ Ph.D. dissertation, INP Grenoble, 2006.
- [8] **trankhanhvietsung.**interconnexion des sources d'énergie renouvelable au réseau de distribution électrique. université du québec. août 2009.
- [9] **Egor Gladkikh.** Optimisation de l'architecture des réseaux de distribution d'énergie électrique. Energieélectrique. Université Grenoble Alpes, 2015. Français. <NNT: 2015GREAT055>. <tel01219327>.
- [10] **zeroualmokhtaria.** Optimisation et contrôle de l'écoulement des puissances actives par système fact. université des sciences et de la technologie d'oran- Mohamed Boudiaf. 2014-2015
- [11] **TebaniWissame.** Compensation optimale de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution. UniversitéFerhat Abbas – Sétif. 25 / 06 / 2012.
- [12] **UEM** « Liste des études à mener pour le raccordement d'un utilisateur HTA aux réseaux publics de distribution » Référentiel technique HTA et BT 2005.
- [13] **Synergrid**« prescription techniques spécifiques de raccordement d'installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution » 06.2006 (studylibfr.com/doc/2846228/synergrid-c10-11,page :12).
- [14] **Cong Duc PHAM** « Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée » Thèse de doctorat INPG, 2005.
- [15] **Ardilly, Pascal** (2006) Les techniques de sondage. Technip, Paris, Nouvelle édition.
- [16] **Tillé, Yves** (2001) La théorie des sondages. Dunod, Paris.
- [17] **TOUAFEK Med Yakoub,** Réseaelectrique, courprésenté 2017 master 1 université de Bouira.
- [18] **Matthieu Orphelin** Porte-parole de la Fondation Nicolas Hulot lors du Débat national sur la transition énergétique. "INTEGRATION DES ENR DANS LE RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE » – JUIN 2014
- [19] **Ahmed OuldNagi.**Optimisation de l'écoulement de puissance par algorithmes : AG et PSO-TVAC.
- [20] **DEROUICHE Abdelghani , BENCHEIKH Abdelhak.**Etude de l'écoulement de puissance sur un réseau électrique en présence des systèmes FACTS.2016

Annexe A-

A.I Les données du réseau test 5 nœuds

Les tensions planifiées ainsi que les puissances générées et consommées sont classées dans le tableau suivant :

Tableau A.1 : Puissances actives et réactive générées et consommées par le réseau test.

<i>Nœuds</i>	<i>Type</i>	<i>Tension (pu)</i>	<i>Puissances générées</i>		<i>Puissances consommées</i>	
			<i>P_G(MW)</i>	<i>Q_G(MVer)</i>	<i>P_G(MW)</i>	<i>Q_G(MVer)</i>
<i>1</i>	<i>SW</i>	<i>1.060+j0.00</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>2</i>	<i>PV</i>	<i>1.00- j0.00</i>	<i>40</i>	<i>0</i>	<i>20</i>	<i>10</i>
<i>3</i>	<i>PQ</i>	<i>1.00- j0.00</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>45</i>	<i>25</i>
<i>4</i>	<i>PQ</i>	<i>1.00- j0.00</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>40</i>	<i>65</i>
<i>5</i>	<i>PQ</i>	<i>1.00- j0.00</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>60</i>	<i>10</i>

Tableau A.2 : Données des lignes du réseau test

<i>Lignes</i>	<i>Résistance R(pu)</i>	<i>Réactance X(pu)</i>	<i>Susceptance y'/2 (pu)</i>
<i>1-2</i>	<i>0.02</i>	<i>0.06</i>	<i>0.060</i>
<i>1-3</i>	<i>0.08</i>	<i>0.24</i>	<i>0.050</i>
<i>2-3</i>	<i>0.06</i>	<i>0.18</i>	<i>0.040</i>
<i>2-4</i>	<i>0.06</i>	<i>0.18</i>	<i>0.040</i>
<i>2-5</i>	<i>0.04</i>	<i>0.12</i>	<i>0.030</i>
<i>3-4</i>	<i>0.01</i>	<i>0.03</i>	<i>0.020</i>
<i>4-5</i>	<i>0.08</i>	<i>0.24</i>	<i>0.050</i>

Puissance demandée totale est 165 MW.

