

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université A. MIRA-Bejaia  
Faculté de Technologie  
Département de Génie Electrique



# Mémoire de Fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de Master  
en Electrotechnique  
Option : Réseaux Electriques

## Thème

---

**Etude de la variation de tension pour le  
raccordement d'une production  
décentralisée dans un réseau de distribution**

---

**Présenté par :**

Mr Menad MOUZAIA

Mr Sofiane IDIRI

**Encadrés par :**

M<sup>me</sup> N. AOUZELLAG

*Année Universitaire : 2012 / 2013*

# Remerciement

*Avant tout, nous remercions Dieu le tout puissant qui nous a donné la force et la patience de faire ce travail.*

*Nos plus vifs remerciements vont à :*

*Notre promotrice Mme AOUZELLAG.N d'avoir bien voulu diriger ce travail, pour sa disponibilité, sa franchise, son aspect sérieux dans le travail et son bagage de connaissance qu'elle nous a fait partager.*

*Aux enseignants qui nous ont suivis tout au long de notre cursus universitaire.*

*A tous les membres du jury pour avoir accepté de juger notre travail.*

*A monsieur Abdellah MEKBEL, président de l'association*

*« KAFIL EL YATIM » de la wilaya de Bejaïa.*

*Et à tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.*

**Menad & Sofiane**

# DEDICACES

*Je dédie ce modeste travail :*

*A la mémoire de mon père*

*A toute ma famille*

*A ma mère qui m'a beaucoup encouragé.*

*A mon frère Ryad et mes deux sœurs Siham et Katia.*

*A mes grands parents.*

*A mon collègue Sofiane et sa famille.*

*A toute la promo de l'électrotechnique 2012/2013.*

*Et à tous mes amis de près ou de loin.*

*M. Menad*



## *Dédicaces*

*Avec l'aide de dieu tout puissant est enfin achevé ce travail, lequel je dédie à toutes les personnes qui me sont chères :*

*À la mémoire de mon cher père qui m'a orienté vers la lueur du savoir et de la connaissance depuis mon jeune âge ;*

*Aux témoignages d'affection, d'amour et de Grande reconnaissances, aux êtres les plus Chers que j'ai dans ma vie ; ma mère et ma sœur.*

*A la mémoire de ma grand-mère Zouina que dieu ait son âme et l'accueille en son vaste paradis,*

*A mes cousins Hamid et Nadjjet qui se sont sacrifiés pour m'offrir un climat idéal de travail, qui n'ont jamais cessé de m'encourager et de m'apporter leurs soutient. Je leurs serai éternellement reconnaissant,*

*A mon collègue et frère Menad qui a su supporter mes humeurs et a fait son possible pour qu'on puisse enfin finir ce travail,*

*Un clin d'œil à la chambre B304 et à mes chers amis (es), ils se reconnaîtront.*

*IDIRI Sofiane.*

# Table des matières

Remerciements.....	I
Dédicaces .....	II
Liste des figures .....	VIII
Liste des tableaux.....	X

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

## Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

Introduction .....	3
I.1. structure du réseau électrique et son rôle .....	3
I.1.1. Le réseau de transport et de répartition .....	3
I.1.2. Le réseau de distribution .....	4
I.2. Architecture des réseaux électriques .....	5
I.3. Modélisation des éléments du réseau électrique .....	7
I.3.1. Modélisation des générateurs .....	7
I.3.2. Modélisation des charges .....	8
I.3.3. Modélisation des lignes aériennes .....	8
I.3.4. Modélisation du transformateur .....	10
a. Transformateur à gradins .....	10
b. Transformateur déphaseur .....	13
I.3.5. Modélisation des nœuds du réseau électrique .....	13
a. Nœud générateur ( $P, V$ ) ou barre de régulation.....	14
b. Nœud consommateur ( $P, Q$ ) ou barre de charge .....	14
c. Nœud bilan ( $ V , \delta$ ) ou barre d'équilibre.....	14
I.4. Construction de la matrice admittance d'un réseau électrique .....	14
I.5. Calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau électrique .....	16
I.5.1. Equation de calcul de l'écoulement de puissance .....	16
A. forme générale .....	19
B. forme polaire.....	19
C. Forme cartésienne.....	19
D. Forme hybride.....	20
I.5.2. Calcul de l'écoulement de puissance par la forme hybride.....	20
I.5.3. Détermination des éléments du Jacobien .....	22
I.5.4. Algorithme de la méthode de Newton-Raphson .....	24
Conclusion.....	25

## Chapitre II : Moyens de réglage de la tension et compensation de l'énergie réactive

Introduction .....	26
II.1. Puissance transmissible dans une ligne.....	26
II.2. Chute de tension dans une ligne.....	29
II.3. Problèmes survenant sur le réseau électrique .....	30
II.3.1. Perturbations de la tension .....	31
II.3.2. Creux de tension.....	31
II.3.3. Fluctuations de tension – Flicker / papillotement .....	32
II.3.4. Tension et / ou courant transitoire .....	33
II.3.5. Déséquilibre de tension.....	34
II.3.6. Variation ou fluctuation de la fréquence.....	34
II.4. Compensation d'énergie réactive et contrôle de la tension .....	35
II.5. Le réglage hiérarchisé de la tension sur les réseaux électriques .....	38
a. Le réglage primaire de tension (RPT) .....	38
b. Le réglage secondaire de tension (RST) .....	39
c. Le réglage tertiaire de tension (RTT) .....	39
II.6. Moyens de compensation de l'énergie réactive .....	40
II.6.1. Moyens de compensations classiques .....	40
a. Les inductances.....	40
b. Les condensateurs .....	40
c. Les compensateurs synchrones.....	41
d. Les transformateurs avec prises réglables en charge .....	41
II.6.2. Moyen de compensation par dispositifs FACTS .....	42
a. Dispositifs FACTS Shunt / parallèles.....	42
i. Compensateur statique de puissance réactive SVC .....	43
ii. Compensateur statique synchrone STATCOM .....	44
iii. Principe de Fonctionnement.....	45
b. Dispositifs FACTS séries.....	46
✓ TCSC (Thyristor Controlled Serie Capacitor) .....	47
✓ SSSC (Static Synchronous Series Compensator) .....	47
c. Dispositifs FACTS combinés série-parallèle.....	48
✓ Contrôleur de transit de puissance unifié UPFC.....	49
✓ Contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC.....	49
II.6.3. Equation d'écoulement de puissance du dispositif STATCOM .....	50
a. Modification de la matrice admittance en présence du STATCOM .....	51
➤ STATCOM placé à un accès.....	51
b. Modification de la matrice Jacobienne .....	52
Conclusion .....	53

## Chapitre III Les productions décentralisées

Introduction .....	54
III.1. Les moyens de productions d'énergie renouvelables .....	55
a. Les piles à combustibles .....	55
b. Les centrales hydrauliques .....	55
c. Les panneaux solaires .....	55
d. La géothermiques .....	56
e. Biomasse et déchets .....	56
f. Marémotrice .....	56
g. Hydrolienne .....	56
h. Les éoliennes .....	56
III.2 Energie éolienne .....	57
III.2.1. Avantages et inconvénients des éoliennes .....	57
III.2.2. Constitution d'une éolienne .....	58
III.2.3. Principe de la production d'énergie électrique par les aérogénérateurs .....	59
III.2.4. Modélisation des éoliennes .....	59
III.2.5. La conversion aérodynamique .....	60
III.2.6. Puissance aérodynamique .....	61
III.2.7. Expression du couple .....	62
III.2.8. Modèle du multiplicateur .....	62
III.2.9. Zones de fonctionnement d'une éolienne .....	64
III.3. Impacts de la production décentralisée sur le réseau de distribution .....	65
III.3.a. Les principaux impacts d'origines électriques .....	66
1. Impacts sur le sens de transit de puissance .....	66
2. Impacts sur le profil de tension .....	67
3. Impacts sur la stabilité du système .....	67
4. Impacts sur le plan de protection .....	67
5. Impacts sur l'observabilité et de contrôlabilité du système .....	67
6. Impacts sur la continuité de service .....	67
7. Impacts sur la qualité de service .....	67
III.3.b. Perturbations d'origine mécanique .....	68
1. Fluctuations de puissance .....	68
2. Effet d'ombre ou effet de tour .....	68
3. Phénomène de cisaillement .....	68
Conclusion .....	69

## Chapitre IV : Simulation et interprétation des résultats

Introduction .....	70
IV.1. Topologie du réseau étudié .....	71
IV.2. Données du réseau étudié .....	71
IV.3. Résultats de simulation .....	73
IV.3.1. Réseau sans éolienne .....	73
IV.3.2. Intégration du générateur éolien .....	77
IV.3.3. insertion du compensateur STATCOM .....	81
Conclusion .....	84
Conclusion générale .....	85

## Liste des figures

<b>Fig. I.1</b> : Structure du réseau électrique.....	4
<b>Fig. I.2</b> : Niveaux de tension normalisés .....	5
<b>Fig. I.3</b> : Architectures des réseaux électriques.....	6
<b>Fig. I.4</b> : schéma équivalent d'un générateur .....	7
<b>Fig. I.5</b> : Modèle du générateur .....	7
<b>Fig. I.6</b> : Modélisation d'une charge .....	8
<b>Fig. I.7</b> : Modèle en $\pi$ d'une ligne aérienne .....	9
<b>Fig. I.8</b> : Modèle d'un transformateur .....	11
<b>Fig. I.9</b> : Modèle approximatif du transformateur.....	11
<b>Fig. I.10</b> : Modèle d'un transformateur déphaseur.....	13
<b>Fig. I.11</b> : Schéma d'un réseau électrique à (n) accès .....	14
<b>Fig. I.12</b> : Système électrique à deux jeux de barres .....	17
<b>Fig. II.1</b> : Représentation d'une ligne de transmission non compensée.....	27
<b>Fig. II.2</b> : Diagramme de phase d'une ligne purement inductive.....	27
<b>Fig. II.3</b> : diagramme de phase de la ligne .....	29
<b>Fig. II.4</b> : Exemple de perturbations réseau basse tension(BT) .....	31
<b>Fig. II.5</b> : Exemple d'un creux de tension .....	32
<b>Fig. II.6</b> : Représentations pour une durée de quelques secondes des types de fluctuation de tension.....	33
<b>Fig. II.7</b> : Exemple de cas de sur tension transitoire .....	34
<b>Fig. II.8</b> : Exemple de déséquilibre de tension.....	34
<b>Fig. II.9</b> : Exemple de fluctuation de fréquence .....	35
<b>Fig. II.10.a</b> : Modèle d'une ligne avec compensateur shunt .....	35
<b>Fig. II.10.b</b> : Diagramme de phase d'une ligne non compensée.....	35
<b>Fig. II.10.c</b> : Diagramme de phase d'une ligne compensée .....	37
<b>Fig. II.11</b> : représentation spatial sur un réseau des organes de réglage en tension.....	38
<b>Fig. II.12</b> : Organisation du réglage hiérarchisé de tension .....	40
<b>Fig. II.13.a</b> : Régleur en phase sans compundage .....	41
<b>Fig. II.13.b</b> : Régleur en phase avec compundage .....	41
<b>Fig. II.14</b> : schéma de raccordements parallèles (shunts) .....	42
<b>Fig. II.15</b> : configuration la plus avancée du SVC .....	43
<b>Fig. II.16</b> : circuit de puissance d'un STATACOM.....	44
<b>Fig. II.17.a</b> : Courant inductif .....	45
<b>Fig. II.17.b</b> : Courant capacitif.....	46
<b>Fig. II.18</b> : schéma de raccordement série.....	46
<b>Fig. II.19</b> : Schéma de principe d'un TCSC .....	47
<b>Fig. II.20</b> : Schéma de base d'un SSSC .....	48
<b>Fig. II.21</b> : Schéma de raccordement série-shunt .....	48
<b>Fig. II.22</b> : Schéma de base d'un UPFC .....	49
<b>Fig. II.23</b> : Schéma de base d'un IPFC .....	50
<b>Fig. II.24</b> : Circuit électrique équivalent .....	50

<b>Fig. II.25 :</b> Insertion du STATCOM à l'extrémité de la ligne .....	51
<b>Fig. III.1:</b> Exemple de système éolien.....	58
<b>Fig. III.2:</b> Principe de la conversion d'énergie.....	59
<b>Fig. III.3 :</b> Définition de trois niveaux de vent (faible, moyen et fort) .....	60
<b>Fig. III.4 :</b> Principe d'extraction d'énergie cinétique du vent du vent .....	61
<b>Fig. III.5 :</b> Schéma de la turbine éolienne .....	62
<b>Fig. III.6 :</b> Puissance électrique éolienne .....	63
<b>Fig. III.7.a</b> Eolienne à couplage direct à vitesse fixe .....	64
<b>Fig. III.7.b</b> Eolienne à couplage électronique par stator .....	64
<b>Fig. III.7.c</b> Eolienne à couplage électronique par rotor .....	64
<b>Fig. III.8 :</b> Zones de fonctionnement d'une éolienne.....	64
<b>Fig. III.9 :</b> Influence sur le flux de puissance.....	66
<b>Fig. IV.1:</b> Topologie du réseau électrique étudié .....	71
<b>Fig. IV.2:</b> Amplitudes des tensions aux nœuds 3,4 et 5 .....	74
<b>Fig. IV.3:</b> Chutes de tension dans les lignes .....	75
<b>Fig. IV.4:</b> Puissances actives transitant dans les lignes .....	75
<b>Fig. IV.5:</b> Puissances réactives transitant dans les lignes .....	76
<b>Fig. IV.6:</b> Pertes de puissance active dans les lignes .....	76
<b>Fig. IV.7:</b> Pertes de puissance réactive dans les lignes .....	77
<b>Fig. IV.8:</b> Topologie du réseau étudié avec insertion du générateur éolien .....	78
<b>Fig. IV.9:</b> Puissance injectée par le générateur éolien .....	78
<b>Fig. IV.10:</b> Amplitudes des tensions aux nœuds 3,4 et 5 avec insertion de l'éolienne .....	79
<b>Fig. IV.11:</b> chutes de tension dans les lignes avec insertion de l'éolienne .....	79
<b>Fig. IV.12:</b> Puissances actives transitant dans les lignes avec insertion de l'éolienne .....	80
<b>Fig. IV.13:</b> Pertes de puissance active dans les lignes avec insertion de l'éolienne .....	80
<b>Fig. IV.14:</b> Topologie du réseau étudié avec insertion du générateur éolien et compensateur STATCOM .....	82
<b>Fig. IV.15:</b> Amplitudes des tensions aux nœuds 3,4 et 5 après insertion du STATCOM au nœud 3.....	82
<b>Fig. IV.16:</b> Tension à la sortie du convertisseur $V_{statcom}$ .....	83
<b>Fig. IV.11:</b> Puissance réactive injectée par le STATCOM au nœud 3.....	83

## Liste des tableaux

<b>Tab ( IV.1 )</b> : Données des lignes .....	72
<b>Tab ( IV.2 )</b> : Données des nœuds .....	72
<b>Tab ( IV.3 )</b> : Modules des tensions aux nœuds (pu) .....	73
<b>Tab ( IV.4 )</b> : Phases des tensions aux nœuds (degré) .....	73
<b>Tab ( IV.5 )</b> : Chutes de tension (pu) .....	73
<b>Tab ( IV.6 )</b> : Puissances transitées et pertes dans les lignes (pu) .....	73

## **Introduction générale**

La croissance de la consommation d'énergie induit, au cours de ce siècle, des problèmes de disponibilité d'énergie et de dégradation de notre environnement. Les experts estiment que la puissance électrique installée des productions décentralisées dans le monde est de 7200 MW à ce jour et tend à s'accroître de plus en plus dans les années à venir. De plus, près de 80% d'électricité mondiale est produite grâce à des ressources épuisables et nuisibles à l'environnement. Les pays industrialisés, à travers le Protocol de Kyoto, bâti sur la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques, se lancent le défi de réduire les émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2020 et fixent à 21 % la part d'électricité produite à base d'énergie renouvelable [01].

Le décollage significatif des filières de production d'électricité d'origine renouvelable depuis les années 1990 et leurs introductions sur les réseaux électriques bouscule et dérégule le marché de l'électricité, en effet, Celui-ci s'ouvre à la concurrence et change profondément et diverses fonctions relatives à ce domaine se décentralisent. Cette libéralisation permet à un producteur quelconque, après une étude de raccordement préalable, de produire et de vendre son énergie sur le marché. Ainsi, il apparaît une multiplication de producteurs indépendants [02].

Jusqu'à présent la production de l'énergie électrique provenait essentiellement de la transformation des ressources naturelles fossiles et de l'énergie nucléaire. Ces modes de production posent des problèmes croissants liés à l'environnement. Il s'agit du rejet dans l'atmosphère des gaz à effet de serre, du stockage des déchets nucléaires non traitables et de la disparition des principales sources d'énergie fossile. Ces contraintes renforcent l'idée d'une production d'énergie électrique propre, économe et durable. Ainsi, différentes technologies de productions d'énergie sont déjà disponibles pour atteindre ces objectifs comme les éoliennes, les panneaux solaires, les centrales de cogénération d'électricité et de chaleur, etc. Cette nouvelle donne économique va, par le biais de ces Productions dites décentralisées d'énergies (PDE), venir impacter le fonctionnement du réseau électrique de distribution [03].

Au schéma classique, avec une production en amont de la distribution, s'ajoute la connexion de ces PDE, qui de par leur puissance, sont connectées au réseau de distribution. Il est à prévoir que cette production d'énergie va tendre à s'accroître dans les années à venir,

amenant avec elle un problème d'intégration dans le réseau actuel de la distribution. Leur impact sur le fonctionnement du réseau ne sera pas négligeable et celles-ci amènent des problèmes de réglage de protections, de qualité d'énergie, de contrôle de la tension, etc. [04].

Il convient donc de rechercher des solutions innovantes à ces problèmes. Les systèmes flexibles à base d'électronique de puissance sont actuellement une solution performante et adaptée aux problèmes de réglage de tension sur les réseaux électriques.

Dans ce contexte, notre étude se porte sur la régulation de tension dans un réseau électrique en présence d'une production décentralisée. Le travail sera développé en quatre chapitres:

Le premier chapitre expose les différentes structures et architectures d'un réseau électrique, la modélisation des éléments le constituant sera aussi abordée. Un calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau électrique sera effectué et ce en appliquant la méthode itérative de Newton Raphson.

Dans le second chapitre, nous traiterons le problème des transits de puissance dans les lignes électriques et des principales perturbations survenant dans le système électrique. Les méthodes et moyens de compensation d'énergie réactive et de régulation de tension seront recueillis.

Au troisième chapitre, une recherche sur les différentes productions décentralisées est établi. Les effets du raccordement de ces PDE sur le réseau de distribution seront exposés. On s'intéressera plus particulièrement à l'impact de la production éolienne sur le plan de la tension.

Dans le quatrième et dernier chapitre, nous présenterons les résultats de simulation obtenus à partir d'un programme en langage MATLAB. Celui-ci nous permettra, d'évaluer les différents paramètres d'un réseau test pour trois cas d'étude : le réseau à cinq nœuds sans insertion du générateur éolien, ensuite le réseau avec insertion de ce dernier dans un nœud où la tension présente une chute de tension importante et enfin l'insertion d'un compensateur qui est le STATCOM pour réguler la tension aux différents nœuds. On tire de ces résultats et de leurs interprétations des conclusions à propos de l'apport de l'énergie éolienne au système électrique et de l'efficacité du dispositif FACTS pour la compensation de l'instabilité de la tension.

Enfin, dans la conclusion nous donnerons un résumé des points importants de notre étude et présenterons quelques perspectives pour de futurs travaux.

# Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

## Introduction

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermiques, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs. Le « système » réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de poste de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, ...etc. dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique [04].

Dans ce présent chapitre, nous allons présenter les différentes structures et architectures du réseau électrique et modéliser les éléments le constituant. Le chapitre sera consacré aussi au calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau électrique pour évaluer les différentes grandeurs, tensions et déphasages aux nœuds ainsi que les puissances transitées dans les lignes du réseau et ce en utilisant l'algorithme de Newton Raphson.

## I.1. Structure du réseau électrique et son rôle [02] [04]

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution.

### I.1.1. Le réseau de transport et de répartition

La première de ces divisions est le réseau de transport (400kV, 225kV) ou réseau de haute tension de niveau B (HTB). C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau nationale et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau internationale. Sur ce réseau sont connectées les centrales de production classique comme les centrales nucléaires. Ces réseaux ont une architecture maillée, ainsi les productions ne sont pas isolées mais toutes reliées entre elles ou

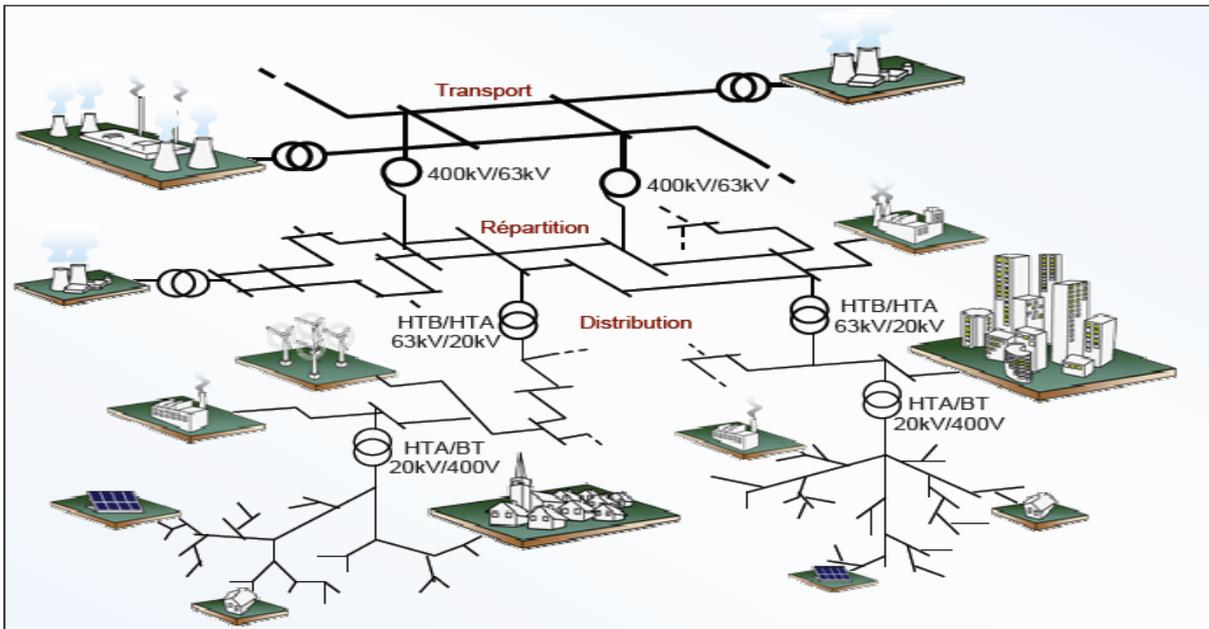
interconnectées, cette structure permet une sûreté de fonctionnement accrue par rapport à une structure de réseau dite radiale puisqu'elle assure la continuité du service ou d'alimentation en cas d'aléas comme la perte d'une ligne, d'une production, etc.

Le deuxième niveau de tension est le réseau de répartition (63kV, 90kV), celui-ci assure le transport des réserves en électricité composées de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci.

La gestion de la tension et de la fréquence des réseaux de transport et de répartition est effectuée de manière centralisée.

### I.1.2. Le réseau de distribution

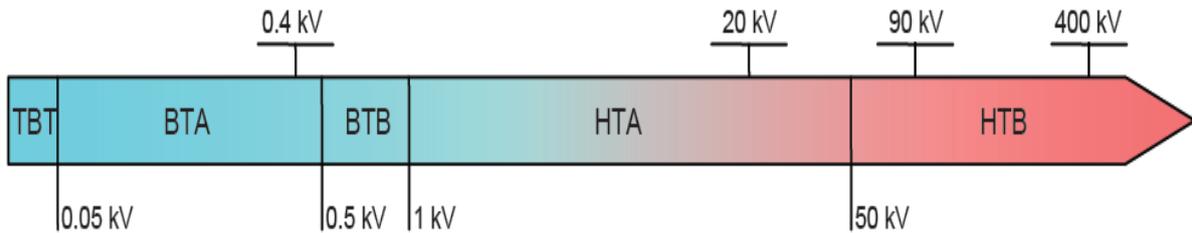
La troisième et dernière subdivision est le réseau de distribution (20kV, 400V). Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ce réseau. Son exploitation est gérée par un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD). Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale. A la différence d'une structure maillée, une structure radiale est une structure arborescente. Ainsi, le flux de puissance n'a qu'un trajet possible pour transiter du poste de transformation HTB/HTA ou HTA/BT vers le point de consommation considérée.



**Fig. I.1** : Structure du réseau électrique

La nouvelle norme UTE C18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit [06]

- HTB → pour une tension composée supérieure à 50 kV
- HTA → pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV
- BTB → pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV
- BTA → pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V
- TBT → pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V



**Fig. I.2** : Niveaux de tension normalisés [05]

La définition des différents niveaux de tension résulte à la fois de choix historiques et d'optimisations technico-économiques entre le coût d'installation et de maintenance des ouvrages et leur capacité à transporter l'énergie électrique du point de production au point consommateur en générant un minimum de pertes. Ainsi, le niveau de tension HTA à 20 kV s'est imposé pour la distribution car, il permet de minimiser le nombre de postes sources et de limiter les chutes de tension tout en utilisant des matériels peu exigeants en termes de tenue de tension [05].

## I.2. Architecture des réseaux électriques [06]

L'énergie électrique produite est directement injectée sur le réseau de transport maillé à très haute tension pour être transportée sur de grandes distances avec un minimum de pertes. Elle "descend" ensuite sur les réseaux de répartition, puis ceux de distribution d'où elle est distribuée aux gros consommateurs et aux réseaux de distribution à basse tension.

Les réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion sont liés entre eux sous forme des boucles, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet (figure I.3.a).

Les réseaux de répartition qu'ils alimentent ont fréquemment une structure bouclée (figure I.3.b) et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée (le réseau est dit bouclé) soit en boucle ouverte (le réseau est alors dit débouclé). Certaines alimentations se font aussi

en antenne (poste G, figure I.3.b) ou encore en piquage en prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux postes (poste H, figure I.3.b).

Ces réseaux de répartition à caractère régional fournissent l'énergie aux réseaux de distribution à moyenne tension assurant l'alimentation d'un grand nombre d'utilisateurs, soit directement, soit après transformation en basse tension. Leur configuration et leur mode d'exploitation sont variables. On peut trouver, selon les pays, des réseaux maillés exploités débouclés, des réseaux à structure radiale (figure I.3.d) ou des réseaux à structure arborescente (figure I.3.c).

D'une façon générale, ce sont les caractéristiques des sources de production, les besoins des utilisateurs et l'expérience d'exploitation qui, ajoutés à des considérations économiques, conduisent à choisir la structure topologique des réseaux.

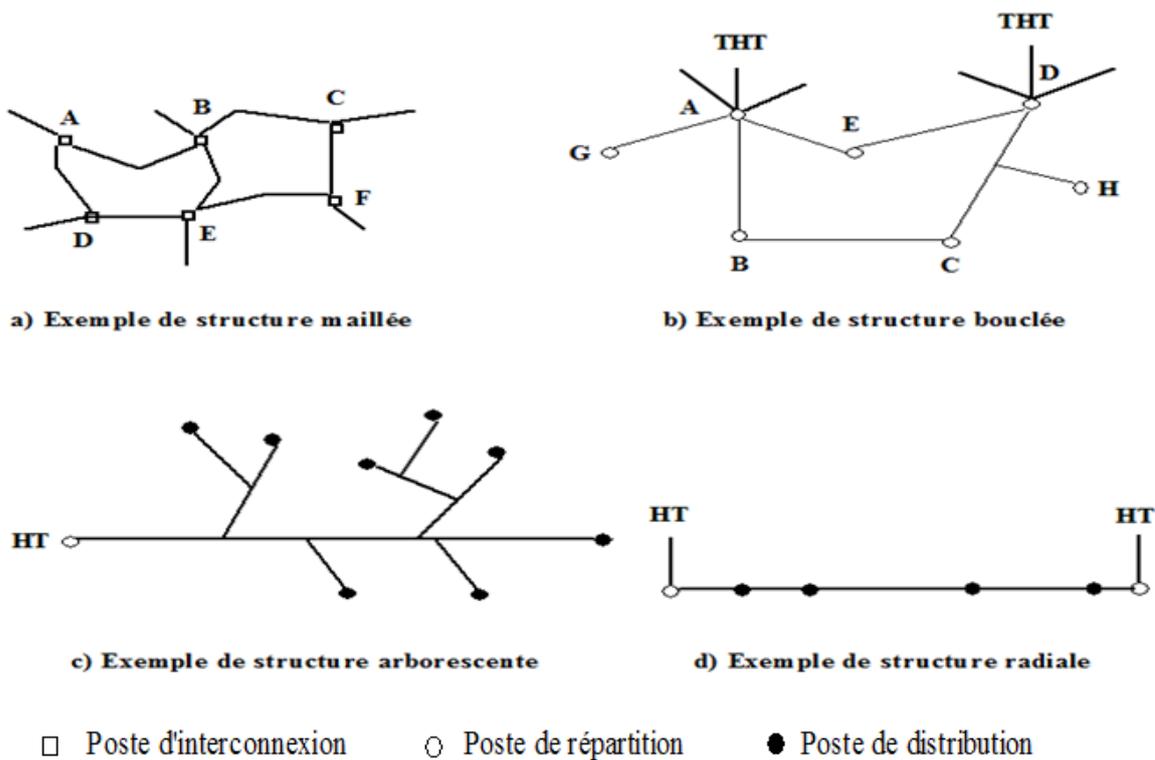


Fig. I.3 : Architectures des réseaux électriques

### I.3. Modélisation des éléments du réseau électrique

#### I.3.1. Modélisation des générateurs [07]

La production d'énergie électrique est généralement assurée par des machines synchrones triphasées dont leur principe consiste à convertir l'énergie mécanique en énergie électrique à tension et fréquence désirées (figure. I.4).

