

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

**Contrôle de la tension et du transit de puissances dans un réseau électrique
par les dispositifs FACTS**

Présenté par :

Mr Nabil HANI

Encadrés par :

M^{me} N. AOUZELLAG

Année Universitaire : 2013 / 2014

Remerciement

*Avant tout, je tiens à remercier Dieu le tout puissant qui ma donné la force et la
patience de faire ce travail.*

Mes plus vifs remerciements vont à :

*Ma 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 m'a fait partager.*

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

H. Nabil

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à:

Mes chers parents,

Mes frères et sœurs.

Sommaire

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. Réseau de transport THT.....	3
I.1.2. Réseau de répartition HT.....	4
I.1.3. Réseau de distribution.....	4
I.2. Architecture des réseaux électriques.....	5
I.3. Modélisation des éléments du réseau électrique.....	6
I.3.1. Modélisation des générateurs.....	6
I.3.2. Modélisation des charges.....	7
I.3.3. Modélisation des lignes aériennes.....	8
I.3.4. Modélisation du transformateur.....	9
a. Transformateur à gradins.....	10
b. Transformateur déphaseur.....	12
I.3.5. Les différents nœuds du réseau électrique.....	13
a. Nœud de charge (P,Q).....	13
b. Nœud générateur (P,V).....	13
c. Nœud bilan (V, δ).....	13
I.4. Construction de la matrice admittance d'un réseau électrique.....	13
I.5. Calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau électrique.....	15
I.5.1. Equation de calcul de l'écoulement de puissance.....	15
I.5.2. Calcul de l'écoulement de puissance par la forme hybride.....	17
I.5.3. Détermination des éléments du Jacobien.....	19
I.5.4. Algorithme de la méthode de Newton-Raphson.....	22
Conclusion.....	<u>22</u>

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

Introduction	23
II.1. Puissance transmissible dans une ligne.....	23
II.2. Chute de tension dans une ligne.....	26
II.3. les niveaux de tensions.....	27
II.4. Le réglage hiérarchisé de la tension sur les réseaux électriques	28
II.5. Problèmes survenant sur le réseau électrique	29
II.5.1. Perturbations de la tension	29
II.5.2. Creux de tension et coupures	30
II.5.3. Fluctuations de tension – Flicker / papillotement	31
II.5.4 Les surtensions transitoires	32
II.5.5. les surtensions temporaires.....	32
II.5.6.Variation de fréquence	32
II.5.7 Déséquilibre du courant et de la tension	33
II.6. Compensation d'énergie réactive et contrôle de la tension.....	33
II.7. Moyens de compensation de l'énergie réactive et de réglage de tension	35
II.7.1. Moyens de compensation classiques.....	35
a) Groupes de production	35
b) Inductances	35
c) Condensateurs	35
d) Compensateurs synchrones	35
e) Transformateurs avec prises réglables en charge.....	35
Conclusion.....	36

Chapitre III : Etude des dispositifs FACTS

Introduction	37
III.1. Généralités sur les FACTS	37
III.1.1. Procédé d'amélioration des réseaux avec FACTS	38
A. Modification de la réactance	39
B. Modification de la tension	39
C. Modification de l'angle de transmission	39
III.1.2. Rôle des dispositifs FACTS	41
III.2. Types de FACTS	42
III.2.1. compensateurs parallèles	43
III.2.1.1. Compensateur statique synchrone STATCOM	43
III.2.2. Dispositifs FACTS séries.....	45
III.2.2.1. TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor):.....	45
III.2.3. Dispositifs FACTS combinés série-parallèle (hybride).....	46
III.2.3.1. Contrôleur de transit de puissance unifié UPFC	46
A. Principe de fonctionnement de l'UPFC	47
III.2.3.2. Matrice admittance d'une ligne électrique	48
III.2.3.3. Détermination du jacobien d'une ligne	48
III.2.3.4 Matrice admittance d'une ligne avec l'UPFC	49
III.2.3.5 Détermination du jacobien d'une ligne munie d'un UPFC.....	50
III.2.3.6 Les nouvelles équations du jacobien :	52
Conclusion.....	55

Chapitre IV : Simulation et interprétation des résultats

Introduction	56
IV.1. Topologie du réseau étudié.....	56
IV.2. Données du réseau étudié	57
IV.3. Résultats de simulation.....	58
IV.3.1. Etat du réseau sans FACTS	58
IV.3.2. Ecoulement de puissance avec injection d'une perturbation	63
A. Changement de l'état du réseau par injection d'une perturbation au nœud 4.....	63
B. Changement de l'état du réseau par injection d'une perturbation au nœud 3.....	66
IV.3.3. Ecoulement de puissance avec insertion du compensateur shunt.....	69
IV.3.4. Ecoulement de puissance avec insertion du compensateur série TCSC.....	73
A. Evaluation des pertes totales dans les lignes.....	73
B. Résultats de simulation après insertion du TCSC.....	74
C. Evaluation des pertes totales dans le réseau pour ses différents états.....	77
Conclusion.....	78
Conclusion Générale	80

Liste des figures

Fig. I.1 : Structure du réseau électrique	4
Fig. I.2 : Architectures des réseaux électriques.....	6
Fig. I.3 : Modèle du générateur	7
Fig. I.4: Modélisation d'une charge	7
Fig. I.5 : Modèle en π d'une ligne aérienne	8
Fig. I.6 : Modèle d'un transformateur	10
Fig. I.7: Modèle approximatif du transformateur.....	11
Fig. I.8 : Modèle d'un transformateur déphaseur.....	12
Fig. I.9: Schéma d'un réseau électrique à (n) accès	13
Fig. I.10 : Système électrique à deux jeux de barres.....	16
Fig. II.1 : Représentation d'une ligne de transmission non compensée.	24
Fig. II.2 : Diagramme de phase d'une ligne purement inductive.	24
Fig. II.3: diagramme de phase de la ligne.	26
Fig. II.4 : Niveaux de tension normalisés.....	27
Fig. II.5 : Organisation du réglage hiérarchisé de tension.....	29
Fig. II.6 : Exemple de perturbations réseau basse tension(BT)	30
Fig. II.7 : Représentations pour une durée de quelques secondes des types de fluctuation de tension	31
Fig. II.8: Exemple de cas de surtension transitoire	32
Fig. II.9 : Exemple de fluctuation de fréquence	32
Fig. II.10 : Exemple de déséquilibre de tension	33
Fig. II.11 : Synthèse des moyens de réglage de tension.....	34
Fig. II.12 : Régleur en phase sans et avec compundage.....	36
Fig.III.1 : Schéma simple d'un système de transmission.....	38
Fig. III.2 : Influence des différents paramètres sur la puissance transmise dans une ligne : (a) déphasage, (b) tension aux nœuds et (c) réactance de la ligne.....	41
Fig. III.3 : Effet des dispositifs sur les paramètres déterminants la transmission de puissance.....	42
Fig.III.4 : schéma de raccordements shunts	43
Fig.III.5 : Schéma de base d'un STATCOM	44
Fig.III.6.a : Courant inductif	44
Fig.III.6.b : Courant capacitif.....	44

Liste des figures

Fig.III.7: Schéma de raccordement série.....	45
Fig.III.8 : Schéma de base de TCSC	45
Fig. III.9 : Schéma de raccordement universel (série-shunts).....	46
Figure III.10 :Schéma simplifié d'un UPFC connecté au réseau électrique	47
Fig.III.11 : Circuit équivalent d'une ligne en π	48
Fig.III.12 : Circuit équivalent d'une ligne en π munie d'un UPFC	49
Fig. IV.1 : Topologie du réseau électrique étudié	57
Fig. IV.2 : Amplitude des tensions aux nœuds 3,4 et 5.....	60
Fig. IV.3 : Chutes de tension dans les lignes	60
Fig. IV.4 : Puissances actives transitant dans les lignes.....	61
Fig. IV.5 : Puissances réactives transitant dans les lignes	61
Fig. IV.6 : Pertes de puissance active dans les lignes	62
Fig. IV.7 : Pertes de puissance réactive dans les lignes	62
Fig. IV.8 : Forme de la puissance injectée au nœud 4.....	63
Fig. IV.9 : Amplitude des tensions aux nœuds 3,4 et 5.....	64
Fig. IV.10 : chute de tension dans les lignes	64
Fig. IV.11 : Puissances actives transitant dans les lignes.....	65
Fig. IV.12 : Puissances réactives transitant dans les lignes.....	65
Fig. IV.13 : Pertes de puissance active dans les lignes	66
Fig. IV.14 : Amplitude des tensions aux nœuds 3,4 et 5.....	67
Fig. IV.15 : chute de tension dans les lignes	67
Fig. IV.16 : Puissances actives transitant dans les lignes.....	68
Fig. IV.17 : Puissances réactives transitant dans les lignes.....	68
Fig. IV.18 : Pertes de puissance active dans les lignes	69
Fig. IV.19 : Topologie du réseau étudié avec insertion du STATCOM	70
Fig. IV. 20 : Amplitudes des tensions aux nœuds 3,4 et 5 après insertion du STATCOM au nœud 4.....	70
Fig. IV.21 : chutes de tension dans les lignes après insertion STATCOM au nœud 4	71
Fig. IV.22 : Puissances actives transitant dans les lignes après insertion du STATCOM au nœud 4.....	71
Fig. IV.23 : Puissances réactives transitant dans les lignes après insertion du STATCOM au nœud 4.....	72

Liste des figures

Fig. IV.24 : Pertes de puissance active dans les lignes après insertion du STATCOM au nœud 4.....	72
Fig. IV. 25 : Amplitudes des tensions aux nœuds 3,4 et 5 après insertion du TCSC.....	75
Fig. IV.26 : Puissances actives transitant dans les lignes après insertion du TCSC	75
Fig. IV.27 : Puissances réactives transitant dans les lignes après insertion du TCSC	76
Fig. IV.28 : Perte de puissances transitant dans les lignes après insertion du TCSC	76

Liste des tableaux

Tab (IV.1) : Données des lignes.....	57
Tab (IV.2) : Données des nœuds.....	58
Tab (IV.3) : Module des tensions aux nœuds (pu).....	58
Tab (IV.4) : Phases des tensions aux nœuds (degré)	58
Tab (IV.5) : Chutes de tension (pu).....	59
Tab (IV.6) : Puissances transitées et pertes dans les lignes (pu).....	59
Tab. IV.7 : Perte totale en (pu) pour différents emplacements du compensateur série dans les lignes	74
Tab IV. 8: Pertes totales pour différents états du réseau	77

Liste des Symboles et Abréviations

\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	Impédance de l'enroulement primaire
\bar{Z}_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	Admittance shunt
g_T, b_T	Conductance et susceptance shunt
I_0	Courant qui traverse la branche magnétisante
μ	Rapport de transformation
FACTS	Flexible alternatif curant transmission systems
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
UPFC	Unified Power Flow Controller
VSC	Voltage Source Converter
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
MLI	Modulation par largeur d'impulsion
V_s	Tension du jeu de barre de génération (sending voltage).
V_r	Tension du jeu de barre de charge (receiving voltage).
P_s	Puissance active fournie par la source
Q_s	Puissance réactive fournie par la source
P_r	Puissance active demandée par la charge
Q_r	Puissance réactive demandée par la charge
PI	Puissance active transportée par la ligne

Ql	Puissance réactive transportée par la ligne
δ	Angle de charge entre V_s et V_r
R	Résistance de la ligne de transport
X	Réactance de la ligne de transport
θ	Déphasage du courant de la ligne
Vsh	Tension (shunt) injectée par le STATCOM
Ish	Courant (shunt) injecté par le STATCOM
Rsh	Résistance du transformateur de couplage shunt du STATCOM
Xsh	Réactance du transformateur de couplage shunt du STATCOM

Introduction générale

A notre époque, sans électricité, la vie quotidienne serait difficilement envisageable, il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue. Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il serait nécessaire d'inventer et de construire des centrales électriques capables de produire de l'électricité en grande quantité. Les réseaux de transport et de distribution ont été construits et dimensionnés 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, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique.

Des relevés sur les incidents survenus durant les dernières années ont montré que l'effondrement de tension intervient généralement suite à une perturbation majeure ou à une augmentation importante de la charge sur un réseau électrique soumis à de fortes contraintes. La dégradation de la tension au niveau des charges est alors telle qu'elle entraîne des interruptions de service dont les causes directes peuvent être : manque de tension, augmentation des pertes réactives du réseau. La défaillance du réglage de la tension, au niveau des bornes des groupes, a pour conséquence une accélération de la dégradation du plan de la tension qui peut aller jusqu'à des déclenchements, en cascade, de groupes et de lignes et un effondrement général du réseau.

Dans cette situation, Les moyens classiques de contrôle des réseaux (transformateur à prises réglables en charge, transformateurs déphaseurs, compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs) pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux problèmes d'instabilité du réseau, compte tenu notamment des nouvelles contraintes. Il faudra donc compléter leur action en mettant en œuvre des dispositifs électroniques de puissance ayant des temps de réponse courts, connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) pour le contrôle des réseaux. Le développement des dispositifs FACTS a ouvert de nouvelles

perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux régulées, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité de tension ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

Le travail sera développé sur quatre chapitres :

Le premier chapitre expose une présentation des réseaux électriques, ces différentes structures ainsi que la modélisation des éléments le constituant. Les réglages de tension existants sur ces réseaux seront également développés dans le second chapitre. Une attention particulière sera portée dans cette partie au calcul de l'écoulement de puissances dans un réseau électrique par l'algorithme de Newton-Raphson.

Le troisième chapitre est une présentation générale du concept FACTS. Il dresse les solutions pouvant être apportées par ces dispositifs. Une classification des différents types est proposée et les principaux dispositifs de chaque famille sont décrits.

Le quatrième chapitre consiste à l'étude de l'intégration de deux dispositifs FACTS (série et shunt) dans le calcul de répartition de puissances. Ces dispositifs qui sont des acteurs de l'étude envisagés dans le cadre de ce travail, sont modélisés en modifiant la valeur des éléments de la matrice d'admittance du réseau et des éléments du Jacobien dans l'algorithme de Newton-Raphson.

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.

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 [01][02] [03]

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

I.1.1. Réseau de transport THT

La première de ces subdivisions est le réseau de transport qui permet de transporter de l'énergie électrique depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation. C'est sur le réseau THT que sont branchées les centrales de grandes puissances (> 300 MW). Les réseaux de transport constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs). Ces réseaux sont, pour la plupart, aériens et souterrains dans les villes ou à leur approches. Ils sont étudiés pour un transit donné correspondant à la limite thermique de la ligne. Les protections de ces réseaux doivent être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est

assurée au niveau national par un centre de conduite ou de dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence.

I.1.2. Réseau de répartition HT

Le deuxième niveau de tension est le réseau de répartition, il est généralement à plus basse tension et donc moins dispendieux et contraignant à installer et opérer. De plus, son rôle est de répartir la puissance vers les centres de charges dans un rayon d'environ 100 kilomètres d'un poste de répartition. Le réseau de répartition est donc formé des lignes et des postes alimentant le réseau de distribution à partir du réseau de transport. Généralement, le réseau de répartition est aérien. Il existe aussi certaines installations de répartition souterraines. Notons aussi, que certaines entreprises grandes consommatrices d'énergie sont parfois branchées directement au réseau de répartition sans passer par le réseau de distribution (par exemple les alumineries et les papetières).

I.1.3. Réseau de distribution

La troisième 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.

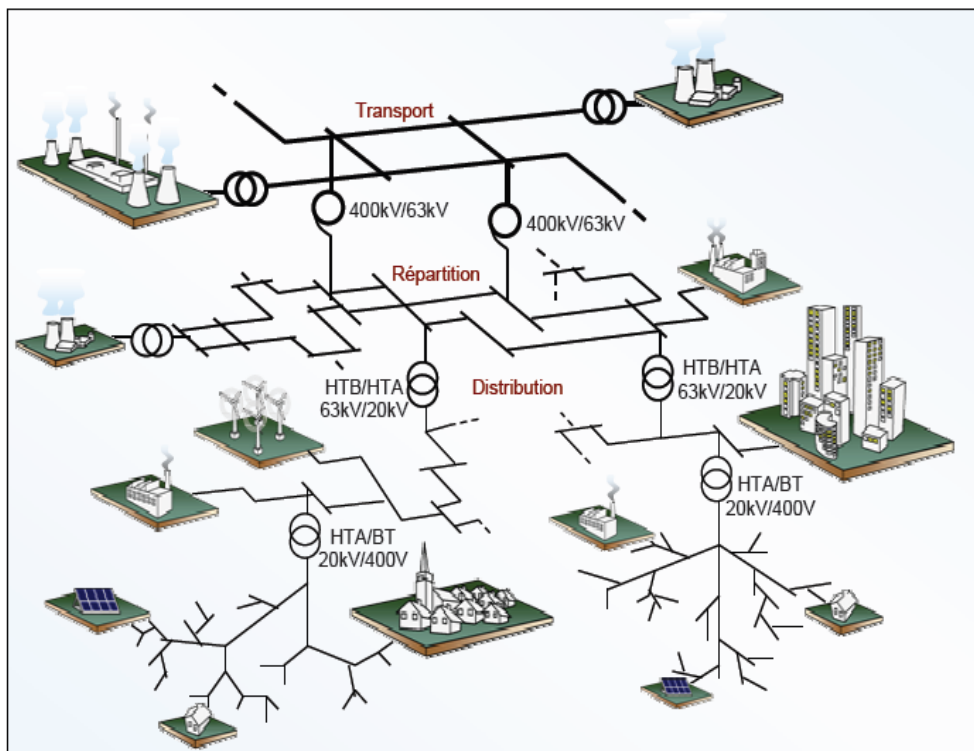


Fig. I.1 : Structure du réseau[02]

I.2. Architecture des réseaux électriques [01]

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.2a).

Les réseaux de répartition qu'ils alimentent ont fréquemment une structure bouclée (figure I.2b) 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.2b) ou encore en piquage en prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux postes (poste H, figure I.2b).

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.2d) ou des réseaux à structure arborescente (figure I.2c).