<i>Nœuds</i>	<i>Type</i>	<i>Tension (pu)</i>	<i>Angie (°)</i>	<i>P_G(MW)</i>	<i>Q_G(MVer)</i>	<i>P_G(MW)</i>	<i>Q_G(MVer)</i>
1	SW	1.0400	0	-	-	55.00	17.00
2	PV	1.0100	-1.1800	0.00	-0.8	03.00	88.00
3	PV	0.9850	-5.9728	40.00	-1.0	41.00	21.00
4	PQ	0.9810	-7.3206	0.00	0.00	0.00	0.00
5	PQ	0.9760	-8.5203	0.00	0.00	13.00	04.00
6	PV	0.9799	-8.5203	0.00	0.8	75.00	02.00
7	PQ	0.9840	-7.5800	0.00	0.00	0.00	0.00
8	PV	0.0500	-4.4512	450	62.10	150.00	22.00
9	PV	0.9800	-9.5623	0.00	2.20	121.00	26.00
10	PQ	0.9860	-11.4307	0.00	0.00	05.00	02.00
11	PQ	0.9740	-10.1712	0.00	0.00	0.00	0.00
12	PV	1.0150	-10.4619	310.00	128.50	377.00	24.00
13	PQ	0.9790	-9.7924	0.00	0.00	18.00	02.00
14	PQ	0.9700	-9.3264	0.00	0.00	10.00	05.30
15	PQ	0.9880	-7.1804	0.00	0.00	22.00	05.00
16	PQ	1.0130	-8.8532	0.00	0.00	43.00	03.00
17	PQ	1.0170	-5.3939	0.00	0.00	42.00	08.00
18	PQ	1.0010	-11.7118	0.00	0.00	27.00	09.00
19	PQ	0.9700	-13.1996	0.00	0.00	03.30	00.60
20	PQ	0.9640	-13.4063	0.00	0.00	02.30	1.00
21	PQ	1.0080	-12.8919	0.00	0.00	0.00	0.00
22	PQ	1.0100	-12.8432	0.00	0.00	0.00	0.00
23	PQ	1.0080	-12.9089	0.00	0.00	06.30	02.10
24	PQ	0.9990	-13.2517	0.00	0.00	0.00	0.00
25	PQ	0.9820	-18.1250	0.00	0.00	06.30	03.20
26	PQ	0.9590	-12.9494	0.00	0.00	0.00	0.00
27	PQ	0.9820	-11.4839	0.00	0.00	09.30	0.50
28	PQ	0.9970	-10.4477	0.00	0.00	04.60	02.30
29	PQ	1.0100	-9.7533	0.00	0.00	17.00	02.60
30	PQ	0.9620	-18.6798	0.00	0.00	03.60	1.80
31	PQ	0.9360	-19.3351	0.00	0.00	05.80	2.90
32	PQ	0.9490	-18.4598	0.00	0.00	01.60	0.80
33	PQ	0.9470	-18.5000	0.00	0.00	03.80	1.90
34	PQ	0.9590	-14.0986	0.00	0.00	0.00	0.00
35	PQ	0.9660	-13.8593	0.00	0.00	06.00	3.00
36	PQ	0.9760	-13.5878	0.00	0.00	0.00	0.00
37	PQ	0.9850	-13.4070	0.00	0.00	0.00	0.00
38	PQ	1.0130	-12.7055	0.00	0.00	14.00	7.00
39	PQ	0.9830	-13.4595	0.00	0.00	0.00	0.00
40	PQ	0.9730	-13.6192	0.00	0.00	0.00	0.00
41	PQ	0.9060	-14.0502	0.00	0.00	06.30	3.00
42	PQ	0.9660	-15.4965	0.00	0.00	07.10	04.40
43	PQ	1.0100	-11.3288	0.00	0.00	02.00	1.00
44	PQ	1.0170	-11.8591	0.00	0.00	12.00	1.80
45	PQ	1.0360	-9.2487	0.00	0.00	0.00	0.00
46	PQ	1.0500	-11.8878	0.00	0.00	0.00	0.00
47	PQ	1.0330	12.4891	0.00	0.00	29.70	11.60