$E_0$ : La f.e.m à vide.

$E_a$ : La f.e.m en charge.

$V$ : tension de sortie.

$X_{ar}$ : Réactance de réaction d'induit.

$X_a$ : Réactance de fuite.

$X_S = X_{ar} + X_a$ : Réactance synchrone.

$R_e$ : Résistance d'enroulement.

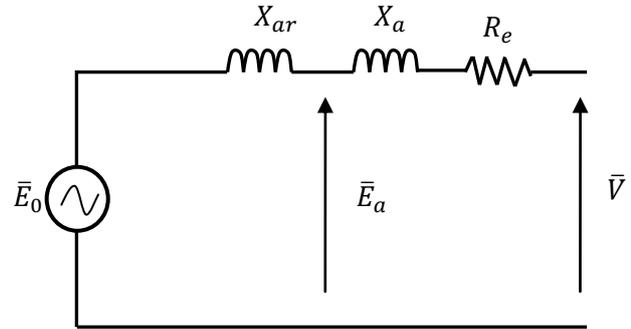


Fig. I.4 : schéma équivalent d'un générateur

Dans le calcul d'écoulement de puissance, un générateur est représenté par une source de tension.

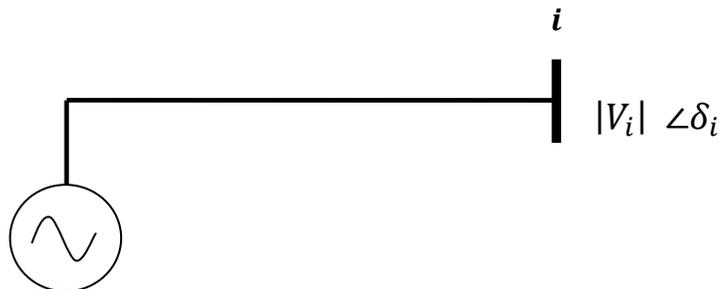


Fig. I.5 : Modèle du générateur

Avec,

$|V_i|$ : Module de la tension (à l'accès i).

$\delta_i$ : Déphasage de la tension (à l'accès i).

La puissance apparente délivrée par le générateur est :

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i \quad (\text{I-1})$$

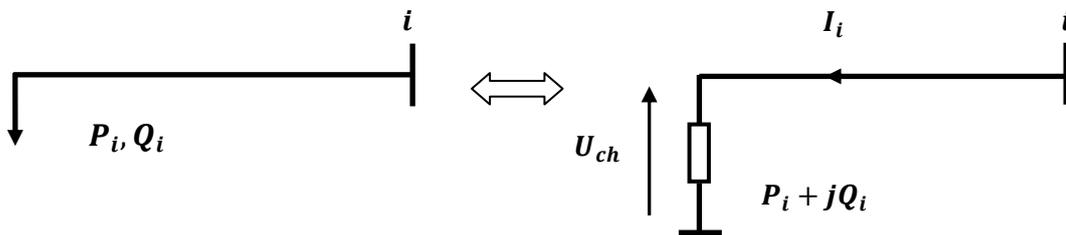
La tension est exprimée en pu, sous la forme :

$$\bar{V}_i = |V_i|e^{j\delta_i} \quad (\text{I-2})$$

Généralement, un générateur de tension est équipé d'un régulateur qui assure la régulation de la tension à ses bornes de telle sorte qu'elle soit constante.

### I.3.2. Modélisation des charges [07]

Dans les calculs de répartition de puissance, on représente les charges par des consommations de puissances  $P_i$  et  $Q_i$  (figure I.6), que l'on peut considérer comme constantes en régime normal car la fréquence  $f$  et la tension  $U_{ch}$  aux bornes de la charge sont constantes. Or, lorsqu'on dépasse la limite de puissance transmissible, il n'existe plus de solutions physiques.



**Fig. I.6** : Modélisation d'une charge

La puissance apparente aux bornes de la charge est donnée par :

$$\bar{S}_{ich} = P_i + jQ_i$$

Avec,

$\bar{S}_{ich}$  : Puissance apparente complexe au nœud (i).

$P_i$  : Puissance active demandée par la charge.

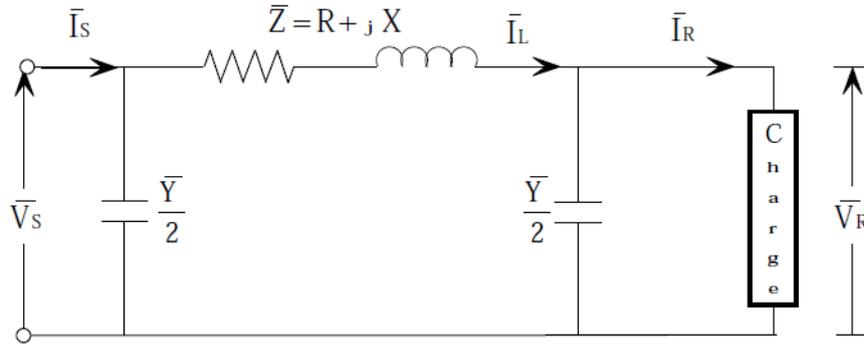
$Q_i$  : Puissance réactive (elle peut être positive ou négative selon que la charge est de nature inductive, respectivement, capacitive).

$U_{ch}$  : Tension aux bornes de la charge.

### I.3.3. Modélisation des lignes aériennes

Les lignes aériennes sont conçues pour véhiculer l'énergie électrique produite par les centrales de production jusqu'aux consommateurs les plus éloignés.

Une ligne électrique peut être considérée comme une succession de circuits dont les paramètres sont uniformément répartis sur toute sa longueur. Ces circuits se composent d'une infinité d'éléments identiques tels que, résistances et inductances linéiques dans le sens longitudinal et des capacités linéiques dans le sens transversal (figure I.7) [06].


**Fig. I.7** : Modèle en  $\pi$  d'une ligne aérienne

Appliquant la loi de Kirchhoff pour déterminer la tension  $\bar{V}_S$  et le courant  $\bar{I}_S$  à la source, on aura le système d'équation suivant :

$$\begin{cases} \bar{V}_S = A \cdot \bar{V}_R + B \cdot \bar{I}_R \\ \bar{I}_S = C \cdot \bar{V}_R + D \cdot \bar{I}_R \end{cases} \quad (\text{I-3})$$

Sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (\text{I-4})$$

Avec,

A, B, C et D : sont les paramètres qui dépendent des constantes de la ligne de transmission, qu'on déterminera par la suite.

$\bar{V}_S, \bar{I}_S$  : Tension et courant à la source respectivement.

$\bar{V}_R, \bar{I}_R$  : Tension et courant à la réception respectivement.

$\bar{Z}$ : Impédance de la ligne.

R, X : Résistance et réactance de la ligne respectivement.

$\bar{Y}$  : Admittance shunt de la ligne.

La tension et le courant à l'extrémité source sont obtenus comme suit :

De la figure I.7 on a :

$$\bar{I}_L = \bar{I}_R + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_R \quad (\text{I-5})$$

La tension à la source est :

$$\bar{V}_S = \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_L \quad (\text{I-6})$$

On remplaçant (I-5) dans (I-6) on aura :

$$\bar{V}_S = \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right) \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_R \quad (\text{I-7})$$

Le courant à la source est:

$$\bar{I}_S = \bar{I}_L + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_S \quad (\text{I-8})$$

Remplaçant (I-5) et (I-7) dans (I-8) on obtient :

$$\bar{I}_S = \bar{Y} \left( 1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{4} \right) \bar{V}_R + \left( 1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2} \right) \bar{I}_R \quad (\text{I-9})$$

Les équations (I.7) et (I.8) peuvent être écrites sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left( 1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2} \right) & \bar{Z} \\ \bar{Y} \cdot \left( 1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{4} \right) & \left( 1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2} \right) \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (\text{I-10})$$

Par identification des équations (I-4) et (I-10) on aura :

$$A = D = \left( 1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2} \right) ; B = \bar{Z} ; C = \bar{Y} \cdot \left( 1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{4} \right)$$

### I.3.4. Modélisation du transformateur

Le transformateur est l'un des éléments qu'on retrouve aux différents niveaux de tensions du réseau électrique, il est entièrement statique, il permet la modification de la présentation de l'énergie électrique alternative afin de la rendre aussi commode que possible aux différents stades de la production, du transport d'énergie à HT (réduction des pertes en lignes) et de la distribution en MT et BT.

On rencontre dans les réseaux de transport de l'énergie électrique certains transformateurs souvent utilisés, qui sont :

- Transformateurs fonctionnant en régime nominal (rapport de transformation nominal).
- Transformateurs à gradin (rapport de transformation réglable).
- Transformateurs déphaseurs (rapport de transformation peut être présenté par un nombre complexe) [07] [08].

#### a. Transformateur à gradins [06]

Un transformateur à gradins peut être modélisé comme suit :

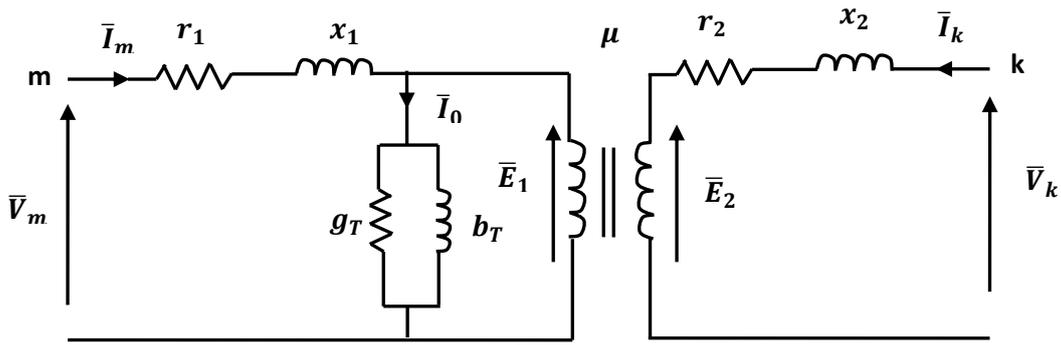


Fig. I.8 : Modèle d'un transformateur

Avec,

$\bar{V}_m, \bar{I}_m$  : Tension et courant respectivement au primaire du transformateur ;

$\bar{V}_k, \bar{I}_k$  : Tension et courant respectivement au secondaire du transformateur ;

$\bar{E}_1, \bar{E}_2$  : F.e.m primaire et secondaire respectivement ;

$\bar{Z}_1 = r_1 + jx_1$  : Impédance de l'enroulement primaire ;

$\bar{Z}_2 = r_2 + jx_2$  : Impédance de l'enroulement secondaire ;

$r_1, r_2$  : Résistance de l'enroulement primaire et secondaire respectivement ;

$x_1, x_2$  : Réactance de l'enroulement primaire et secondaire respectivement ;

$\bar{Y}_T = g_T + jb_T$  : Admittance shunt ;

$g_T, b_T$  : Conductance et susceptance shunt ;

$I_0$  : Courant qui traverse la branche magnétisante ;

$\mu$  : Rapport de transformation.

En négligeant l'effet de la branche magnétisante et en ramenant l'impédance de l'enroulement primaire au secondaire on aura le schéma approximatif suivant :

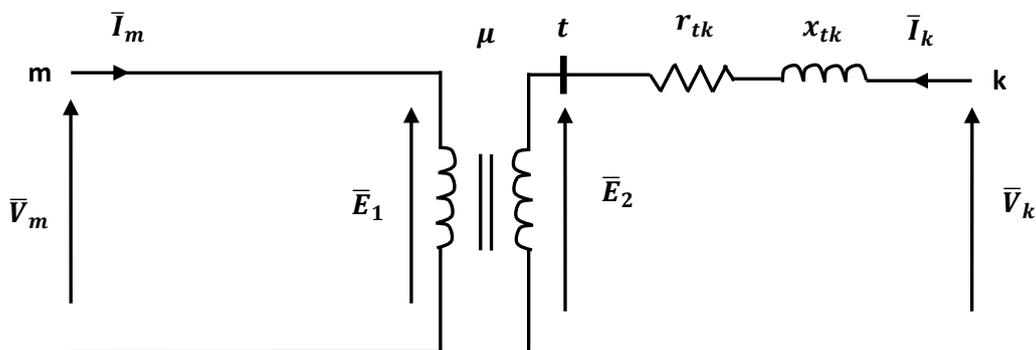


Fig. I.9: Modèle approximatif du transformateur

Avec,

$$\bar{z}_{tk} = r_{tk} + jx_{tk} \quad (\text{I-11})$$

$\bar{z}_{tk}$  : Impédance du transformateur ramenée au secondaire.

$r_{tk}$ ,  $x_{tk}$  : La résistance et la réactance, respectivement, du transformateur ramenée au secondaire.

De la figure I.9, on peut écrire :

$$\mu = \frac{\bar{E}_1}{\bar{E}_2} = -\frac{\bar{I}_k}{\bar{I}_m} \quad (\text{I-12})$$

$$\bar{V}_m = \bar{E}_1 \quad (\text{I-13})$$

$$\bar{V}_k = \bar{E}_2 + (r_{tk} + jx_{tk})\bar{I}_k \quad (\text{I-14})$$

Les équations (I-11), (I-12) et (I-13) nous donnent les expressions des courants comme suit:

$$\begin{cases} \bar{I}_m = \frac{\bar{y}_{tk}}{\mu^2} \bar{V}_m + \frac{-\bar{y}_{tk}}{\mu} \bar{V}_k \\ \bar{I}_k = \frac{-\bar{y}_{tk}}{\mu} \bar{V}_m + \bar{y}_{tk} \bar{V}_k \end{cases} \quad (\text{I-15})$$

Avec,

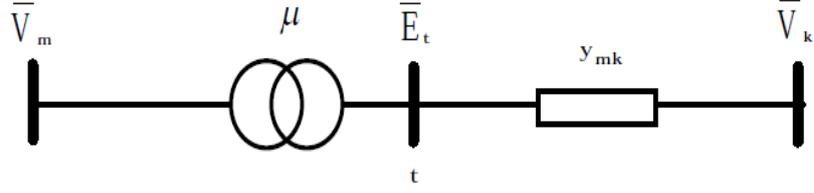
$$\bar{y}_{tk} = \frac{1}{\bar{z}_{tk}} \quad (\text{I-16})$$

Sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_m \\ \bar{I}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\bar{y}_{tk}}{\mu^2}\right) & \left(\frac{-\bar{y}_{tk}}{\mu}\right) \\ \left(\frac{-\bar{y}_{tk}}{\mu}\right) & \bar{y}_{tk} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \bar{V}_m \\ \bar{V}_k \end{bmatrix} \quad (\text{I-17})$$

D'où la matrice admittance nodale du transformateur est :

$$\bar{Y}_{TR} = \begin{pmatrix} \frac{\bar{y}_{tk}}{\mu^2} & \frac{-\bar{y}_{tk}}{\mu} \\ \frac{-\bar{y}_{tk}}{\mu} & \bar{y}_{tk} \end{pmatrix} \quad (\text{I-18})$$

**b. Transformateur déphaseur [06]**

**Fig. I.10** : Modèle d'un transformateur déphaseur

Etant donné que le transformateur est idéal, on aura :

$$\bar{S}_m = \bar{S}_t \quad (\text{I-19})$$

Donc :  $\bar{E}_m \bar{I}_m^* = \bar{E}_t \bar{I}_t^*$

Alors,  $\bar{I}_m = \frac{\bar{E}_t^*}{\bar{E}_m^*} \bar{I}_t$

Avec  $\bar{I}_t = -\bar{I}_k$ , on aura :  $\bar{I}_m = -\frac{\bar{E}_t^*}{\bar{E}_m^*} \bar{I}_k$

Sachant que,  $\bar{\mu} = \frac{\bar{E}_m}{\bar{E}_t}$  et  $\bar{E}_m = \bar{V}_m$ , alors :

$$\bar{I}_k (\bar{V}_k - \bar{E}_t) \bar{y}_{mk} = \left( \bar{E}_t - \frac{\bar{V}_m}{\bar{\mu}} \right) \bar{y}_{mk} \quad (\text{I-20})$$

$$\left( \bar{E}_t - \frac{\bar{V}_m}{\bar{\mu}} \right) \bar{y}_{mk} = -\frac{\bar{y}_{mk}}{\bar{\mu}} \bar{V}_m + \bar{y}_{mk} \bar{V}_k \quad (\text{I-21})$$

Finalement, on obtient :

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_m \\ \bar{I}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left( \frac{\bar{y}_{mk}}{\bar{\mu}^2} \right) & \left( \frac{-\bar{y}_{mk}}{\bar{\mu}^*} \right) \\ \left( \frac{-\bar{y}_{mk}}{\bar{\mu}} \right) & \bar{y}_{mk} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \bar{V}_m \\ \bar{V}_k \end{bmatrix} \quad (\text{I-22})$$

D'où, la matrice admittance du transformateur déphaseur est :

$$\bar{Y}_{TR} = \begin{pmatrix} \frac{\bar{y}_{mk}}{\bar{\mu}^2} & \frac{-\bar{y}_{mk}}{\bar{\mu}^*} \\ \frac{-\bar{y}_{mk}}{\bar{\mu}} & \bar{y}_{mk} \end{pmatrix} \quad (\text{I-23})$$

**I.3.5. Modélisation des nœuds du réseau électrique [07] [09]**

Chaque nœud d'un réseau est caractérisé par quatre variables,  $P_i$ ,  $Q_i$ ,  $V_i$  et  $\delta_i$ . Si on connaît deux des quatre variables on pourra déterminer les deux autres à partir des équations

principales de l'écoulement de puissance. En pratique, le problème se pose autrement. Pour cela, il faut classer les nœuds du système comme suit :

**a. Nœud générateur ( $P, V$ ) ou barre de régulation :** c'est un nœud connecté directement avec un générateur ou une source d'énergie réactive. La puissance active et le module de la tension sont spécifiés et il reste à déterminer la puissance réactive  $Q$  et l'angle de phase  $\delta$ . La production de l'énergie réactive est limitée par des valeurs inférieures et supérieures,  $Q_g^{min}$  et  $Q_g^{max}$  respectivement. Si l'une des deux limites est atteinte, la valeur se fixe à cette limite et la tension se libère, le nœud devient alors un nœud charge ( $P, Q$ ).

**b. Nœud consommateur ( $P, Q$ ) ou barre de charge :** c'est un nœud connecté directement avec la charge, il ne possède aucune source d'énergie. Les puissances active et réactive sont spécifiées et il reste à déterminer l'amplitude de la tension  $|V|$  et l'angle de phase  $\delta$  qui varient avec la demande en énergie électrique.

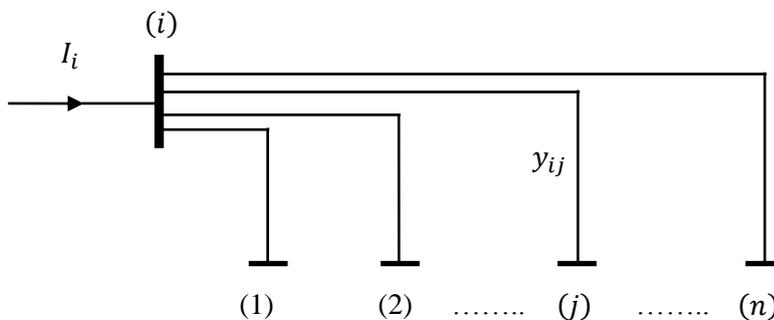
**c. Nœud bilan ( $|V|, \delta$ ) ou barre d'équilibre :** c'est un nœud connecté avec un générateur relativement puissant ; il est considéré dans le calcul d'écoulement de puissance afin de compenser les pertes actives et assurer l'égalité entre la demande et la génération de la puissance active. Dans un nœud bilan, l'amplitude de la tension et l'angle de phase sont spécifiés et il reste à déterminer  $P$  et  $Q$ .

Finalement, on doit mesurer les angles de phases par rapport à une référence qui est l'accès bilan dont l'angle de phase sera alors pris égal à zéro.

#### I.4. Construction de la matrice admittance d'un réseau électrique [07]

Soit un réseau électrique à  $(n)$  accès indépendants, montré sur la figure I.11.

On considère un accès  $(i)$  parmi les  $(n)$  accès différent de celui de référence



**Fig. I.11 :** Schéma d'un réseau électrique à  $(n)$  accès

En appliquant la loi des nœuds sur l'accès ( $i$ ) on aura :

$$I_i = \sum_{j=1}^n I_{ij} \quad (\text{I.24})$$

Avec :

$I_i$  : Courant injecté à l'accès ( $i$ ).

$I_{ij}$  : Courant circulant entre l'accès ( $i$ ) et l'accès ( $j$ ) à travers la branche ( $i - j$ )

On peut écrire :

$$I_{ij} = (V_i - V_j) \cdot y_{ij} \quad (\text{I.25})$$

Telle que :

$V_i$  et  $V_j$  : Tensions aux accès ( $i$ ) et ( $j$ ) respectivement.

$y_{ij}$  : Admittance propre de la branche ( $i - j$ ).

Remplaçant l'équation (I-25) dans (I-24) et en considérant l'accès de référence, on aura :

$$I_i = \sum_{j=0}^n y_{ij} \cdot (V_i - V_j) = y_{i0} \cdot (V_i - V_0) + y_{i1} \cdot (V_i - V_1) + y_{i2} \cdot (V_i - V_2) + \dots + y_{in} \cdot (V_i - V_n) \quad (\text{I.26})$$

Telle que :  $V_0 = 0$  et  $i=1, n$

$y_{i0}$  : La somme des admittances transversales des lignes reliées à l'accès ( $i$ ).

$$\text{Alors, } I_i = V_i \cdot [y_{i0} + \sum_{j=1}^n y_{ij}] - y_{i1} \cdot V_1 - y_{i2} \cdot V_2 - y_{i3} \cdot V_3 - \dots - y_{in} \cdot V_n \quad \text{Pour } i=1, n \quad (\text{I.27})$$

Sous forme matricielle pour les  $n$  accès on aura :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \dots & \dots & Y_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (\text{I.28})$$

$$\text{D'où:} \quad [I] = [Y_{bus}] \cdot [V] \quad (\text{I.29})$$

Avec :

$$\begin{cases} Y_{ii} = y_{i0} + \sum_{j=1}^n y_{ij} \\ Y_{ij} = -y_{ij} \end{cases} \quad (\text{I.30})$$

$[Y_{bus}]$  : Matrice nodale des admittances d'ordre  $(n \times n)$ .

Pour déterminer les éléments diagonaux ( $Y_{ii}$ ) de la matrice admittance nodale  $[Y_{bus}]$  à l'accès ( $i$ ), on doit faire la somme de toutes les admittances des branches reliées à cet accès y compris les admittances de la connexion à l'accès de référence si elles existent.

Pour calculer les éléments hors diagonale de la matrice admittance  $[Y_{bus}]$ , on prend directement l'admittance propre de l'élément qui relie les accès ( $i$ ) et ( $j$ ) et on inverse son signe.

### **I.5. Calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau électrique**

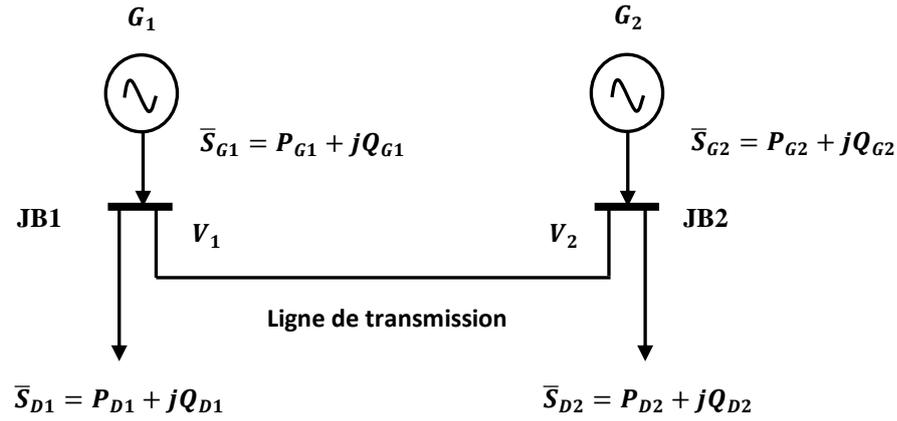
L'écoulement de puissance est d'une importance capitale, il nous permet de déterminer l'amplitude et l'angle de phase des tensions sur chaque accès ainsi que les puissances actives et réactives qui transitent d'un accès à un autre.

Le problème revient à résoudre le système de  $(2n)$  équations algébriques non linéaires à  $(n)$  accès, d'où la nécessité d'utilisation des techniques de calcul numérique.

Plusieurs méthodes numériques sont utilisées pour le calcul de l'écoulement de puissance, dans notre travail on utilisera la méthode de Newton-Raphson qui sera définie par la suite.

#### **I.5.1. Equation de calcul de l'écoulement de puissance**

Soit le système a deux jeux de barres "JB" représenté sur la figure. I.12 [10] [11]



**Fig. I.12 :** Système électrique à deux jeux de barres

On combine les puissances générées et demandées à chaque barre pour obtenir une puissance nette  $S$ , définie comme la différence entre la production et la consommation de puissance du jeu de barre en question.

On note que pour le JB 1 :

$$\bar{S}_1 = P_1 + jQ_1 \quad (\text{I-31})$$

Avec,

$$P_1 = P_{G1} - P_{D1} \quad (\text{I-32})$$

$$Q_1 = Q_{G1} - Q_{D1} \quad (\text{I-33})$$

D'où,

$$\bar{S}_1 = (P_{G1} - P_{D1}) + j(Q_{G1} - Q_{D1}) \quad (\text{I-34})$$

Pour le JB 2:

$$\bar{S}_2 = P_2 + jQ_2 \quad (\text{I-35})$$

Avec,

$$P_2 = P_{G2} - P_{D2} \quad (\text{I-36})$$

$$Q_2 = Q_{G2} - Q_{D2} \quad (\text{I-37})$$

D'où,

$$\bar{S}_2 = (P_{G2} - P_{D2}) + j(Q_{G2} - Q_{D2}) \quad (\text{I-38})$$

D'une manière générale :

$$\bar{S}_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (\text{I-39})$$

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \quad (\text{I-40})$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \quad (\text{I-41})$$

Avec,

$P_G, Q_G$  : Puissances active et réactive respectivement générées.

$P_D, Q_D$  : Puissances active et réactive respectivement demandées.

$P_i, Q_i$  : Puissances active et réactive respectivement nettes.

La puissance apparente( $S$ ) à l'accès (i) est donnée par la relation :

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \quad \text{Pour } i = 1, n \quad (\text{I-42})$$

$$\bar{S}_i^* = P_i - jQ_i = \bar{V}_i^* \bar{I}_i \quad (\text{I-43})$$

Alors,

$$\bar{S}_i^* = \bar{V}_i^* \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \quad (\text{I-44})$$

On coordonnées polaires :

$$\bar{V}_i = |V_i| e^{j\delta_i} \quad (\text{I-45})$$

$$\bar{V}_j = |V_j| e^{j\delta_j} \quad (\text{I-46})$$

$$\bar{Y}_{ij} = |Y_{ij}| e^{j\Psi_{ij}} \quad (\text{I-47})$$

Donc:

$$\bar{S}_i^* = P_i - jQ_i = \bar{V}_i^* \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j = |V_i| \cdot \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| \cdot |V_j| \cdot e^{j(\Psi_{ij} - \delta_i + \delta_j)} \quad (\text{I-48})$$

D'où:

$$P_i = |V_i| \cdot \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| \cdot |V_j| \cdot \cos(\Psi_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{I-49})$$

$$Q_i = |V_i| \cdot \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| \cdot |V_j| \cdot \sin(\Psi_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{I-50})$$

Les relations (I-48), (I-49), (I-50) représentent les équations de calcul de l'écoulement de puissance.

La méthode de Newton-Raphson à plusieurs variantes selon qu'on l'exprime les éléments de la matrice nodale et tensions aux accès en coordonnées cartésiennes, polaires ou hybrides [07].