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.

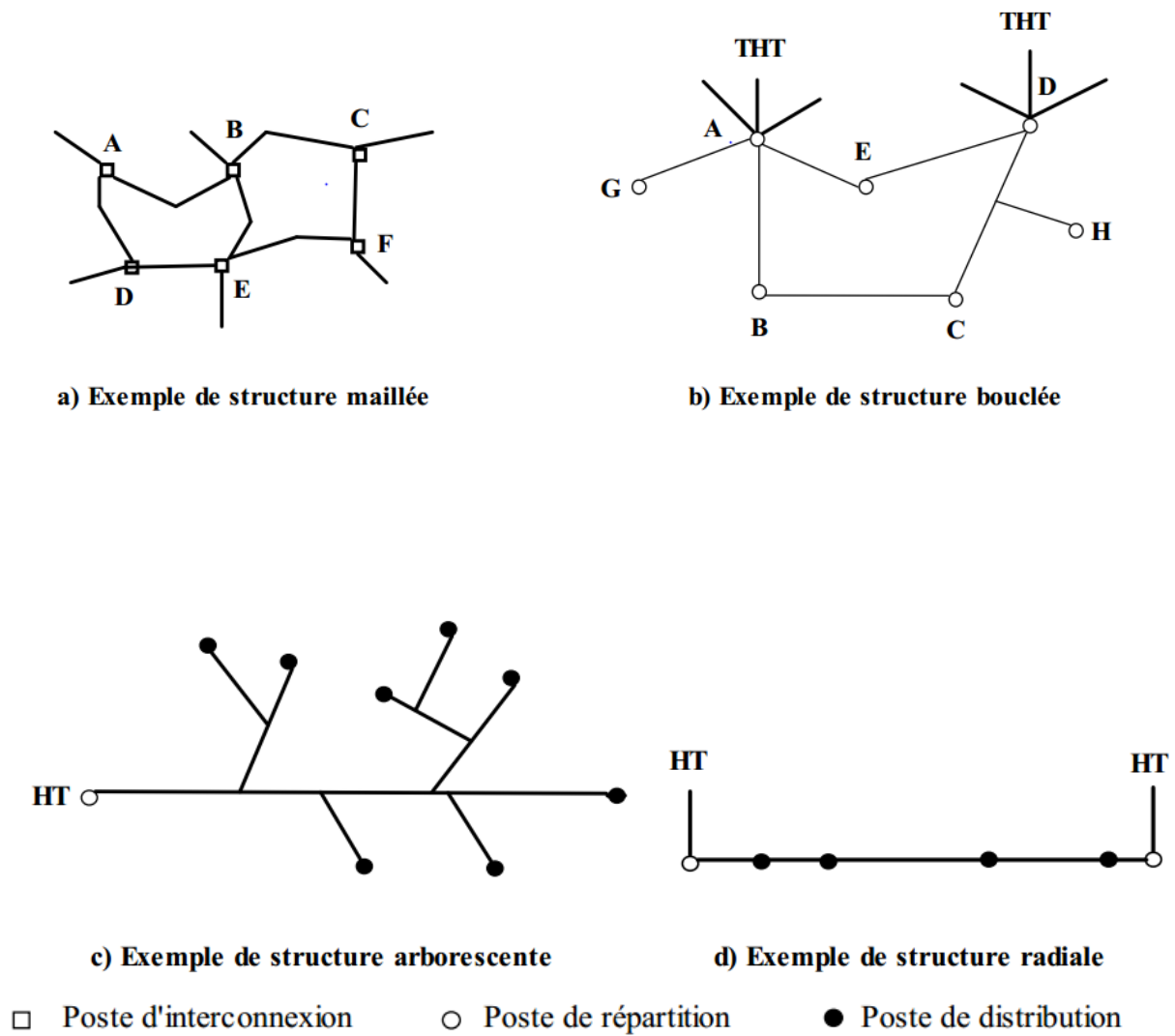


Fig. I.2 : Architectures des réseaux électriques

I.3. Modélisation des éléments du réseau électrique

I.3.1. Modélisation des générateurs [01]

Les générateurs sont des éléments du réseau capable de fournir de la puissance active au système (figure I.3). Ils peuvent aussi produire, voire consommer, de la puissance réactive de manière à maintenir un certain niveau de tension. Les limites de production des générateurs sont définies par :

$$P_{Gi,min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi,max}$$

$$Q_{Gi,min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi,max}$$

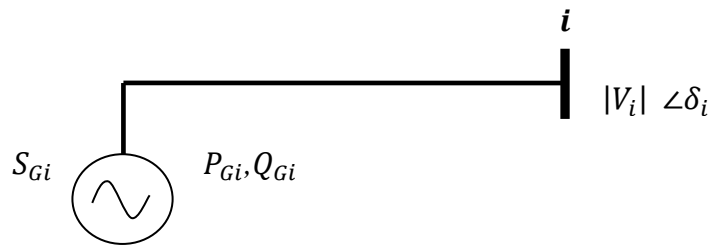


Fig. I.3 : Modèle du générateur

Avec,

P_{Gi} : Puissance active délivrée par le générateur au nœud i ;

Q_{Gi} : Puissance réactive délivrée par le générateur au nœud i ;

V_i : Tension au nœud i ;

δ_i : Angle de phase de la tension au nœud i .

I.3.2. Modélisation des charges [01]

Dans les calculs de répartition de puissance, on représente les charges par des consommations de puissances P_i et Q_i (figure I.4), 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.

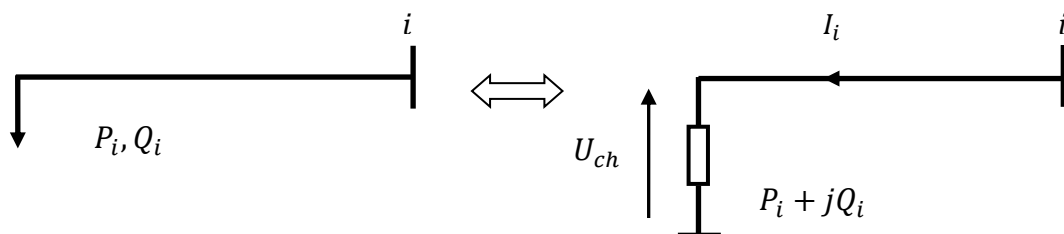


Fig. I.4: Modélisation d'une charge

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 [01]

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.5).

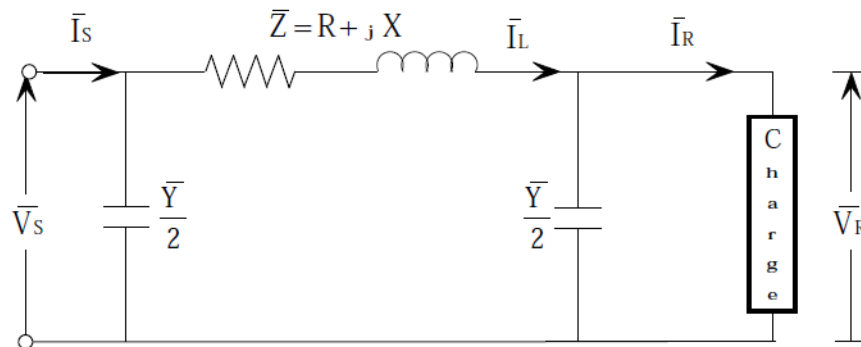


Fig. I.5 : Modèle en π d'une ligne aérienne

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 :

$$\begin{cases} \bar{V}_S = A \cdot \bar{V}_R + B \cdot \bar{I}_R \\ \bar{I}_S = C \cdot \bar{V}_R + D \cdot \bar{I}_R \end{cases} \quad (\text{I-1})$$

Sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (\text{I-2})$$

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.5 on a :

$$\bar{I}_L = \bar{I}_R + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_R \quad (\text{I-3})$$

La tension à la source est :

$$\bar{V}_S = \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_L \quad (\text{I-4})$$

On remplaçant (I-3) dans (I-4) on aura :

$$\bar{V}_S = \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right) \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_R \quad (\text{I-5})$$

Le courant à la source est:

$$\bar{I}_S = \bar{I}_L + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_S \quad (\text{I-6})$$

Remplaçant (I-3) et (I-5) dans (I-6) on obtient :

$$\bar{I}_S = \bar{Y} \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{4}\right) \bar{V}_R + \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right) \bar{I}_R \quad (\text{I-7})$$

Les équations (I.5) et (I.6) peuvent être écrites sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right) \bar{Z} \\ \bar{Y} \cdot \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{4}\right) \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (\text{I-8})$$

Par identification des équations (I-2) et (I-8) on aura :

$$A = D = \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right); B = \bar{Z}; C = \bar{Y} \cdot \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{4}\right) \quad (\text{I-9})$$

I.3.4. Modélisation du transformateur [01]

Les transformateurs de puissance sont des éléments importants du réseau et ont contribué au développement des capacités de transport des réseaux électriques. Les différentes parties du réseau électrique requièrent différents niveaux de tension. Pour tirer profit du

meilleur rendement. Il paraît impératif de disposer d'un outil capable de changer le niveau de tension (et l'intensité du courant) et cela à des niveaux de puissances élevés.

Le transformateur de puissance, tel qu'il est connu actuellement, répond à ce besoin avec des rendements approchant l'unité. Il existe plusieurs types de transformateurs. Deux modèles des plus usités sont représentés dans ce qui suit.

a. Transformateur à gradins

Un transformateur à gradins peut être modélisé comme suit :

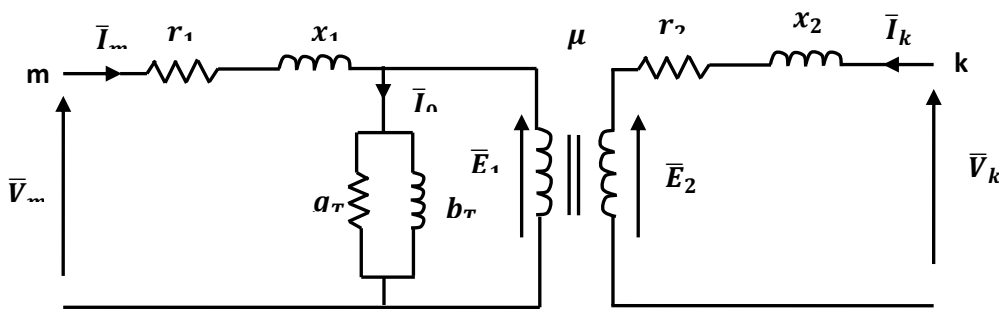


Fig. I.6 : Modèle d'un transformateur

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 ;

μ : 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 :

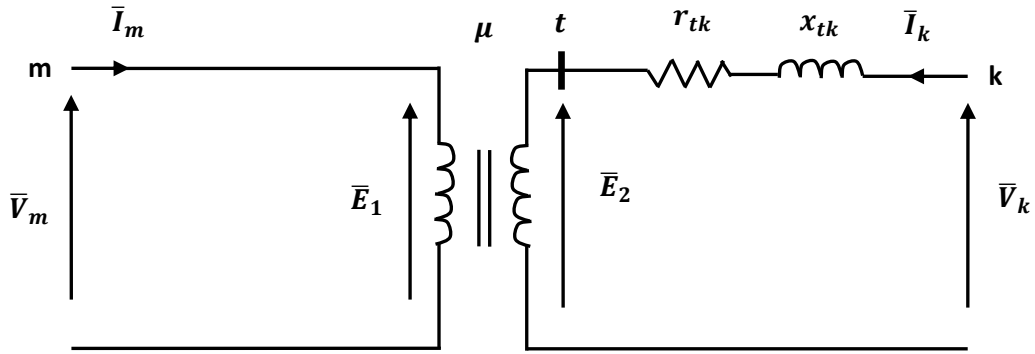


Fig. I.7: Modèle approximatif du transformateur

Avec,

$$\bar{z}_{tk} = r_{tk} + jx_{tk} \quad (\text{I-10})$$

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

r_{tk} , x_{tk} : Résistance et réactance, respectivement, du transformateur ramenée au secondaire.

De la figure I.7, on peut écrire :

$$\mu = \frac{\bar{E}_1}{\bar{E}_2} = -\frac{\bar{I}_k}{\bar{I}_m} \quad (\text{I-11})$$

$$\bar{V}_m = \bar{E}_1 \quad (\text{I-12})$$

$$\bar{V}_k = \bar{E}_2 + (r_{tk} + jx_{tk})\bar{I}_k \quad (\text{I-13})$$

Les équations (I-10), (I-11) et (I-12) donnent les expressions des courants comme suit:

$$\begin{cases} \bar{I}_m = \frac{\bar{y}_{tk}}{\mu^2} \bar{V}_m + \frac{-\bar{y}_{tk}}{\mu} \bar{V}_k \\ \bar{I}_k = \frac{-\bar{y}_{tk}}{\mu} \bar{V}_m + \bar{y}_{tk} \bar{V}_k \end{cases} \quad (\text{I-14})$$

Avec,

$$\bar{y}_{tk} = \frac{1}{\bar{z}_{tk}} \quad (\text{I-15})$$

Sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_m \\ \bar{I}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\bar{y}_{tk}}{\mu^2}\right) \left(\frac{-\bar{y}_{tk}}{\mu}\right) \\ \left(\frac{-\bar{y}_{tk}}{\mu}\right) \bar{y}_{tk} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_m \\ \bar{V}_k \end{bmatrix} \quad (\text{I-16})$$

D'où la matrice admittance nodale du transformateur est :

$$\bar{Y}_{TR} = \begin{pmatrix} \frac{\bar{y}_{tk}}{\mu^2} & \frac{-\bar{y}_{tk}}{\mu} \\ \frac{-\bar{y}_{tk}}{\mu} & \bar{y}_{tk} \end{pmatrix} \quad (\text{I-17})$$

b. Transformateur déphaseur

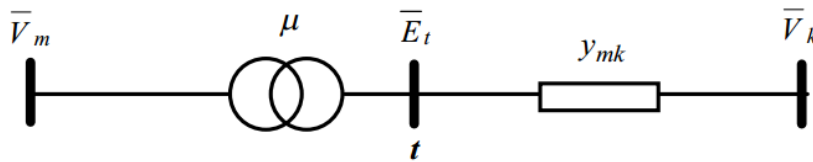


Fig. I.8 : Modèle d'un transformateur déphaseur

Etant donné que le transformateur est idéal, on aura :

$$\bar{S}_m = \bar{S}_t \quad (\text{I-18})$$

Donc :

$$\bar{E}_m \bar{I}_m^* = \bar{E}_t \bar{I}_t^* \quad (\text{I-19})$$

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

Avec

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

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:

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

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

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

I.3.5. Les différents nœuds du réseau électrique [4]

Les nœuds dans un réseau électrique sont divisés en trois types :

- a. **Nœud de charge (P,Q)** : c'est un nœud connecté directement à la charge, il ne possède aucune source d'énergie. Les puissances active et réactive sont considérées connues.
- b. **Nœud générateur (P,V)** : c'est un nœud connecté directement avec un générateur ou la puissance active et la tension sont considérées connues. 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, le nœud devient alors un nœud (P,Q).
- c. **Nœud bilan (|V|, δ)** : 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 et l'angle de la tension sont supposés connus.

I.4. Construction de la matrice admittance d'un réseau électrique [05]

Soit un réseau électrique à (n) accès indépendants, montré sur la figure I.9.

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

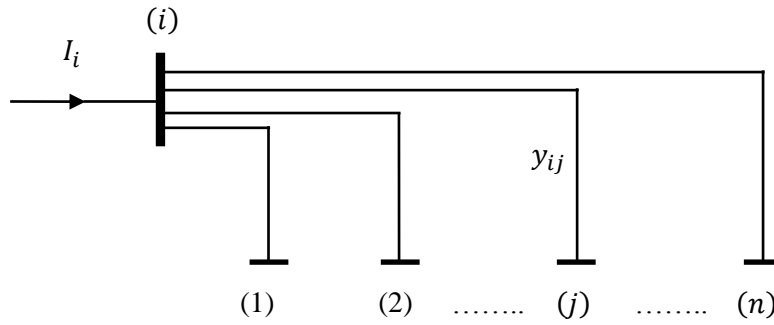


Fig. I.9: Schéma d'un réseau électrique à (n) accès

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).

En 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).