48	<i>PQ</i>	<i>1.0270</i>	12.4891	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>	0.00	0.00
49	<i>PQ</i>	<i>1.0360</i>	12.5896	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>	18.00	8.50
50	<i>PQ</i>	<i>1.0230</i>	12.9175	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>	21.00	10.50
51	<i>PQ</i>	<i>1.0520</i>	12.5170	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>	18.00	5.30
52	<i>PQ</i>	<i>0.9800</i>	11.4716	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>	04.90	02.20
53	<i>PQ</i>	<i>0.9710</i>	12.2299	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>	20 .00	10.00
54	<i>PQ</i>	<i>0.9960</i>	11.6901	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>	04.10	1.40
55	<i>PQ</i>	<i>0.9310</i>	10.7781	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>	06.80	3.40
56	<i>PQ</i>	<i>0.9680</i>	16.0421	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>	07.60	2.20
57	<i>PQ</i>	<i>0.9650</i>	16.5571	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>	06.70	2.00

Tableau A.3 : Données des lignes du réseau test

<i>Du Nœuds</i>	<i>Au Nœuds</i>	<i>Résistance R(pu)</i>	<i>Réactance X(pu)</i>	<i>Susceptance y'/2 (pu)</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>0.0083</i>	<i>0.0280</i>	<i>0.12900</i>
<i>1</i>	<i>15</i>	<i>0.0178</i>	<i>0.0910</i>	<i>0.09880</i>
<i>1</i>	<i>16</i>	<i>0.0454</i>	<i>0.2060</i>	<i>0.05460</i>
<i>1</i>	<i>17</i>	<i>0.0238</i>	<i>0.1080</i>	<i>0.02860</i>
<i>2</i>	<i>3</i>	<i>0.0298</i>	<i>0.08500</i>	<i>0.08180</i>
<i>3</i>	<i>4</i>	<i>0.0112</i>	<i>0.0366</i>	<i>0.03800</i>
<i>3</i>	<i>15</i>	<i>0.0162</i>	<i>0.0530</i>	<i>0.05440</i>
<i>4</i>	<i>5</i>	<i>0.0625</i>	<i>0.1320</i>	<i>0.02580</i>
<i>4</i>	<i>6</i>	<i>0.0430</i>	<i>0.1480</i>	<i>0.03480</i>
<i>4</i>	<i>18</i>	<i>0.0000</i>	<i>0.05550</i>	<i>0.0000</i>
<i>5</i>	<i>6</i>	<i>0.0302</i>	<i>0.0641</i>	<i>0.01240</i>
<i>6</i>	<i>7</i>	<i>0.0200</i>	<i>0.1020</i>	<i>0.02760</i>
<i>6</i>	<i>8</i>	<i>0.0339</i>	<i>0.1730</i>	<i>0.01940</i>
<i>7</i>	<i>8</i>	<i>0.0139</i>	<i>0.0648</i>	<i>0.01940</i>
<i>7</i>	<i>29</i>	<i>0.0000</i>	<i>0.5050</i>	<i>0.0000</i>
<i>8</i>	<i>9</i>	<i>0.0099</i>	<i>0.1679</i>	<i>0.05480</i>
<i>9</i>	<i>10</i>	<i>0.0369</i>	<i>0.0848</i>	<i>0.04400</i>
<i>9</i>	<i>11</i>	<i>0.0258</i>	<i>0.2950</i>	<i>0.2180</i>
<i>9</i>	<i>12</i>	<i>0.0648</i>	<i>1580</i>	<i>0.07720</i>
<i>9</i>	<i>13</i>	<i>0.0481</i>	<i>0.1580</i>	<i>0.04060</i>
<i>9</i>	<i>55</i>	<i>0.0000</i>	<i>0.1205</i>	<i>0.0000</i>
<i>10</i>	<i>12</i>	<i>0.0277</i>	<i>0.1262</i>	<i>0.03280</i>
<i>10</i>	<i>51</i>	<i>0.0000</i>	<i>0.1262</i>	<i>0.0000</i>
<i>11</i>	<i>13</i>	<i>0.0223</i>	<i>0.0712</i>	<i>0.01880</i>
<i>11</i>	<i>41</i>	<i>0.0000</i>	<i>0.7490</i>	<i>0.0000</i>
<i>11</i>	<i>43</i>	<i>0.0000</i>	<i>0.1530</i>	<i>0.0000</i>
<i>12</i>	<i>13</i>	<i>0.0178</i>	<i>0.0580</i>	<i>0.06040</i>
<i>12</i>	<i>16</i>	<i>0.0180</i>	<i>0.0813</i>	<i>0.02160</i>
<i>12</i>	<i>17</i>	<i>0.0397</i>	<i>0.1790</i>	<i>0.4760</i>
<i>13</i>	<i>14</i>	<i>0.0132</i>	<i>0.0434</i>	<i>0.01100</i>
<i>13</i>	<i>15</i>	<i>0.0269</i>	<i>0.0869</i>	<i>0.02300</i>
<i>13</i>	<i>49</i>	<i>0.0000</i>	<i>0.1910</i>	<i>0.0000</i>