### A. forme générale

On a:

$$I = [Y_{bus}] * [V] \quad (I-51)$$

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \quad (I-52)$$

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \quad (I-53)$$

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij}^* \bar{V}_j^* \quad (I-54)$$

### B. forme polaire

$$\bar{V}_i = |V_i| e^{j\delta_i} \quad (I-55)$$

$$\bar{V}_j = |V_j| e^{j\delta_j} \quad (I-56)$$

$$\bar{Y}_{ij} = |Y_{ij}| e^{j\Psi_{ij}} \quad (I-57)$$

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{V}_i \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij}^* \bar{V}_j^* = |V_i| \cdot \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| \cdot |V_j| \cdot e^{j(\delta_i - \Psi_{ij} - \delta_j)} \quad (I-58)$$

D'où,

$$\begin{cases} P_i = |V_i| \cdot \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| \cdot |V_j| \cdot \cos(\delta_i - \Psi_{ij} - \delta_j) \\ Q_i = |V_i| \cdot \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| \cdot |V_j| \cdot \sin(\delta_i - \Psi_{ij} - \delta_j) \end{cases} \quad \text{Pour } i = 1, n \quad (I-59)$$

### C. Forme cartésienne

On a:

$$\bar{V}_i = e_i + jf_i \quad (I-60)$$

$$\bar{V}_j = e_j + jf_j \quad (I-61)$$

$$\bar{Y}_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (I-62)$$

$$P_i - Q_i = \bar{V}_i^* \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \quad (I-63)$$

D'où,

$$\begin{cases} P_i = e_i \cdot \sum_{j=1}^n (G_{ij} e_j - B_{ij} f_j) + f_i \cdot \sum_{j=1}^n (G_{ij} f_j + B_{ij} e_j) \\ Q_i = f_i \cdot \sum_{j=1}^n (G_{ij} e_j - B_{ij} f_j) - e_i \cdot \sum_{j=1}^n (G_{ij} f_j + B_{ij} e_j) \end{cases} \quad (\text{I-64})$$

#### D. Forme hybride

On a:

$$\bar{Y}_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (\text{I-65})$$

$$\bar{V}_i = |V_i| e^{j\delta_i} \quad (\text{I-66})$$

$$\bar{V}_j = |V_j| e^{j\delta_j} \quad (\text{I-67})$$

$$\bar{S}_i^* = P_i - jQ_i = \bar{V}_i^* \cdot \bar{I}_i = \bar{V}_i^* \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \quad (\text{I-68})$$

Remplaçant les expressions (I-65), (I-66), (I-67) dans (I-68), on aura:

$$\begin{cases} P_i = |V_i| \cdot \sum_{j=1}^n |V_j| [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \\ Q_i = |V_i| \cdot \sum_{j=1}^n |V_j| [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \end{cases} \quad (\text{I-69})$$

#### I.5.2. Calcul de l'écoulement de puissance par la forme hybride

D'après la forme hybride donnée par la relation (I-69), on pose:

$$P_i = F_{ip} = |V_i| \cdot \sum_{j=1}^n |V_j| [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-70})$$

$$Q_i = F_{iq} = |V_i| \cdot \sum_{j=1}^n |V_j| [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-71})$$

Avec :

$F_{ip}$  et  $F_{iq}$  sont des fonctions de tension et de phase.

Après développement de  $F_{ip}$  et  $F_{iq}$  en série de TAYLOR autour de la première approximation et l'élimination des éléments d'ordre supérieur on aura les deux fonctions  $P_i$  et  $Q_i$  sous la forme suivante :

$$\begin{cases} P_i = F_{ip}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_1}\right)^{(0)} \cdot \Delta \delta_1^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \cdot \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_1|}\right)^{(0)} \cdot \Delta V_1^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \cdot \Delta V_n^{(0)} \\ Q_i = F_{iq}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_1}\right)^{(0)} \cdot \Delta \delta_1^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \cdot \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_1|}\right)^{(0)} \cdot \Delta V_1^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \cdot \Delta V_n^{(0)} \end{cases} \quad (\text{I-72})$$

Se rappelant que la barre de référence a son amplitude et sa phase connues, le développement doit donner  $2(n-1)$  équations linéaires [10].

Sous forme matricielle on a :

$$\begin{bmatrix} P_2 - F_{2p}^{(0)} \\ \vdots \\ P_n - F_{np}^{(0)} \\ Q_2 - F_{2q}^{(0)} \\ \vdots \\ Q_n - F_{nq}^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial F_{2p}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{2p}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \left(\frac{\partial F_{np}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{np}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial F_{np}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{np}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \left(\frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial F_{2q}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{2q}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \left(\frac{\partial F_{nq}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{nq}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial F_{nq}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{nq}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta\delta_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta\delta_n^{(0)} \\ \Delta V_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta V_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{I-73})$$

Avec:

$$\begin{bmatrix} P_2 - F_{2p}^{(0)} \\ \vdots \\ P_n - F_{np}^{(0)} \\ Q_2 - F_{2q}^{(0)} \\ \vdots \\ Q_n - F_{nq}^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{I-74})$$

On peut écrire le système comme suit:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] * \begin{bmatrix} \Delta\delta^{(0)} \\ \Delta|V|^{(0)} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \Delta\delta^{(0)} \\ \Delta|V|^{(0)} \end{bmatrix} = [J]^{-1(0)} * \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{I-75})$$

On rappelle que:

$$\Delta\delta^{(k)} = \delta^{(k+1)} - \delta^{(k)}$$

Alors,

$$\delta^{(k+1)} = \delta^{(k)} + \Delta\delta^{(k)} \quad (\text{I-76})$$

Et que :  $\Delta|V|^{(k)} = |V|^{(k+1)} - |V|^{(k)}$

Alors,

$$|V|^{(k+1)} = |V|^{(k)} + \Delta|V|^{(k)} \quad (\text{I-77})$$

Remplaçant (I-76) et (I-77) dans (I-75), on aura:

$$\begin{bmatrix} \delta^{(k+1)} \\ |V|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(k)} \\ |V|^{(k)} \end{bmatrix} + [J^{(k)}]^{-1} * \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} \quad (\text{I-78})$$

D'une manière générale :

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} = [J]^{-1} * \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{I-79})$$

Avec,  $[J]$  : Matrice Jacobienne exprimée comme :

$$[J] = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$$

Avec,  $J_1, J_2, J_3$  et  $J_4$  : Sont les sous matrices de la matrice Jacobienne, où :

$$J_1 = \frac{\partial P}{\partial \delta} \quad J_2 = \frac{\partial P}{\partial |V|} \quad J_3 = \frac{\partial Q}{\partial \delta} \quad J_4 = \frac{\partial Q}{\partial |V|} \quad (\text{I-80})$$

### I.5.3. Détermination des éléments du Jacobien

En dérivant les équations de puissance active et réactive par rapport à  $\delta$  et  $|V|$ , on aura :

#### A. Éléments de $J_1$

##### ➤ Éléments de la diagonale

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \cdot [B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-81})$$

##### ➤ Éléments hors de la diagonale

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \cdot [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-82})$$

## B. Eléments de $J_2$

### ➤ Eléments de la diagonale

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = \sum_{j=1}^n |V_j| \cdot [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-83})$$

### ➤ Eléments hors de la diagonale

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-84})$$

## C. Eléments de $J_3$

### ➤ Eléments de la diagonale

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \cdot [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-85})$$

### ➤ Eléments hors de la diagonale

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = - \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \cdot [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-86})$$

## D. Eléments de $J_4$

### ➤ Eléments de la diagonale

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = \sum_{j=1}^n |V_j| \cdot [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-87})$$

### ➤ Eléments hors de la diagonale

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-88})$$

Pour les accès (P,|V|) où le module de la tension est spécifié et la puissance réactive est inconnue. Les équations de  $\Delta Q$  dans les systèmes d'équations précédents doivent être remplacées par les équations régissant le module de la tension soit  $|\Delta V|^2$  en fonction de  $|\Delta V|$  et de  $\delta$ . Par conséquent, les éléments de la ligne correspondants à chaque accès (P,|V|) dans  $J_3$  et  $J_4$  doivent être remplacés par :

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial \delta_j} = 0 \quad (\text{I-89})$$

et

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial |V_i|} = \begin{cases} 2|V_i| & \text{si } i = j \\ 0 & \text{si } i \neq j \end{cases} \quad (\text{I-90})$$

Avec,

$$\Delta |V_i^k|^2 = (V_{\text{ispécifié}}) - (|V_i^k|)^2 \quad (\text{I-91})$$

En résumé :

✓ Pour l'accès (P, Q), on calcul les résidus

$$\begin{cases} \Delta P_i^k = P_{\text{ispé}} - P_i^k \\ \Delta Q_i^k = Q_{\text{ispé}} - Q_i^k \end{cases} \quad (\text{I-92})$$

Avec,

$P_{\text{ispé}}, Q_{\text{ispé}}$  : Puissances spécifiées.

✓ Pour l'accès (P, |V|), on calcul :

$$\begin{cases} \Delta P_i^k = P_{\text{ispé}} - P_i^k \\ \Delta |V_i^k|^2 = |V_{\text{ispé}}|^2 - |V_i^k|^2 \end{cases} \quad (\text{I-93})$$

#### I.5.4. Algorithme de la méthode de Newton-Raphson

1- Lire les données du réseau (données des lignes et accès).

2- Définir le critère de convergence.

3- Prendre les valeurs initiales des tensions aux accès :

$$V_i = (|V_{\text{isp}}|, 0) \quad \text{Avec, } i = 1 \quad \text{Pour l'accès bilan.}$$

$$V_i = (|V_{\text{isp}}|, P_{\text{isp}}) \quad \text{Avec, } i = 2, \dots, n \quad \text{Pour les accès générateur.}$$

4- Former la matrice admittance nodale du réseau.

5- Mettre le compteur d'itération à zéro (k = 0).

6- Mettre le compteur d'accès à 1 (I = 1).

7- Si I est un accès bilan, aller à l'étape 13.

8- Calculer  $P_i^k$  et  $Q_i^k$  d'après les équations (I-69).

9- Calculer  $\Delta P_i^k = P_{\text{ispé}} - P_i^k$

10- Si I est un accès (P, Q), aller à l'étape 12.

11- Comparer  $Q_i^k$  avec ses limites.

Si  $Q_i^k$  viole ses limites, fixer  $Q_i^k$  à la limite violée et aller à l'étape 12.

Sinon, calculer le résidu  $\Delta|V_i^k|^2 = |V_{ispé}|^2 - |V_i^k|^2$  et aller à l'étape 13.

12- Calculer :  $\Delta Q_i^k = Q_{ispé} - Q_i^k$

13- Mettre  $I=I+1$ .

14- Si  $I \leq n$  aller à l'étape 7.

15- Déterminer le max de  $|\Delta P_i^k|$  et  $|\Delta Q_i^k|$ .

16- Si  $|\Delta P_i^k| \leq \varepsilon$  et  $|\Delta Q_i^k| \leq \varepsilon$ , aller à l'étape 21.

17- Calculer les éléments du Jacobien.

18- Résoudre le système d'équation (I-79).

19- calculer les nouvelles valeurs de  $\delta_i^{(k+1)}$  et  $|V_i|^{k+1}$  d'après les équations (I-76) et (I-77) respectivement.

20-Incrémenter le compteur  $k=k+1$  et aller à l'étape 6.

21-Imprimer les résultats.

### Conclusion

Dans la première partie de ce chapitre on a défini et présenté les différentes structures et architectures des réseaux électriques en modélisant les éléments le constituant. Une deuxième partie a été consacrée pour calculer la matrice admittance du réseau électrique et en prenant le cas d'un réseau à (n) accès indépendants. Le but de la dernière partie est l'étude de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson, qui nous permettra par son application, d'avoir des informations sur l'état du réseau à étudier pour des paramètres précis.

Dans le chapitre qui suit nous allons déterminer les différents moyens et techniques de compensation d'énergie réactive et de réglage de la tension.

## **Chapitre II : Moyens de réglage de la tension et compensation de l'énergie réactive**

### **Introduction**

Les charges présentes sur le réseau électrique consomment, d'une part, une certaine quantité de puissance active et généralement, une quantité plus ou moins importante de puissance réactive selon leurs types. Cette puissance réactive consommée est en partie fournie par les groupes de productions essentiellement connectés au réseau de transport et en partie, par des dispositifs de compensation d'énergie réactive, généralement, placés au plus près de la consommation pour éviter les transits élevés de puissance réactive dans le réseau de transport vers le réseau de distribution. En effet, dans les réseaux de transport, les lignes ont un caractère plus inductif que résistif et le transit de puissance réactive induit de forte chute de tension. De plus, le fait de faire transiter de la puissance réactive dans une ligne diminue la puissance active maximale transmissible par celle-ci.

Ce présent chapitre comporte deux parties principales précédées par un prélude sur le calcul du transit de puissance dans une ligne électrique et des chutes de tension entre deux jeux de barres.

Dans la deuxième partie, les problèmes survenant dans les réseaux électriques (perturbation de tension et de fréquence) sont cités et classés.

La troisième partie du chapitre est consacrée aux méthodes et moyens de compensation d'énergie réactive et de régulation de la tension, mais aussi aux différents dispositifs à base d'éléments d'électronique de puissance qui assurent la compensation d'énergie réactive. Le chapitre finit par une conclusion.

### **II.1. Puissance transmissible dans une ligne [12]**

Contrairement à une idée très répandue, ce n'est pas l'échauffement maximal des conducteurs qui, en général, limite la puissance transmissible à travers une ligne mais bien d'autres paramètres que nous allons déterminer dans ce qui suit.

Pour mettre en évidence les caractéristiques du transit de puissance dans les lignes d'un réseau électrique et le potentiel des différents moyens de réglage de tension développés à ce jour, on fera appel aux différentes techniques de calcul des transits de puissance entre les jeux de barres d'un réseau.

Considérons le modèle simplifié de la ligne de transmission (figure II.1) représentée par son impédance  $\bar{Z}$ , et qui alimente une charge. Nous supposons, d'abord, que la résistance  $R$  de la ligne est négligeable (généralement très faible devant la réactance  $X$ ) et que la charge a un facteur de puissance  $\varphi$  en retard.

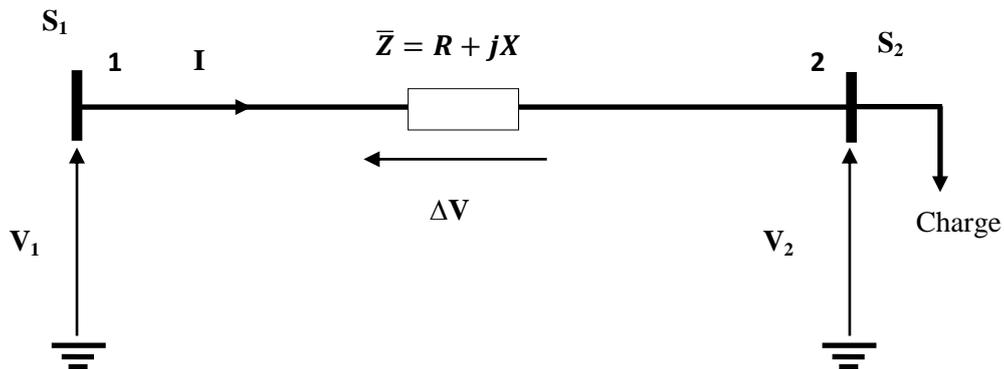


Fig. II.1 : Représentation d'une ligne de transmission non compensée.

La puissance apparente aux extrémités de la ligne est donnée par :

$$\begin{cases} \bar{S}_1 = P_1 + jQ_1 \\ \bar{S}_2 = P_2 + jQ_2 \end{cases} \quad (\text{II-1})$$

Le diagramme des phases d'une ligne purement inductive est illustré sur la figure II.2

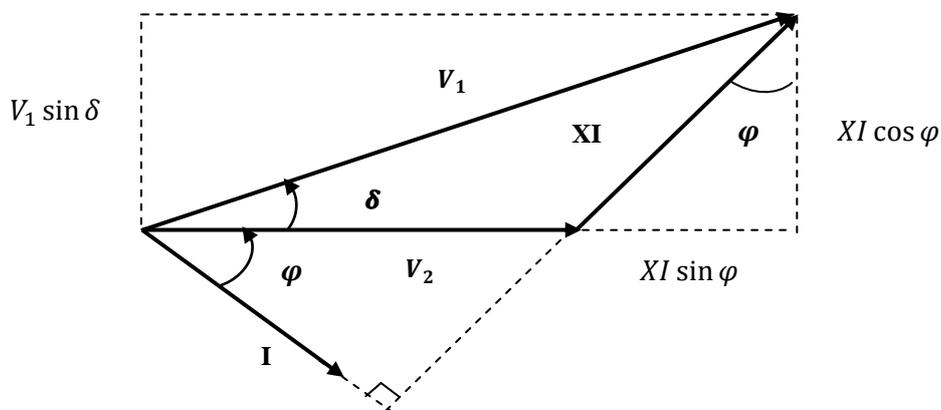


Fig. II.2 : Diagramme de phase d'une ligne purement inductive.

D'après le diagramme de phase de la figure II.2 :

$$\bar{I} = I(\cos \varphi - j \sin \varphi) \quad (\text{II-2})$$

Et

$$\begin{cases} V_1 \cos \delta = V_2 + XI \sin \varphi \\ V_1 \sin \delta = XI \cos \varphi \end{cases} \quad (\text{II-3})$$

Avec,

$\delta$  : Angle de transport, qui est l'angle entre  $\bar{V}_1$  et  $\bar{V}_2$ .

La relation (II-3) nous donne :

$$\begin{cases} I \sin \varphi = \frac{V_1 \cos \delta - V_2}{X} \\ I \cos \varphi = \frac{V_1}{X} \sin \delta \end{cases} \quad (\text{II-4})$$

A la réception :

$$\bar{S}_2 = P_2 + jQ_2 = \bar{V}_2 \bar{I}^* \quad (\text{II-5})$$

Remplaçant (II-2) et (II-4) dans (II-5) on aura :

$$P_2 + jQ_2 = \frac{V_2 V_1}{X} \sin \delta + jV_2 \frac{V_1 \cos \delta - V_2}{X} \quad (\text{II-6})$$

D'où l'équation de la puissance active est :

$$P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \quad (\text{II-7})$$

Si les pertes de transmission sont négligeables alors on aura :

$$P = P_1 = P_2 \quad (\text{II-8})$$

L'équation de la puissance réactive à la réception :

$$Q_2 = V_2 \frac{V_1 \cos \delta - V_2}{X} \quad (\text{II-9})$$

D'une manière similaire on retrouve l'expression de la puissance réactive à la source :

$$Q_1 = V_1 \frac{V_1 - V_2 \cos \delta}{X} \quad (\text{II-10})$$

Pour une tension constante  $V_1 = V_2$ , et pour un angle de transport maximum  $\delta = \frac{\pi}{2}$

$$P_{max} = \frac{V^2}{X} \quad (\text{II-11})$$

Avec,

$P_{max}$  : Puissance maximale transmissible par la ligne.

## II.2. Chute de tension dans une ligne

En considérant cette fois ci que la résistance de la ligne n'est pas négligeable, et que la tension n'est tenue qu'à l'extrémité 1, l'extrémité 2 absorbant une puissance  $\bar{S}_2 = P_2 + jQ_2$ . Le diagramme de phase de la figure II.3 donne l'expression de la chute de tension  $\Delta V$ , sans négliger l'effet résistif de la ligne, comme suit :

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = (R + jX) \cdot \bar{I} \quad (\text{II-12})$$

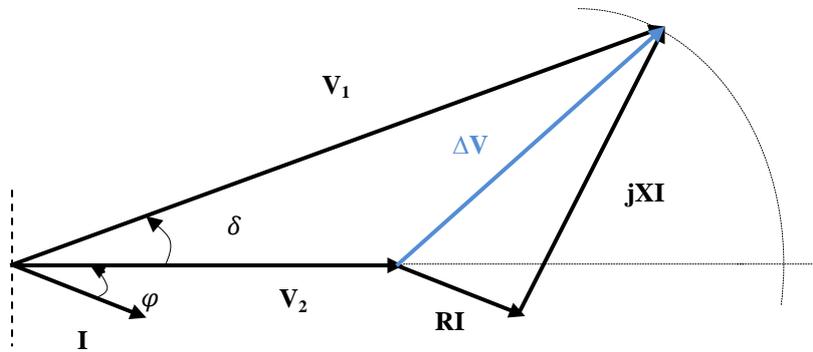


Fig. II.3: diagramme de phase de la ligne.

L'angle de transport  $\delta$  étant petit (réseau peu chargé), si  $\varphi$  désigne le déphasage du courant par rapport à la tension à l'extrémité réceptrice 2, on peut écrire, pour un réseau monophasé :

$$\Delta V \approx RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \quad (\text{II-13})$$

Ou bien,

$$\Delta V \approx RI \frac{V_2}{V_2} \cos \varphi + XI \frac{V_2}{V_2} \sin \varphi \quad (\text{II-14})$$

D'où :

$$\Delta V \approx \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} \quad (\text{II-15})$$

On montre de même que :

$$\sin \delta \approx \frac{XP_2 - RQ_2}{V_1 V_2} \quad (\text{II-16})$$

L'hypothèse du réseau peu chargé permet d'écrire :

$$V_1 \approx V_2 = V \quad (\text{II-17})$$

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{RP + XQ}{U^2} \quad (\text{II-18})$$

$$\sin \delta \approx \frac{XP - RQ}{U^2} \quad (\text{II-19})$$

Nous nous servirons dans la suite de ces deux relations (II-18) et (II-19) (pour lesquelles il conviendra de ne pas oublier les hypothèses sous-jacentes).

On peut aussi noter que si, de plus,  $R$  est très faible devant  $X$  ( $R \approx 0$ ) on peut écrire alors :

$$\Delta U = \frac{XQ}{U} \quad (\text{II-20})$$

$$\sin \delta = \frac{XP}{U^2} \quad (\text{II-21})$$

Dans ces conditions, les relations (II-20) et (II-21) illustrent le fait que :

- La chute de tension dépend principalement de la puissance réactive consommée par l'extrémité réceptrice.
- L'angle de transport  $\delta$  dépend principalement de la puissance active transmise.

### II.3. Problèmes survenant sur le réseau électrique [13]

Le transfert de puissance au travers d'un réseau électrique s'accompagne de chutes de tension entre les points de production et ceux de consommation. Dans des conditions normales de fonctionnement, ces chutes de tension sont de l'ordre de quelques pourcents de la tension nominale.

Une des préoccupations des planificateurs et des exploitants du réseau électrique est de s'assurer que les tensions aux différents jeux de barres demeurent dans les limites prescrites.

Dans certaines circonstances cependant, dans les secondes ou dans les minutes qui suivent l'apparition d'une perturbation, les tensions peuvent décroître de manière

catastrophique, à tel point que la puissance ne peut plus être acheminée correctement aux consommateurs. La catastrophe qui en résulte est l'effondrement de tension.

### II.3.1. Perturbations de la tension [12]

La qualité de la tension est liée d'une part, au maintien de la valeur de la tension et de sa fréquence entre des limites prédéfinies et d'autre part, à l'absence de perturbations.

Les perturbations pouvant affectées la tension sont :

- Des tensions trop hautes ou trop basses, des déséquilibres des tensions triphasées ;
- Des surtensions brèves, susceptibles de détériorer les appareils;
- Des variations rapides de la tension, des creux et des coupures de tension ;
- Des formes d'onde plus ou moins déformées : Flicker, harmoniques.

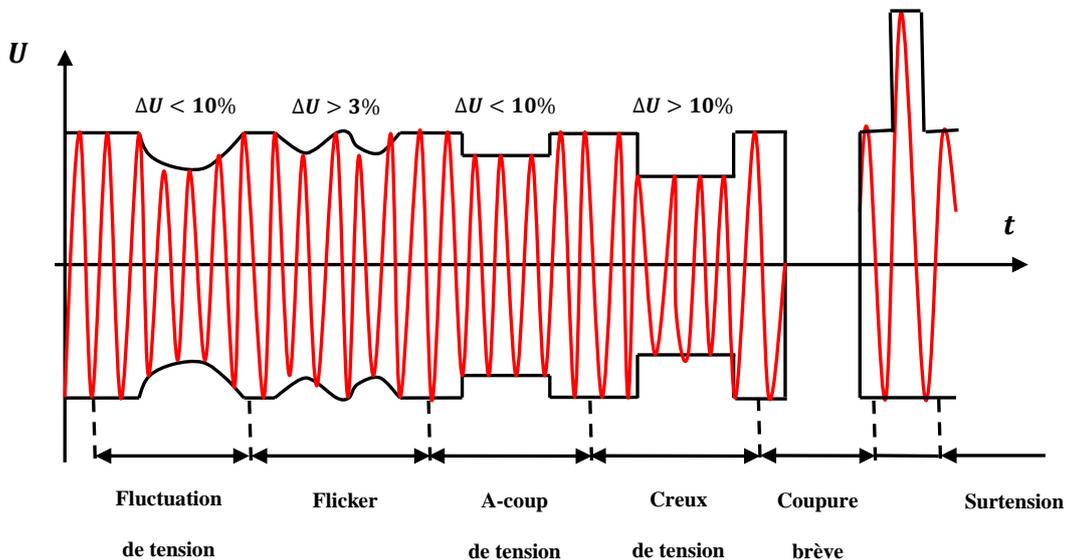


Fig. II.4 : Exemple de perturbations réseau basse tension(BT)

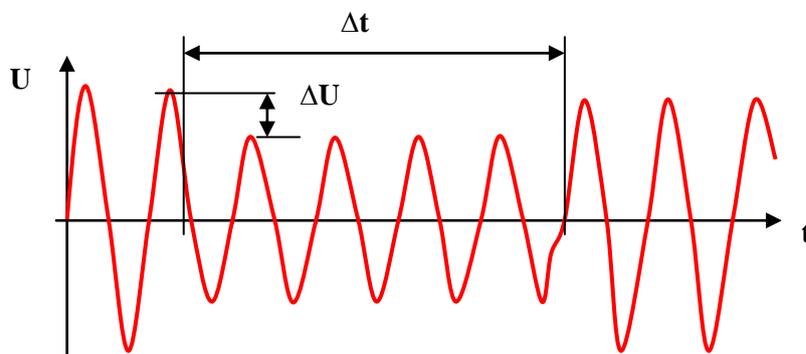
### II.3.2. Creux de tension

Diminution brutale de la tension d'alimentation à une valeur située entre 90% et 1 % de la tension déclarée, suivie du rétablissement après un court laps de temps. Leur durée peut aller de 10 ms (1/2 période du 50 Hz) à 1 minute.

Les paramètres caractéristiques d'un creux de tension sont donc de sa profondeur  $\Delta U$  et sa durée  $\Delta T$  (Figure II.5).

Les creux de tension et les coupures brèves sont principalement causés par :

- des défauts sur le réseau de transport (HT) de distribution (BT et MT) ou sur l'installation elle-même. L'isolement des défauts par les dispositifs de protections (disjoncteurs, fusibles) provoquent des coupures (brèves ou longues, conditionnée par les temporisations de fonctionnement des organes de protection).
- la commutation de charges de puissance importante (moteurs asynchrones, fours à arc, machines à souder, chaudières...) par rapport à la puissance de court-circuit.
- Les coupures longues sont le résultat de l'isolement définitif d'un défaut permanent par les dispositifs de protection ou de l'ouverture volontaire ou intempestive d'un appareil [13].



**Fig. II.5** : Exemple d'un creux de tension

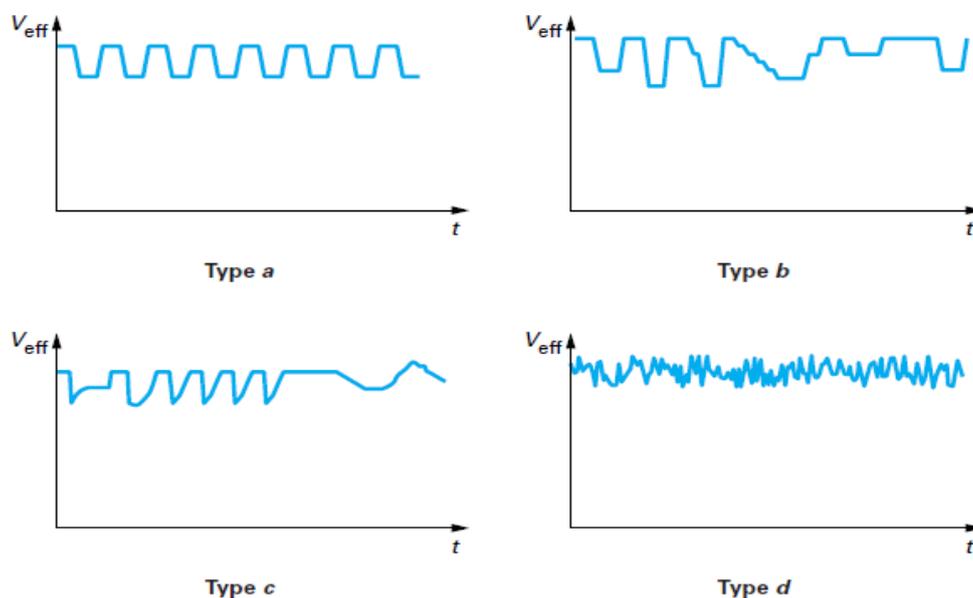
### II.3.3. Fluctuations de tension – Flicker / papillotement [15]

Dans les installations où il y a des variations rapides de puissance absorbée ou produite ou des démarrages fréquents (soudeuses, productions décentralisées, fours à arc...), on observe des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires. Le principal effet des fluctuations de tension est la fluctuation de la luminosité des lampes (papillotement ou flicker).

Les fluctuations de tension sont soit des variations cycliques de la valeur de la tension efficace, soit des séries aléatoires d'à-coups de tension. Ces fluctuations se situent dans les limites de variation normale de la tension, c'est-à-dire, dans la tolérance de  $\pm 10\%$  autour de la tension nominale.