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 :

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

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

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

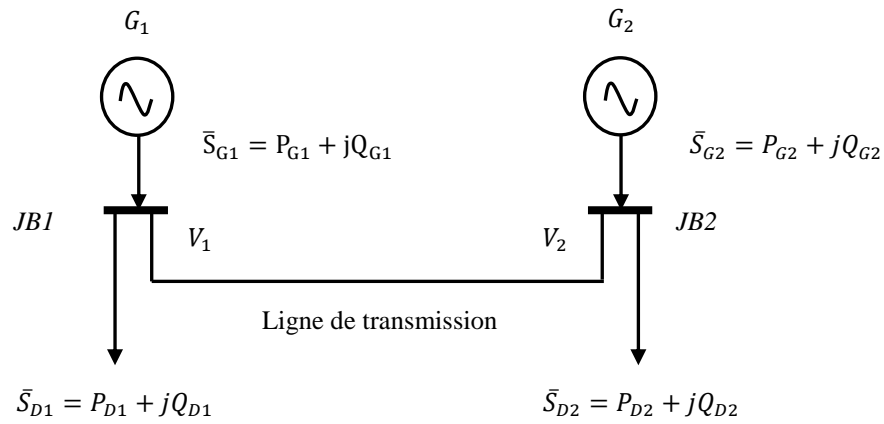


Fig. I.10 : Système électrique à deux jeux de barres

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 :

✓ 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,

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

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

D'après la forme hybride donnée par la relation (I-49), on pose:

$$P_i = F_{ip} = |V_i| \cdot \sum_{j=1}^n |V_j| [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-50})$$

$$Q_i = F_{iq} = |V_i| \cdot \sum_{j=1}^n |V_j| [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-51})$$

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

Après le 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:

$$\begin{cases} P_i = F_{ip}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_1}\right)^{(0)} \cdot \Delta \delta_1^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \cdot \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_1|}\right)^{(0)} \cdot \Delta V_1^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \cdot \Delta V_n^{(0)} \\ Q_i = F_{iq}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_1}\right)^{(0)} \cdot \Delta \delta_1^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \cdot \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_1|}\right)^{(0)} \cdot \Delta V_1^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \cdot \Delta V_n^{(0)} \end{cases} \quad (\text{I-52})$$

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

Sous forme matricielle on a :

$$\begin{bmatrix} P_2 - F_{2p}^{(0)} \\ \vdots \\ P_n - F_{np}^{(0)} \\ Q_2 - F_{2q}^{(0)} \\ \vdots \\ Q_n - F_{nq}^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial F_{2p}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{2p}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \left(\frac{\partial F_{np}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{np}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial F_{np}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{np}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \left(\frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial F_{2q}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{2q}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \left(\frac{\partial F_{nq}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{nq}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial F_{nq}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial F_{nq}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta\delta_n^{(0)} \\ \Delta V_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta V_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad (I-53)$$

$$\text{Avec: } \begin{bmatrix} P_2 - F_{2p}^{(0)} \\ \vdots \\ P_n - F_{np}^{(0)} \\ Q_2 - F_{2q}^{(0)} \\ \vdots \\ Q_n - F_{nq}^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (I-54)$$

On peut écrire le système comme suit:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \cdot \begin{bmatrix} \Delta\delta^{(0)} \\ \Delta|V|^{(0)} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \Delta\delta^{(0)} \\ \Delta|V|^{(0)} \end{bmatrix} = [J]^{-1(0)} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (I-55)$$

On rappelle que : $\Delta\delta^{(k)} = \delta^{(k+1)} - \delta^{(k)}$

$$\delta^{(k+1)} = \delta^{(k)} + \Delta\delta^{(k)} \quad (I-56)$$

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

Alors,

$$|V|^{(k+1)} = |V|^{(k)} + \Delta|V|^{(k)} \quad (I-57)$$

Remplaçant (I-56) et (I-57) dans (I-55), on aura:

$$\begin{bmatrix} \delta^{(k+1)} \\ |V|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(k)} \\ |V|^{(k)} \end{bmatrix} + [J^{(k)}]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} \quad (\text{I-58})$$

D'une manière générale

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = [J]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{I-59})$$

Avec,

[J]: Matrice Jacobien 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 Jacobien, où :

$$J_1 = \frac{\partial P}{\partial \delta}, \quad J_2 = \frac{\partial P}{\partial |V|}, \quad J_3 = \frac{\partial Q}{\partial \delta} \quad \text{et} \quad J_4 = \frac{\partial Q}{\partial |V|} \quad (\text{I-60})$$

I.5.3. Détermination des éléments du Jacobien

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

A. Eléments de J_1

➤ Eléments de la diagonale

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \cdot [B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-61})$$

➤ Eléments hors de la diagonale

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \cdot [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-62})$$

B. Eléments de J_2

➤ Eléments de la diagonale

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = \sum_{j=1}^n |V_j| \cdot [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-63})$$

➤ Eléments hors de la diagonale

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-64})$$

C. Eléments de J_3 **➤ Eléments de la diagonale**

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \cdot [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-65})$$

➤ Eléments hors de la diagonale

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = - \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \cdot [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-66})$$

D. Eléments de J_4 **➤ Eléments de la diagonale**

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = \sum_{j=1}^n |V_j| \cdot [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-67})$$

➤ Eléments hors de la diagonale

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{I-68})$$

Pour les accès $(P, |V|)$ où le module de la tension est spécifié et la puissance réactive est inconnue. Les équations de ΔQ 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 δ . Par conséquent, les éléments de la ligne correspondants à chaque accès $(P, |V|)$ dans J_3 et J_4 doivent être remplacés par :

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial \delta_j} = 0 \quad (\text{I-69})$$

$$\text{et } \frac{\partial |V_i|^2}{\partial |V_i|} = \begin{cases} 2|V_i| & \text{si } i = j \\ 0 & \text{si } i \neq j \end{cases} \quad (\text{I-70})$$

Avec,

$$\Delta |V_i^k|^2 = (V_{\text{spécifié}})^2 - (|V_i^k|)^2 \quad (\text{I-71})$$

En résumé :

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

$$\begin{cases} \Delta P_i^k = P_{\text{spécifié}} - P_i^k \\ \Delta Q_i^k = Q_{\text{spécifié}} - Q_i^k \end{cases} \quad (\text{I-72})$$

Avec,

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

✓ Pour l'accès $(P, |V|)$, on calcul :

$$\begin{cases} \Delta P_i^k = P_{ispé} - P_i^k \\ \Delta |V_i^k|^2 = |V_{ispé}|^2 - |V_i^k|^2 \end{cases} \quad (\text{I-73})$$

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 :

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

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

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-49).

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

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-59).
- 19- calculer les nouvelles valeurs de $\delta_i^{(k+1)}$ et $|V_i|^{k+1}$ d'après les équations (I-56) et (I-57) 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. La dernière partie expose la problématique de calcul du transit de puissances dans un réseau électrique, dans ce contexte, la méthode de calcul de Newton-Raphson a été abordée, car elle permet d'avoir des informations sur l'état du réseau étudié pour des paramètres précis.

Chapitre II

Moyens de réglages de la tension et compensation de l'énergie réactive

Introduction

Les systèmes électriques ont de nombreuses contraintes de fonctionnement. Ils ont la nécessité en premier lieu de maintenir en permanence l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie électrique, celle-ci ne pouvant pas être stockée en grande quantité. Cet équilibre s'établit naturellement dans une certaine mesure, mais au détriment de la stabilité en fréquence et en tension.

Pour garantir la stabilité du réseau et la sécurité des matériels, la tension doit être maintenue dans des limites fixées par les règles d'exploitation des réseaux électriques. Ces limites sont définies dans chaque pays selon le type de réseau en fonction de son niveau de tension. La tenue de la tension est donc un des aspects fondamentaux de l'exploitation des réseaux de transport et de distribution.

II.1. Puissance transmissible dans une ligne [06]

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 φ en retard.

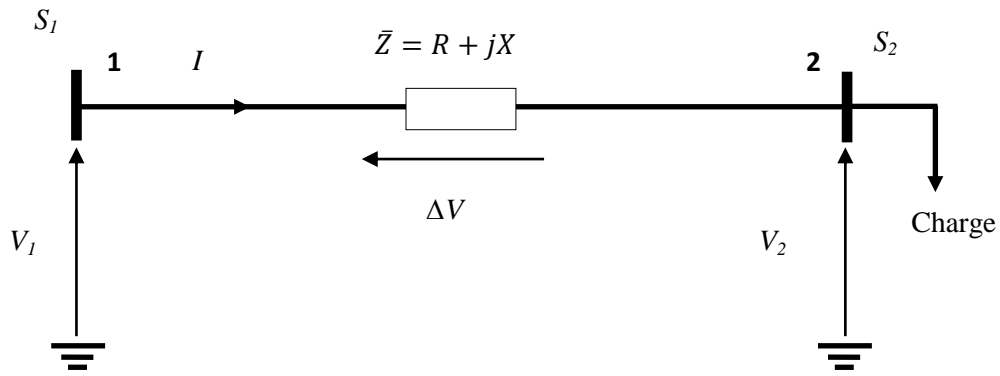


Fig. II.1 : Représentation d'une ligne de transmission non compensée.

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

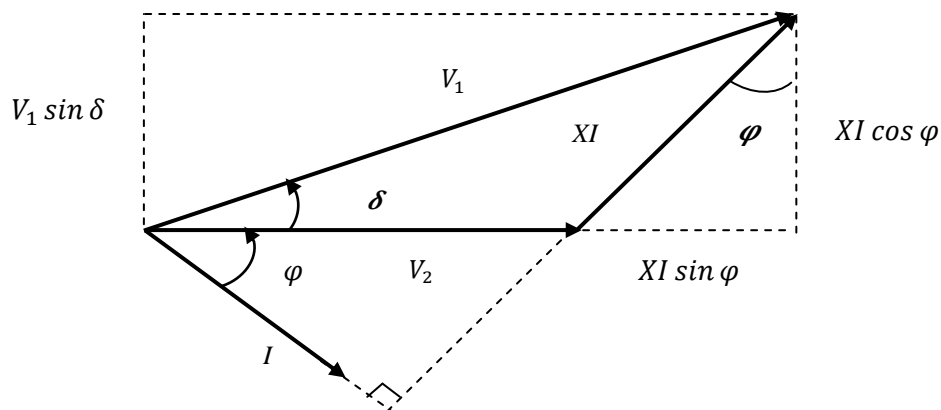


Fig. II.2 : Diagramme de phase d'une ligne purement inductive.

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,

δ : Angle de transport, qui est l'angle entre \vec{V}_1 et \vec{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 :

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

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 ΔV , sans négliger l'effet résistif de la ligne, comme suit :

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

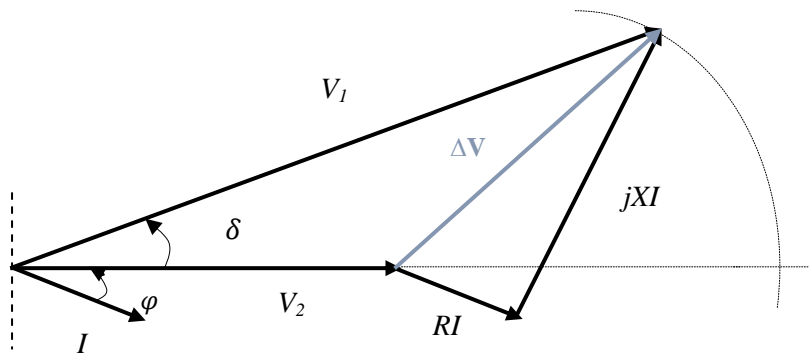


Fig. II.3: diagramme de phase de la ligne.

L'angle de transport δ étant petit (réseau peu chargé), si φ 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 :

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

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

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

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 δ dépend principalement de la puissance active transmise.

II.3. les niveaux de tensions [01] [07]

La nouvelle norme en vigueur en France UTE C18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit :

- ✓ 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

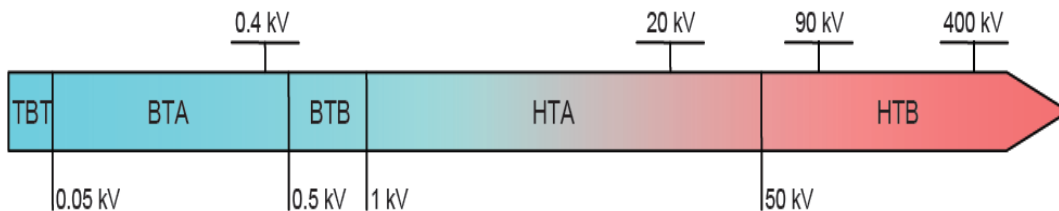


Fig. II.4 : Niveaux de tension normalisés

II.4. Le réglage hiérarchisé de la tension sur les réseaux électriques [08]

Un réseau électrique doit en permanence régler sa tension pour satisfaire, en temps réel, à l'adéquation : «la charge égale à la production » selon des critères de qualité satisfaisants. Le réglage de la tension reste, dans certaine mesure, un contrôle relativement local. Le réglage de la tension dans des limites données, relève d'un problème de qualité et plus profondément d'un problème de stabilité. Régler la tension est donc un problème majeur de la gestion des réseaux.

On distingue trois modes de réglage (figure II.5):

a. Le réglage primaire de tension (RPT) [09]

C'est un réglage automatique quasi-instantané agissant sur les groupes de production. Il a pour but de réguler dans la plupart des cas les grandeurs locales de tensions à des valeurs de consigne par action sur la tension d'excitation de l'alternateur.

b. Le réglage secondaire de tension (RST) [01]

Ce réglage de tension est envisagé par région ou zone. Ces zones sont des parties de réseau dont les évolutions du plan de tension sont sensiblement différentes. Sur cette zone est défini un nœud particulièrement représentatif de l'évolution de la tension, ce nœud est appelé « point pilote ». 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) [10]

Le réglage tertiaire est nécessaire pour coordonner les actions entre deux zones régies par des (RST) différents. Ce réglage est effectué par les opérateurs de dispatching régional et comprend le calcul des tensions aux points pilotes. Ces réglages hiérarchisés permettent de réguler la tension sur les réseaux HTB (transport et répartition). Pour le réseau de distribution le contrôle se fait localement à l'aide de systèmes gérant l'apport en puissance réactive nécessaire afin de limiter le transit de cette puissance sur les réseaux amont via les postes HTB\HTA qui occasionnent des pertes supplémentaires.

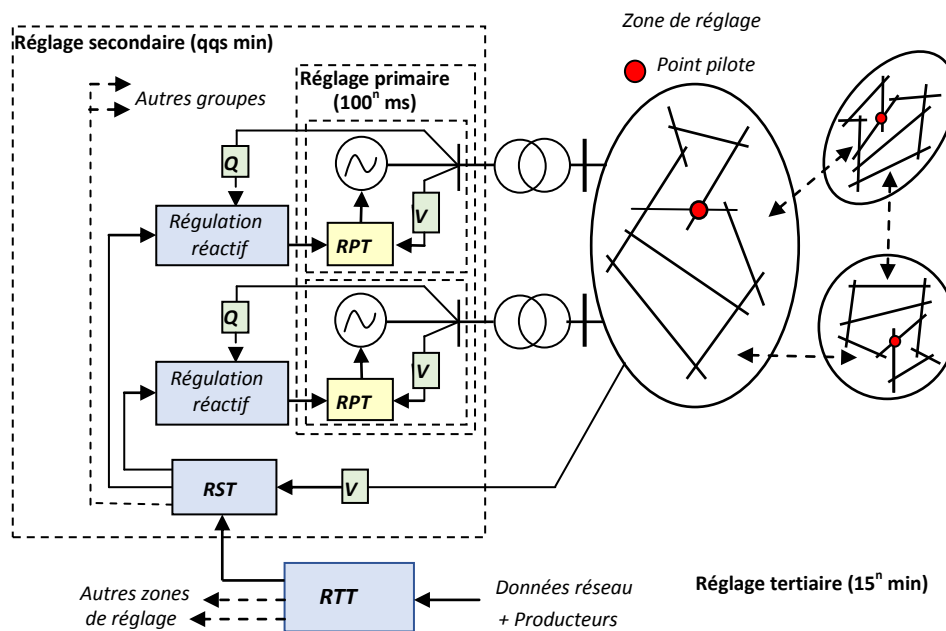


Fig. II.5 : Organisation du réglage hiérarchisé de tension

II.5. Problèmes survenant sur le réseau électrique [11]

Les perturbations dégradant la qualité de la tension peuvent résulter de :

- ✓ Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients : court-circuit dans un poste, dans une ligne aérienne, dans un câble souterrain, etc. Ces défauts peuvent résulter des causes atmosphériques (foudre, givre, tempête. . .), matérielles (vieillesse d'isolants. . .) ou humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers. . .) ;
- ✓ Installations perturbatrices de grande taille : fours à arc, soudeuses, variateurs de vitesse et toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent, démarrage ou commutation d'appareils, etc. Les principaux phénomènes pouvant affectés la qualité de la tension sont brièvement décrits ci-après :

II.5.1. 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.

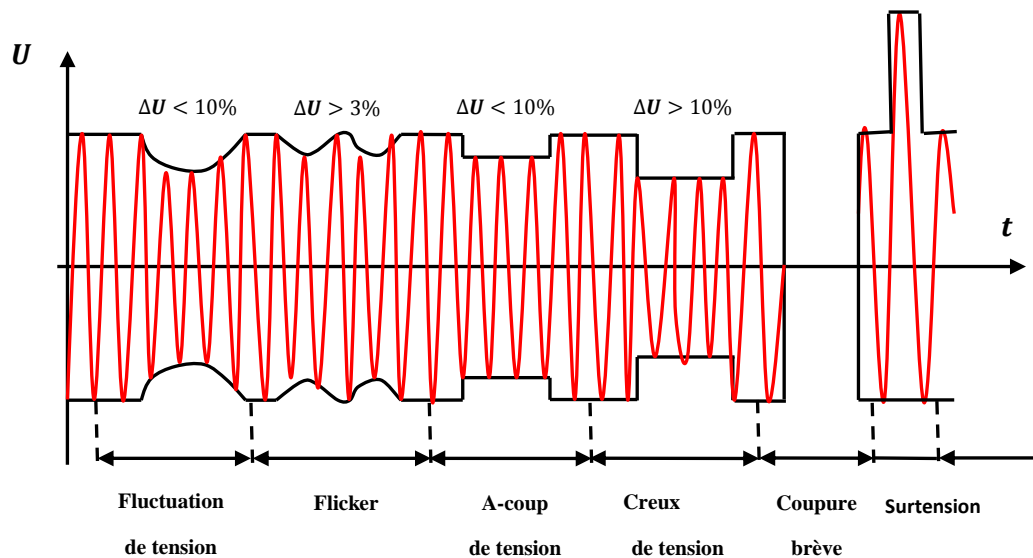


Fig. II.6 : Exemple de perturbations réseau basse tension(BT)

II.5.2. Creux de tension et coupures [13]

Un creux de tension est défini comme une baisse de 10% à près de 90% de la tension contractuelle pendant un temps compris entre la demi-période fondamentale du réseau (10ms à 50Hz) et une minute (figure II.7) :

Les paramètres qui caractérisent un creux de tension sont :

- ✓ Sa profondeur : ΔU ou son amplitude U ;
- ✓ Sa durée : ΔT définie comme le laps de temps pendant lequel la tension est inférieure à 90% de la valeur nominale.

Les coupures sont le cas où la profondeur de la tension est supérieure à 99%.Elles sont caractérisées par un seul paramètre, c'est la durée. Les coupures brèves sont de durée inférieure à une minute (coupure de 1s à 1min) et entre 10ms et 1s sont des coupures très brèves.