14	15	0.0171	0.0547	0.01480
14	46	0.0000	0.0735	0.0000
15	45	0.0000	0.1042	0.0000
18	19	0.4610	0.6850	0.0000
19	20	0.2830	0.4340	0.0000
21	20	0.0000	0.7767	0.0000
21	22	0.0736	0.1170	0.0000
22	23	0.0099	0.0152	0.0084
23	24	0.1660	0.2560	0.0000
24	25	0.0000	1.1820	0.0000
24	26	0.0000	0.04730	0.0000
25	30	0.1350	0.2020	0.0000
26	27	0.1650	0.2540	0.0000
27	28	0.0618	0.0954	0.0000
28	29	0.0418	0.0587	0.0000
29	52	0.1442	0.1870	0.0000
30	31	0.3260	0.4970	0.0000
31	32	0.5070	0.7550	0.0000
32	33	0.0392	0.0360	0.0000
34	32	0.0000	0.9530	0.0000
34	35	0.0520	0.0780	0.00320
35	36	0.0430	0.0537	0.00160
36	37	0.0290	0.0366	0.0000
36	40	0.0300	0.0466	0.0000
37	38	0.0651	0.1009	0.00200
37	39	0.0239	0.379	0.0000
38	44	0.0299	0.0585	0.00200
38	49	0.1150	0.1770	0.0000
38	48	0.0312	0.0482	0.0000
39	57	0.0000	1.3550	0.0000
40	56	0.0000	1.1950	0.0000
41	42	0.2070	0.3520	0.0000
41	43	0.0000	0.4120	0.0000
44	45	0.0624	0.1242	0.0040
46	47	0.0230	0.0680	0.00320
47	48	0.0182	0.0233	0.0000
48	49	0.0834	0.1290	0.00480
49	50	0.0801	0.1280	0.0000
50	51	0.1386	0.2200	0.0000
52	53	0.0762	0.09840	0.0000
53	54	0.1878	0.2320	0.0000
54	55	0.1732	0.2265	0.0000
56	42	0.2125	0.3540	0.0000
56	41	0.5530	0.5490	0.0000
57	56	0.1740	0.2600	0.0000

Puissance demandée totale est 1250.80 MW.

Résumé

Le développement des sources de production décentralisée, sur la base des énergies renouvelables ou d'unités de cogénération, est désormais une réalité dans plusieurs pays à travers le monde grâce à la déréglementation du marché de l'énergie ainsi qu'aux évolutions technologiques des moyens de production de petite puissance. Cette production décentralisée se définit par opposition à la production classique centralisée qui a des unités grosses puissances raccordées au réseau haute tension comme le réseau de transport ou de répartition. Le réseau de distribution représente le maillon du système de puissance où la présence de la production décentralisée est la plus attendue.

Dans ce contexte, l'objectif de ce mémoire est d'apporter des contributions scientifiques au domaine de l'interconnexion de production décentralisée au réseau de distribution électrique.

Mot clés : stabilité de tension, production décentralisée, réseau de distribution en échèle, réseau de distribution en dérivation, éolien.

Abstract

The development of decentralized generation sources, based on renewable energies or cogeneration units, is now a reality in several countries around the world thanks to the deregulation of the energy market as well as the technological evolutions of means of production of small power. This decentralized production is defined in contrast to conventional centralized production which has large power units connected to the high voltage network such as the transmission or distribution network. The distribution network represents the link in the power system where the presence of decentralized generation is the most awaited.

In this context, the aim of this thesis is to bring scientific contributions to the field of decentralized generation interconnection to the electricity distribution network.

Key words: voltage stability, distributed generation, scaled distribution network, bypass distribution network, wind