Il y a plusieurs types de fluctuations de tension. Elles sont classées de la façon suivante dans la publication CEI 61000-3-3 (figure II.6) :

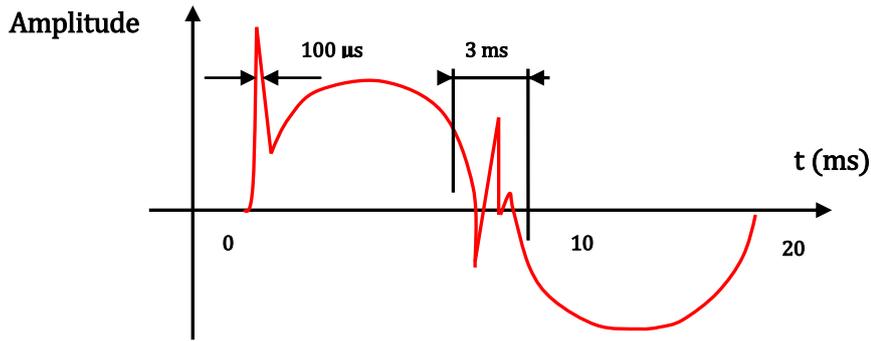
- type *a* : à-coups de tension rectangulaires et périodiques d'amplitude constante (par exemple : commutation de charges résistives, machines à souder à résistances, certains cycles de déclenchements/réenclenchements automatiques) ;
- type *b* : série d'à-coups de tension irréguliers. Leurs amplitudes peuvent être identiques ou non, aussi bien en descendant qu'en montant ;
- type *c* : variations de tension clairement séparées qui ne sont pas toutes des à-coups (par exemple : commutation de charges non résistives, démarrage des moteurs) ;
- type *d* : série de fluctuations aléatoires ou continues de tension (par exemple : charges variant cycliquement ou aléatoirement, fours à arc typiquement).



**Fig. II.6 :** Représentations pour une durée de quelques secondes des types de fluctuation de tension

#### II.3.4. Tension et / ou courant transitoire

Les surtensions transitoires illustrées sur la (figure II.7) sont des phénomènes brefs dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde. Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoires [11].

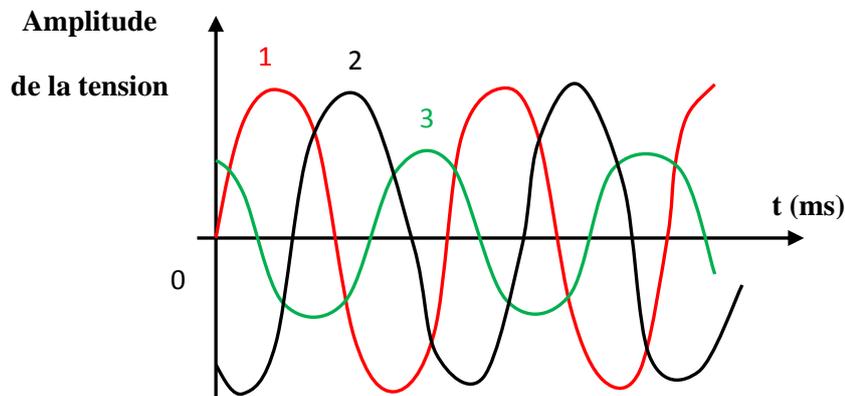


**Fig. II.7:** Exemple de cas de surtension transitoire

### II.3.5. Déséquilibre de tension

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau (figure II.8). Ceci est fréquent pour les réceptrices monophasées basses tensions de puissances différentes. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire.

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes des autres de  $120^\circ$  [11].



**Fig. II.8 :** Exemple de déséquilibre de tension

### II.3.6. Variation ou fluctuation de la fréquence [08] [11]

Elles sont très rares et caractérisent certains défauts graves dans le réseau survenant le plus souvent lors d'un dysfonctionnement sur groupe de secours (découplé du réseau).

Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle  $50 \text{ Hz} \pm 1\%$  (figure II.9).

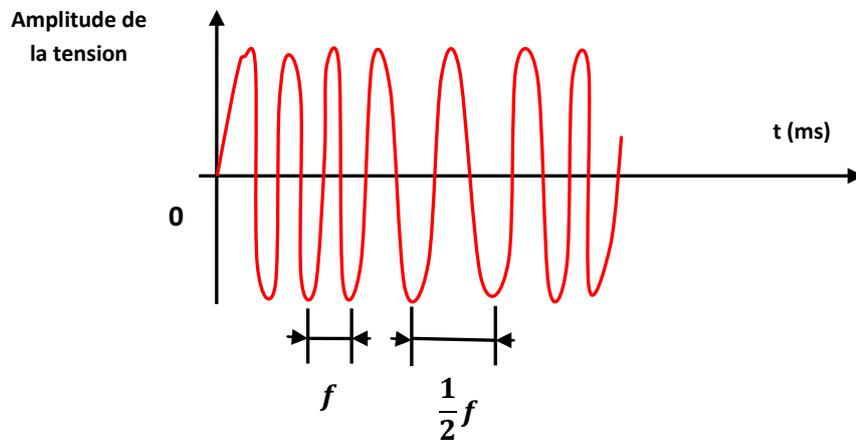


Fig. II.9 : Exemple de fluctuation de fréquence

#### II.4. Compensation d'énergie réactive et contrôle de la tension

Le bilan global de la puissance réactive produite et consommée dans l'ensemble du système électrique doit être équilibré. Toutefois, l'équilibre local n'est pas naturel. Il en résulte des transits de la puissance réactive. Or, ces transits provoquent des chutes de tension et des pertes. Il faut, donc, éviter ces transits par la production de la puissance réactive, autant que possible, à l'endroit où elle est consommée [16].

Considérant un modèle d'une ligne radiale et en connectant un compensateur de puissance réactive en parallèle avec la charge (figure. II.10.a) [06] [17].

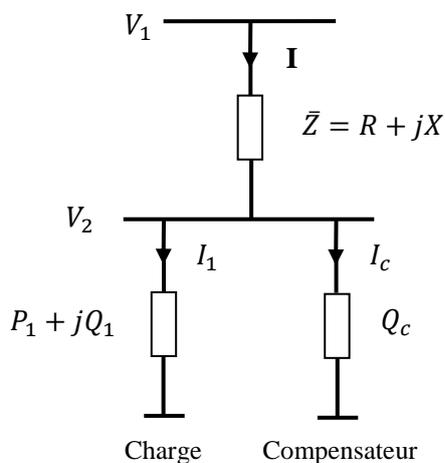


Fig. II.10.a : Modèle d'une ligne avec compensateur shunt

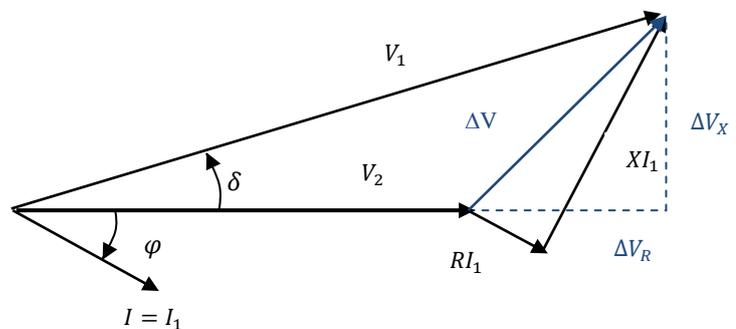


Fig. II.10.b : Diagramme de phase d'une ligne non compensée

Supposant que,  $\bar{V}_2 = V_2 + j0$  est pris comme origine des phases :

A partir du diagramme de la figure (II.10.b) l'expression de la chute de tension est donnée par :

$$\Delta\bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = \bar{Z} \cdot \bar{I}_1 \quad (\text{II-22})$$

Le courant  $\bar{I}_2$  de la charge est donné par la relation :

$$\bar{I}_1 = \frac{P_1 - jQ_1}{\bar{V}_2} \quad (\text{II-23})$$

Remplaçant (II-23) dans (II-22), on aura :

$$\Delta\bar{V} = (R + jX) * \left( \frac{P_1 - jQ_1}{\bar{V}_2} \right) \quad (\text{II-24})$$

D'où :

$$\Delta\bar{V} = \frac{RP_1 + XQ_1}{\bar{V}_2} + j \frac{XP_1 - RQ_1}{\bar{V}_2} = \Delta V_R + j\Delta V_X \quad (\text{II-25})$$

Avec,

$\Delta V_R$  et  $\Delta V_X$  : chute de tension longitudinale et transversale respectivement.

La chute de tension  $\Delta\bar{V}$  dépend de la puissance active et réactive de la charge.

En ajoutant un compensateur en parallèle à la charge, il est possible de maintenir  $|\bar{V}_2| = |\bar{V}_1|$ .

Sur la Figure (II.10.c), ceci est accompli avec un compensateur purement réactif. La puissance réactive de la charge est remplacée par la somme  $Q_T = Q_2 + Q_C$ , ( $Q_C$  la puissance réactive du compensateur) est ajustée de façon à pivoter la phase de  $\Delta\bar{V}$  jusqu'à  $|\bar{V}_2| = |\bar{V}_1|$ .

Des équations (II.22) et (II.23) on déduit :

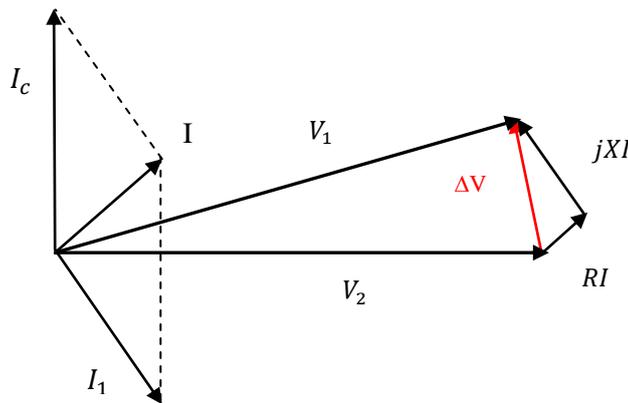
$$|V_1|^2 = \left[ V_2 + \frac{RP + XQ_T}{V_2} \right]^2 + \left[ \frac{XP - RQ_T}{V_2} \right]^2 \quad (\text{II-26})$$

Un compensateur purement réactif peut éliminer des variations de tension provoquées par des changements des puissances active et réactive de la charge.

Pourvu que la puissance réactive du compensateur  $Q_C$  puisse être commandée sans difficulté sur une plage suffisamment grande (à la fois en retard et en avance) et à un taux adéquat, le compensateur peut jouer le rôle d'un régulateur idéal de tension.

Un compensateur peut être utilisé pour la correction du facteur de puissance. Par exemple, si ce dernier est corrigé à l'unité,  $Q_T = 0$  et  $Q_C = Q_2$ , la chute de tension peut être exprimée comme suit :

$$\Delta \bar{V} = (R + jX) \frac{P_1}{V_2} \quad (\text{II.27})$$



**Fig. II.10.c** : Diagramme de phase d'une ligne compensée

Il existe sur le réseau électrique des organes de réglage de la tension répartis depuis les groupes de productions jusqu'aux consommations (figure II.11) [18]. En effet, les spécifications et les régimes de fonctionnement en tension ne sont pas les mêmes pour le réseau de transport et le réseau de distribution [02]. Ces organes sont:

- des dispositifs de compensation de l'énergie réactive.
- des dispositifs de tenue en tension capable de fournir ou d'absorber de la puissance réactive pour un contrôle local de la tension. Ces dispositifs permettent de soulager le contrôle des productions et limitent ainsi le transit de puissance réactive indésirable sur les réseaux en amont. Ces systèmes ne sont pas coordonnés, ce sont des automates dont les réactions sont calibrées en fonction de contraintes sur l'onde en tension [18].

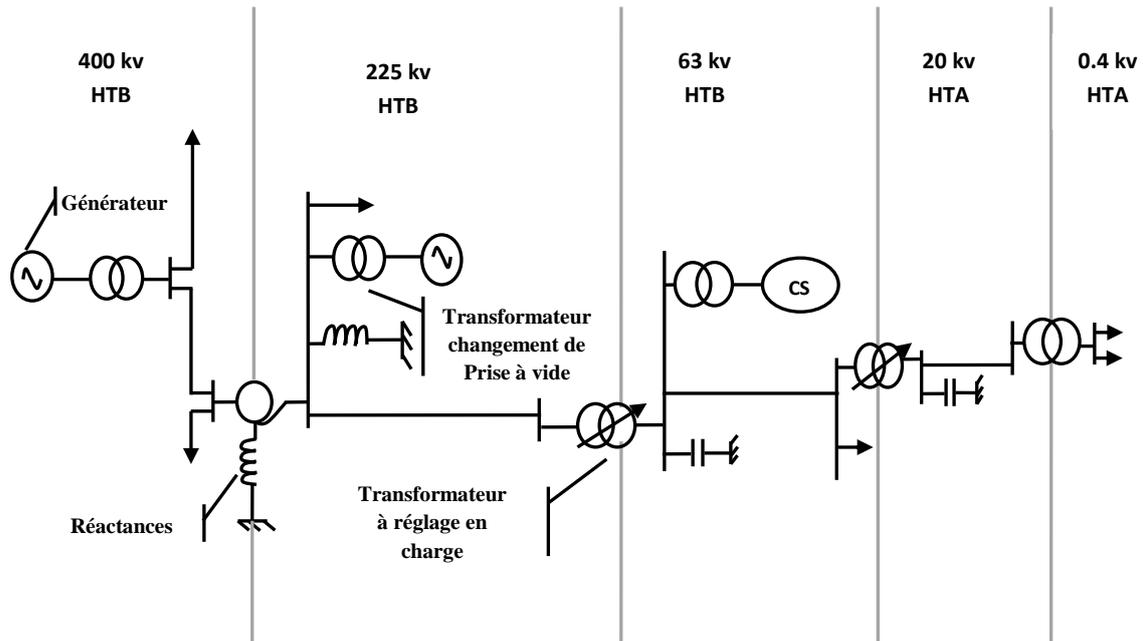


Fig. II.11 : représentation spatial sur un réseau des organes de réglage en tension

## II.5. Le réglage hiérarchisé de la tension sur les réseaux électriques

La tension est un paramètre très important pour l'exploitation d'un système électrique.

On trouve dans la littérature plusieurs études et définitions [02] [05] [18] concernant le réglage de la tension. Trois types de réglage sont effectués, à savoir :

### a. Le réglage primaire de tension (RPT)

Le réglage primaire de tension est assuré par les groupes de production équipés d'un régulateur primaire de tension. Grâce à ce régulateur les alternateurs fixent la tension à une valeur de consigne sur leur point de raccordement. Le principe est d'agir sur l'excitation d'alternateur pour garder le niveau de tension désiré. En effet, si l'alternateur est surexcité celui-ci va produire de la puissance réactive ce qui aura pour effet d'accroître la tension à son point de connexion. Inversement, dans le cas d'une sous excitation de l'alternateur celui-ci va absorber de la puissance réactive et donc faire diminuer la tension à ses bornes. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur [02].

Le réglage primaire permet donc, dans la limite des réserves primaires des groupes, de maintenir l'équilibre local entre la production et la consommation de puissance réactive et de répondre rapidement (avec une constante de temps de l'ordre de 100 ms) aux fluctuations aléatoires de la tension [05].

### **b. Le réglage secondaire de tension (RST)**

Le réglage secondaire de la tension a pour but de faire face, de manière coordonnée, à de fortes mais lentes fluctuations de la tension à l'échelle régionale, ce que le réglage primaire ne peut assurer seul. Le RST est automatisé et centralisé par régions dites zones de réglages. Ces zones de réglages doivent être indépendantes du point de vue de la tension. Cela signifie que chaque zone est en théorie insensible à toute variation de tension pouvant survenir dans une zone voisine. Il a pour objet de limiter les transits de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion et de maintenir la tension en certains nœuds représentatifs de la tension de chaque zone à sa valeur de consigne. Ces nœuds spécifiques sont appelés nœuds pilotes (il y en a un par zone de réglage).

Le principe du RST est de réguler la tension en ce point pilote du réseau en agissant sur les productions de puissance réactive des groupes participants au réglage. Les mesures de tension sont fournies au RST qui calcule de nouvelles consignes de tension pour les groupes réglant dans le but de fixer la tension au point pilote.

### **c. Le réglage tertiaire de tension (RTT)**

Le réglage tertiaire manuel, effectué par le dispatching national, consiste à réévaluer, à intervalles de quinze minutes (15 mn), les consignes de tension des nœuds pilotes de chaque zone de réglage selon des critères technico-économiques dont les principaux sont les suivants:

- Exploiter le réseau en assurant au mieux sa sûreté;
- Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels;
- Minimiser les pertes et les coûts de production;
- Utiliser au mieux la capacité des ouvrages de transport.

Il a pour but d'assurer une bonne tenue globale du plan de tension, et d'éviter des situations engendrant des surcoûts ou des risques pour le système électrique. Les consignes de tension des nœuds pilotes sont calculées par un écoulement de puissance optimal, ou en tenant compte des critères précédemment cités. Ce procédé est un système de coordination composé d'un algorithme d'optimisation de la répartition des puissances sur le réseau en fonction de l'action des « FACTS » (systèmes flexibles de transmission en courant alternatif) [19]. Ces derniers seront définis par la suite.

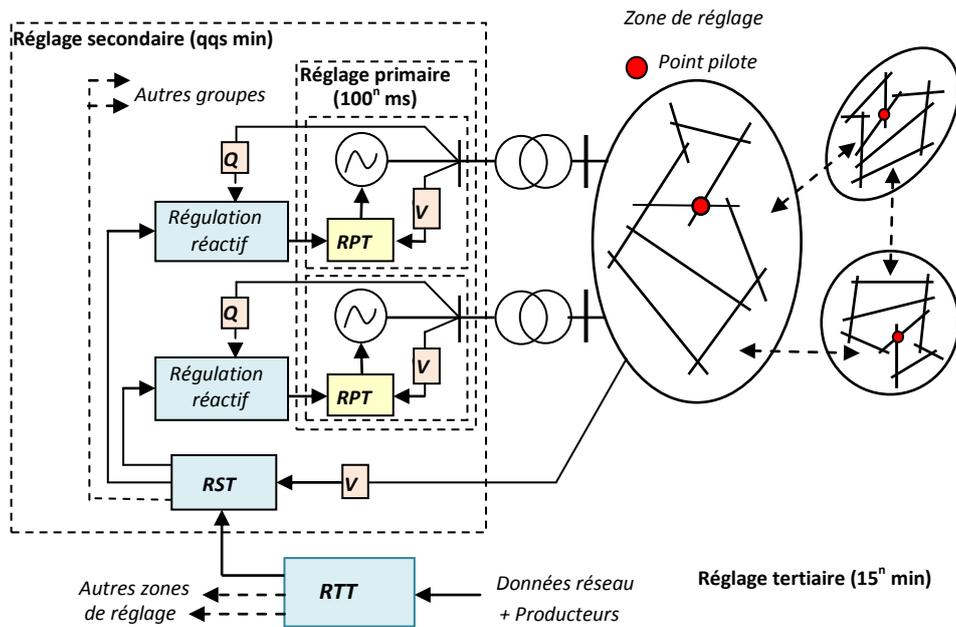


Fig. II.12 : Organisation du réglage hiérarchisé de tension

## II.6. Moyens de compensation de l'énergie réactive et de réglage de tension

Il existe plusieurs types de compensateur sur les réseaux électriques :

### II.6.1. Moyens de compensation classiques [18]

#### a. Les inductances

Les inductances sont souvent utilisées pour absorber la puissance réactive produite par de longue ligne dans le réseau de transport. Elles peuvent être raccordées en direct ou via le tertiaire de transformateurs. Leur puissance peut aller de 50 à 400 Mvar. Elles sont utilisées essentiellement pour remédier au phénomène dit FERRANTI.

#### b. Les condensateurs

Ces bancs de condensateurs peuvent atteindre quelques MVar. Ils sont utilisés pour corriger le facteur de puissance dans le cas de fortes charges inductives. Le but est de compenser la somme de puissance réactive absorbée par le réseau et par le transformateur HTB/HTA en mettant en service le bon nombre d'éléments pour une compensation optimale toutes les 10min. En règle générale, une batterie de condensateur est composée de 3 gradins, chaque gradin étant lui-même composé de 6 éléments.

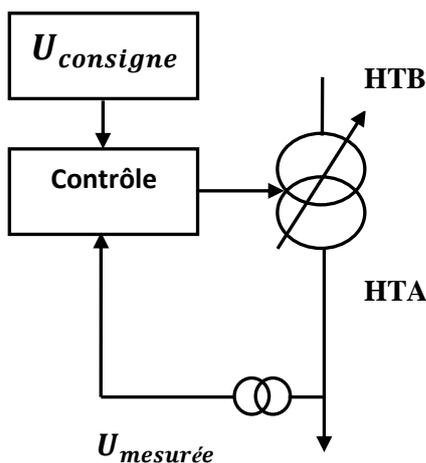
### c. Les compensateurs synchrones

Cette solution utilise des générateurs du réseau pour produire ou absorber du réactif. En effet, une machine synchrone peut être commandée de manière à préserver la tension via la puissance réactive qu'elle produit. Le principe du contrôle est le même que celui des machines soumises au réglage primaire avec un régulateur en charge du maintien de la tension.

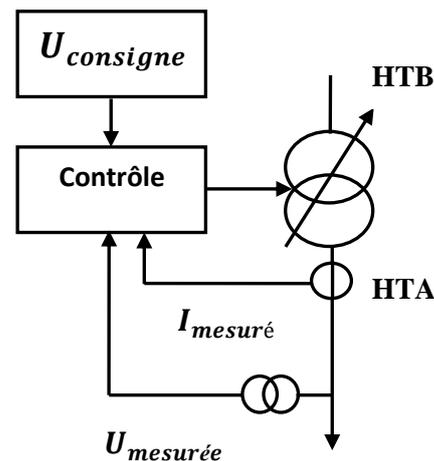
### d. Les transformateurs avec prises réglables en charge

Un régleur en charge est un transformateur capable d'adapter son rapport de transformation dans une plage définie. Ceci permet de régler, en fonction du transit de puissance et/ou de la tension mesurée, la tension du secondaire du transformateur. Un régleur en charge peut être avec ou sans compoundage (Figures II.13.a et II.13.b). Le régleur en charge sans compoundage change de prise lorsque la tension mesurée au secondaire du transformateur est supérieure ou inférieure à un écart de tension par rapport à une consigne donnée pendant un temps donné. Le régleur en charge avec compoundage effectue en plus une mesure de courant. La tension comparée aux tensions limites est une somme vectorielle de la tension au secondaire et de la chute de tension dans la résistance de compoundage.

Ceci permet d'avoir une image de la puissance transitée via le transformateur et donc de l'état de charge du réseau aval. L'introduction de cette résistance permet d'estimer la chute de tension en un point du réseau.



**Fig. II.13.a** : Régleur en phase sans compoundage



**Fig. II.13.b** : Régleur en phase avec compoundage

## II.6.2. Moyen de compensation par dispositifs FACTS

Devant les problèmes de transit de puissance, la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé, en 1988 un projet d'étude sur les systèmes FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques. Ces dispositifs à base d'électronique de puissance et d'autres dispositifs classiques nous permettent de contrôler le transit de puissance et d'accroître les capacités de transport des réseaux, voir réduire l'instabilité de tension [20].

Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant.

Depuis les premiers compensateurs, trois familles de dispositifs FACTS ont vu le jour. Elles se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments d'électronique de puissance utilisés, mais aussi par leur mode de connexion.

Selon ces critères, on peut mettre en évidence :

- Les dispositifs shunt connectés en parallèle dans les postes du réseau.
- Les dispositifs séries insérés en série avec les lignes de transport.
- Les dispositifs série-parallèle qui combinent simultanément les deux couplages.

### a. Dispositifs FACTS Shunt / parallèles [16] [19]

Le système est à base d'éléments passifs commutés. Il pourra régler la tension au nœud de raccordement en modifiant les échanges de puissances réactives par une injection en parallèle (Figure. II.14) d'une énergie de type inductive ou capacitive. Si le système est basé sur l'onduleur de tension, en plus de la fonctionnalité précédente il peut réaliser du filtrage actif d'harmoniques de courant.

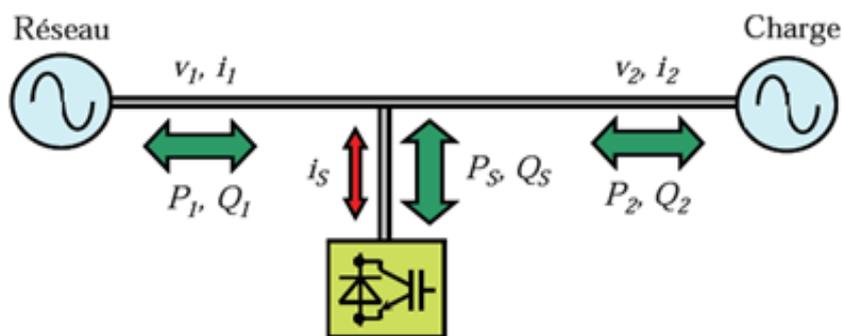
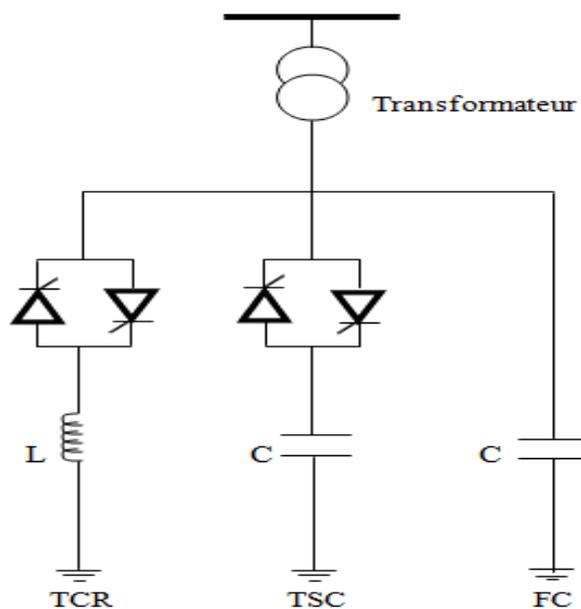


Fig. II.14 : schéma de raccordements parallèles (shunts)

Parmi les dispositifs shunt on peut citer :

**i. Compensateur statique de puissance réactive SVC [16]**

Compensateur Statique de Puissance Réactive (acronyme anglais de Static Var Compensator SVC) est un équipement de compensation parallèle à base d'électronique de puissance (Thyristor) permettant d'injecter ou d'absorber de la puissance réactive dans le réseau et capable de réagir en quelques cycles aux modifications du réseau. Il permet entre autres la connexion de charges éloignées des centres de production et la diminution des effets des défauts ou des fluctuations de charges. Un SVC est généralement constitué d'un ou plusieurs batteries de condensateurs fixes (FC) commutables soit par disjoncteur, ou bien par thyristors (Thyristor Switched Capacitor TSC) (Fig. II.15) et d'un banc de réactances contrôlable (Thyristor controlled Reactor TCR) et par des réactances commutables (Thyristor Switched Reactor TSR), et d'autre part on trouve des filtres d'harmoniques.



**Fig. II.15** : configuration la plus avancée du SVC

➤ **Réactance équivalente d'un SVC**

Comme le SVC est composé principalement d'un TCR en parallèle avec un TSC, sa réactance est une fonction de l'angle d'amorçage  $\alpha$ .

$$X_{SVC}(\alpha) = \frac{\pi X_L}{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha - \pi \frac{X_L}{X_C}} \quad (\text{II-28})$$

## ii. Compensateur statique synchrone STATCOM

C'est en 1990 que le premier STATCOM (Static Compensator) a été conçu, c'est un convertisseur de tension à base de GTO ou de IGBT alimenté par des batteries de condensateur, l'ensemble est connecté parallèlement au réseau à travers un transformateur de couplage (Figure. II.16). Ce dispositif est l'analogue d'un compensateur synchrone (machine); et comme c'est un dispositif électronique (convertisseur de tension triphasé), il n'a pas d'inertie mécanique, présentant alors de meilleures caractéristiques telle que sa dynamique rapide, son faible coût d'installation et de sa maintenance devant les compensateurs synchrones.

Il est principalement utilisé pour la compensation dynamique des réseaux, afin de faciliter la tenue en tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance [16].

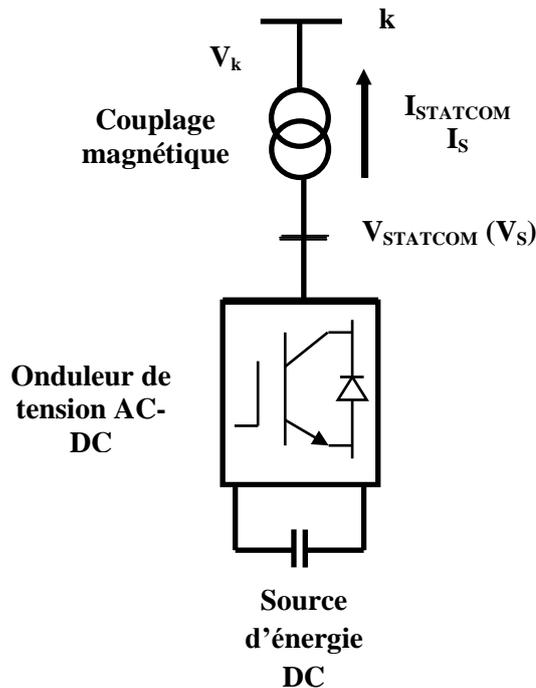


Fig. II.16: circuit de puissance d'un STATCOM

Le STATCOM permet le même contrôle qu'un SVC mais avec plus de robustesse, ce dispositif est capable de délivrer la puissance réactive même si la tension du jeu de barre est très faible, d'après sa caractéristique on constate que le courant maximal du

STATCOM est indépendant de la tension du nœud. L'amplitude de sa tension peut être contrôlée afin d'ajuster la quantité d'énergie réactive à échanger avec le réseau. [17].