Dans le cas d'un système triphasé, les caractéristiques ΔU et ΔT sont en général différentes sur les trois phases. C'est la raison pour laquelle un creux de tension doit être détecté et caractérisé séparément sur chacune des phases.

II.5.3. Fluctuations de tension – Flicker / papillotement [08][14]

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires (figure II.8), sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc.

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.8) :

- ✓ 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).

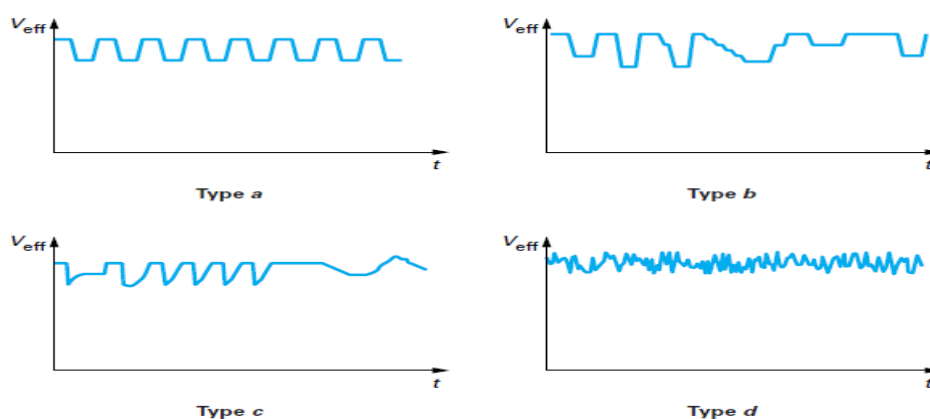


Fig. II.7 : Représentations pour une durée de quelques secondes des types de fluctuation de tension

II.5.4 Les surtensions transitoires [10][15]

Toute tension appliquée à un équipement dont la valeur de crête dépasse les limites d'une plage ($Un+10\%$) défini par une norme est une surtension.

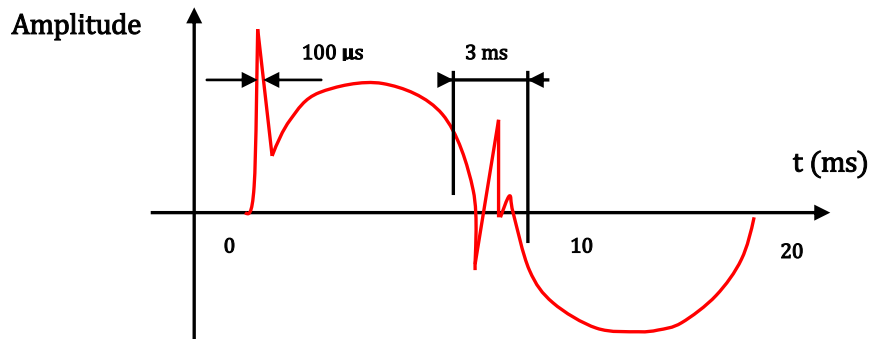


Fig. II.8: Exemple de cas de surtension transitoire

Les surtensions transitoires peuvent être unidirectionnelles ou oscillatoires et elles peuvent endommager les isolants de l'appareillage ou des composants électroniques.

II.5.5. les surtensions temporaires

Les surtensions temporaires sont des hausses soudaines de la valeur efficace de la tension de plus de 110% de la tension nominale, laquelle se rétablit après une courte durée. Les surtensions temporaires comprennent des durées entre 8 millisecondes et une minute.

II.5.6. Variation de fréquence [20]

Une variation sensible de la fréquence du réseau peut apparaître sur les réseaux des utilisateurs alimentés par une source thermique autonome.

Au niveau des réseaux de distribution ou de transport, cette variation de la fréquence est très rare et n'est présente que lors de circonstances exceptionnelles, comme dans le cas de certains défauts graves sur le réseau. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle $50\text{Hz} \pm 0.2\%$.

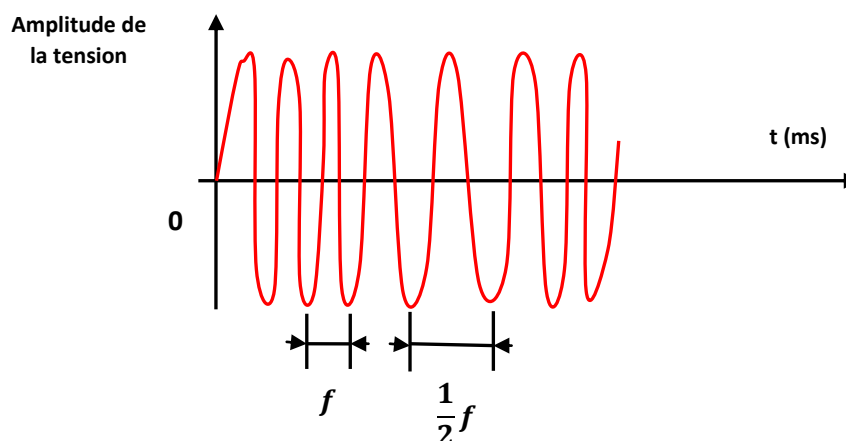


Fig. II.9 : Exemple de fluctuation de fréquence

Le maintien de la fréquence d'un réseau dépend de l'équilibre établi entre la charge et la puissance des centrales. Comme cet équilibre évolue dans le temps, il en résulte de petites variations de fréquence dont la valeur et la durée dépendent des caractéristiques de la charge et de la réponse de la production. Par ailleurs, le réseau peut-être soumis à des variations plus importantes dues à des défauts ou des variations de charge ou de production qui causent des variations de fréquence temporaires dont l'amplitude et la durée dépendent de la sévérité de la perturbation[30].

II.5.7 Déséquilibre du courant et de la tension [16]

Le distributeur d'électricité fournit à l'utilisateur un ensemble de trois tensions sinusoïdales appelé système triphasé. Ces trois tensions ont théoriquement la même valeur efficace et sont également décalées d'un angle de 120° les unes par rapport aux autres.

Lorsque les trois tensions ne sont pas identiques en amplitude et/ou ne sont pas décalées d'un angle de 120° les unes par rapport aux autres, on parlera de déséquilibre du système triphasé (figure II.11).

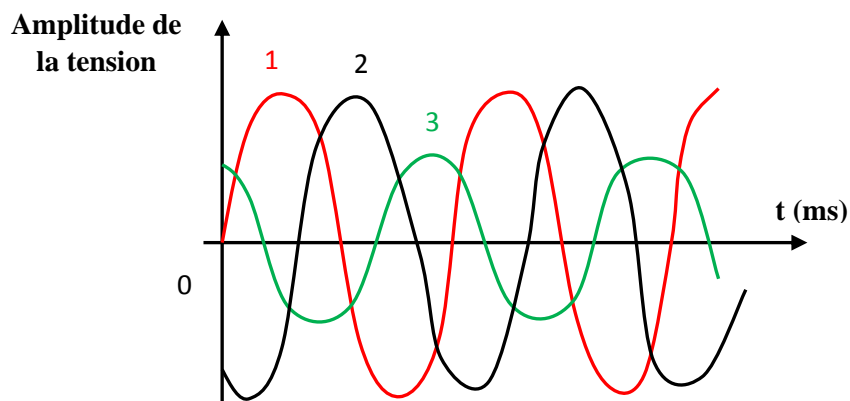


Fig. II.10 : Exemple de déséquilibre de tension

II.6. Compensation d'énergie réactive et contrôle de la tension [07]

La tension est une grandeur locale qui est sensible à de nombreux facteurs. Elle dépend principalement des forces électromotrices des générateurs qui sont les sources de tension du système électrique, mais aussi des charges et des transits de puissance réactive qui induisent des chutes de tension entre les sources et les points de consommation.

Limiter les transits de puissance réactive permet de réduire sensiblement les pertes par effet Joule, et donc de réduire la production de puissance active nécessaire. Cela permet aussi par conséquent de faciliter le réglage du plan de tension grâce à la diminution

des chutes de tension. Du fait de ces chutes de tension, la puissance réactive se transporte mal. Il est donc nécessaire dans la mesure du possible de produire l'énergie réactive au plus près (au sens de la distance électrique) de ses points de consommation, c'est-à-dire, de réaliser un équilibre local entre les puissances réactives produites et consommées. C'est ce que l'on appelle la compensation de puissance réactive. Afin de préserver au mieux l'équilibre local production – consommation de puissance réactive et de maintenir le niveau de tension dans les limites contractuelles, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution disposent de moyens de réglage adaptés à chaque niveau. Les éléments influant sur la tension et l'énergie réactive sont présentés dans la figure II.12.

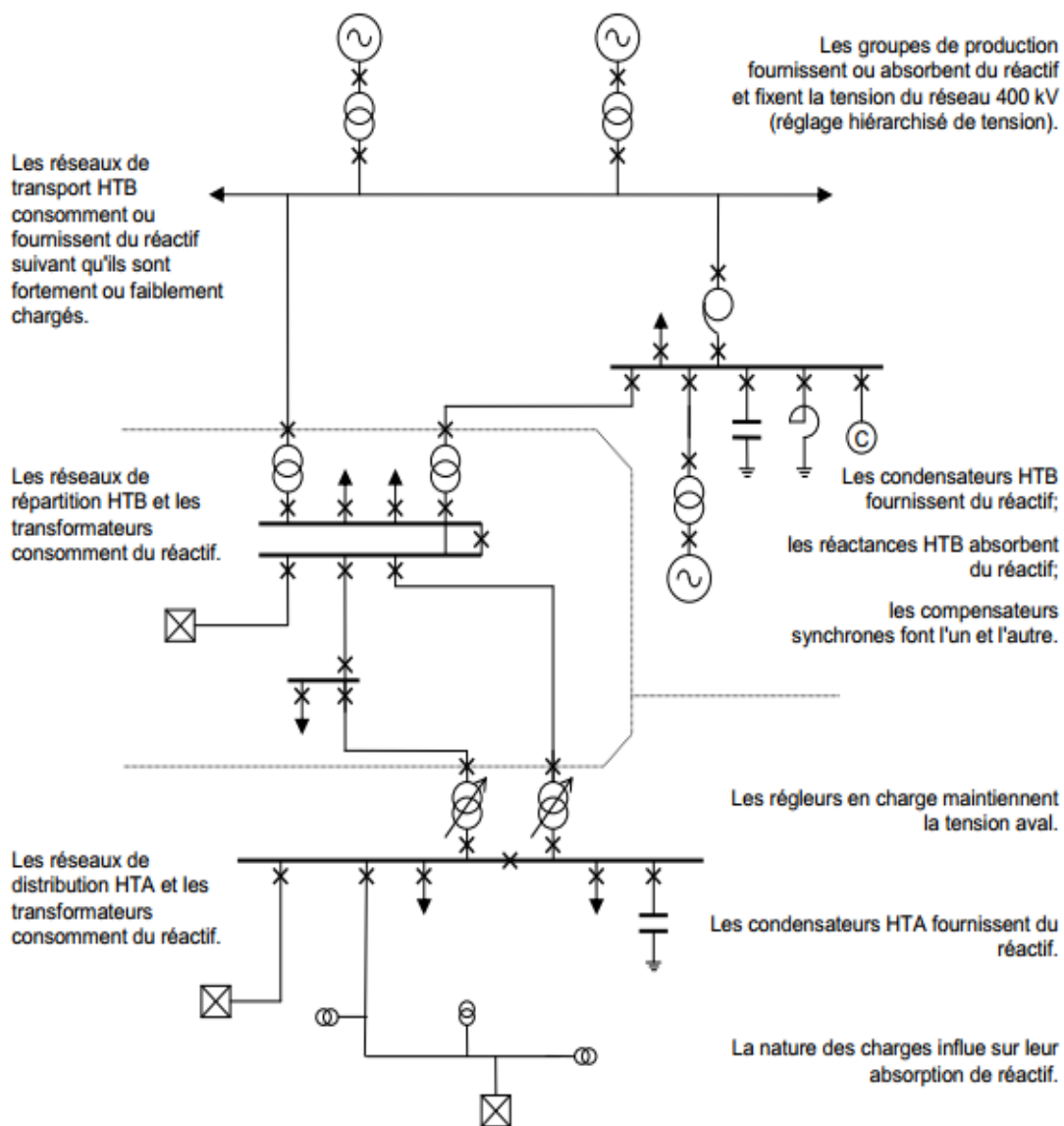


Fig. II.11 : Synthèse des moyens de réglage de tension

II.7. Moyens de compensation de l'énergie réactive et de réglage de tension

Il existe plusieurs types de compensateur sur les réseaux électriques :

II.7.1. Moyens de compensation classiques [01] [17]

a) Groupes de production

Les groupes de production sont bien situés pour satisfaire les besoins en énergie réactive. D'autant plus, leurs performances dynamiques leur permettent de faire face aux fluctuations brusques de la demande. En revanche, ils ne peuvent compenser que partiellement les charges réactives, en raison des chutes de tension importantes que créent les transits d'énergie réactive sur les réseaux.

b) Inductances

Les inductances sont souvent utilisées pour absorber la puissance réactive produite par de longues lignes dans le réseau de transport. Elles peuvent être raccordées en direct ou via le tertiaire de transformateurs. Leur puissance peut aller de 50 à 400MVar.

c) 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.

d) Compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes qui ne fournissent aucune puissance active, mais qui peuvent suivant qu'elles soient sous ou surexcitées, fournir ou absorber de la puissance réactive.

e) 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 au secondaire du transformateur. Un régleur en charge peut être avec ou sans compoundage (figure II.13). 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.

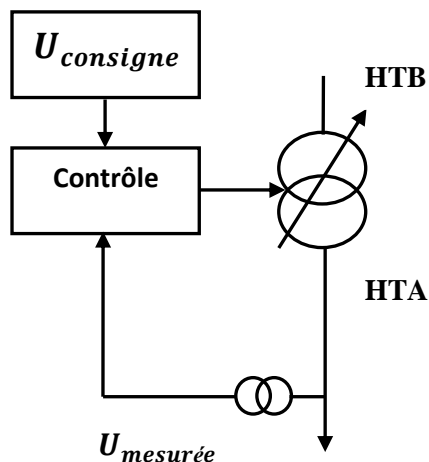


Fig. II.12.a : Régleur en phase sans compoundage

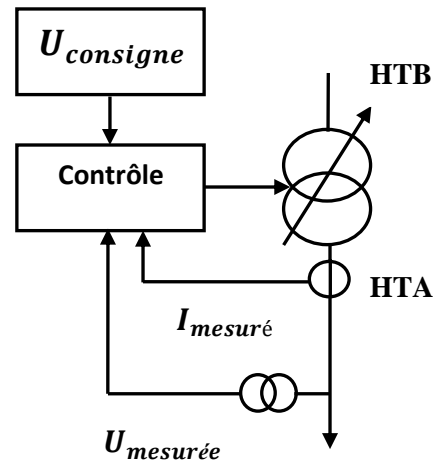


Fig. II.12.b : Régleur en phase avec compoundage

Fig. II.12 : Régleur en phase sans et avec compoundage

Conclusion

Dans la première partie de ce chapitre nous avons constaté que la tension constitue un paramètre important de sûreté du système électrique. Elle présente une grandeur régionale, pouvant varier de manière importante d'un point à l'autre du système. La tension peut être affectée par des régimes à évolution lente sur quelques heures où subir des variations plus rapides selon les aléas. La gestion du réseau électrique ne consiste pas seulement à faire en sorte que les transits soient inférieurs aux capacités de transport de chaque ouvrage du réseau. Elle nécessite encore la surveillance de la tension qui est l'un des paramètres techniques les plus importants. La tension électrique doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles.

Dans la deuxième partie de ce chapitre on a représenté les différents moyens de compensation de l'énergie réactive à savoir les moyens classiques, on présentera dans le prochain chapitre les moyens de compensations par des dispositifs FACTS.

Chapitre III

Etude des dispositifs FACTS

Introduction

La dérégulation du marché de l'électricité, qui concerne progressivement tous les pays, modifie profondément l'approche technico-économique dans l'exploitation et l'optimisation des réseaux électriques. C'est dans ce nouveau contexte que les spécialistes des réseaux électriques se voient de plus en plus confrontés à de nombreux défis. Le développement des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau.

Les dispositifs FACTS, peuvent aider à s'affranchir de ces contraintes, C'est une alternative très favorable du point de vue technique, économique et environnement. Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) leur assure une vitesse supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques [18].

Les dispositifs FACTS sont insérés dans un réseau pour satisfaire plusieurs besoins tels que :

- Améliorer le contrôle de la tension et la stabilité du réseau.
- Réduire des pertes actives totales.
- Compenser l'énergie réactive.
- Augmenter la capacité de transport de la puissance active.
- Maîtriser la répartition et les transits des puissances.
- Améliorer des oscillations de puissance et de tension susceptibles d'apparaître dans les réseaux à la suite d'un défaut.
- Améliorer la stabilité électromécanique des groupes de production.
- permettre un meilleur contrôle et une meilleure gestion de l'écoulement de puissance [19].

III.1. Généralités sur les FACTS

Les échanges d'énergie aux travers des réseaux ont augmenté considérablement du fait de la libéralisation du marché de l'électricité. Cette augmentation a encore accentué le besoin vital d'une bonne capacité de transport de ces réseaux et a conduit à la recherche de nouvelles manières d'améliorer la gestion des transferts et la coordination des systèmes de contrôle et de

réglage. Mais dans le cas des grands réseaux avec des transferts de puissances accrus, cette tâche devient difficile et peut constituer un problème.

Les contraintes imposées à la qualité de l'énergie augmentent alors que les réseaux atteignent leurs limites thermiques. Plusieurs problèmes peuvent limiter le transit de puissance. Parmi ceux-ci, on peut citer :

- ✓ Les limites thermiques ;
- ✓ Les limites de stabilité statique et dynamique de tension ;
- ✓ Les limites de transmission de puissances sans besoin de stabilité [26].