Le STATCOM présente plusieurs avantages à savoir :

- ❖ L'étendue de la plage de fonctionnement est plus large qu'un SVC classique.
- ❖ Les performances dynamiques sont plus élevées qu'avec un SVC classique.
- ❖ Bonne réponse à faible tension: le STATCOM est capable de fournir son courant nominal même lorsque la tension est presque nulle.
- ❖ Il ne présente pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau.
- ❖ Un contrôle optimal de la tension, les phases sont contrôlées séparément pendant les perturbations du système.
- ❖ Une flexibilité opérationnelle maximale est obtenue par la disponibilité de cabines localisables.
- ❖ Un design modulaire du convertisseur permet une adaptation pour une grande plage de puissance.

### iii. Principe de Fonctionnement [17]

Le STATCOM est un générateur synchrone statique qui génère une tension alternative triphasé synchrone avec la tension du réseau à partir d'une source de tension continue.

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur  $V_s$ , laquelle est en phase avec la tension du réseau  $V_k$ . Le fonctionnement peut être décrit de la façon suivante :

- ✓ Si la tension  $V_k > V_s$ , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de  $-\frac{\pi}{2}$  par rapport à la tension  $V_k$  ce qui donne un courant inductif (figure II.17.a).

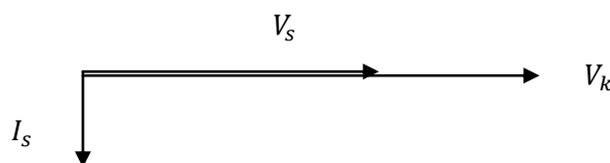


Fig. II.17.a : Courant inductif

- ✓ Si la tension  $V_k < V_s$ , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de  $+\frac{\pi}{2}$  par rapport à la tension  $V_k$  ce qui donne un courant capacitif (figure II.17.b).

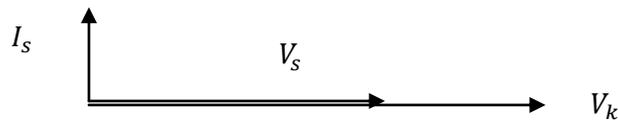


Fig. II.17.b : Courant capacitif

Si la tension  $V_k = V_s$ , le courant circulant dans l'inductance est nul par conséquent il n'y a pas d'échange d'énergie.

### b. Dispositifs FACTS séries

Si le système est à base d'éléments passifs commutés, son action principale sera la modification de l'impédance des lignes en l'insérant en série avec la ligne (Fig. II.18). Ainsi sur des lignes fortement inductives, une compensation de la chute de tension peut être réalisée par un fonctionnement capacitif. C'est ce que réalise la compensation série (Series Capacitor System) par l'adjonction en série avec la ligne d'un banc de condensateur d'impédance  $X_C$ .

Artificiellement, l'impédance de la ligne est modifiée. Avec un système basé sur un onduleur, en plus de la fonction évoquée précédemment, la tension injectée en série dans la ligne pourra immuniser la charge des perturbations de type harmonique de tension, flicker ou creux de tension. Ce fonctionnement est alors appelé Dynamic Voltage Restorer (DVR) [17]. Plus la compensation sera importante et plus le stockage de l'énergie dans la partie continue du convertisseur devra être grand. Dans certains cas, si l'on souhaite pouvoir injecter de la puissance active, l'utilisation d'un système d'alimentation auxiliaire au niveau de la tension du bus continu devra être envisagée.

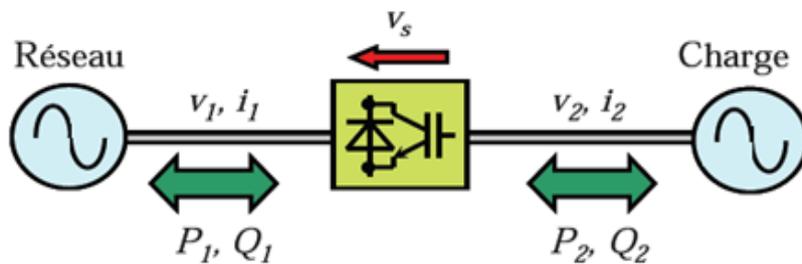
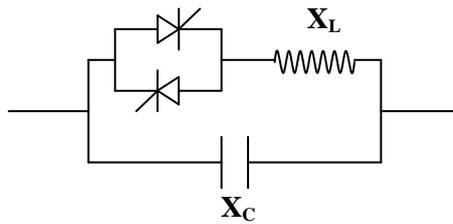


Fig. II.18 : schéma de raccordement série

On distingue Parmi les dispositifs série :

✓ **TCSC (Thyristor Controlled Serie Capacitor) [16]**

Le TCSC est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, tout en parallèle avec un condensateur (Figure. II.19). Si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique et en pleine conduction, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance.



**Fig. II.19:** Schéma de principe d'un TCSC

➤ **Réactance équivalente d'un TCSC**

Le TCSC présente les mêmes modes de fonctionnement que le SVC, à savoir si les thyristors sont commandés en phase (angle), il présente une réactance variable en fonction de l'angle  $\alpha$  sous forme :

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{\pi \cdot X_L}{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha - \pi \frac{X_L}{X_C}} \quad (\text{II.29})$$

✓ **SSSC (Static Synchronous Series Compensator) [16]**

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur (Figure. II.20). Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne. Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduite dans la ligne.

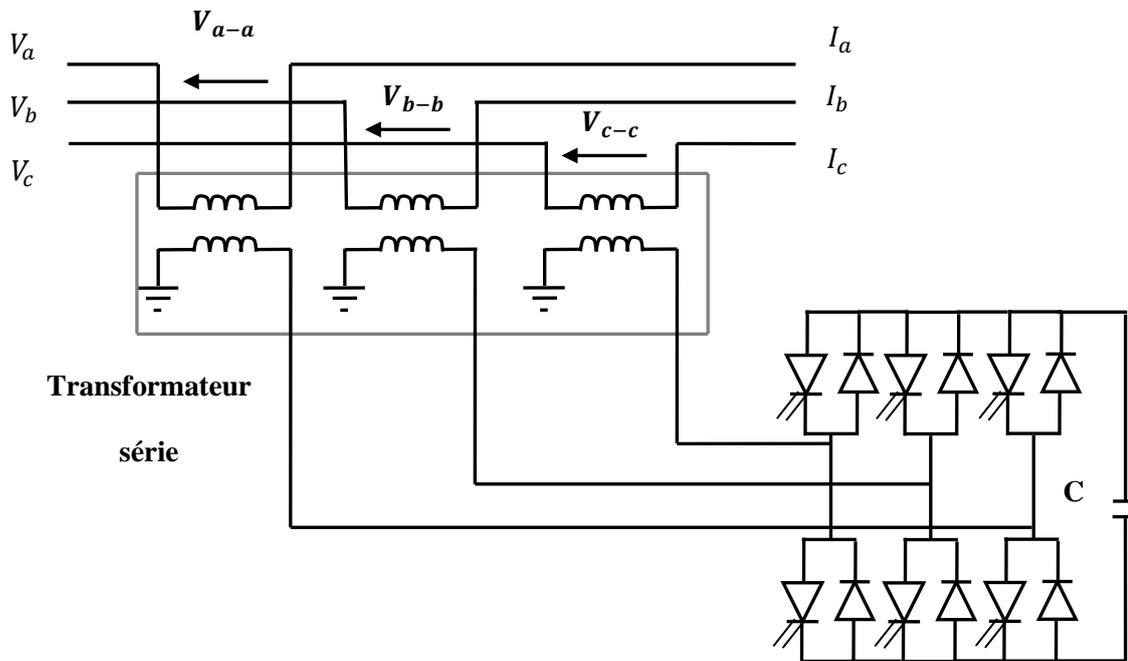


Fig. II.20: Schéma de base d'un SSSC

**c. Dispositifs FACTS combinés série-parallelè [21]**

Ce système est une association de deux systèmes généralement de même nature, à base d'éléments passifs commutés ou sur la base de l'onduleur, l'un raccordé en série et l'autre en parallèle. Les fonctionnalités de ce système sont une combinaison de celle des deux systèmes précédents. Sa conception permet de prélever de la puissance active sur le réseau généralement par la partie shunt et de contrôler les paramètres de sortie à l'aide de la partie série.

Les dispositifs FACTS présentés précédemment permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et déphasage). Par une combinaison des deux types de dispositifs (shunt et série), il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables précitées.

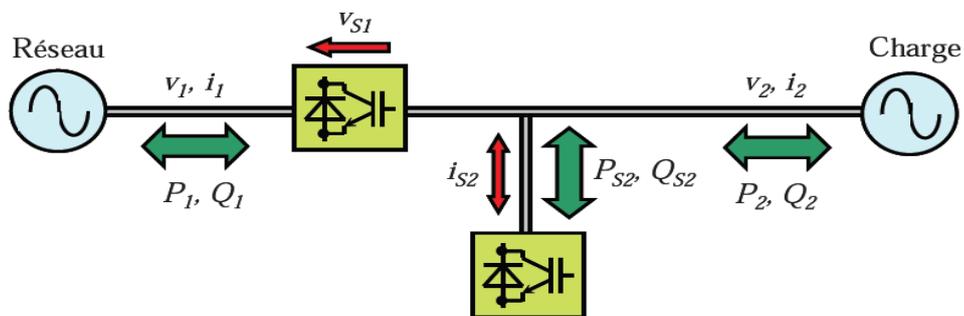
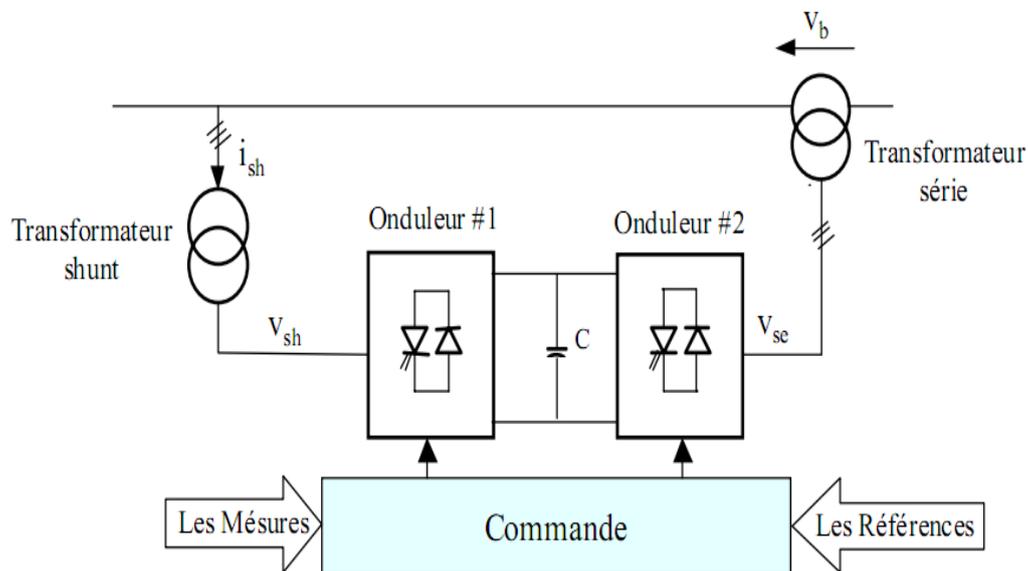


Fig. II.21 : Schéma de raccordement série-shunt

Parmi ces types de compensateurs on peut citer :

✓ **Contrôleur de transit de puissance unifié UPFC**

Le contrôleur de transit de puissance unifié UPFC (Unified Power Flow Controller) est formé de deux convertisseurs de tension reliés par une liaison à courant continu formée par un condensateur. Il s'agit en fait de la combinaison d'un STATCOM et d'un SSSC (Figure .II.22). Le principe de l'UPFC consiste à dériver une partie du courant circulant dans la ligne pour le réinjecter avec une phase appropriée. Le convertisseur connecté en parallèle, a pour fonction de prélever la puissance active et de la délivrer au convertisseur série. Ce dernier génère une tension contrôlée en amplitude et en phase, qui est insérée dans la ligne.



**Fig. II.22:** Schéma de base d'un UPFC

✓ **Contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC**

Le contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC (Interline Power Flow Controller) est utilisé dans le cas d'un système de lignes multiples reliées à un même poste. L'IPFC est formé de plusieurs SSSC, chacun d'eux fournissant une compensation série à une ligne différente. Du côté continu, tous les convertisseurs sont reliés entre eux via des disjoncteurs. L'IPFC permet de transférer de la puissance active entre les lignes compensées pour égaliser les transits de puissances active et réactive sur les lignes ou pour décharger une ligne surchargée vers une autre moins chargée.

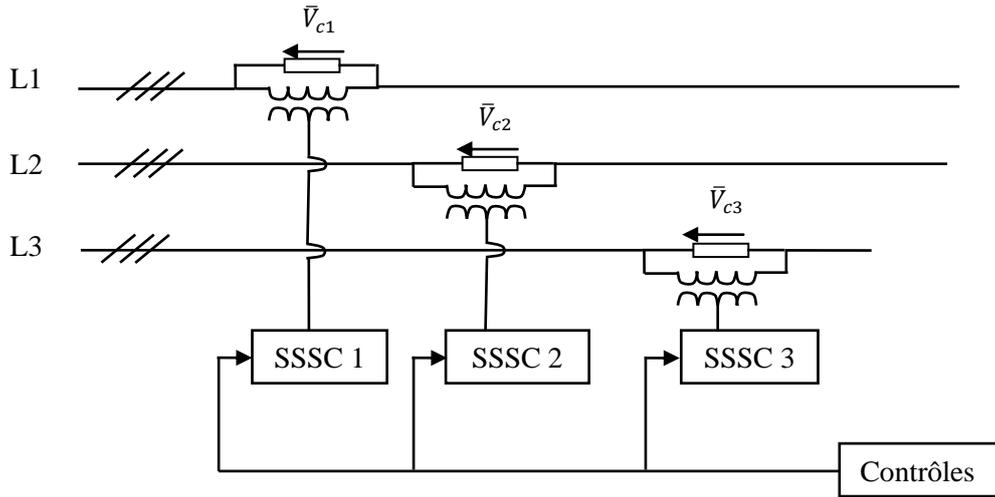


Fig. II.23 : Schéma de base d'un IPFC

### II.6.3. Equation d'écoulement de puissance du dispositif STATCOM

La figure (II.24), montre le schéma équivalent du STATCOM connecté à un nœud  $k$  qui est représenté comme un nœud  $(P, V)$ , qui peut se changer à un nœud  $(P, Q)$  dans le cas où les limites sont violées. Dans de tel cas, la puissance réactive fournie ou absorbée va correspondre à la limite violée. Contrairement au SVC, le STATCOM est représenté comme une source de tension pour une gamme entière de fonctionnement, permettant un mécanisme de support de tension plus robuste [06].

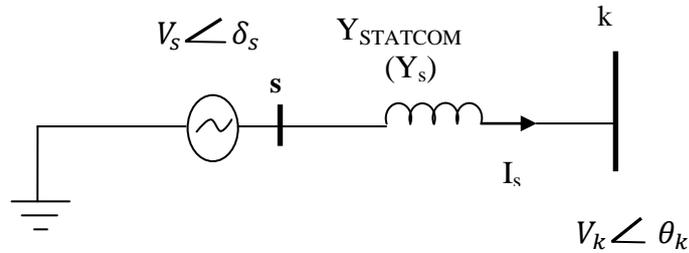


Fig. II.24 : Circuit électrique équivalent.

Supposant :

$$\bar{V}_s = V_s (\cos \delta_s + j \sin \delta_s) \quad (\text{II-30})$$

On a :

$$\bar{S}_s = \bar{V}_s \cdot \bar{I}_s^* = \bar{V}_s \cdot \bar{Y}_s^* \cdot (\bar{V}_s^* - \bar{V}_k^*) \quad (\text{II-31})$$

L'admittance équivalente du STATCOM est :

$$\bar{Y}_s = G_s + jB_s \quad (\text{II-32})$$

Avec,

$G_s$  et  $B_s$  : conductance et susceptance du STATCOM ;

Après le développement de l'équation (II-31), on obtient les équations des puissances actives et réactives au nœud (S) comme suit :

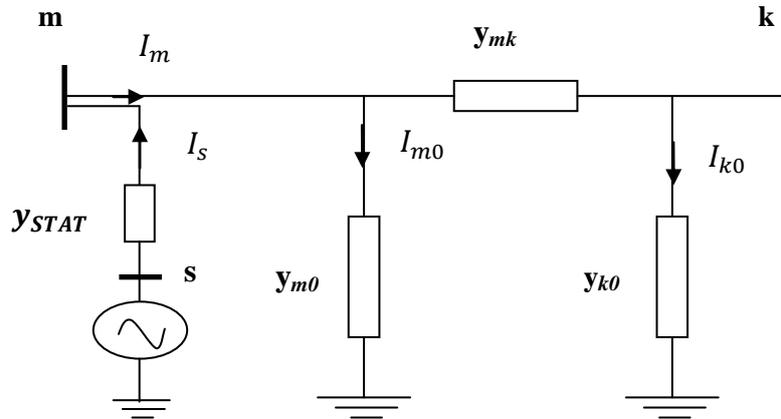
$$\begin{cases} P_s = V_s^2 G_s + V_s V_k [G_s \cos(\delta_s - \theta_k) + B_s \sin(\delta_s - \theta_k)] \\ Q_s = -V_s^2 B_s + V_s V_k [G_s \sin(\delta_s - \theta_k) - B_s \cos(\delta_s - \theta_k)] \end{cases} \quad (\text{II-33})$$

D'une manière similaire pour le nœud (k), on aura :

$$\begin{cases} P_k = V_k^2 G_s + V_k V_s [G_s \cos(\theta_k - \delta_s) + B_s \sin(\theta_k - \delta_s)] \\ Q_k = -V_k^2 B_s + V_k V_s [G_s \sin(\theta_k - \delta_s) - B_s \cos(\theta_k - \delta_s)] \end{cases} \quad (\text{II-34})$$

### a. Modification de la matrice admittance en présence du STATCOM

#### ➤ STATCOM placé à un accès



**Fig. II.25** : Insertion du STATCOM à l'extrémité de la ligne

Avant l'insertion du STATCOM, la matrice admittance de la ligne (m, k) est :

$$Y_{ligne} = \begin{bmatrix} y_{m0} + y_{mk} & -y_{mk} \\ -y_{km} & y_{mk} + y_{k0} \end{bmatrix} \quad (\text{II-35})$$

On pose :

$$y_{STAT} = y_{ms} = y_{sm} \quad (\text{II-36})$$

Après l'insertion du STATCOM à l'accès (m) de la ligne, la nouvelle matrice admittance devienne :

$$Y_{\text{ligne}}^{\text{nouvelle}} = \begin{bmatrix} y_{m0} + y_{ms} + y_{mk} & -y_{mk} & -y_{ms} \\ -y_{km} & y_{km} + y_{k0} & 0 \\ -y_{sm} & 0 & y_{sm} \end{bmatrix} \quad (\text{II-37})$$

### b. Modification de la matrice Jacobienne

Le STATCOM est introduit comme une variable d'état dans le calcul de l'écoulement de puissance. Il est représenté, comme cité au-dessus, par un nœud générateur ou charge lorsque les limites sont violées, ce qui se répercute sur la matrice Jacobienne où on voit un nouveau système d'équation qui apparait avec les variables d'état du STATCOM. Dans le cas où les limites sont violées, la puissance réactive fournie ou absorbée va correspondre à la limite violée. C'est -à-dire, trouver la puissance réactive nécessaire pour compenser une chute de tension ou pour diminuer une surtension dans le but d'obtenir une tension stable

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \Delta P_s \\ \Delta Q_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_s} & \frac{\partial P_k}{\partial V_s} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_s} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_s} \\ \frac{\partial P_s}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_s}{\partial V_k} & \frac{\partial P_s}{\partial \delta_s} & \frac{\partial P_s}{\partial V_s} \\ \frac{\partial Q_s}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_s}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_s}{\partial \delta_s} & \frac{\partial Q_s}{\partial V_s} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \\ \Delta \delta_s \\ \Delta V_s \end{bmatrix} \quad (\text{II-38})$$

## **Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons fait une description du transit de puissance dans une ligne électrique, des chutes de tension qu'elle engendre et développer les équations nécessaires qui permettent de les évaluer. nous avons établi aussi, une brève présentation des problèmes survenant dans les réseaux électriques sur le plan de tension. Une étude des méthodes et moyens de compensation d'énergie réactive et de régulation de la tension a été faite.

Comme on a pu le constater, le transit de puissance dans les lignes électriques est fonction de variables telles que le module de tension aux deux extrémités de chaque ligne, de l'angle de transport et des caractéristiques physiques de la ligne.

On retient que :

- la chute de tension dans les lignes électrique est due à la puissance réactive consommée à la charge.
  
- La surveillance de la tension est un atout qui permet d'assurer la stabilité du réseau.
  
- Les moyens de productions sont essentiels pour le maintien de tension dans les plages normatives, ils permettent d'assurer en partie le réglage de ces deux grandeurs.
  
- Les dispositifs d'électronique de puissance offrent une possibilité de réglage de tension plus flexible que les modèles classique de compensation d'énergie électrique, alors, il en résulte des domaines plus vastes d'application des systèmes d'électronique de puissance dans le réseau électrique.

Le prochain chapitre présentera les productions décentralisées et mettra en évidence l'impact de ces dernières sur le fonctionnement du réseau électrique.

## Chapitre III : Les productions décentralisées

### Introduction

Les réseaux de distribution électrique n'ont cessé d'évoluer, tant du point de vue des techniques utilisées que de celui de l'exploitation et des protections. La phase d'évolution de ces dernières années, compte parmi les plus radicales puisqu'elle introduit la production décentralisée d'énergie électrique au sein même des réseaux de distribution en aval des postes sources. Cela n'est pas sans conséquences sur la sécurité et l'exploitation des réseaux, ainsi que sur la qualité de l'onde de tension délivrée aux clients.

Cette évolution, que l'on s'attend à voir s'accélérer au cours des prochaines décennies, conduit à repenser les principes de fonctionnement, voire la structure même des réseaux de distribution afin de préparer l'insertion prochaine de production décentralisée avec des taux de pénétration très importants [05].

Les Productions Décentralisées se distinguent des unités de production centralisées par le fait qu'elles sont le plus souvent raccordées au réseau de distribution, et par leur "petite taille", bien qu'il n'y ait à l'heure actuelle pas de limite clairement définie entre les catégories centralisées et décentralisée. Cependant, la norme IEEE 1547 [22] sur l'interconnexion des ressources dispersées au réseau électrique ne s'applique qu'aux sources d'une puissance inférieure à 10 MVA.

Dans ce chapitre on va donner une idée sur ces unités de production dites décentralisées (PD) et brosse une liste des principaux moyens et technologies de production d'électricité à base d'énergies renouvelables. La production éolienne qui est l'élément de notre étude est présentée et spécifiée ainsi que les avantages et les inconvénients d'une telle énergie mais aussi, les conditions et contraintes de son raccordement avec le réseau public de distribution.

De nombreux types de PD existent qui utilisent des technologies matures ou en phase de développement. Les énergies primaires utilisées sont également très variées, d'origine

renouvelable ou fossile. Un panel des principales technologies mises en œuvre est proposé ci-dessous.

### **III.1. Les moyens de productions d'énergie renouvelables [02] [23]**

Il existe plusieurs technologies de productions d'énergies électriques raccordées au réseau de distribution. Celles-ci diffèrent cependant de par leur puissance ou encore de par le type de carburant qu'elles utilisent comme le gaz naturel, l'hydrogène, le diesel ou encore des énergies dites renouvelables comme le soleil et le vent.

Ces technologies de productions se différencient également par leur méthode de raccordement au réseau. D'une part, il y a les productions décentralisées électriques PDE utilisant un générateur synchrone ou asynchrone directement connecté au réseau, d'autre part celles utilisant un interfaçage d'électronique de puissance, comme dans le cas des piles à combustibles ou des panneaux solaires.

#### **a. Les piles à combustibles**

La pile à combustible (PAC) est un système de production permettant de convertir de l'énergie chimique en énergie électrique. Aucune masse tournante n'est présente dans ce système. En effet, l'énergie est produite grâce à une réaction électrochimique comme dans le cas d'une pile classique. Cependant une PAC, comme son nom l'indique, nécessite l'apport d'un combustible pour fonctionner, l'hydrogène. Elle réalise donc une oxydation entre son carburant l'hydrogène et son comburant l'oxygène.

#### **b. Les centrales hydrauliques**

Les centrales hydrauliques fonctionnent grâce à l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. Celle-ci est transformée en énergie électrique par un alternateur qui entraîne une turbine grâce à la force de l'eau qui est due soit à la hauteur de chute dans le cas de centrales alimentées par une conduite forcée, soit au débit dans le cas de centrales au fil d'eau. L'énergie hydraulique est de loin l'énergie renouvelable la plus répandue puisqu'elle est également utilisée dans la production centralisée.

#### **c. Les panneaux solaires**

Les photons présents dans le rayonnement solaire transportent l'énergie de celui-ci. Le principe d'une cellule photovoltaïque est donc de convertir cette énergie à travers un matériau semi-conducteur en énergie électrique. Ainsi, les propriétés diélectriques du semi-conducteur, généralement du silicium, font que l'énergie solaire est captée entraînant la mise en mouvement

d'électrons dans le matériau. La quantité de puissance produite par des panneaux solaires dépend donc des variations de l'ensoleillement ; cette production est donc intermittente et ne permet pas de fournir une puissance constante sans utiliser d'organe de stockage. Les panneaux solaires sont de plus en plus utilisés dans le cadre d'utilisations résidentielles.

#### **d. La géothermie**

Les centrales géothermiques utilisent la chaleur de nappes d'eau souterraines qui peuvent atteindre 350 °C dans les zones les plus favorables. Cette eau chaude est pompée vers la surface pour passer dans des échangeurs. La vapeur produite est turbinée dans une installation thermique classique.

#### **e. Biomasse et déchets**

Certaines centrales thermiques à flamme utilisent comme source primaire des combustibles issus de la biomasse (bois, biogaz, paille, déchets organiques, etc.) ou de déchets industriels et domestiques.

#### **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 sa disponibilité considérable, reste anecdotique car elle nécessite la construction de barrages qui modifient les sites côtiers en causant un ensablement ou un envasement du site.

#### **g. Hydrolienne**

Les centrales hydroliennes utilisent l'énergie cinétique de la houle dont l'énergie provient du vent. De nombreuses solutions techniques ont été imaginées, mais l'hostilité du milieu sous-marin compromet sérieusement leur développement à l'heure actuelle.

#### **h. Les éoliennes**

Les aérogénérateurs, ou éoliennes, tirent leur énergie du vent qui est transmise par le rotor et le multiplicateur de vitesse à une génératrice. Cette source d'énergie, qui commence à atteindre sa maturité technologique, est de plus en plus répandue grâce à son fort attrait écologique. Elle est passée devant la production géothermique au niveau mondial en 2000.

Après ce bref bilan des ressources énergétiques exploitables, on va s'intéresser aux systèmes de production existants, en particulier relatifs aux sources éoliennes.

## III.2. Energie éolienne

Les éoliennes sont une solution adoptée et actuellement développée notamment pour répondre aux objectifs de Kyoto afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre. La puissance délivrée par une éolienne est de l'ordre du mégawatt. Il est d'usage d'exploiter cette énergie en mutualisant plusieurs éoliennes voisines, « ferme » éolienne ou de « parc » éolien afin d'avoir une puissance considérable. Un parc éolien peut fournir une puissance de quelques mégawatts.

### III.2.1. Avantages et inconvénients des éoliennes [06]

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable qui peut être jugée idéale parce que

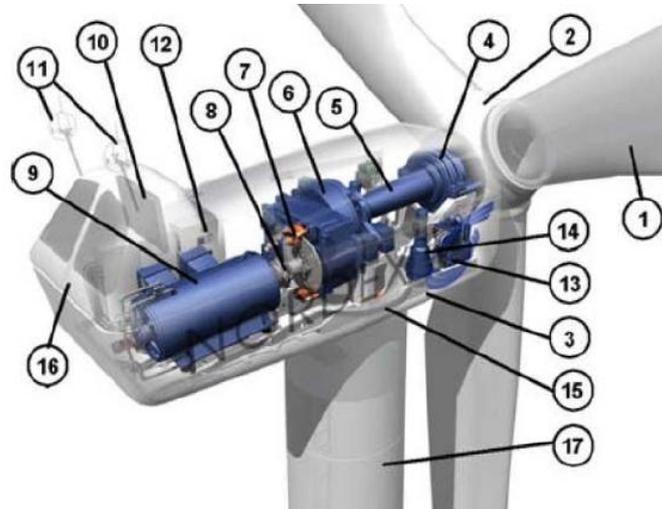
- Il s'agit d'une forme d'énergie indéfiniment durable et propre, elle ne nécessite aucun carburant;
- Elle ne produit pas de déchets toxiques ou radioactifs. Une éolienne est en grande partie recyclable, entièrement démontable et pourra être très facilement remplacée;
- Lorsque de grands parcs d'éoliennes sont installés sur des terres agricoles, seulement 2 % du sol environ est requis pour les éoliennes. Les propriétaires fonciers reçoivent souvent un paiement pour l'utilisation de leur terrain;
- L'énergie éolienne se révèle une excellente ressource d'appoint d'autres énergies, notamment durant les pics de consommation, en hiver par exemple.

Mais, selon ses détracteurs, plusieurs inconvénients viennent noircir ce tableau presque idyllique :

- Les riverains craignent généralement une dégradation de l'aspect visuel des sites concernés ;
- Les riverains déplorent le bruit des éoliennes, et craignent un impact sur l'écosystème induit par ce bruit associé aux interférences électromagnétiques induites par leurs générateurs ;
- Les éoliennes peuvent constituer pour la migration des oiseaux un obstacle mortel. En effet, les pales en rotation sont difficilement visibles par mauvais temps ;
- Les éoliennes menacent la sécurité des riverains : chute, bris de pales, blocs de glaces, incendie.

### III.2.2. Constitution d'une éolienne [24]

Une éolienne est composée de plusieurs éléments présentés sur la Figure III.1



**Fig. III.1** : Exemple de système éolien

Un mat, ou tour (17), supporte la nacelle (3) et la turbine (2). Il est important qu'il soit haut du fait de l'augmentation de la vitesse du vent avec la hauteur et aussi du diamètre des pales (1). Il est tubulaire et contient une échelle voire un ascenseur. Le capot (16) avec une armature métallique, accueille la génératrice (9) et son système de refroidissement (10), le multiplicateur de vitesse (6), quand il existe, comporte un arbre lent (5) et une cardan (4) supportant la turbine (2) et un arbre à grande vitesse d'accouplement (8) (1000 à 2000 tours/min). Il est équipé d'un frein mécanique à disque (7), auquel est accouplé le générateur (9). Le multiplicateur de vitesse peut être pourvu d'un système de refroidissement (13) à huile. La turbine (2) possède trois pales (1) qui permettent de capter l'énergie du vent et de la transférer à l'arbre lent. Un système électromécanique (15) permet généralement d'orienter les pales et de contrôler ainsi le couple de la turbine et de réguler sa vitesse de rotation. Les pales fournissent également un frein aérodynamique par « mise en drapeau » ou seulement par rotation de leurs extrémités. Un mécanisme utilisant des servomoteurs électriques (14) permet d'orienter la nacelle face au vent. Un anémomètre et une girouette (11) située sur le toit de la nacelle fournissent les données nécessaires au système de contrôle pour orienter l'éolienne et la déclencher ou l'arrêter selon la vitesse du vent.

### III.2.3. Principe de la production d'énergie électrique par les aérogénérateurs

Une éolienne convertit l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Pour se faire, l'énergie du vent est captée par les pales qui transforment l'énergie cinétique en couple mécanique que la génératrice convertit ensuite en électricité.

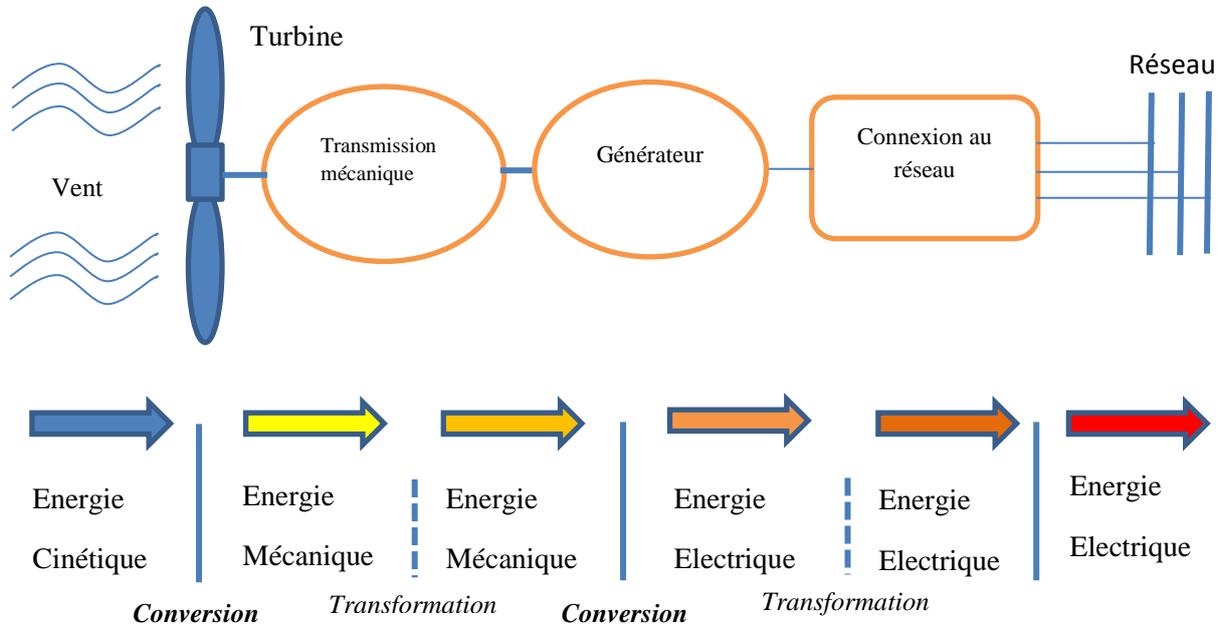
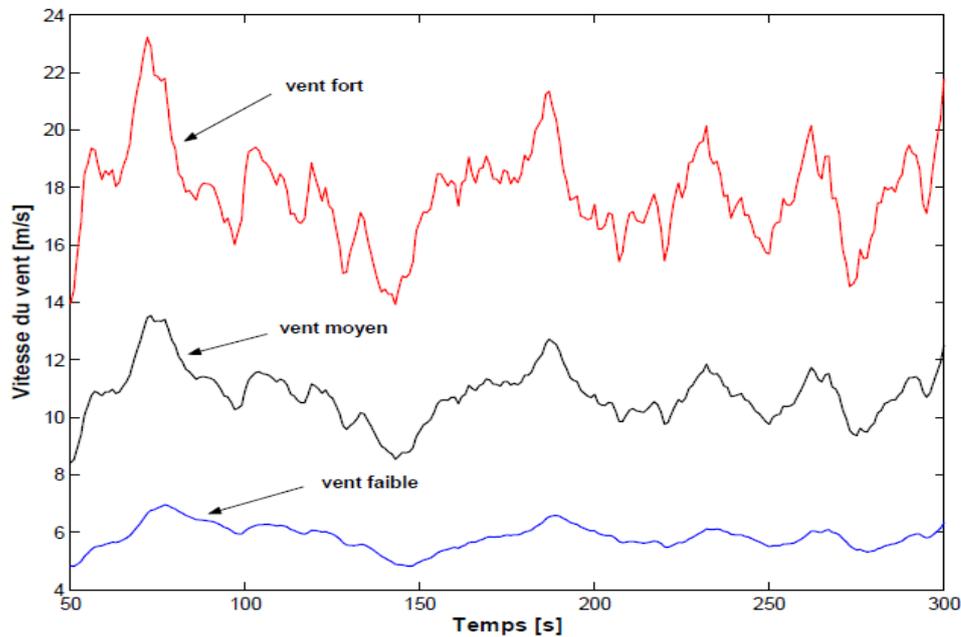


Fig. III.2 : Principe de la conversion d'énergie [24]

### III.2.4. Modélisation des éoliennes

Plus de 80% des éoliennes actuelles comportent trois pales et sont à axe horizontal, elles présentent un meilleur rendement énergétique et engendrent moins de perturbation que les autres modèles b-ipales et à axe vertical. Dans cette partie nous nous intéressons à la modélisation d'éolienne à axe horizontale tri-pales [25].

Le vent est la raison d'être des aérogénérateurs. L'énergie cinétique contenue dans le vent est transformée en partie en énergie mécanique par la turbine, puis en énergie électrique par le générateur. La mesure du vent à la hauteur des turbines est assez complexe. Cependant le vent peut être représenté par une grandeur aléatoire définie par des paramètres statiques. On peut distinguer trois niveaux de vent (Figure III.3).

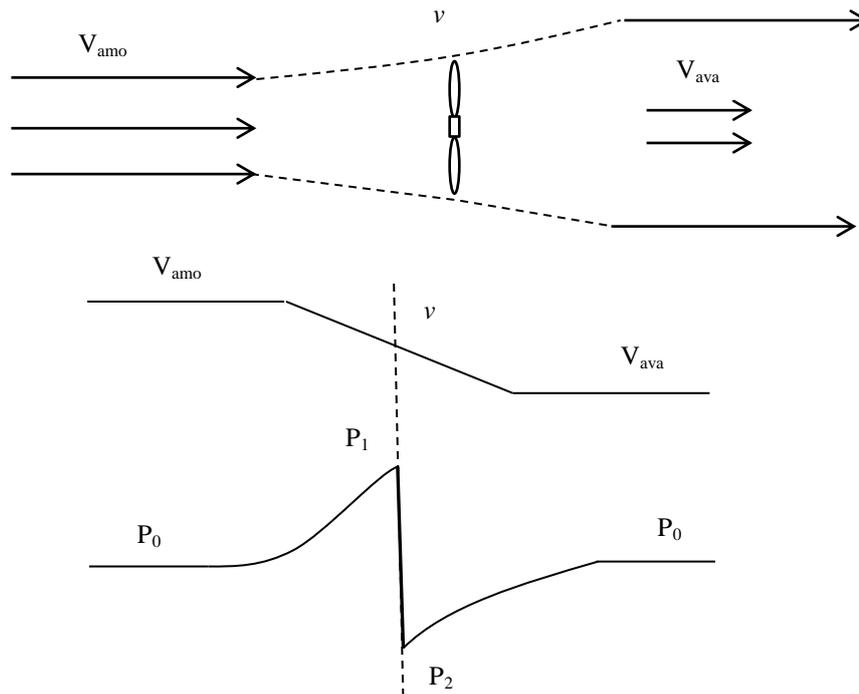


**Fig. III.3 :** Définition de trois niveau de vent (faible, moyen et fort)

### III.2.5. La conversion aérodynamique [26]

Les pales de l'éolienne balayent le champ des vitesses du vent qui varie dans le temps et autour du disque rotorique, modifiant ainsi localement la pression et la vitesse de l'air. Nous décrivons brièvement dans ce qui suit l'échange d'énergie entre le vent et l'aéroturbine.

Soit un tube d'air se déplaçant avec une vitesse  $V_{amo}$  et une pression statique  $P_0$  sur le rotor. La force du vent qui s'exerce sur la turbine est freinée graduellement. Sa vitesse décroît quand cette masse se rapproche du rotor, ce qui crée un élargissement du tube d'air. Ceci induit en amont une augmentation de la pression statique de l'air jusqu'à un maximum  $P_1$  en face du rotor (Figure III.4).



**Fig. III.4** : Principe d'extraction d'énergie cinétique du vent

Une partie de l'énergie cinétique du vent est transformée en énergie potentielle pour produire cette augmentation de la pression. La pression chute ensuite pour atteindre une valeur  $P_2$  en dessous de la pression atmosphérique sur la face arrière du rotor

### III.2.6. Puissance aérodynamique [25]

L'expression de la puissance du vent ou puissance éolienne est définie de la manière suivante :

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (\text{III-1})$$

Avec,

$v$  : La vitesse du vent amont [m/s],

$\rho$  : La densité volumique de l'air [ $\text{kg/m}^3$ ],

$S$  : la section balayée par les pales [ $\text{m}^2$ ] de rayon  $R$  [m].

La théorie de Betz permet d'expliquer simplement le processus d'extraction de l'énergie cinétique contenue dans le vent. Cette théorie aboutit à l'expression de la puissance de l'éolienne  $P$  :

$$P = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (\text{III-2})$$

Avec,

$C_p(\beta, \gamma)$  : Le coefficient de puissance de l'éolienne, il est fonction de l'angle d'orientation des pales  $\beta$  et du ratio de vitesse  $\gamma = \frac{R \cdot \Omega_{mec}}{v}$ .

$R$  est le rayon de la turbine et  $\Omega_{mec}$  la vitesse mécanique de la turbine

### III.2.7. Expression du couple [27]

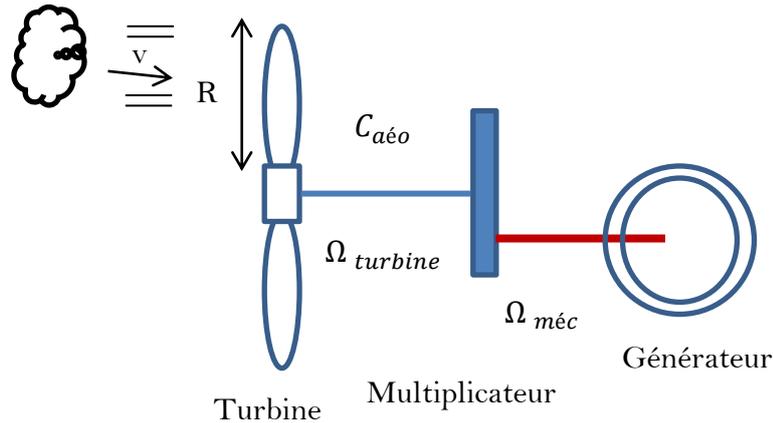


Fig. III.5 : Schéma de la turbine éolienne

Connaissant la vitesse de la turbine, le couple aérodynamique ( $C_{aer}$ ) est donc directement déterminé par :

$$C_{aer} = \frac{P}{\Omega_{turbine}} \quad (III-3)$$

Où :  $\Omega_{turbine}$  est la vitesse de la turbine et  $C_{aer}$  : Couple de l'aérogénérateur.

### III.2.8. Modèle du multiplicateur

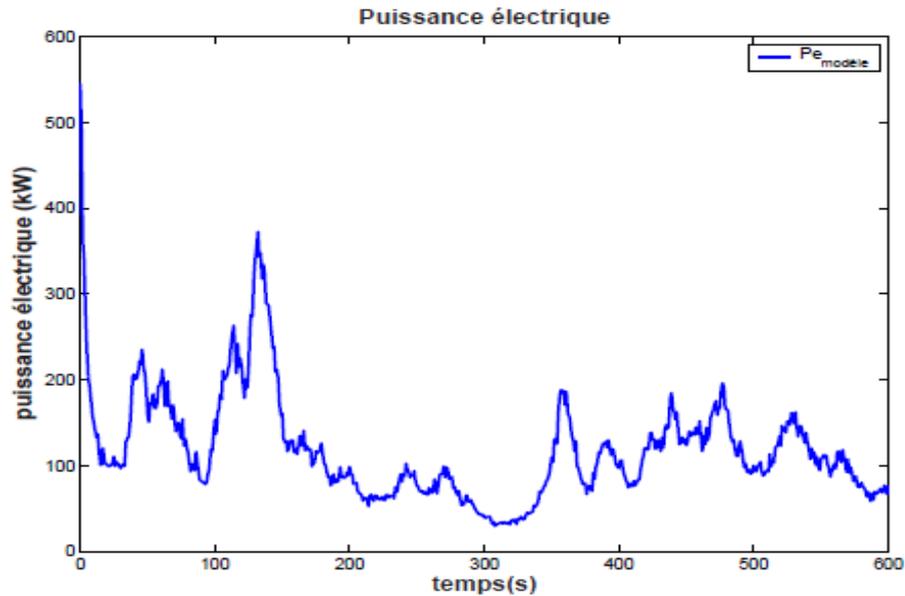
Le multiplicateur  $C_g$  adapte la vitesse (lente) de la turbine à la vitesse de la génératrice. Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les équations suivantes :

$$C_g = \frac{C_{aer}}{G} \quad (III-4)$$

$$C_g = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (III-5)$$

Où  $G$  est un coefficient qui caractérise le multiplicateur de vitesse, il diffère d'un modèle à un autre.

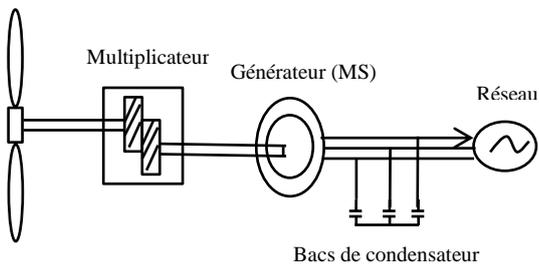
On observe d'après ces études, que le processus de conversion d'énergie nous renseigne sur la forme est la nature de la puissance électrique délivrée par l'aérogénérateur, elle sera de même nature que la puissance du vent (Figure. III.6)



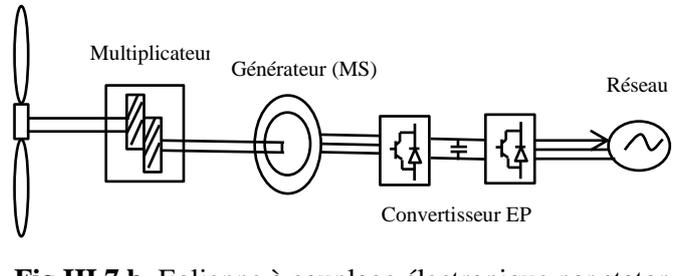
**Fig. III.6** : Puissance électrique éolienne [26]

Plusieurs technologies existent pour les génératrices éoliennes. Ainsi il en résulte plusieurs possibilités de raccordement au réseau. Suivant la technologie utilisée, la connexion de la génératrice au réseau se fait soit directement, soit par l'intermédiaire total ou partiel d'une interface d'électronique de puissance. Une transmission mécanique assure la liaison entre la turbine et le rotor de la génératrice [24].

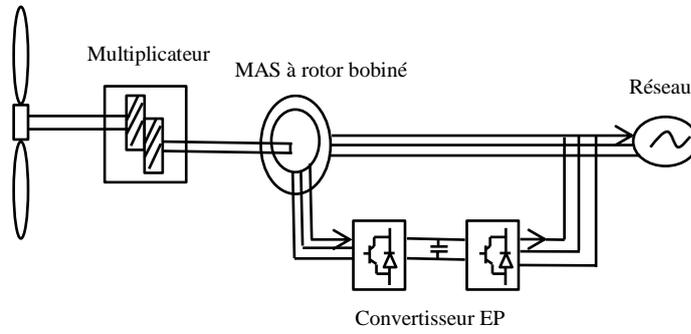
En fonction de la génératrice, il existe actuellement trois principaux types de systèmes éoliens : système éolien à vitesse fixe avec machine asynchrone à cage (Figure III.7.a), système éolien à vitesse variable avec machine synchrone à inducteur bobiné ou à aimants (Figure III.7.b), et système éolien à vitesse variable avec machine asynchrone à double alimentation (Figure III.7.c) [23].



**Fig. III.7.a** Eolienne à couplage direct à vitesse fixe



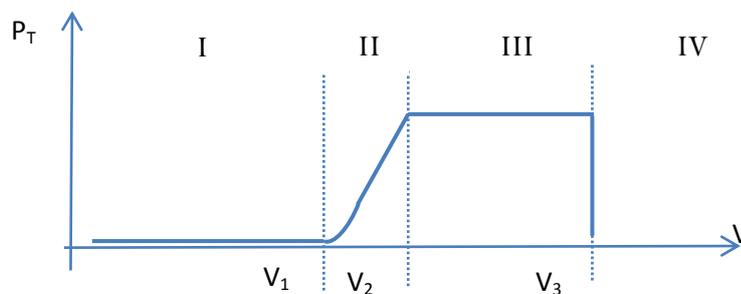
**Fig.III.7.b** Eolienne à couplage électronique par stator



**Fig.III.7.c** Eolienne à couplage électronique par rotor

### III.2.9. Zones de fonctionnement d'une éolienne [24]

Compte tenu des aléas météorologiques et des caprices du vent, la courbe de puissance convertie d'une turbine, est généralement fournie par le constructeur, permet de définir quatre zones de fonctionnement pour l'éolienne suivant la vitesse du vent.



**Fig. III.8** : Zones de fonctionnement d'une éolienne

V1 : vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine. Suivant les constructeurs, V1 varie entre 2.5m/s et 4m/s pour les éoliennes de forte puissance.

V2 : vitesse du vent pour laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale de la génératrice. Suivant les constructeurs, V2 varie entre 11.5m/s et 15m/s en fonction des technologies.

V3 : vitesse du vent au-delà de laquelle il convient de déconnecter l'éolienne pour des raisons de tenue mécanique en bout de pales. Pour la grande majorité des éoliennes, V3 vaut 25m/s.

➤ **Zone I :  $V < V1$**

La vitesse du vent est trop faible. La turbine peut tourner mais l'énergie à capter est trop faible.

➤ **Zone II :  $V1 < V < V2$**

Le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite. Cette zone correspond au fonctionnement à charge partielle (CP).

➤ **Zone III :  $V2 < V < V3$**

La puissance disponible devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée, tout en restant le plus proche possible de la puissance nominale (Pn). Cette zone correspond au fonctionnement à pleine charge (PC).

➤ **Zone IV :  $V > V3$**

La vitesse du vent devient trop forte. La turbine est arrêtée et la puissance extraite est nulle.

Dans ce qui précède, il est clair que ce type de production est intermittent et ne permet pas de fournir une puissance constante et garantie, mais dépendante des ressources captées (le vent). Techniquement, les installations de production, de transport et de distribution de l'électricité forment un système très vaste et très complexe du fait notamment de sa forte non linéarité. De nombreux acteurs, des producteurs aux consommateurs en passant par le réseau se composent et ont des effets variés sur ce système, ajouter à cela, l'arrivée des éoliennes qui de par leur puissance fluctuante se combinent avec ces derniers et engendrent des incidences favorables ou défavorables sur la qualité de l'énergie électrique, en termes de tension et de fréquence, ainsi que sur la sûreté des réseaux [05] [28].

### **III.3. Impacts de la production décentralisée sur le réseau de distribution**

On trouve dans la littérature plusieurs études [24] [29] [30] qui ont été faites afin d'identifier et évaluer les impacts de la production décentralisée sur le réseau, puis de proposer

des solutions adaptées. L'opérateur du réseau se préoccupe de ce type d'étude lors de la phase de planification ou de l'approbation d'un projet de raccordement des productions décentralisées.

### III.3.a. Les principaux impacts d'origines électriques [30]

Le raccordement de production décentralisée aux réseaux de tension inférieure (par rapport au réseau de transport) apporte des intérêts économiques et énergétiques, mais il sera pénalisé sur le plan de l'exploitation du système.

#### 1. Impact sur le sens de transit de puissance

Les réseaux sont dimensionnés pour recevoir les flux d'énergie du réseau de transport vers la distribution. L'insertion des PD dans les niveaux de tension autres que le réseau de transport peut créer une injection de puissance dans le sens contraire, c'est-à-dire, de la distribution vers le transport. Les équipements, notamment les protections doivent alors être bidirectionnelles.

Sachant que les réseaux aux niveaux de tension inférieure sont normalement surdimensionnés afin de faire face à l'accroissement de consommation, on n'aura peut-être pas, à court terme, de problèmes liés à des limites de la capacité de transfert d'énergie ; mais à plus long terme, lorsque le taux de pénétration de PD augmentera, la modification du sens de transit de puissance pourra éventuellement provoquer des congestions locales.

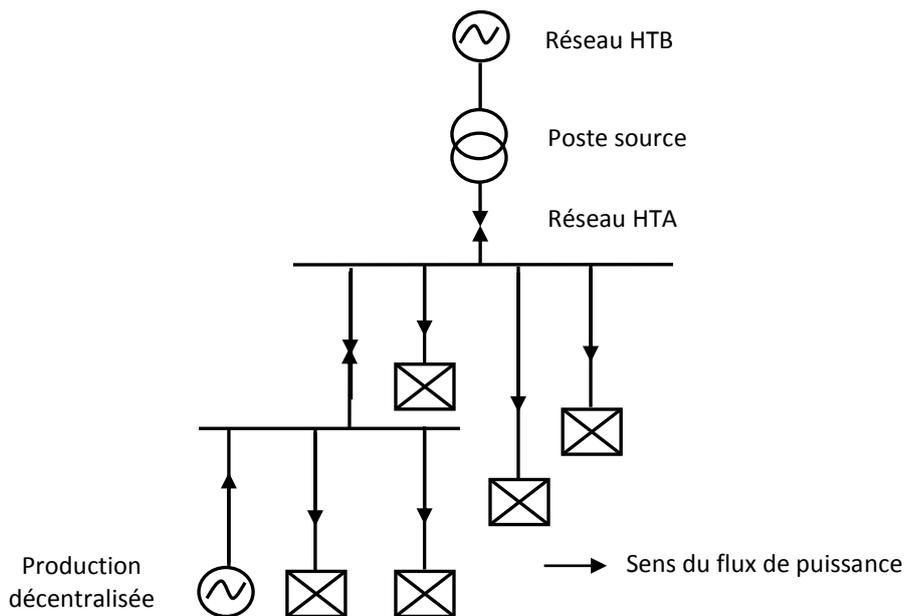


Fig. III.9 : Influence sur le flux de puissance

## **2. Impact sur le profil de tension**

On sait que les nœuds proches d'une source ont une tension plus élevée, la tension diminuant au fur et à mesure que l'on s'éloigne. La connexion de sources de PD à proximité des charges modifiera donc naturellement le profil de tension sur le réseau.

## **3. Impact sur la stabilité du système**

Les génératrices de productions décentralisées peuvent être de type synchrone ou asynchrone. L'insertion de générateurs synchrones dans le réseau va changer le temps critique d'élimination de défaut (correspondant à la durée maximale d'une perturbation à laquelle le système peut résister sans perte de stabilité). Ceci influencera directement la limite de la stabilité dynamique du système en considération.

## **4. Impact sur le plan de protection**

La connexion de nouveaux générateurs au réseau modifiera également les courants de court-circuit et donc le réglage des seuils des protections. D'ailleurs, ce changement peut provoquer une mauvaise sélectivité, des déclenchements intempestifs ou l'aveuglement du système de protection.

## **5. Impact sur l'observabilité et de contrôlabilité du système**

Les PD, notamment celles à type énergie nouvelle et renouvelable, sont caractérisées par l'intermittence des sources primaires. Cela sera difficile pour l'opérateur d'estimer la puissance de sortie de ces producteurs, donc la puissance fournie du système, par conséquent.

## **6. Impact sur la continuité de service**

Pour la même raison concernant la caractéristique d'intermittence, l'indisponibilité des PD lorsque le système les sollicite peut occasionner la rupture d'électricité par manque de puissance.

## **7. Impact sur la qualité de service**

Les PD de type asynchrone consomment de la puissance réactive afin de magnétiser leur circuit magnétique. Lors de la connexion au réseau, elles appellent un courant fort, ce qui contribue au creux de tension (en profondeur). D'ailleurs, la présence d'interfaces d'électronique de puissance peut faire augmenter le taux des harmoniques qui nuisent gravement à la qualité de service fournie.

### III.3.b. Perturbations d'origine mécanique [24]

#### 1. Fluctuations de puissance

Les contraintes mécaniques conduisent à des fluctuations de puissance pouvant atteindre plus de 10% de la puissance nominale du réseau. Ces différentes contraintes peuvent être classées selon leur effet temporel sur le rotor.

- Les charges stationnaires dans le temps, mais pas dans l'espace, qui provoquent des contraintes cycliques sur le rotor : augmentation du vent avec la hauteur, interférence entre la tour et l'écoulement du vent.
- Les forces de gravité dues au poids des pales qui entraînent aussi des fluctuations périodiques.
- Les contraintes non périodiques et stochastiques dues aux turbulences du vent.

Il faut également prendre en compte le caractère dynamique de la conversion.

#### 2. Effet d'ombre ou effet de tour

L'effet de tour est produit du fait de la résistance de la turbine à l'écoulement du vent, perturbe en amont et en aval. Loin de l'influence de la tour, la vitesse de vent est supposée constante alors qu'elle augmente à l'approche de la tour et diminue ensuite. Dans le cas d'éoliennes à trois pales, on retrouve des harmoniques  $3f_T$  et leurs multiples, dans le spectre de la puissance délivrée par une turbine éolienne, où  $f_T$  représente la fréquence de rotation de la turbine.

#### 3. Phénomène de cisaillement [05]

Le phénomène de cisaillement du vent produit également des oscillations de couple provoquées par le gradient de vitesse de vent le long du secteur balayé par les pales. Pendant que le rotor prélève l'énergie du vent entrant, il voit les profils de vent comme des fonctions périodiques du temps avec des harmoniques multiples de  $3f_T$ .

Ces fluctuations de couple produisent des fluctuations de puissance en sortie de la turbine, qui vont altérer la qualité de l'énergie renvoyée vers le réseau. Les raies apparaissant sont toutes de l'ordre du Hertz. Les raies de fréquence  $3f_T$  sont dans ce cas-là prépondérantes.