III.1.1. Procédé d'amélioration des réseaux avec FACTS [01]

La puissance active P_{12} transitée entre deux réseaux de tensions V_1 et V_2 présentant un angle de transport δ (déphasage entre V_1 et V_2) et connectés par une liaison d'impédance X est représentée dans la figure III.1 et est donnée par l'équation (III.1) :

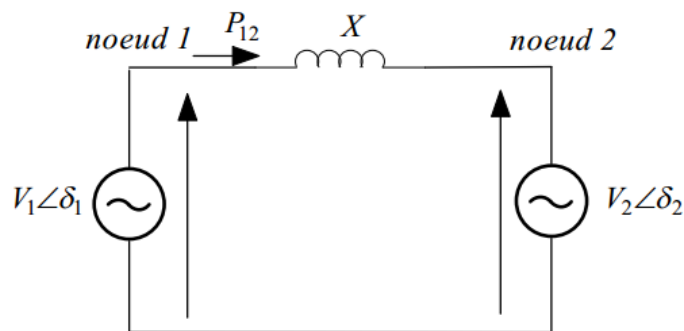


Fig.III.1 : Schéma simple d'un système de transmission

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta$$

Tel que :

V_1 : Tension à la source ;

V_2 : Tension à la réception ;

δ : Déphasage entre les tensions aux bornes de la ligne ;

X : Réactance de la ligne.

Cette équation montre que la puissance transmise dépend de la tension, de l'angle de phase et de l'impédance de la ligne. Toute tentative de contrôle du transfert de puissance passe par le réglage et la modification des trois paramètres déjà cités.

A. Modification de la réactance

D'après la figure III.1, on voit bien que la puissance active transmise est inversement proportionnelle à la réactance X . La modification de l'inductance peut être réalisée par l'introduction d'une réactance en série ou en parallèle, dans le cas inductif, avec la ligne. La nature de cette réactance (inductive ou capacitive) permet soit d'augmenter ou de diminuer la puissance transmise. La compensation par réactance présente toutefois des limites dues aux phénomènes de résonance électriques et à l'interaction avec les machines tournantes.

B. Modification de la tension

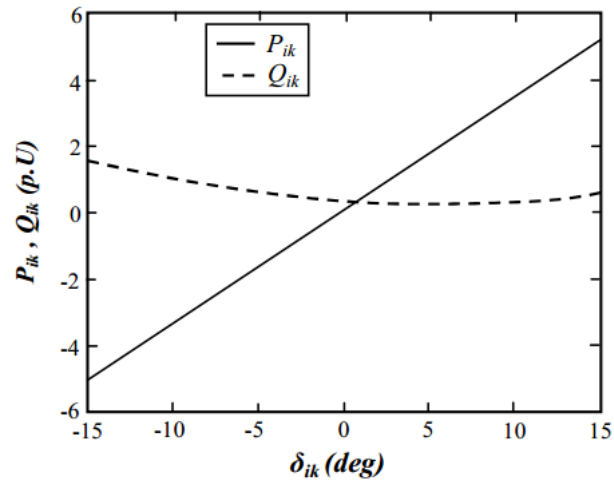
Si la modification de la tension en bouts de ligne influe sur la puissance transmise tel qu'illustré sur la figure.III.1, il reste que le niveau de tension ne peut être écarté de valeurs consignées qui garantissent le bon fonctionnement des appareils électriques. Cela réduit fortement la marge de manœuvres par modification de la tension. Il existe en revanche, une méthode dite de sectionnement de la ligne qui consiste à découper une longue ligne en plusieurs tronçons aux extrémités desquels des systèmes de compensation de type shunt maintiennent la tension. La limite de ce principe est d'ordre économique, en raison du coût des dispositifs de compensation.

C. Modification de l'angle de transmission

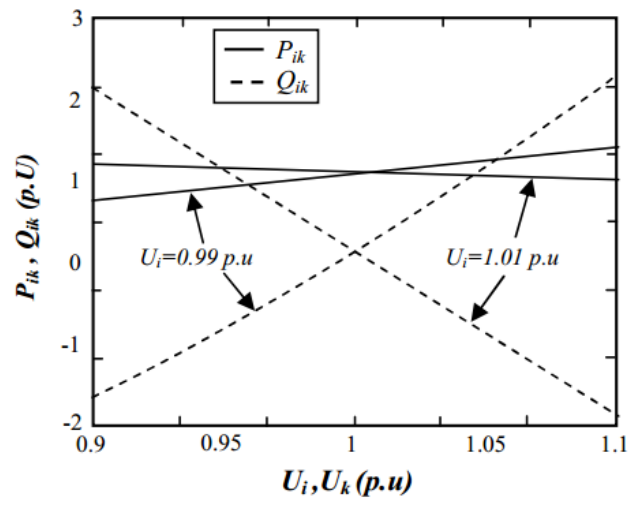
Elle se réalise par injection d'une tension. On utilise pour cela des transformateurs raccordés en série dans la liaison. Cette tension peut avoir une phase quelconque mais souvent en quadrature avec la tension ou le courant. Pour assurer ces modifications, les moyens classiques de réglage de la tension s'avèrent être lents pour répondre aux sollicitations des réseaux. Ceci a conduit à la recherche de nouveaux moyens plus aptes à assurer une réponse rapide. Les FACTS sont des actionneurs rapides qui permettent d'améliorer le contrôle des transits et d'accroître les capacités de transport de réseaux.

La figure.III.2 illustre l'effet de la variation de chacun des trois paramètres sur les puissances actives et réactives transmises. Elle met en évidence que :

- ✓ La modification du déphasage agit principalement sur le transit de puissance active ;
- ✓ Le contrôle de la tension aux nœuds modifie principalement les flux de puissance réactive ;
- ✓ La variation de la réactance de la ligne agit simultanément sur les puissances actives et réactives.



(a)



(b)

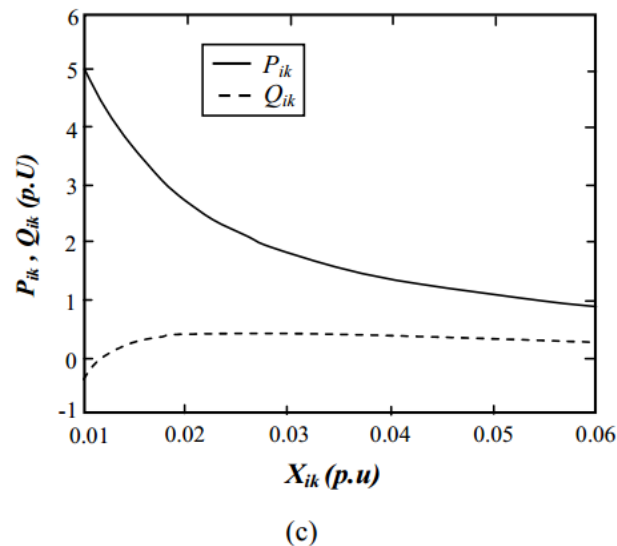


Fig. III.2 : Influence des différents paramètres sur la puissance transmise dans une ligne : (a) déphasage, (b) tension aux nœuds et (c) réactance de la ligne

Les allures des courbes montrent qu'il est possible d'augmenter la puissance active transmise entre deux réseaux soit en maintenant la tension des systèmes, soit en augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes, soit en réduisant artificiellement l'impédance de la liaison. En jouant sur un ou plusieurs de ces paramètres, les FACTS permettent un contrôle précis des transits de puissance réactive, une optimisation des transits de puissance active sur les installations existantes et une amélioration de la stabilité dynamique du réseau. Ils permettent aussi aux consommateurs industriels de réduire les déséquilibres de charges et de contrôler les fluctuations de tensions créées par des variations rapides de la demande de puissance réactive et ainsi d'augmenter les productions, de réduire les coûts et d'allonger la durée de vie des équipements.

III.1.2. Rôle des dispositifs FACTS

Le développement des dispositifs FACTS est essentiellement dû aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels le thyristor et le thyristor GTO. Les FACTS représentent une alternative aux dispositifs de réglage de puissance utilisant des techniques passives : bobine d'induction et condensateur déclenchés par disjoncteur, transformateur déphaseur à régleur en charge mécanique, etc. Dans les dispositifs FACTS, les interrupteurs électromécaniques sont remplacés par des interrupteurs électroniques. Ils disposent ainsi de vitesses de commande très élevées et ne rencontrent pas les problèmes d'usure de leurs prédécesseurs. De ce fait, les FACTS possèdent une très grande fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limite.

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régime stationnaire qu'en régime transitoire. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régime permanent, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- ✓ Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée;
- ✓ Le contrôle des transits de puissances de manière à réduire, voire supprimé, les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter les flux de bouclage dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages [04].

Un autre avantage des dispositifs FACTS réside dans le fait que cette technologie autorise une extension des limites du réseau de manière échelonnée en installant les FACTS pas à pas lorsqu'ils deviennent nécessaires. Il est ainsi possible de répartir les investissements dans le temps. De plus, avec les FACTS de la dernière génération, il est possible de déplacer une installation en l'espace de quelques mois, si les conditions d'exploitation venaient à changer et rendaient le dispositif inutile à son emplacement initial [01].

III.2. Types de FACTS [04][01]

Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories qui peuvent être représentées par la figure III.3 et résumées comme suit :

- ✓ Les compensateurs parallèles ;
- ✓ Les compensateurs séries ;
- ✓ Les compensateurs hybrides (série - parallèle).

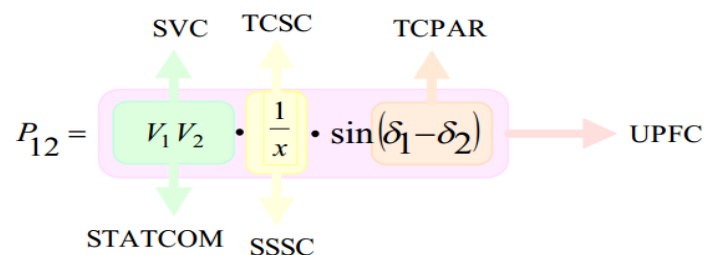


Fig. III.3 : Effet des dispositifs sur les paramètres déterminants la transmission de puissance

III.2.1. compensateurs parallèles [18][19][01]

En effet tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de raccordement. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie la puissance active et réactive qui transitent dans la ligne.

Ils sont le plus souvent utilisés pour résoudre les problèmes d'instabilité dynamique ou transitoire de la tension. On compte dans cette famille plusieurs dispositifs mais dans cette étude on se limitera au STATCOM.

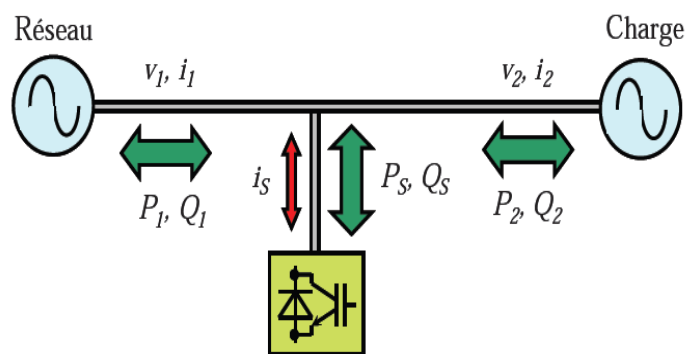


Fig.III.4 : schéma de raccordements shunts

III.2.1.1. Compensateur statique synchrone STATCOM [17][19][01][18]

Le compensateur statique synchrone STATCOM (Static Synchronous Compensator), est basé sur la structure d'un convertisseur de tension triphasé. Il correspond à l'équivalent statique exact de la machine synchrone classique fonctionnant en compensateur, mais sans inertie. 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.

Le STATCOM présente plusieurs avantages :

- ✓ Bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.
- ✓ Bonne réponse dynamique : Le système répond instantanément.

Cependant, le STATCOM de base engendre de nombreux harmoniques. Il faut donc utiliser, pour résoudre ce problème, des compensateurs multi-niveaux à commande MLI ou encore installer des filtres.

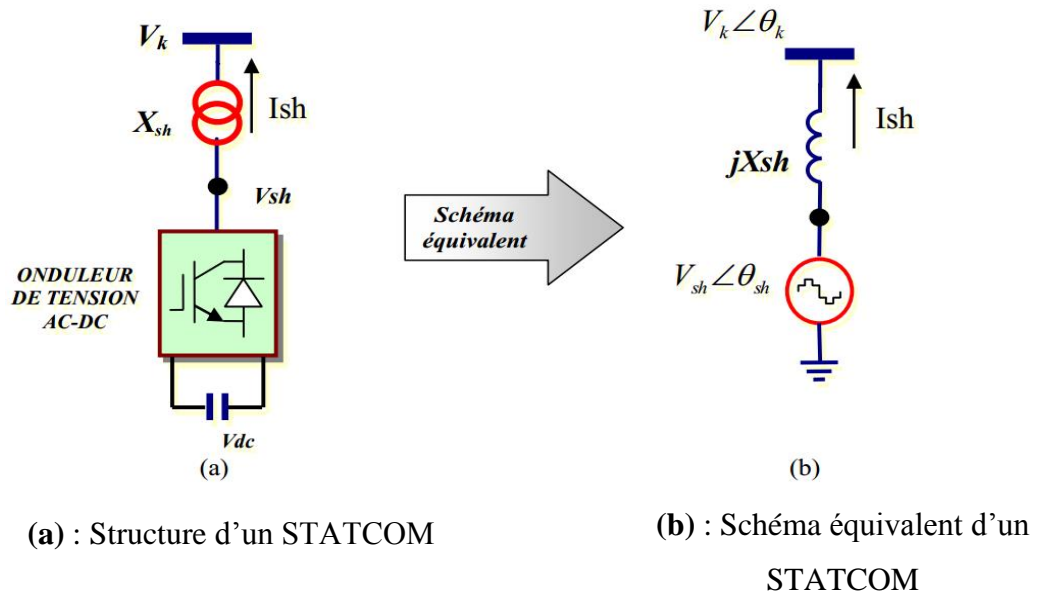


Fig.III.5 : Schéma de base d'un STATCOM

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

- ✓ Si la tension $V_{sh} < V_K$, 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 III.6.a).

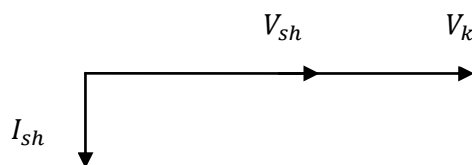


Fig.III.6.a : Courant inductif

- ✓ Si la tension $V_{sh} > V_K$, 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 III.6.b).

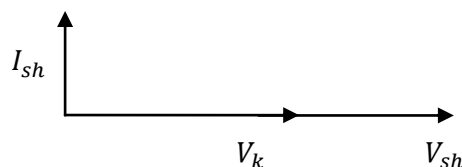


Fig.III.6.b : Courant capacitif

III.2.2. Dispositifs FACTS séries [18][17]

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celles-ci.

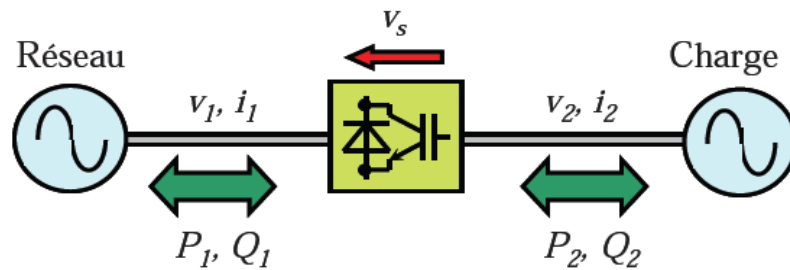


Fig.III.7: Schéma de raccordement série

III.2.2.1. TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor):

Il est constitué d'une inductance en série avec un gradateur et l'ensemble en parallèle avec une capacité Fig.III.8. Le TCSC placé en série dans une ligne de transport permet de contrôler le flux de puissance et d'élever la capacité de transfert des lignes en agissant sur la réactance X_{TCSC} qui varie selon l'angle de retard à l'amorçage des thyristors α .

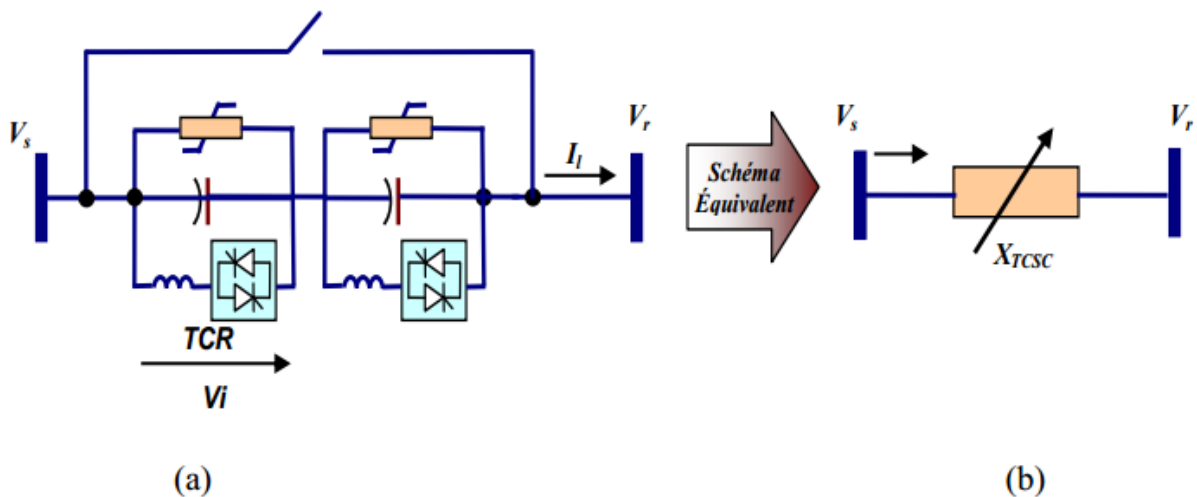


Fig.III.8.(a) : structure d'un TCSC

Fig.III.8.(b) : Représentation par une susceptance variable

Fig.III.8 : Schéma de base de TCSC

III.2.3. Dispositifs FACTS combinés série-parallel (hybride) [17][19] [01]

Les dispositifs FACTS présentés précédemment permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle de transport). 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.

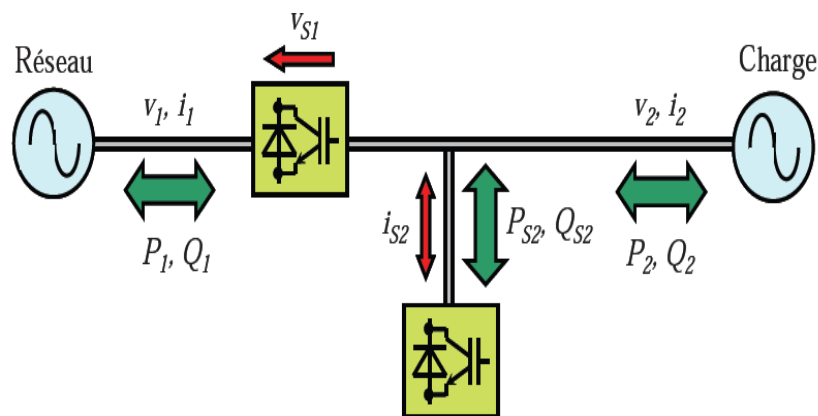


Fig. III.9 : Schéma de raccordement universel (série-shunts).

III.2.3.1. Contrôleur de transit de puissance unifié UPFC[20]

Le dispositif UPFC est constitué de deux onduleurs triphasés à deux niveaux, l'un connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé et l'autre connecté en série avec le réseau via trois transformateurs monophasés dont les primaires sont reliés, entre eux, en étoile. Les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu et par un condensateur de filtrage comme indiqué sur la figure III.10.

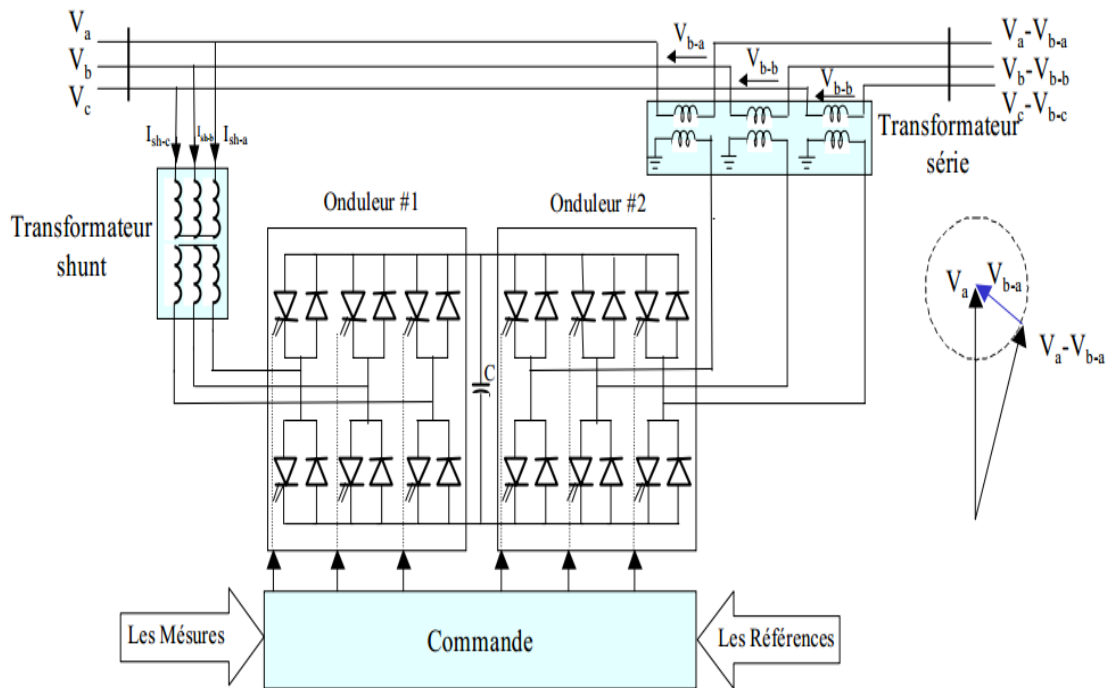


Figure III.10 : Schéma simplifié d'un UPFC connecté au réseau électrique

A. Principe de fonctionnement de l'UPFC [20]

L'onduleur série injecte une tension à la même fréquence que celle du réseau et dont l'amplitude et la phase sont ajustables. Ce réglage d'amplitude et de phase permet d'obtenir trois modes de fonctionnement de la partie série :

- ✓ Contrôle de tension : la tension injectée est en phase avec celle du nœud S (nœud de raccordement au réseau électrique).
- ✓ Contrôle de l'impédance de ligne : la tension injectée est en quadrature avec le courant de ligne. Ce mode permet de faire varier l'impédance de la ligne comme un compensateur série.
- ✓ Contrôle de phase : l'amplitude et la phase de la tension injectée sont calculées de manière à obtenir le même module de la tension avant et après l'UPFC.

Le but principal de ces trois modes de fonctionnement est le contrôle des puissances active et réactive qui transitent dans la ligne. De plus, l'UPFC est capable de combiner les différentes compensations et de basculer d'un mode de fonctionnement à un autre. La partie shunt peut être utilisée afin de compenser la puissance réactive pour le

maintien du plan de la tension au nœud S et éventuellement fournir de la puissance active injectée dans le réseau par la partie série.

III.2.3.2. Matrice admittance d'une ligne électrique [21]

La figure (III.11) représente une ligne électrique en π :

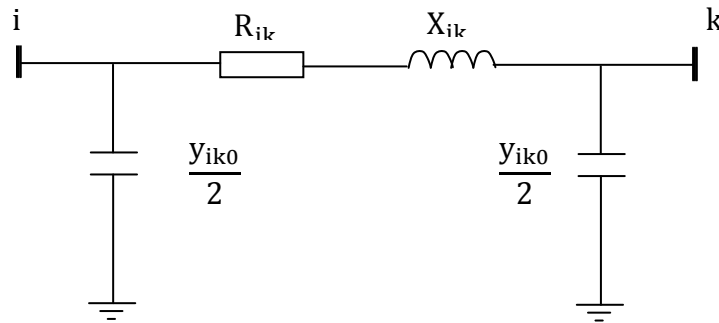


Fig.III.11 : Circuit équivalent d'une ligne en π

La matrice nodale de la ligne est de la forme :

$$Y_{nod} = \begin{bmatrix} y_{ik} + \frac{y_{ik0}}{2} & -y_{ik} \\ -y_{ik} & y_{ik} + \frac{y_{ik0}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{III.1})$$

Où:

R_{ik} : Résistance longitudinale,

$X_{ik} = L_{ik}\omega$: Réactance longitudinale,

$\bar{y}_{ik} = \frac{1}{\bar{z}_{ik}}$ Telle que $\bar{z}_{ik} = R_{ik} + jX_{ik}$

$y_{ik0} = c_{ik0}\omega$: Admittance shunt,

III.2.3.3. Détermination du jacobien d'une ligne [21]

La forme matricielle du jacobien du réseau équivalent à la ligne de la figure (III.11) est donné par :

$$\begin{array}{c}
 \delta_i \quad \delta_k \quad |V_i| \quad |V_k| \\
 \downarrow \quad \downarrow \quad \downarrow \quad \downarrow \\
 \begin{array}{|c|c|} \hline J_1 & J_2 \\ \hline J_3 & J_4 \\ \hline \end{array}
 \end{array}
 \begin{array}{|c|} \hline \Delta\delta \\ \hline \Delta|V| \\ \hline \end{array}
 =
 \begin{array}{|c|} \hline \Delta P \\ \hline \Delta Q \\ \hline \end{array}
 \tag{III.2}$$

Les matrices J_1, J_2, J_3 , et J_4 définissent les dérivées partielles de P_i, P_k, Q_i , et Q_k en fonction des tensions et déphasages, elles ont été données dans (III.13), (III.14), (III.15) et (III.16) respectivement .

III.2.3.4 Matrice admittance d’une ligne avec l’UPFC [21]

La figure (III.12) représente une ligne électrique en π munie d’un UPFC :

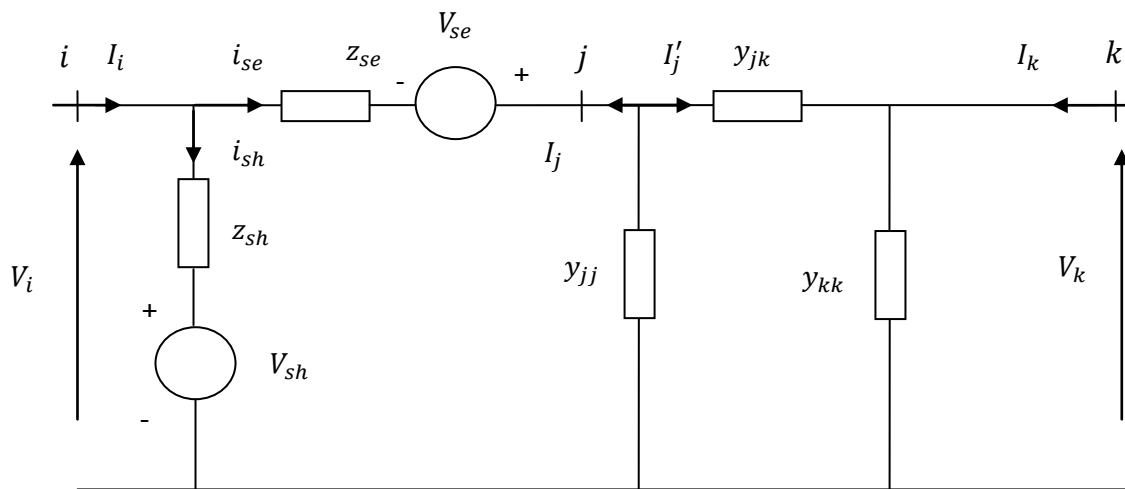


Fig.III.12 : Circuit équivalent d’une ligne en π munie d’un UPFC

En insérant l’UPFC entre les deux jeux de barres i et k et en appliquant les lois des mailles et des nœuds et en faisant quelques transformations (triangle-étoile et étoile-triangle), on aboutit au système matricielle suivant :

$$\begin{bmatrix} I_i \\ I_k \end{bmatrix} = [Y_{nod}] \begin{bmatrix} V_i \\ V_{se} \\ V_{sh} \\ V_k \end{bmatrix} \quad (\text{III.3})$$

Tel que la nouvelle matrice nodale devient :

$$Y_{nod} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & Y_{ise} & Y_{ish} & Y_{ik} \\ Y_{ki} & Y_{ksh} & 0 & Y_{kk} \end{bmatrix} \quad (\text{III.4})$$

Avec :

$$Y_{ii} = Y_{se} + Y_{sh} - \frac{Y_{se}^2}{Y_{se} + Y_{jj} + Y_{jk}} \quad (\text{III.5})$$

$$Y_{ise} = \frac{Y_{se}(Y_{jj} + Y_{jk})}{Y_{se} + Y_{jj} + Y_{jk}} \quad (\text{III.6})$$

$$Y_{ish} = Y_{sh} \quad (\text{III.7})$$

$$Y_{ik} = \frac{Y_{se}Y_{jk}}{Y_{se} + Y_{jj} + Y_{jk}} \quad (\text{III.8})$$

$$Y_{ki} = - \frac{Y_{se}Y_{jk}}{Y_{se} + Y_{jj} + Y_{jk}} \quad (\text{III.9})$$

$$Y_{ksh} = \frac{Y_{se}Y_{jk}}{Y_{se} + Y_{jj} + Y_{jk}} \quad (\text{III.10})$$

$$Y_{kk} = (Y_{kk} + Y_{jk}) - \left(\frac{Y_{jk}^2}{Y_{se} + Y_{jj} + Y_{jk}} \right) \quad (\text{III.11})$$

$$Y_{ksh} = 0 \quad (\text{III.12})$$

III.2.3.5 Détermination du jacobien d'une ligne munie d'un UPFC [21]

La présence des sources de tension V_{se} et V_{sh} introduit quatre nouvelles variables dans le système matriciel pour le calcul de l'écoulement de puissances qui sont $|V_{sh}|$, δ_{sh} , $|V_{se}|$ et δ_{se} .

Les équations de l'écoulement de puissance pour tous les jeux de barres dans un système avec l'UPFC inséré, sont les mêmes que ceux dans un système sans l'UPFC, accepté les jeux de barres i et k , qui sont données par les expressions suivantes :

$$P_i = P_{ik} + \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |V_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (\text{III.13})$$

$$Q_i = Q_{ik} + \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |V_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (\text{III.14})$$

$$P_k = P_{ki} + \sum_{j=1}^n |V_k| |V_j| |V_{kj}| \cos(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj}) \quad (\text{III.15})$$

$$Q_k = Q_{ki} + \sum_{j=1}^n |V_k| |V_j| |V_{kj}| \sin(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj}) \quad (\text{III.16})$$

Dans les équations précédentes, les termes sommés représentent les mêmes équations pour un système sans l'UPFC. Les équation donnant P_{ik} , Q_{ik} , P_{ki} et Q_{ki} sont de la forme :

$$P_{ik} = (G_{sh} + G_{se})|V_i|^2 - |V_i||V_{sh}||Y_{sh}|\cos(\delta_i - \delta_{sh} - \theta_{sh}) + |V_i||V_{se}||Y_{se}|\cos(\delta_i - \delta_{se} - \theta_{se}) - |V_i||V_k||Y_{se}|\cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{se}) \quad (\text{III.17})$$

$$Q_{ik} = (B_{sh} + B_{se})|V_i|^2 - |V_i||V_{sh}||Y_{sh}|\sin(\delta_i - \delta_{sh} - \theta_{sh}) + |V_i||V_{se}||Y_{se}|\sin(\delta_i - \delta_{se} - \theta_{se}) - |V_i||V_k||Y_{se}|\sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{se}) \quad (\text{III.18})$$

$$P_{ki} = G_{se}|V_k|^2 - |V_k||V_i||Y_{se}|\cos(\delta_k - \delta_i - \theta_{se}) + |V_k||V_{se}||Y_{se}|\cos(\delta_k - \delta_{se} - \theta_{se}) \quad (\text{III.19})$$

$$Q_{ki} = B_{se}|V_k|^2 - |V_k||V_i||Y_{se}|\sin(\delta_k - \delta_i - \theta_{se}) + |V_k||V_{se}||Y_{se}|\sin(\delta_k - \delta_{se} - \theta_{se}) \quad (\text{III.20})$$

$$P_{shse} = G_{sh}|V_{sh}|^2 - G_{se}|V_{se}|^2 + |V_{sh}||V_i||Y_{sh}|\cos(\delta_{sh} - \delta_i - \theta_{sh}) - |V_{se}||V_i||Y_{se}|\cos(\delta_{se} - \delta_i - \theta_{se}) + |V_{se}||V_k||Y_{se}|\cos(\delta_{se} - \delta_k - \theta_{se}) \quad (\text{III.21})$$

Lorsqu'on insère l'UPFC dans une ligne (reliant les jeux de barres i et k), trois équations sont à rajouter dans le système matriciel donné dans (III.2). Deux de ces équation sont (III.17) et (III.18) qui sont résolues, pour P_{ik} et Q_{ik} égales à leurs valeurs spécifiées. La troisième équation à rajouter est trouvée en supposant que P_{shse} doit être égale à Zéro (c'est-à-dire que la puissance active fournie par le convertisseur shunt P_{shunt} doit satisfaire celle demandée par le convertisseur série P_{serie}).

Pour résoudre le problème de l'écoulement de puissances avec un UPFC inséré dans la ligne, les équations du jacobien sont modifiées comme représenté dans l'équation (III.22), en ajoutant les équations données dans (III.17), (III.18) et (III.21) et en modifiant celles de (III.13), (III.14), (III.15) et (III.16).

	δ_i	δ_k	$ V_{sh} $	$ V_k $	δ_{sh}	δ_{se}	$ V_{se} $		
P_i	.32	.33	.34	.35	.22	.23	.24	$\Delta\delta$	ΔP
P_k	.36	.37		.38		.25	.26		
Q_i	.39	.40	.41	.42	.27	.28	.29	$\Delta V_{sh} $	ΔQ
Q_k	.43	.44		.45		.30	.31	$\Delta V_k $	
P_{shse}	.1	.2	.3	.4	.5	.6	.7	$\Delta\delta_{sh}$	ΔP_{se}
P_{ik}	.8	.9	.10	.11	.12	.13	.14	$\Delta\delta_{se}$	ΔP_{ik}
Q_{ik}	.15	.16	.17	.18	.19	.20	.21	$\Delta V_{se} $	ΔQ_{ik}

(III.22)

De cette manière, trois lignes et trois colonnes sont rajoutées à la matrice jacobien. Il y a 31 éléments non-nul dans ses lignes et ses colonnes comme marqués dans le système d'équation (III.22).

Les éléments de 32 à 45 sont des éléments de la matrice originale mais sont modifiés pour refléter les équations (III.13) à (III.16). Les éléments non-nul dans les trois lignes et les trois colonnes rajoutées et les éléments modifiés sont calculés en utilisant les équations (III.13) à (III.21).