## Conclusion

Ce chapitre expose la problématique induite par l'arrivée des PDE sur la tension du réseau de distribution. Nous avons présenté les moyens de production d'énergie électrique à base de sources renouvelables. Cela a permis de spécifier l'énergie éolienne et de mettre en avant les avantages et inconvénients de ce type de production d'énergie électrique. Cette étude nous a permis d'étaler les éléments constituant une éolienne et de faire une approche théorique sur son principe de fonctionnement.

Ce réseau, de par son architecture et sa conception, n'est pas adapté pour un accueil significatif de ces productions. Ainsi, le fait de produire une quantité de puissance localement sur un réseau de distribution crée des problèmes de tension au point de connexion. Cette surtension peut s'étendre aux nœuds voisins et peut selon les niveaux de charge du réseau devenir critiques. Ainsi, il apparaît nécessaire de penser à des contrôles intelligents pour ces PD dans le but de les faire participer activement à la conduite du réseau et dans ce cas précis au contrôle de tension.

Le chapitre IV sera consacré à la simulation d'un réseau électrique IEEE dans un environnement MATLAB®. Il sera sujet de différents essais de ses états de fonctionnement sans et en présence d'un générateur éolien, mais aussi avec régulateur de tension.

## Chapitre IV : Simulation et interprétation des résultats

### Introduction

Afin d'évaluer l'impact des productions décentralisées et les changements qu'elles apportent au réseau électrique, une étude de la variation de tension pour le raccordement d'une production éolienne dans un réseau de distribution a été faite.

La modélisation mathématique des systèmes non linéaires à résoudre pour l'étude de la répartition de charges, consiste à faire appel aux outils mathématiques et techniques numériques de calcul de l'écoulement de puissance à savoir la méthode itérative de NEWTON-RAPHSON qui sera implantée dans l'environnement **MATLAB**<sup>®</sup>.

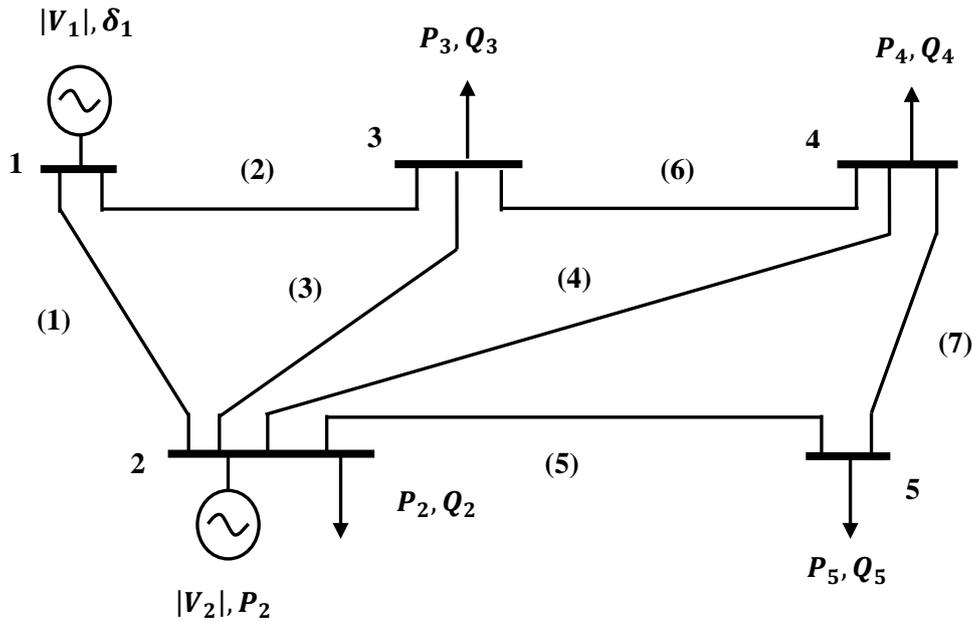
En premier lieu, une étude d'un réseau IEEE à cinq nœuds [31] sera faite pour évaluer l'état du réseau, c'est-à-dire, les tensions aux nœuds et les puissances transitées à travers les lignes électriques par un calcul d'écoulement de puissance. Par la suite, nous allons intégrer un générateur éolien dans le réseau. Notre but est de faire une analyse paramétrique afin d'étudier l'évolution de ce réseau lorsqu'on lui intégrera une éolienne. Celle-ci sera modélisée par une injection de puissance de forme fluctuante. Un nouveau calcul d'écoulement de puissance sera effectué afin d'évaluer l'impact causé par cette intégration sur la stabilité de la tension aux jeux de barres du réseau et les puissances transitées dans les lignes.

Enfin, la solution proposée est d'insérer un dispositif de régulation de tension qui est le STATCOM dans un emplacement optimal pour obtenir une meilleure stabilité de la tension.

### IV.1. Topologie du réseau étudié

Le réseau de la figure IV.1 est constitué de :

- ✓ Cinq (5) nœuds numérotés de 1 à 5 dont le nœud 1 représente l'accès référence, le nœud 2 représente l'accès générateur et les trois autres nœuds sont des accès charges ;
- ✓ Sept (7) lignes numérotées de (1) à (7) ;



**Fig. IV.1 :** Topologie du réseau électrique étudié

### IV.2. Données du réseau étudié

Les données des lignes et des nœuds du réseau sont regroupées dans les tableaux (IV.1) et (IV.2) pour une puissance de base  $S_{base} = 100 \text{ MVA}$  :

**Tab ( IV.1 ) : Données des lignes**

N° de la ligne	Ligne	R (pu)	X (pu)	B (pu)
(1)	1-2	0.0200	0.0600	0.0600
(2)	1-3	0.0800	0.2400	0.0600
(3)	2-3	0.0600	0.1800	0.0400
(4)	2-4	0.0600	0.1800	0.0400
(5)	2-5	0.0400	0.1200	0.0300
(6)	3-4	0.0100	0.0300	0.0200
(7)	4-5	0.0800	0.2400	0.0600

**Tab ( IV.2 ) : Données des nœuds**

Nœud	V (pu)	$\delta$ (deg)	Générateur		Charge		Q limite (pu)
			P (pu)	Q (pu)	P (pu)	Q (pu)	
1	1.0000	0.000 0	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	1.0200	0.000 0	0.4000	0.0000	0.2000	0.1000	$\pm 0.2000$
3	1.0000	0.000 0	0.0000	0.0000	0.4500	0.1500	0.0000
4	1.0000	0.000 0	0.0000	0.0000	0.4000	0.0500	0.0000
5	1.0000	0.000 0	0.0000	0.0000	0.6000	0.1000	0.0000

### IV.3. Résultats de simulation

#### IV.3.1. Réseau sans éolienne

Le calcul de l'écoulement de puissance du réseau test avant l'insertion du générateur éolien a donné les résultats représentés dans les tableaux (IV.3), (IV.4) et (IV.5) :

**Tab (IV.3) : Modules des tensions aux nœuds (pu)**

Nœuds	1	2	3	4	5
<b>Modules des tensions</b>	1.0000	1.0200	0.9800	0.9808	0.9812

**Tab (IV.4) : Phases des tensions aux nœuds (degré)**

Nœuds	1	2	3	4	5
<b>Phases des tensions</b>	0.0000	-3.7355	-5.8059	-6.1880	-7.1621

**Tab (IV.5) : Chutes de tension (pu)**

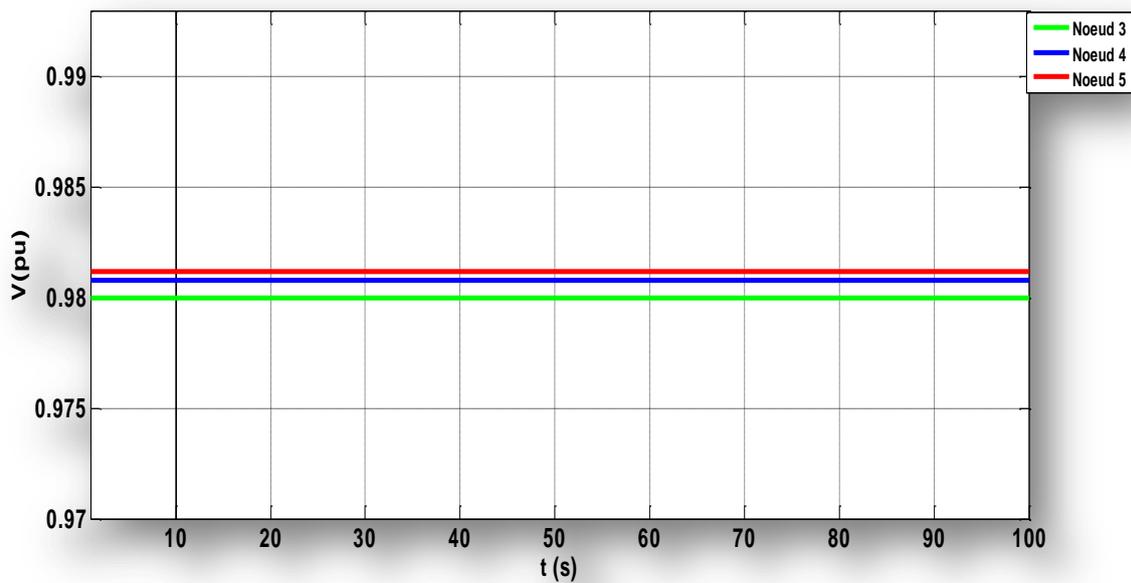
lignes	1	2	3	4	5	6	7
<b>Chutes de tension</b>	0.0688	0.1022	0.0539	0.0581	0.0715	0.0066	0.0167

**Tab (IV.6) : Puissances transitées et pertes dans les lignes (pu)**

N° de ligne	Ptr	Qtr	$\Delta P$	$\Delta Q$
(1)	0.8840	-0.6708	0.0237	0.0710
(2)	0.3900	-0.0692	0.0131	0.0392
(3)	0.2448	0.1326	0.0048	0.0145
(4)	0.2766	0.1164	0.0056	0.0169
(5)	0.5393	0.1225	0.0127	0.0381
(6)	0.1844	-0.0879	0.0004	0.0013
(7)	0.0607	-0.0225	0.0003	0.0010

Pour plus de précision, les courbes ci-après représentent l'état du réseau test avant insertion du générateur éolien :

- ✓ les figures (IV.2) et (IV.3) représentent respectivement les tensions aux nœuds et les chutes de tensions dans les lignes ;
- ✓ les figures (IV.4) et (IV.5) représentent respectivement les puissances active et réactive transitées dans les lignes ;
- ✓ les figures (IV.6) et (IV.7) représentent respectivement les pertes de puissances active et réactive dans les lignes.



**Fig. IV.2** : Amplitudes des tensions aux nœuds 3,4 et 5

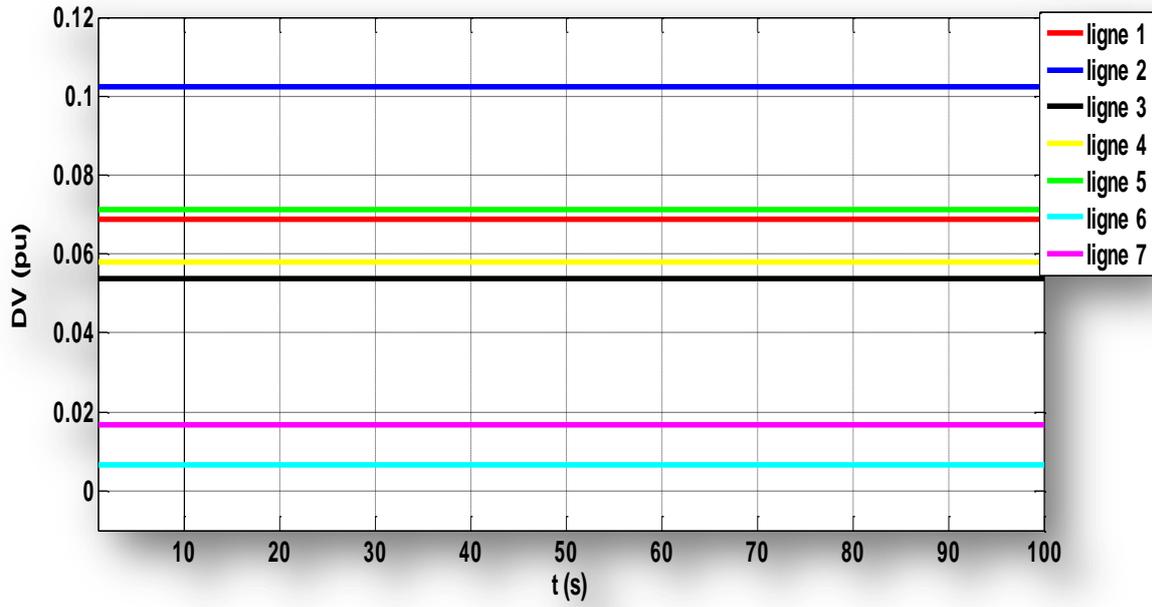


Fig. IV.3 : Chutes de tension dans les lignes

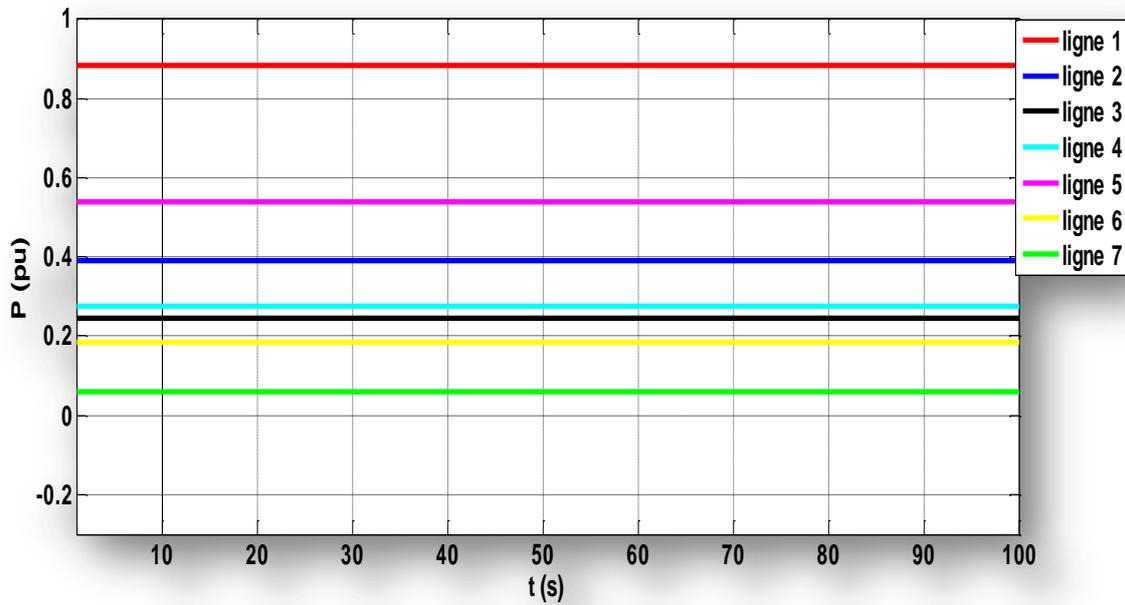
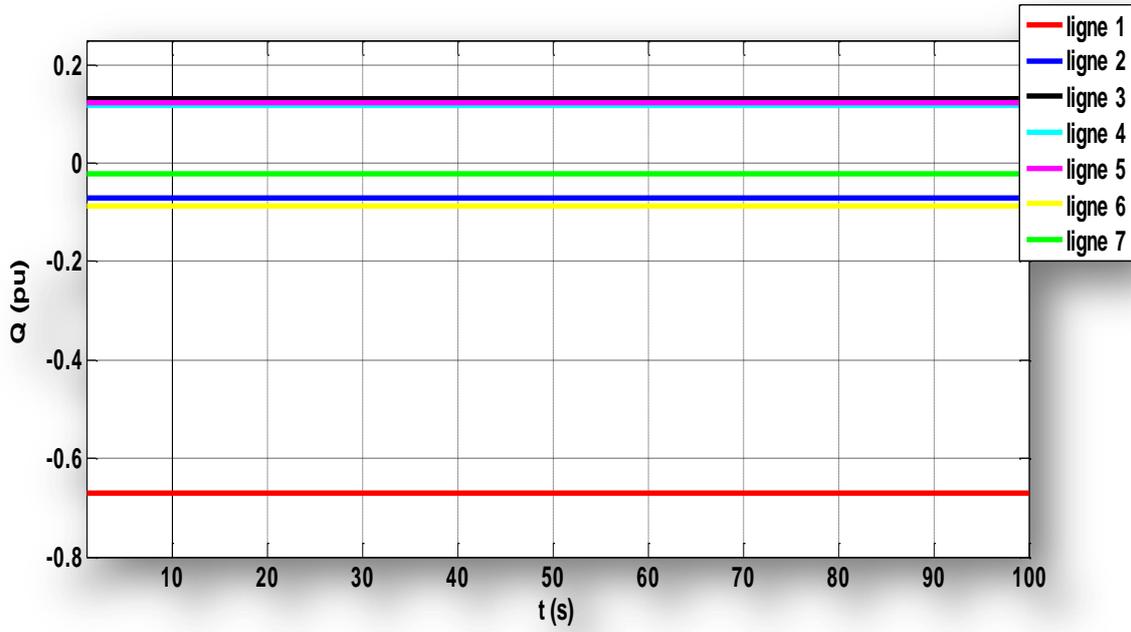
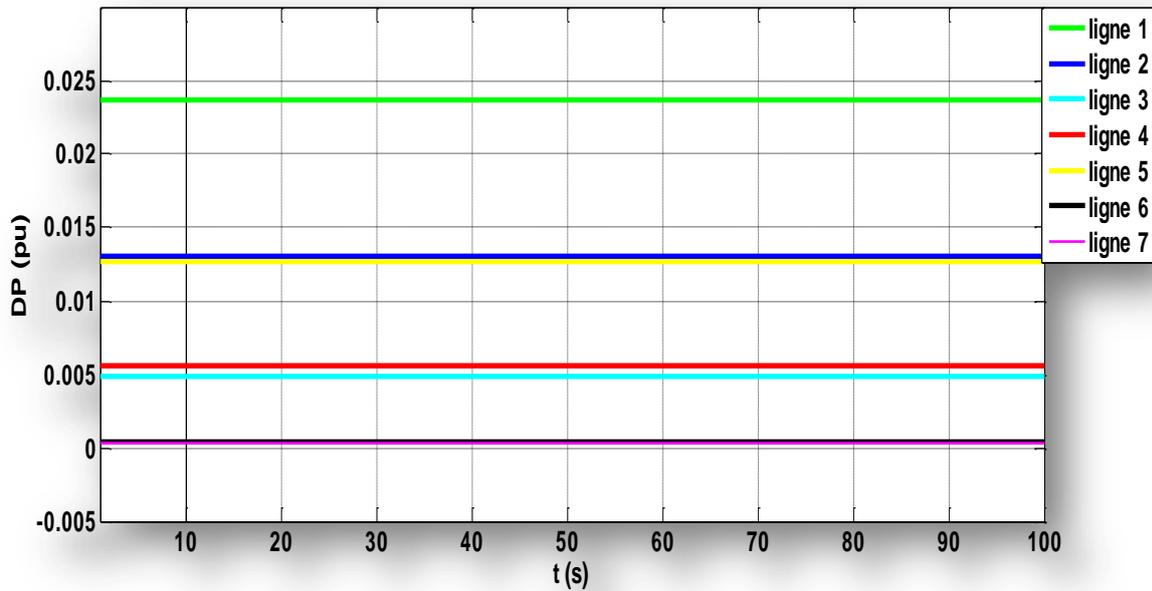


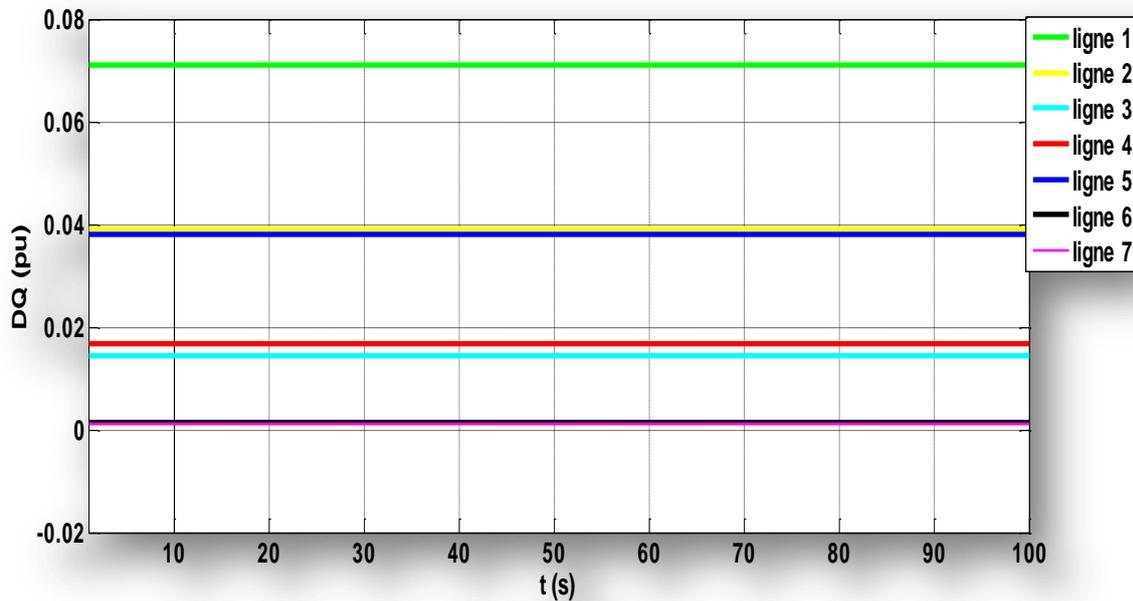
Fig. IV.4 : Puissances actives transitées dans les lignes



**Fig. IV.5** : Puissances réactives transitant dans les lignes



**Fig. IV.6** : Pertes de puissance active dans les lignes



**Fig. IV.7** : Pertes de puissance réactive dans les lignes

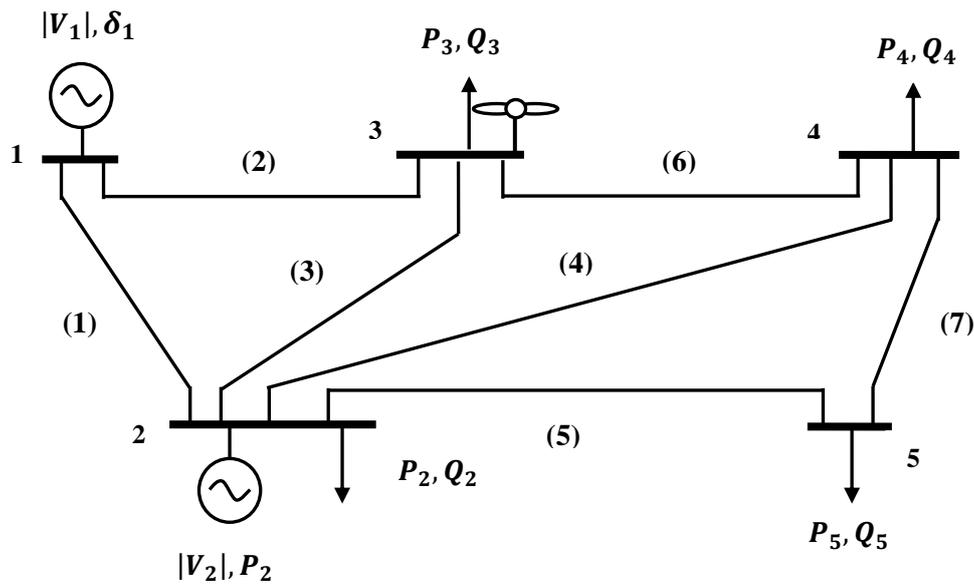
### Interprétation

On observe à travers la figure IV.3 que le réseau test présente de fortes chutes de tension dans les lignes, celles-ci dépassent la limite tolérée de  $\pm 5\%$  : 6.88% pour la ligne (1), 10% pour la ligne (2) et 7.15% pour la ligne(5). Ce problème est dû à l'énergie réactive consommée par les charges.

#### IV.3.2. Intégration du générateur éolien

Afin de remédier à ce problème, on propose d'insérer un générateur éolien dans l'accès charge qui présente une chute de tension importante (nœud 3) afin d'apporter une énergie supplémentaire au réseau et améliorer le profil de la tension.

La topologie du réseau de la figure IV.1 a été modifiée en insérant un générateur éolien (figure IV.8).

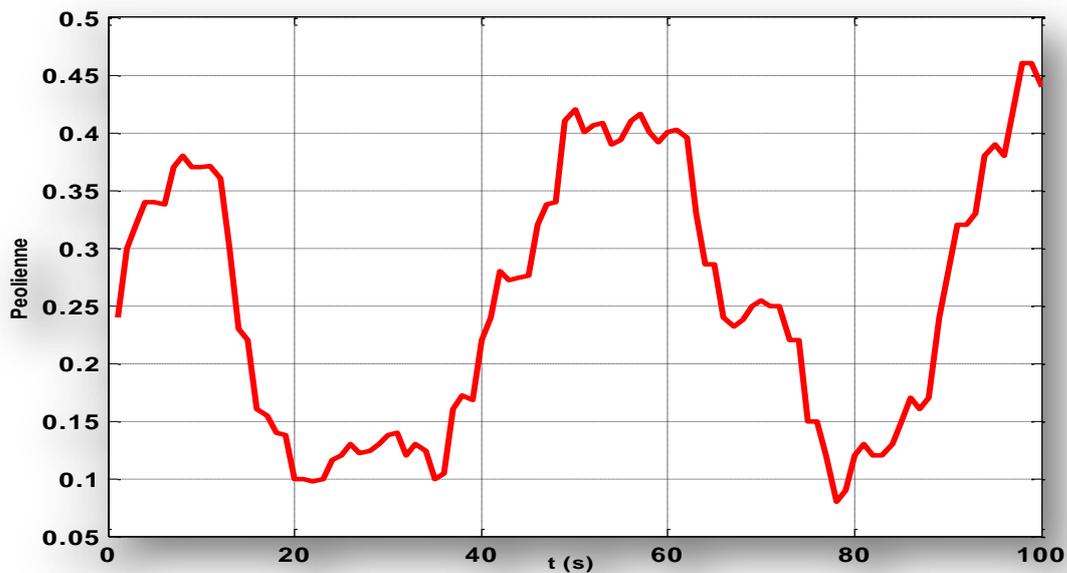


**Fig. IV.8 :** Topologie du réseau étudié avec insertion du générateur éolien

La puissance injectée par le générateur éolien est prise de forme fluctuante pour représenter l'image réelle de la nature fluctuante du vent.

D'après certains retours d'expériences, le taux de pénétration de la production éolienne doit être limité (entre 20 et 30 % de la puissance consommée) afin de pouvoir garantir la stabilité du réseau dans des conditions acceptables.