III.2.3.6 Les nouvelles équations du jacobien :

Les équation du jacobien notée dans l'équation (III.22) de 1 à 45 sont développées et exprimées comme suit :

$$\frac{\partial P_{shse}}{\partial \delta_i} = |V_{sh}| |V_i| |Y_{sh}| \sin(\delta_{sh} - \delta_i - \theta_{sh}) - |V_{se}| |V_i| |Y_{se}| \sin(\delta_{se} - \delta_i - \theta_{se}) \quad (III.22.1)$$

$$\frac{\partial P_{shse}}{\partial \delta_k} = |V_{se}| |V_k| |Y_{se}| \sin(\delta_{se} - \delta_{sh} - \theta_{se}) \quad (III.22.2)$$

$$\frac{\partial P_{shse}}{\partial |V_{sh}|} = -2|G_{sh}| |V_{sh}| + |V_i| |V_{sh}| \sin(\delta_{sh} - \delta_i - \theta_{sh}) \quad (III.22.3)$$

$$\frac{\partial P_{shse}}{\partial |V_k|} = |V_{se}| |Y_{se}| \sin(\delta_{se} - \delta_k - \theta_{se}) \quad (\text{III.22.4})$$

$$\frac{\partial P_{shse}}{\partial \delta_{sh}} = -|V_{sh}| |V_i| |Y_{sh}| \sin(\delta_{sh} - \delta_i - \theta_{sh}) \quad (\text{III.22.5})$$

$$\frac{\partial P_{shse}}{\partial \delta_{se}} = |V_{se}| |V_i| |Y_{se}| \sin(\delta_{se} - \delta_i - \theta_{se}) - |V_{se}| |V_k| |Y_{se}| \sin(\delta_{se} - \delta_k - \theta_{se}) \quad (\text{III.22.6})$$

$$\frac{\partial P_{shse}}{\partial |V_{se}|} = -2|G_{se}| |V_{se}| - |V_i| |Y_{se}| \sin(\delta_{se} - \delta_i - \theta_{se}) + |V_k| |Y_{se}| \sin(\delta_{se} - \delta_k - \theta_{se}) \quad (\text{III.22.7})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_i} = & |V_i| |V_{sh}| |Y_{sh}| \sin(\delta_i - \delta_{sh} - \theta_{sh}) - |V_i| |V_{se}| |Y_{se}| \sin(\delta_i - \delta_{se} - \theta_{se}) + |V_i| |V_k| |Y_{se}| \sin(\delta_i - \\ & \delta_k - \theta_{se}) \end{aligned} \quad (\text{III.22.8})$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_k} = -|V_i| |V_k| |Y_{se}| \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{se}) \quad (\text{III.22.9})$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial |V_{sh}|} = -|V_i| |Y_{sh}| \cos(\delta_i - \delta_{sh} - \theta_{sh}) \quad (\text{III.22.10})$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial |V_k|} = -|V_i| |Y_{se}| \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{se}) \quad (\text{III.22.11})$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_{sh}} = -|V_i| |V_{sh}| |Y_{sh}| \sin(\delta_i - \delta_{sh} - \theta_{sh}) \quad (\text{III.22.12})$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_{se}} = |V_i| |V_{se}| |Y_{se}| \sin(\delta_i - \delta_{se} - \theta_{se}) \quad (\text{III.22.13})$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial |V_{se}|} = |V_i| |Y_{se}| \cos(\delta_i - \delta_{se} - \theta_{se}) \quad (\text{III.22.14})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_{ik}}{\partial \delta_i} = & -|V_i| |V_{sh}| |Y_{sh}| \cos(\delta_i - \delta_{sh} - \theta_{sh}) + |V_i| |V_{se}| |Y_{se}| \cos(\delta_i - \delta_{se} - \theta_{se}) - \\ & |V_i| |V_k| |Y_{se}| \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{se}) \end{aligned} \quad (\text{III.22.15})$$

$$\frac{\partial Q_{ik}}{\partial \delta_k} = |V_i| |V_k| |Y_{se}| \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{se}) \quad (\text{III.22.16})$$

$$\frac{\partial Q_{ik}}{\partial |V_{sh}|} = -|V_i| |Y_{sh}| \sin(\delta_i - \delta_{sh} - \theta_{sh}) \quad (\text{III.22.17})$$

$$\frac{\partial Q_{ik}}{\partial |V_k|} = -|V_i| |Y_{se}| \sin(\delta_i - \delta_{se} - \theta_{se}) \quad (\text{III.22.18})$$

$$\frac{\partial Q_{ik}}{\partial \delta_{sh}} = |V_i| |V_{sh}| |Y_{sh}| \cos(\delta_i - \delta_{sh} - \theta_{sh}) \quad (\text{III.22.19})$$

$$\frac{\partial Q_{ik}}{\partial \delta_{se}} = -|V_i| |V_{se}| |Y_{se}| \cos(\delta_i - \delta_{se} - \theta_{se}) \quad (\text{III.22.20})$$

$$\frac{\partial Q_{ik}}{\partial |V_{se}|} = |V_i| |Y_{se}| \cos(\delta_i - \delta_{se} - \theta_{se}) \quad (\text{III.22.21})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_{sh}} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_{sh}} \quad (\text{III.22.22})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_{se}} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_{se}} \quad (\text{III.22.23})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_{se}|} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial |V_{se}|} \quad (\text{III.22.24})$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_{se}} = \frac{\partial P_{ki}}{\partial \delta_{se}} \quad (\text{III.22.25})$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial |V_{se}|} = \frac{\partial P_{ki}}{\partial |V_{se}|} \quad (\text{III.22.26})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_{sh}} = \frac{\partial Q_{ik}}{\partial \delta_{sh}} \quad (\text{III.22.27})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_{se}} = \frac{\partial Q_{ik}}{\partial \delta_{se}} \quad (\text{III.22.28})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_{se}|} = \frac{\partial Q_{ik}}{\partial |V_{se}|} \quad (\text{III.22.29})$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{se}} = \frac{\partial Q_{ki}}{\partial \delta_{se}} \quad (\text{III.22.30})$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial |V_{se}|} = \frac{\partial Q_{ki}}{\partial |V_{se}|} \quad (\text{III.22.31})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_i} + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} \text{Originale} \quad (\text{III.22.32})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_k} + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \text{Originale} \quad (\text{III.22.33})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_{sh}|} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial |V_{sh}|} \quad (\text{III.22.34})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial |V_k|} + \frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} \text{Originale} \quad (\text{III.22.35})$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_i} = \frac{\partial P_{ki}}{\partial \delta_i} + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} \text{Originale} \quad (\text{III.22.36})$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} = \frac{\partial P_{ki}}{\partial \delta_k} + \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \text{Originale} \quad (\text{III.22.37})$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial |V_k|} = \frac{\partial P_{ki}}{\partial |V_k|} + \frac{\partial P_k}{\partial |V_k|} \text{Originale} \quad (\text{III.22.38})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \frac{\partial Q_{ik}}{\partial \delta_i} + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} \text{Originale} \quad (\text{III.22.39})$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} = \frac{\partial P_{ki}}{\partial \delta_k} + \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} \text{Originale} \quad (\text{III.22.40})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_{sh}|} = \frac{\partial Q_{ik}}{\partial |V_{sh}|} \quad (\text{III.22.41})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_k|} = \frac{\partial Q_{ik}}{\partial |V_k|} + \frac{\partial Q_i}{\partial |V_k|} \text{Originale} \quad (\text{III.22.42})$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_i} = \frac{\partial Q_{ki}}{\partial \delta_i} + \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_i} \text{Originale} \quad (\text{III.22.43})$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} = \frac{\partial Q_{ki}}{\partial \delta_k} + \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} \text{Originale} \quad (\text{III.22.44})$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial |V_k|} = \frac{\partial P_{ki}}{\partial |V_k|} + \frac{\partial P_k}{\partial |V_k|} \text{Originale} \quad (\text{III.22.45})$$

Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre, en premier lieu les moyens de compensation par les dispositifs FACTS à savoir la compensation série, shunt et hybride. Une partie importante a été consacrée pour montrer l'influence de l'insertion du dispositif UPFC dans un réseau électrique sur les matrices admittance nodale et Jacobien et par conséquent, sur le transit de puissance dans ce réseau et améliorer la stabilité transitoire.

Chapitre IV

Simulation et interprétation des résultats

Introduction

Une fois que la modélisation des éléments du réseau électrique ainsi que les dispositifs FACTS, comme moyens de compensation et de contrôle de la tension et du flux des puissances active et réactive, ont été présentés. L'objectif maintenant est d'évaluer leurs performances sur un système électrique de type maillé. On s'intéressera, plus particulièrement au réglage de la tension et le contrôle du flux de puissances. Une simulation numérique sur leur insertion dans un réseau à cinq nœuds et sept lignes, dans un environnement MATLAB, est effectuée. La simulation permet d'établir l'état du réseau (tensions et puissances) et, donc, de mesurer à quel niveau est l'influence des dispositifs FACTS sur les performances du réseau électrique.

Les résultats sont obtenus pour deux types de dispositifs FACTS insérés dans le réseau électrique. Le premier dispositif de type shunt est le STATCOM et le second de type série est le TCSC, ce qui permet d'observer à partir des courbes l'influence de chacun sur les paramètres du réseau, à savoir les tensions aux nœuds et les puissances transitées dans les lignes en appliquant l'algorithme de Newton-Raphson.

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) ;

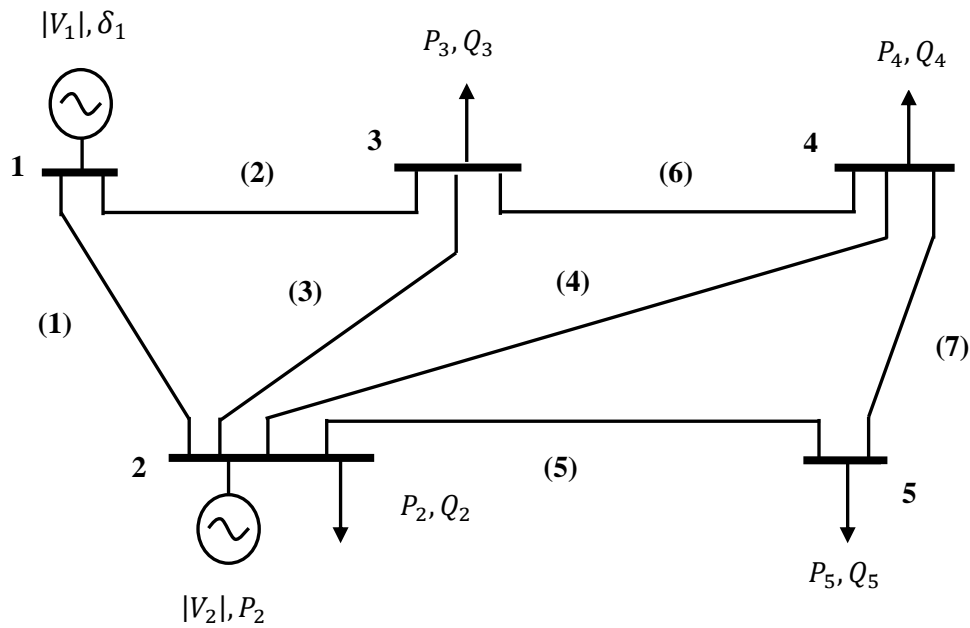


Fig. IV.1 : Topologie du réseau électrique étudié

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	0.0500
(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	0.0500

Tab (IV.2) : Données des nœuds

Nœud	V(pu)	δ (deg)	Générateur		Charge		Q limites (pu)
			P (pu)	Q (pu)	P (pu)	Q (pu)	
1	1.0000	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	1.0200	0.000	0.4000	0.0000	0.2000	0.1000	± 0.2000
3	1.0000	0.000	0.0000	0.0000	0.4500	0.1500	0.0000
4	1.0000	0.000	0.0000	0.0000	0.4000	0.0500	0.0000
5	1.0000	0.000	0.0000	0.0000	0.6000	0.1000	0.0000

IV.3. Résultats de simulation

IV.3.1. Etat du réseau sans FACTS

Les résultats obtenus par le calcul d'écoulement de puissances du réseau test avant l'insertion de compensateurs FACTS sont représentés dans les tableaux (IV.3), (IV.4) et (IV.5) :

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

Nœuds	1	2	3	4	5
Module des tensions	1.0000	1.0200	0.9798	0.9790	0.9765

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

Nœuds	1	2	3	4	5
Phase des tensions	0.0000	-3.7356	-5.8040	-6.1592	-7.0874

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

Lignes	1	2	3	4	5	6	7
Chutes de tensions	0.0688	0.1023	0.0540	0.0589	0.0728	0.0061	0.0161

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

N° de ligne	Ptr	Qtr	ΔP	ΔQ
(1)	0.8842	-0.6709	0.0237	0.0710
(2)	0.3902	-0.0685	0.0131	0.0392
(3)	0.2451	0.1336	0.0049	0.0146
(4)	0.2765	0.1259	0.0058	0.0173
(5)	0.5389	0.1600	0.0133	0.0398
(6)	0.1849	-0.0362	0.0004	0.0011
(7)	0.0611	-0.0108	0.0003	0.0010

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

- ✓ 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.