L'allure de la puissance injectée par le générateur éolien ( $P_{\text{éolienne}}$  en fonction du temps) est montrée sur la figure IV.4 :



**Fig. IV.9 :** Puissance injectée par le générateur éolien

Un nouveau calcul d'écoulement de puissance sera effectué pour observer l'impact de cette production sur l'évolution des tensions aux nœuds du réseau et les puissances transitées dans les lignes. Les résultats obtenus sont représentés comme suit :

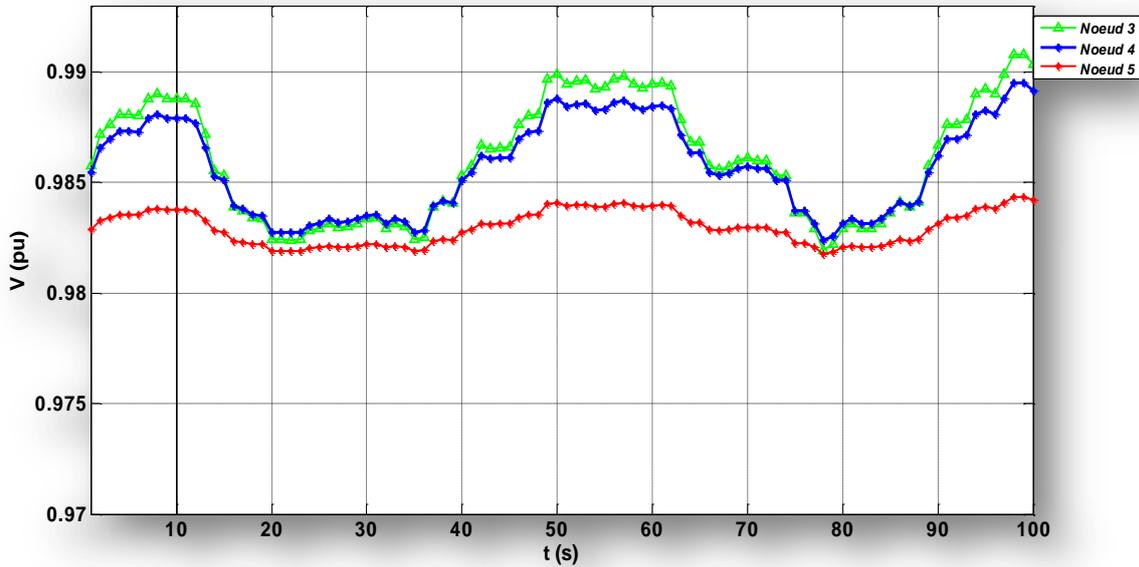


Fig. IV.10 : Amplitudes des tensions aux nœuds 3,4 et 5 avec insertion de l'éolienne

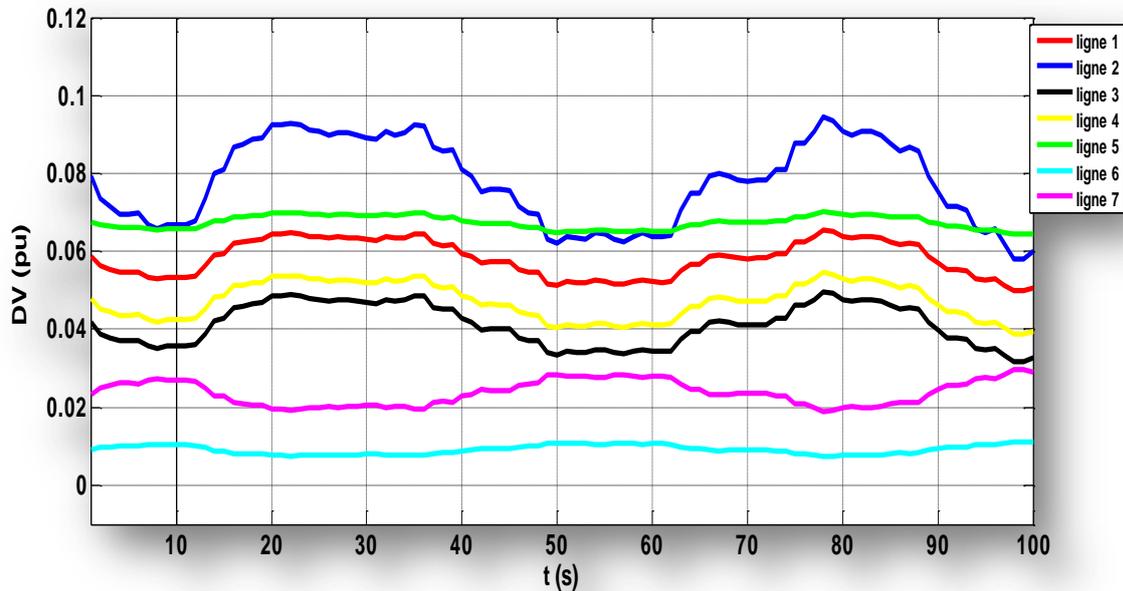


Fig. IV.11 : chutes de tension dans les lignes avec insertion de l'éolienne

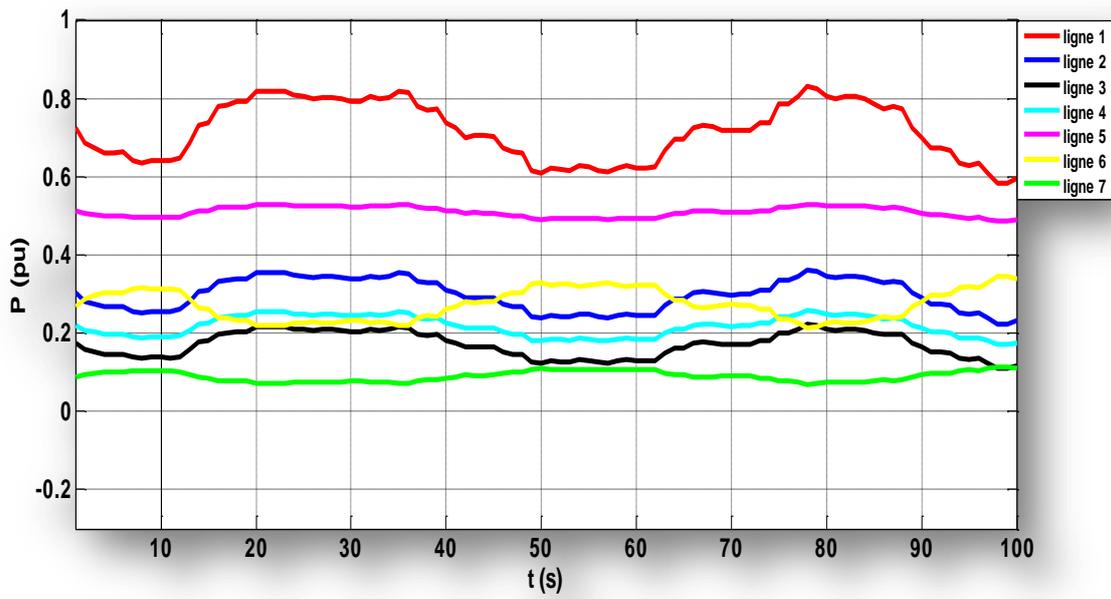


Fig. IV.12 : Puissances actives transitant dans les lignes avec insertion de l'éolienne

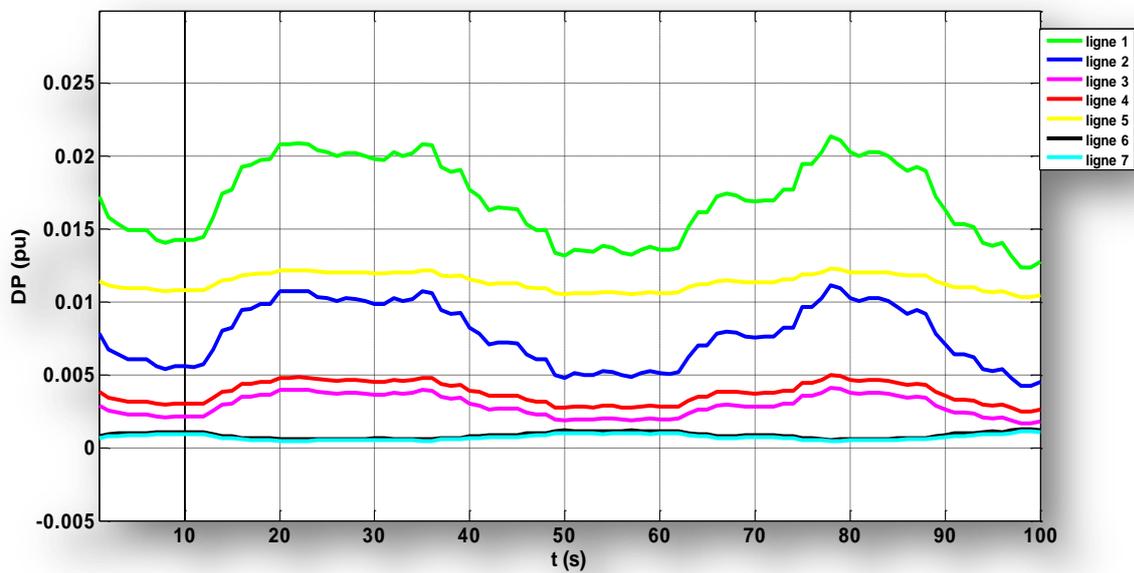


Fig. IV.13 : Pertes de puissance active dans les lignes avec insertion de l'éolienne

## Interprétation des résultats

L'insertion du générateur éolien au nœud 3 a un impact remarquable sur les tensions aux nœuds et le transit de puissance dans les lignes. Comparant les courbes obtenues dans la figure IV.10 avec celles de la figure IV.2, on constate que l'insertion du générateur éolien augmente l'amplitude de la tension aux différents nœuds charges (3,4 et 5) mais d'une manière différente. En effet, le nœud de connexion de l'éolienne subit la plus grande variation et suit la forme fluctuante de la puissance injectée par l'éolienne. Plus on s'éloigne du nœud de connexion moins est l'influence du générateur éolien sur le plan de tension des nœuds voisins (4 et 5). On peut aussi voir l'amélioration du niveau de tension en comparant les courbes de chutes de tensions dans les figures (IV.3) et (IV.11).

Pour les transits de puissance dans les lignes, les courbes de la figure IV.12 montrent que les puissances actives transitant dans les lignes (1), (2), (3), (4) et (5), connectées directement aux générateurs (1 et 2) et aux charges diminues par rapport à celles de la figure IV.4, donc les sources et les lignes sont soulagées quand le générateur éolien est introduit. Par contre, le transit de puissance dans les lignes (6) et (7) qui sont situées loin des sources augmente en alimentant directement les charges. Cette amélioration du transit de puissance a fait que les pertes dans les lignes diminuent, c'est ce qui est illustré dans la figure (IV.13).

### IV.3.3. insertion du compensateur STATCOM

Dans cette partie, le STATCOM est inséré dans le réseau au nœud 3 pour la régulation de la tension, comme montré sur la figure IV.8. Il est introduit comme une variable d'état dans le calcul de l'écoulement de puissance et combiné avec les amplitudes et les phases des tensions aux nœuds du réseau électrique pour des solutions itératives, c'est-à-dire, trouver la puissance réactive nécessaire pour compenser une chute de tension ou pour diminuer une surtension dans le but d'obtenir une tension stable.

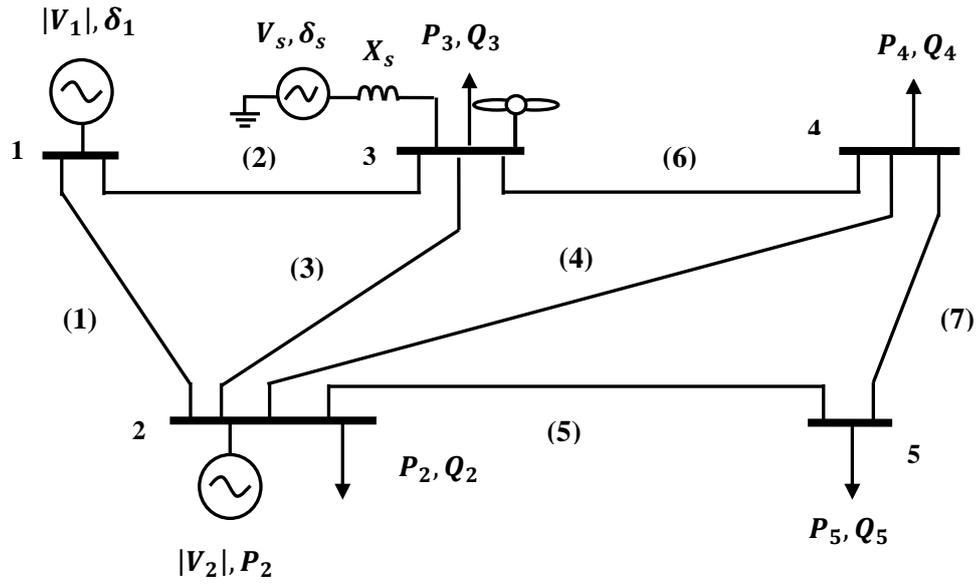


Fig. IV. 14 : Topologie du réseau étudié avec insertion du générateur éolien et compensateur STATCOM

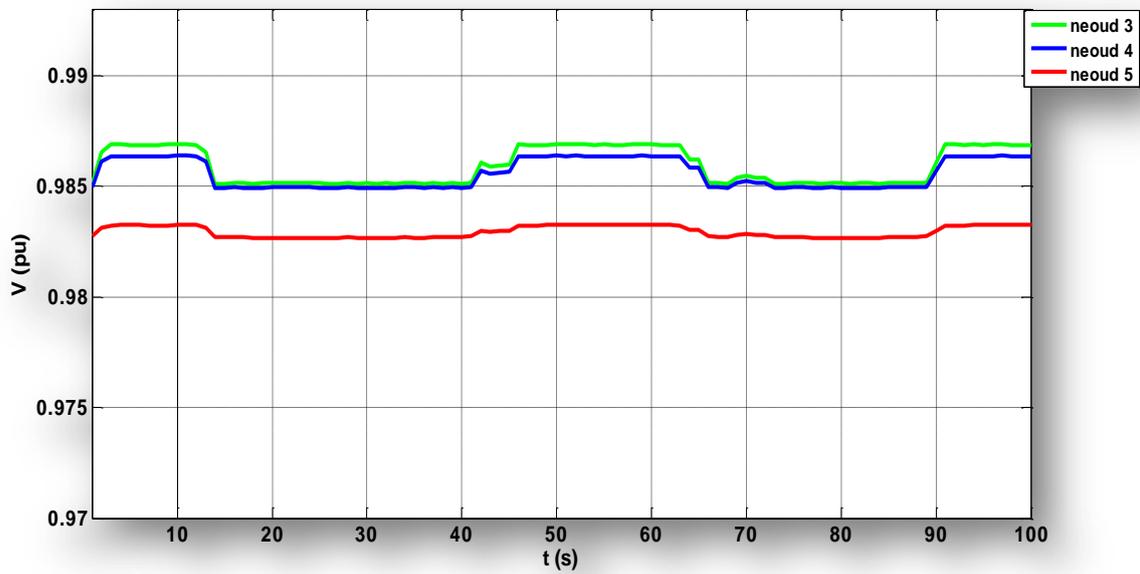
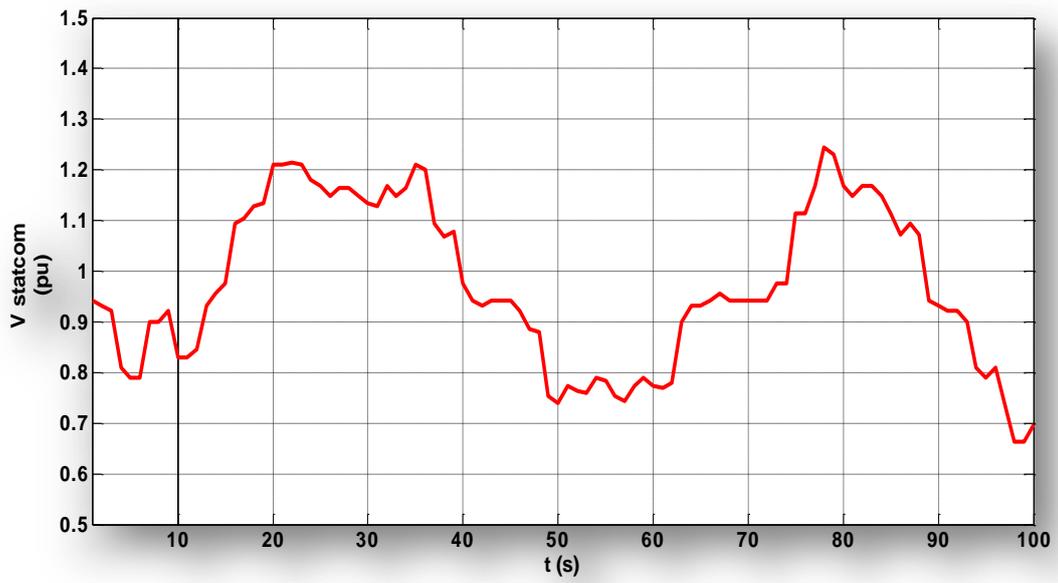
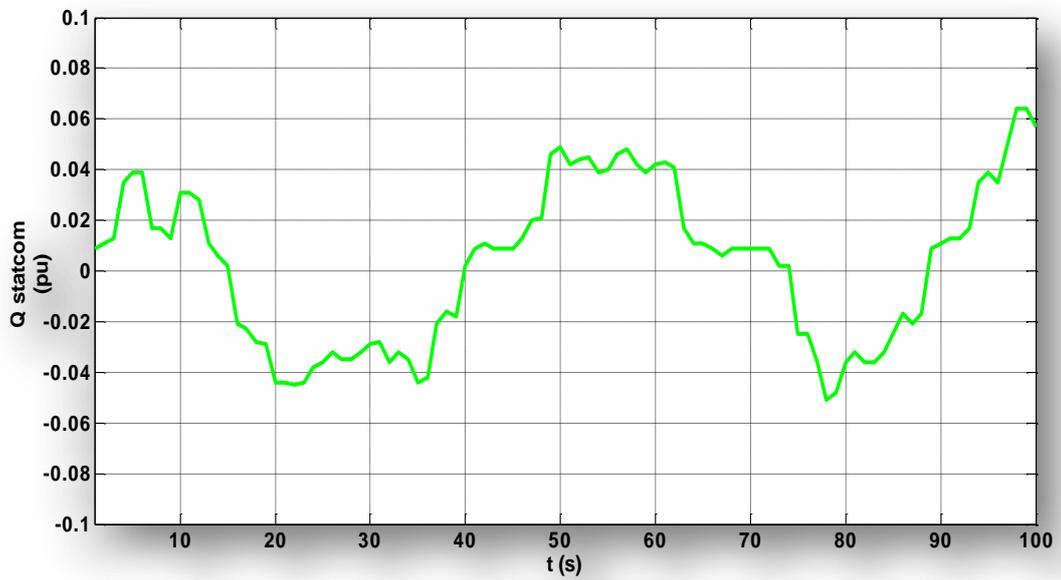


Fig. IV. 15 : Amplitudes des tensions aux nœuds 3,4 et 5 après insertion du STATCOM au nœud 3



**Fig. IV.16** : Tension à la sortie du convertisseur  $V_{statcom}$



**Fig. IV.17** : Puissance réactive injectée par le STATCOM au nœud 3

### Interprétation des résultats

L'insertion du régulateur dans le nœud 3 améliore le profil de la tension d'une manière considérable, les allures des tensions aux nœuds 3, 4 et 5 sont montrées dans la figure IV.15, la tension au nœud où est connecté le compensateur subit une amélioration remarquable. Cette tension est effectivement maintenue constante et stable autour de la valeur consigne de 0.986 pu, elle ne présente qu'une légère fluctuation de l'ordre de 0.1% très faible devant la tension admissible par la norme qui est de 5% de la tension nominale.

Dans le but d'avoir cette tension de forme stable quelque soit la variation de la puissance injectée par le générateur éolien, le compensateur STATCOM avait pour rôle l'injection ou l'absorption d'une puissance réactive " $Q_{\text{statcom}}$ ", donnée sur la figure (IV.17), qui illustre l'évolution de la puissance réactive (comportement capacitif ou inductif) du STATCOM suivant la variation de la tension au nœud de connexion du générateur éolien, pour compenser les variations de tension. On remarque ainsi que le STATCOM fournit ou absorbe de la puissance réactive en contrôlant les tensions de sortie  $V_{\text{statcom}}$  (Figure IV.16) de manière à ce que ces dernières soient en phase avec les tensions du réseau.

Les résultats montrent un comportement meilleur du profil de la tension au nœud charge, la chute de tension est dans les limites tolérées.

### Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons essayé de monter avec un réseau test à 5 nœuds l'impact de l'intégration d'un générateur éolien dans un réseau électrique sur la stabilité de la tension et les puissances transportées par ce réseau vers les consommateurs. Pour cela, un calcul d'écoulement de puissance a été effectué pour trois cas :

- Evaluation de l'état du réseau, c'est-à-dire déterminer les tensions aux nœuds et les transits de puissance dans les lignes. Nous avons remarqué une chute de tension importante au nœud 3.
- Intégration du générateur éolien au jeu de barre qui présente la tension la plus faible, nous avons observé une amélioration du plan de tension mais de forme fluctuante.
- Insertion d'un régulateur de tension, le STATCOM, au nœud de connexion de l'éolienne, les tests de simulation ont donné des résultats très satisfaisants sur le plan de tension.

## **Conclusion générale**

L'introduction, des productions décentralisées sur les réseaux de distribution est devenu un fait établi et remet en cause à moyen terme le schéma d'exploitation traditionnel des réseaux de distribution. La décentralisation des unités de production électrique influence sur le comportement des systèmes de puissance par interaction avec la production conventionnelle et les charges. L'énergie éolienne injectée au réseau est purement active et ne fournit pas de puissance réactive qui est nécessaire au maintien du profil de tension dans les plages normatives. Ceci mène à penser à des solutions adéquates au problème de réglage de tension. L'étude menée dans notre travail a abouti à la proposition d'une solution au problème de tension sur les réseaux de distribution, lié à l'impact de la connexion des générateurs éoliens sur celui-ci.

On a tout d'abord exposé, dans le 1<sup>er</sup> chapitre, les différentes parties du réseau électrique où l'on s'est intéressé au réseau électrique de distribution. On a modélisé les éléments le constituant et on a présenté le procédé du calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson.

La présentation des problèmes survenant dans les réseaux électriques sur le plan de tension a fait l'objet du 2eme chapitre, portant sur les transits de puissance dans une ligne électrique et les chutes de tension engendrées sur celui-ci. On a établi aussi, une brève étude sur les méthodes et moyens de compensation d'énergie réactive et de régulation de la tension. Il a été vu que les dispositifs d'électronique de puissance offrent une possibilité de réglage de tension plus flexible que les modèles classique de compensation d'énergie électrique, alors, il en résulte des domaines plus vastes d'application des systèmes d'électronique de puissance dans le réseau électrique.

Dans le 3eme chapitre, on a abordé les moyens de production d'énergie électrique à base de sources renouvelables. Cela a permis de spécifier l'énergie éolienne et de mettre en avant les avantages et inconvénients de ce type de production d'énergie électrique. On a pu constater que le réseau de distribution, de par sa structure et les réglages existants, n'est pas dimensionné pour l'accueil de PD à grande échelle. l'impact de la production décentralisée sur ce réseau induit des problèmes sur le sens de transit de puissance et sur la tenue de tension

ou des surtensions qui, en fonction des états de charge du réseau, peuvent entraîner un non-respect des valeurs de tensions maximale et minimale admissibles.

Enfin, un ensemble de simulations numériques du fonctionnement d'un réseau sans et avec production décentralisée a été réalisé afin d'évaluer l'impact de l'intégration d'une éolienne dans un réseau électrique sur la stabilité de la tension et les puissances transportées par ce réseau vers les consommateurs, et une comparaison avec une stratégie de réglage a permis une validation du mode de réglage par un système à base d'électronique de puissance qui est le STATCOM. La solution est performante et adaptée aux problèmes de réglage de tension sur les réseaux de distribution.

Cependant, notre étude reste modeste et d'autres recherches doivent être explorées concernant la problématique étudiée. Il ressort donc de ce travail de nouvelles perspectives. La première priorité concerne la qualité d'énergie. Ce thème assez transversal se retrouve dans toutes les structures où l'électronique de puissance intervient. Les fluctuations de vent ainsi que des phénomènes mécaniques associés à la turbine produisent des oscillations de puissance. La question est la suivante : quelles solutions peut-on avancer pour lisser la puissance renvoyée vers le réseau ? La deuxième priorité concerne la tenue aux creux de tension et la reprise au vol. Quelles sont les solutions possibles pour que les génératrices éoliennes restent connectées après un creux de tension ? Au prix de quel surdimensionnement ou rajout d'auxiliaires les éoliennes peuvent-elles tenir face à ces creux de tension ? La troisième et dernière priorité s'intéresse à la contribution aux services systèmes. Ceci concerne en particulier le réglage primaire de tension et la participation au maintien de la fréquence du réseau. Dans ce cas-là, les éoliennes se rapprocheraient des sources conventionnelles, au moins en termes de fonctionnalités. Ceci pose la question de réserve de puissance active et de puissance réactive pour répondre à ce cahier des charges.

[01] **A. DAVIGNY**, « Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie », Thèse de doctorat de l'université des sciences et technologies de Lille, 11 décembre 2007.

[02] **G. RAMI**, « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution », Thèse de doctorat de l'INPG, 09 novembre 2006.

[03] **G. MASSON**, « Enjeux et Défis de l'intégration de Productions Décentralisées et Renouvelables sur les Réseaux Electriques », Mémoire de Fin d'Etudes, Master en Sciences et Gestion de l'Environnement, Université libre de Bruxelles, 2008/2009.

[04] **J.F.CANARD**, « Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution », Thèse de doctorat de l'INPG, Décembre 2000.

[05] **O. RICHARDOT**, « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée », Thèse de doctorat de l'INPG, 10 Octobre 2006.

[06] **N. Lahaçani AOUZELLAG**, « Contribution à l'Amélioration de la Flexibilité dans les Réseaux Electriques liée à l'Intégration des Générateurs Eoliens », Thèse de doctorat de l'université A.MIRA de Bejaïa, 03 Novembre 2011.

[07] **S. BENMEZIANE, L. ALI CHERIF**, « Le calcul de l'écoulement de puissance par les réseaux de neurones artificiels », Mémoire de fin d'études ingénieur d'état, université A.MIRA de Bejaïa, Promotion 2005.

[08] **M. MEDJANA, M. MAHMOUDI**, « Calcul d'écoulement de puissance dans un réseau électrique avec la présence de l'UPFC », Mémoire de fin d'études, ingénieur d'état, université A.MIRA de Bejaïa, Promotion 2007.

[09] **R. BENABID**, « Optimisation Multi objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques », Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Amar Telidji, Laghouat, 04/09/2007.

[10] **ADAMA D. DIARRA**, « La répartition optimale de la puissance réactive pour le contrôle des tensions de barre d'un réseau électrique par SIMPLEX LP », Comme exigence partielle de la maîtrise en sciences appliquées (Ressources et systèmes), Université du QUEBEC, septembre 1984.

[11] **O. MAMMERI**, « Différentes méthodes de calcul de la puissance réactive dans un nœud à charge non linéaire en présence d'un système de compensation de l'énergie », Mémoire de Magister en électrotechnique, Université Hadj lakhder de Batna, 2011-2012.

[12] **M. PAVARD, P. BORNARD, G. TESTUD**, « Réseaux d'interconnexion et de transport : réglages et stabilité », Technique de l'ingénieur D4091, 2009.

- [13] **Ph. FERRACCI**, «La qualité de l'énergie électrique », Cahier Technique Schneider Electric et N° 199 édition octobre 2001.
- [14] **R. OTT**, « Qualité de la tension – Introduction » Technique de l'ingénieur D4261, EDF Recherche et développement.
- [15] **Roger OTT**, « Qualité de la tension - Fluctuations et flicker », Technique de l'ingénieur D4263, EDF Recherche et développement.
- [16] **H. Rachida**, « Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique », Mémoire de Magister, Ecole Normale Supérieure de l'Enseignement Technologique d'Oran, 2008-2009.
- [17] **A. ALIBI**, « Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC Transmission Systems) », Mémoire de Magister, Université Hadj lakhder de Batna, 2009.
- [18] **A. TENINGE**, « Participation Aux Services Système De Parcs Éoliens Mixtes : Application En Milieu Insulaire », Thèse doctorat de l'INPG, 4 décembre 2009.
- [19] **E. LE PELLETER**, « outil d'électronique de puissance pour le maillage /bouclage des réseaux de distribution : Application au contrôle des flux de puissance et la limitation des courants de court-circuit », Thèse de doctorat de l'INPG, 26 octobre 2007.
- [20] **O. AREZKI, A. AHMANE**, « Analyse de la stabilité de la tension en présence des compensateurs FACTS », Mémoire de fin d'étude Ingénieur d'état, Université A.MIRA de Bejaïa, Juin 2007.
- [21], **F. LAKDJA**, « contrôle des transits de puissance par dispositif FACTS », Mémoire de Magister en commande des processus, Oran, 2005.
- [22] IEEE Standards Coordinating Committee 21 (IEEE SCC21); "IEEE 1547Standard for interconnected distributed resources with electric power system", 2003.
- [23] **F. KOUADRA**, « Etude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT », Mémoire de Magister, Université MENTOURI de Constantine.
- [24] **N. LAVERDURE**, « l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires ». Thèse de doctorat de l'INPG, 2005.
- [25] **V. ROGEZ**, « Modélisation simplifiée de source de production décentralisée pour des études dynamique du réseau. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire » Thèse de doctorat, université d'ARTOIS, 2004.

[26] **B. BOUKHEZZAR** « les stratégies de commande Pour l'optimisation et la régulation de puissance des éoliennes à vitesse variable » thèse doctorat, Université paris XI orsay. 2006.

[27] **S. EL AIMANI** « Modélisation De Différentes Technologies D'éoliennes Intégrées Dans Un Réseau De Moyenne Tension » thèse doctorat délivré conjointement par l'école centrale de lille et l'université des sciences et technologies de lille, 2004.

[28] **J-L FRAISSE, J-P HORSON**, « Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution-Aspects juridiques et organisationnels » Technique de l'ingénieur D4241.

[29] **R. CAIRE** « Gestion et Stratégies de conduite de la Production Décentralisée », Thèse de Doctorat INP Grenoble, Avril 2004.

[30] **T. Pham**, « Influences De La Production Décentralisée Sur La Gestion Des Infrastructures Critiques Des Réseaux De Puissance », thèse de doctorat de l'INPG, 2006.

[31] **E. Acha and al**, "Power Electronic Control in Electrical Systems", Newnes power engineering series, 2002.

## **Résumé**

Dans ce mémoire, une étude de l'influence de l'intégration d'un générateur éolien sur un réseau électrique sur le plan de tension et les flux de puissances est effectuée. Par la suite, proposer une solution du contrôle de la tension par l'injection ou l'absorption de la puissance réactive à l'aide d'un compensateurs FACTS, à savoir, le STATCOM. Des études comparatives sur un réseau IEEE sont effectuées sans et avec la présence du générateur éolien et sans et avec l'insertion du STATCOM, afin de valider les résultats obtenus.

## **Abstract**

In this thesis, a study of the influence of the integration of a wind generator on a grid in terms of voltage and power flow is performed. Subsequently, provide a solution for monitoring the voltage by injecting or absorbing reactive power using a countervailing FACTS, ie, STATCOM. Comparative studies on the IEEE network are performed with and without the presence of the wind generator and with and without the inclusion of the STATCOM to validate the results.