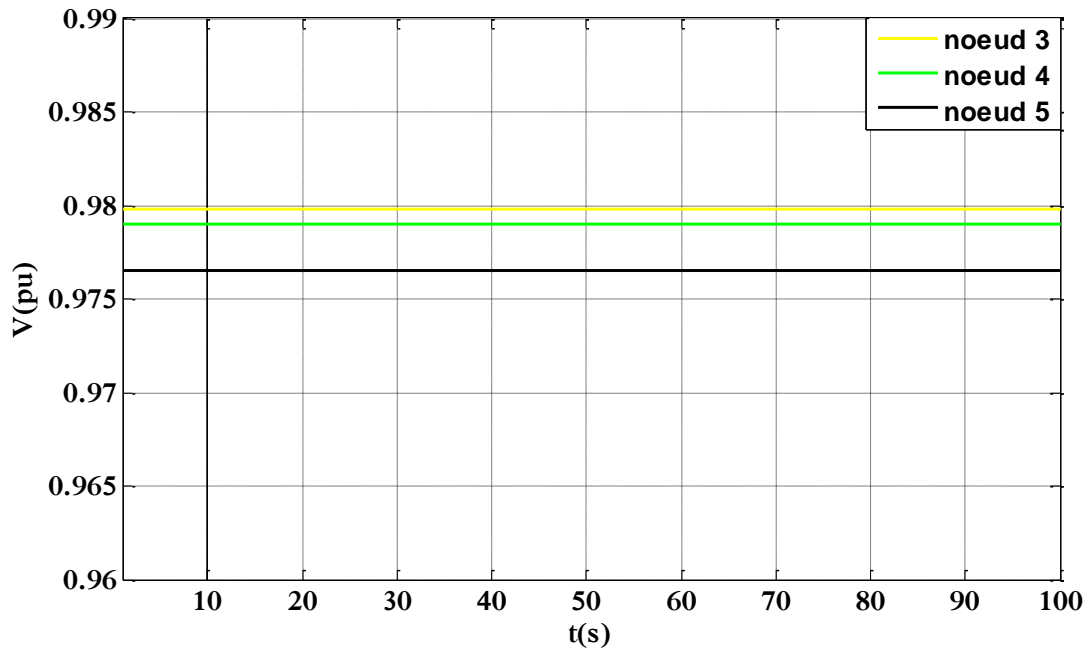


Fig. IV.2 : Amplitude des tensions aux nœuds 3,4 et 5

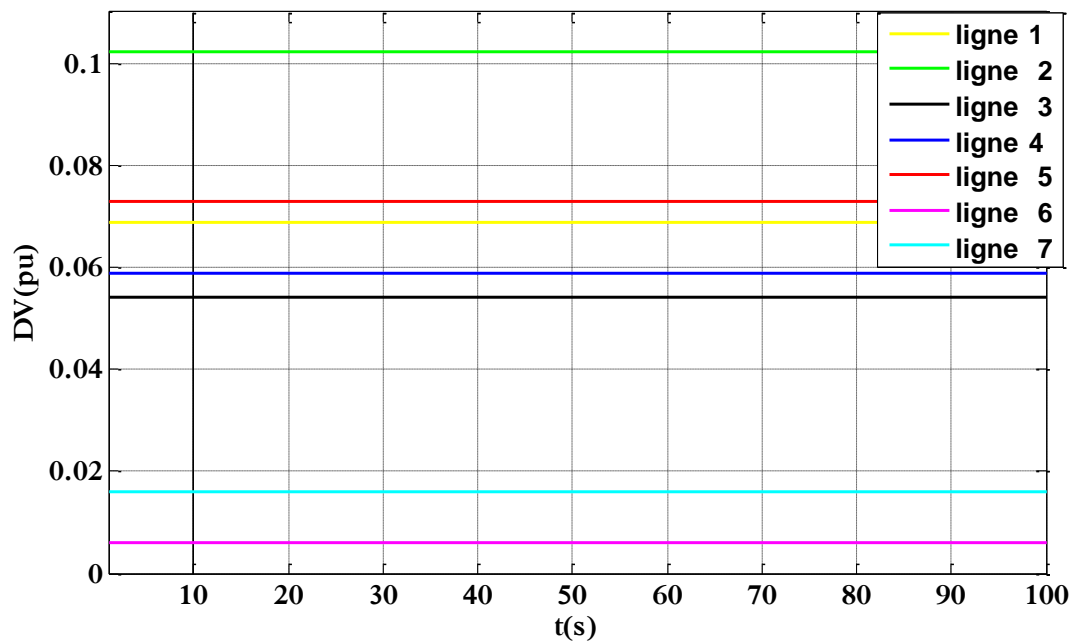


Fig. IV.3 : Chutes de tension dans les lignes

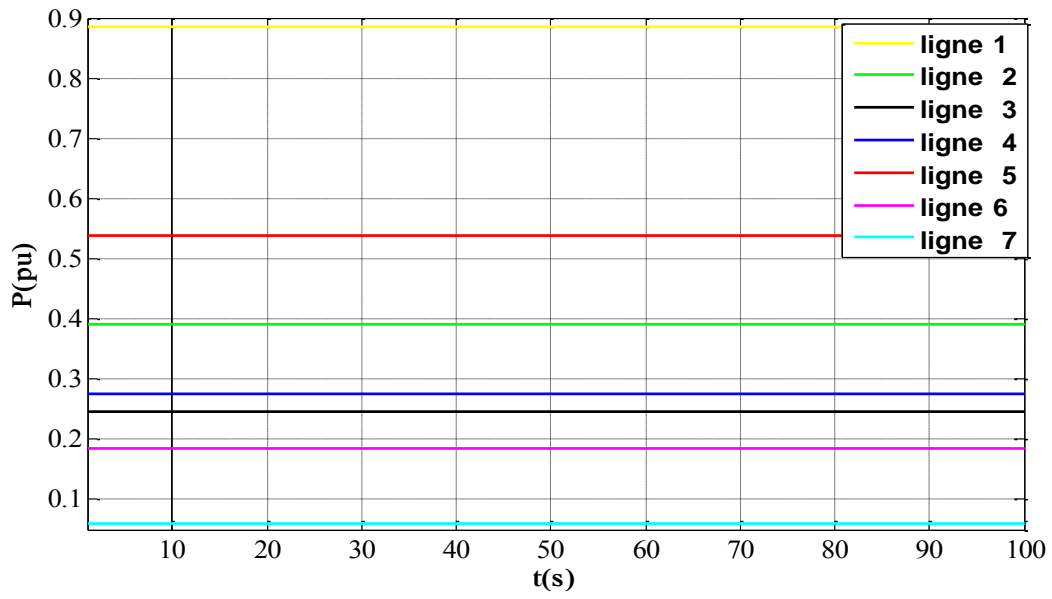


Fig. IV.4 : Puissances actives transitant dans les lignes

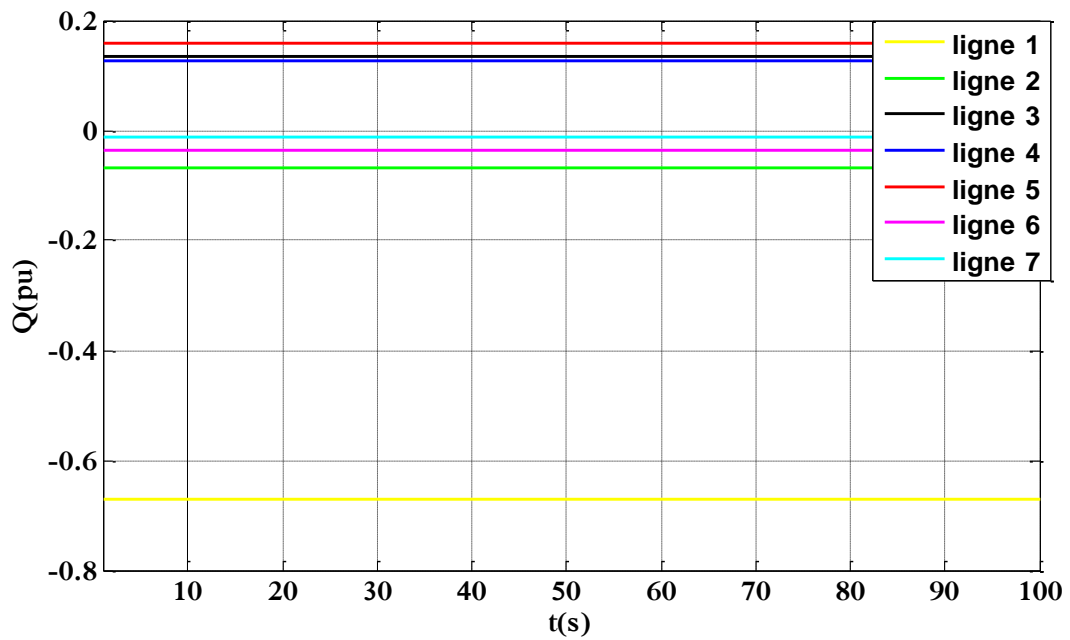


Fig. IV.5 : Puissances réactives transitant dans les lignes

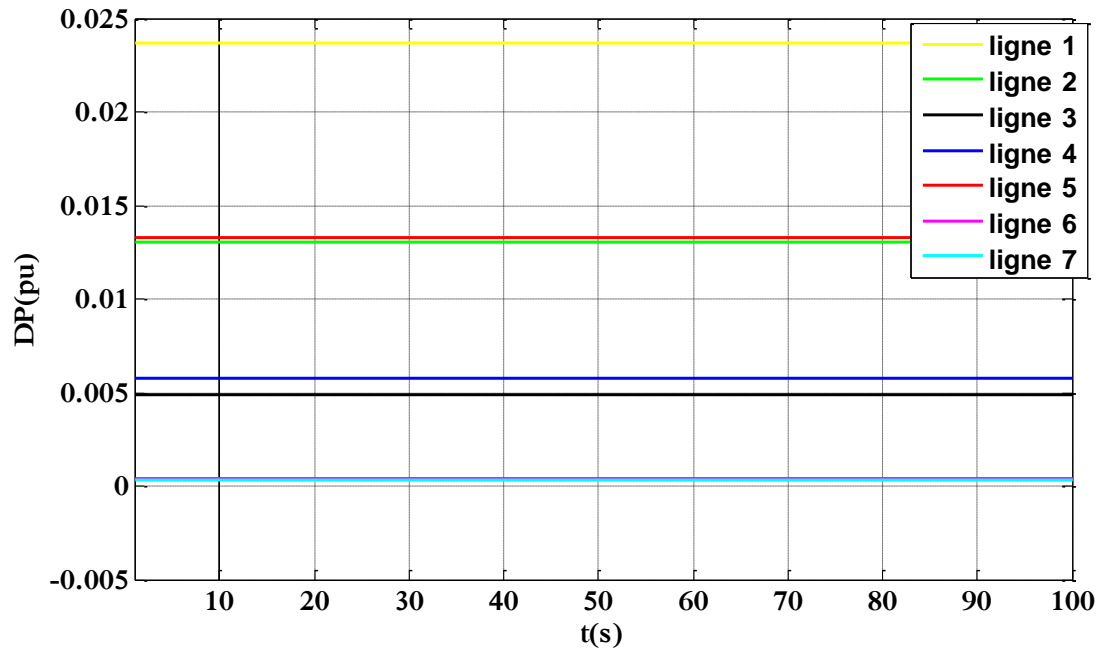


Fig. IV.6 : Pertes de puissance active dans les lignes

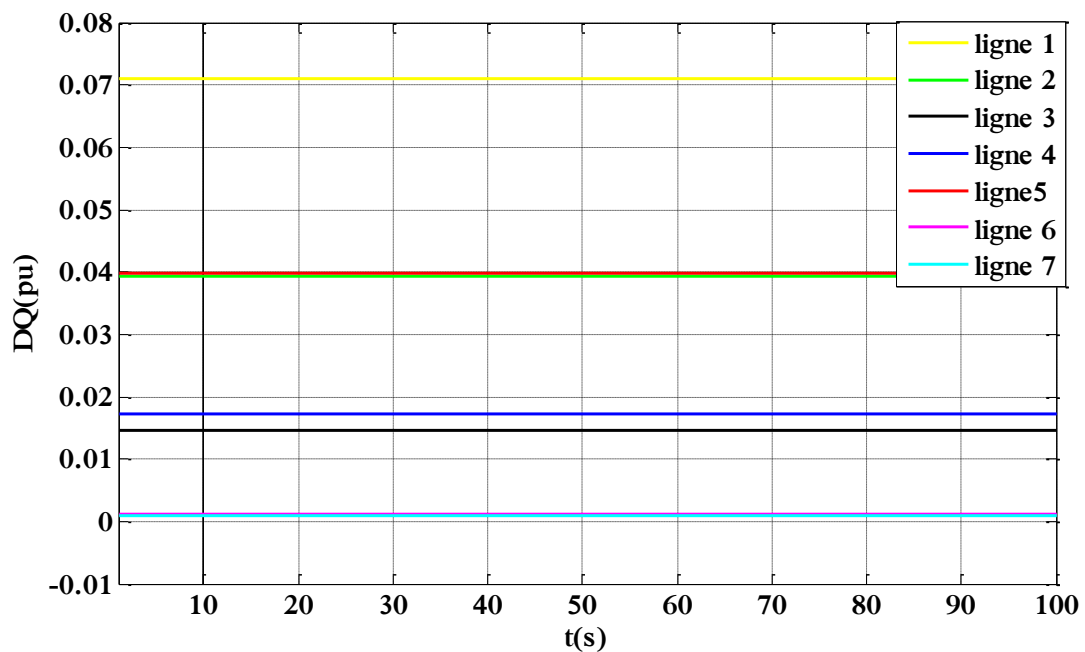


Fig. IV.7 : Pertes de puissance réactive dans les lignes

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), 10,23% pour la ligne (2) et 7.28% pour la ligne(5). Ce problème est dû à l'énergie réactive consommée par les charges.

IV.3.2. Ecoulement de puissance avec injection d'une perturbation

Pour montrer l'intérêt de la présence des dispositifs FACTS dans le réseau dans l'amélioration du profil de la tension aux nœuds et la puissance transitée dans les lignes, nous avons créé une perturbation sous forme de puissance fluctuante injectée aux nœuds 4 et au nœud 3 indépendamment.

A. Changement de l'état du réseau par injection d'une perturbation au nœud 4

La topologie du réseau de la figure IV.1 a été modifiée en appliquant une perturbation au nœud 4 sous forme d'une injection d'une puissance de forme fluctuante comme montrée sur la figure IV.8.

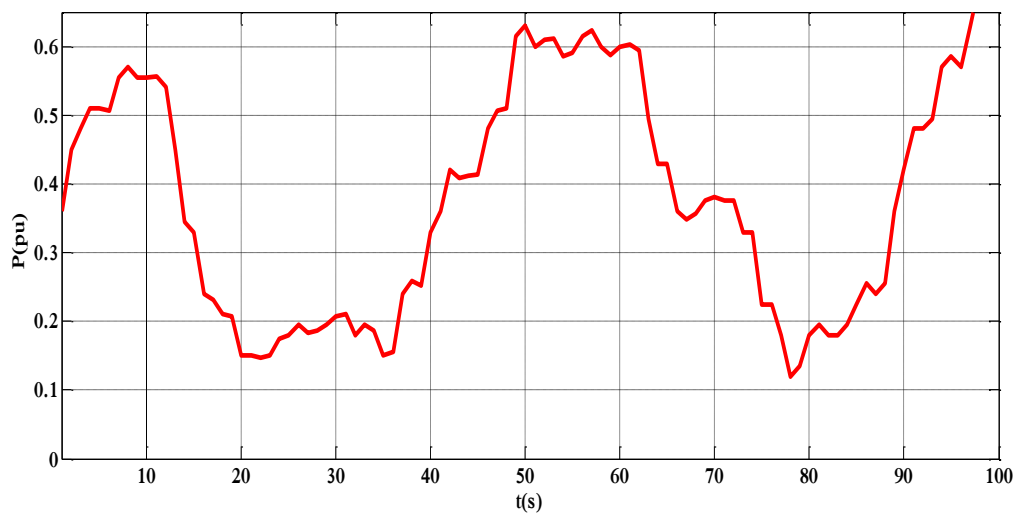


Fig. IV.8 : Forme de la puissance injectée au nœud 4

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

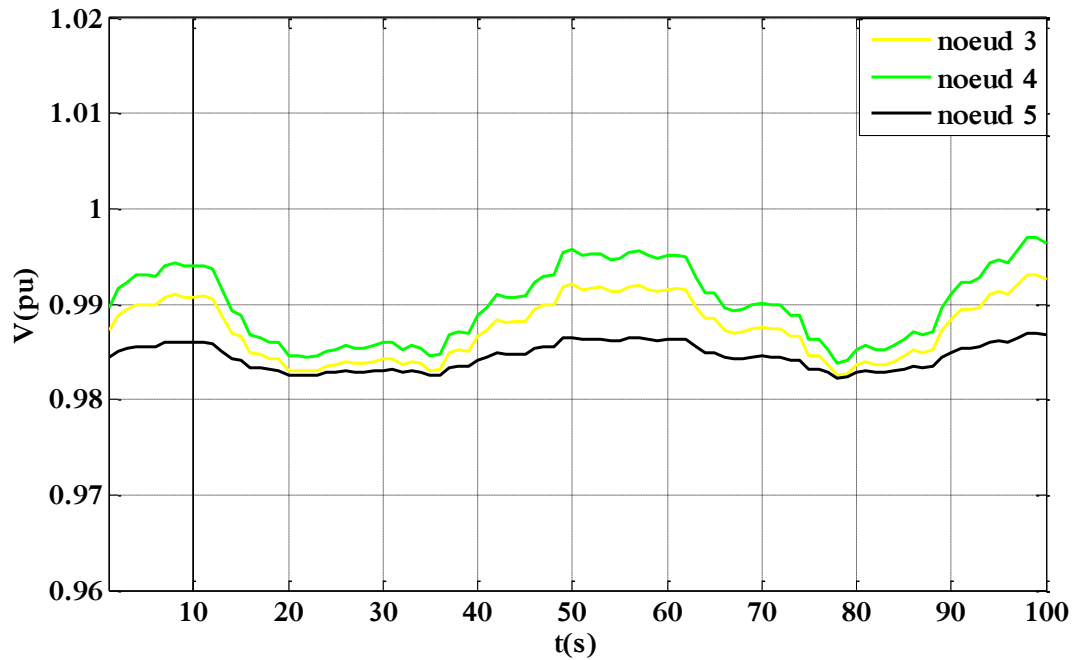


Fig. IV.9 : Amplitude des tensions aux nœuds 3,4 et 5

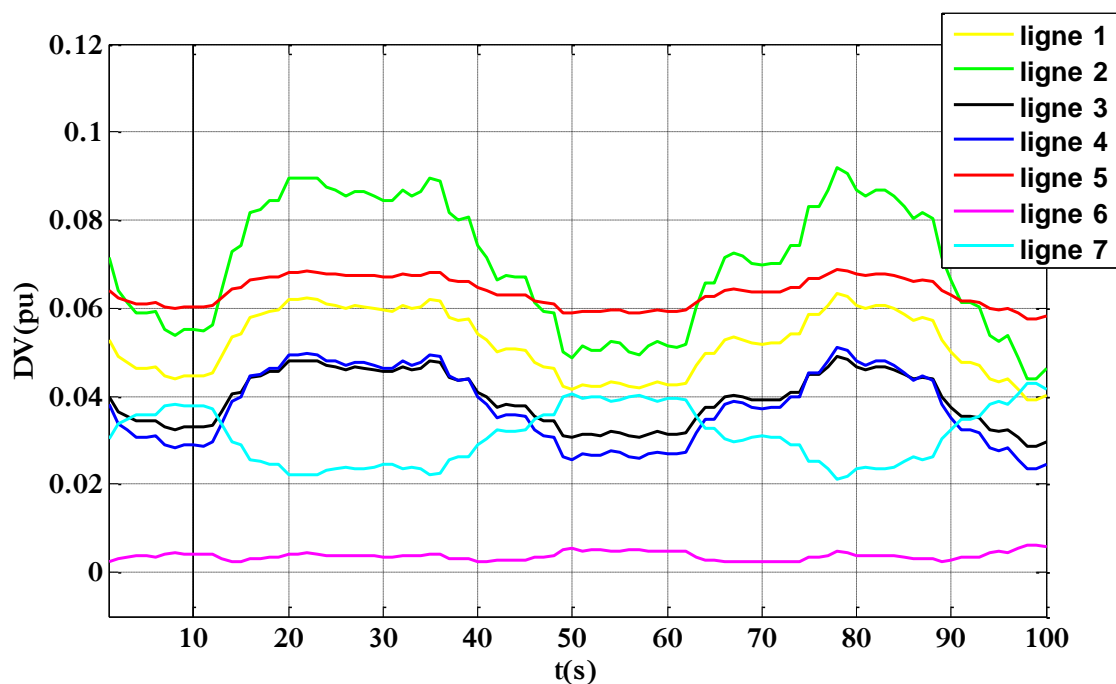


Fig. IV.10 : chute de tension dans les lignes

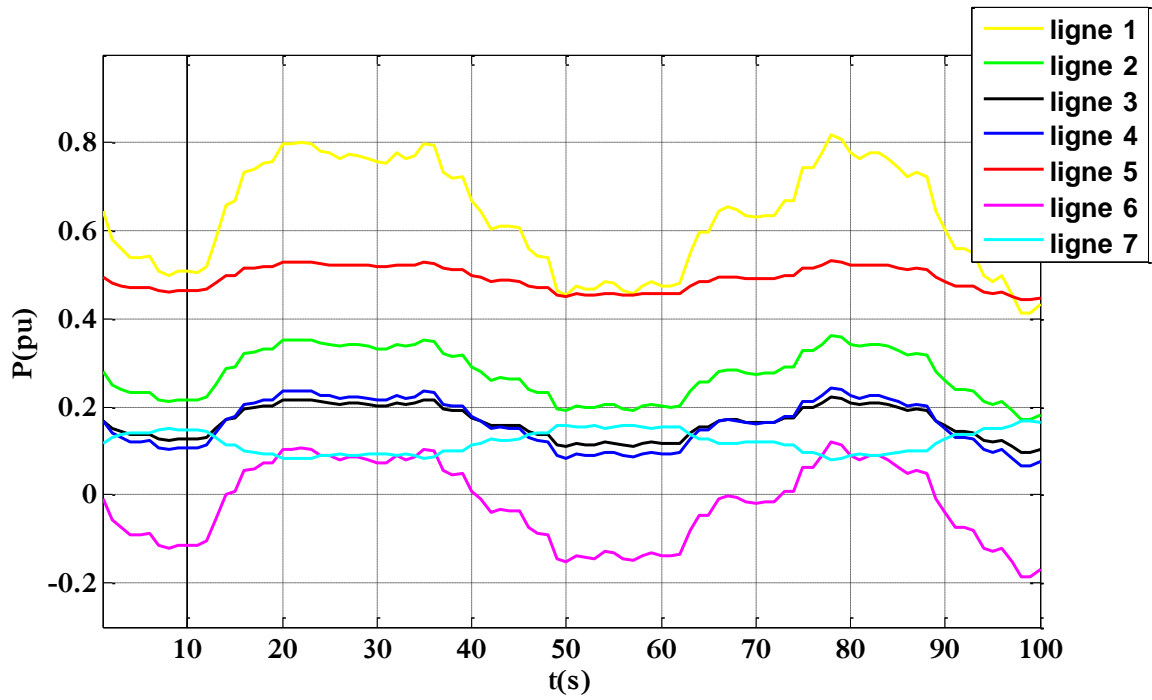


Fig. IV.11 : Puissances actives transitant dans les lignes

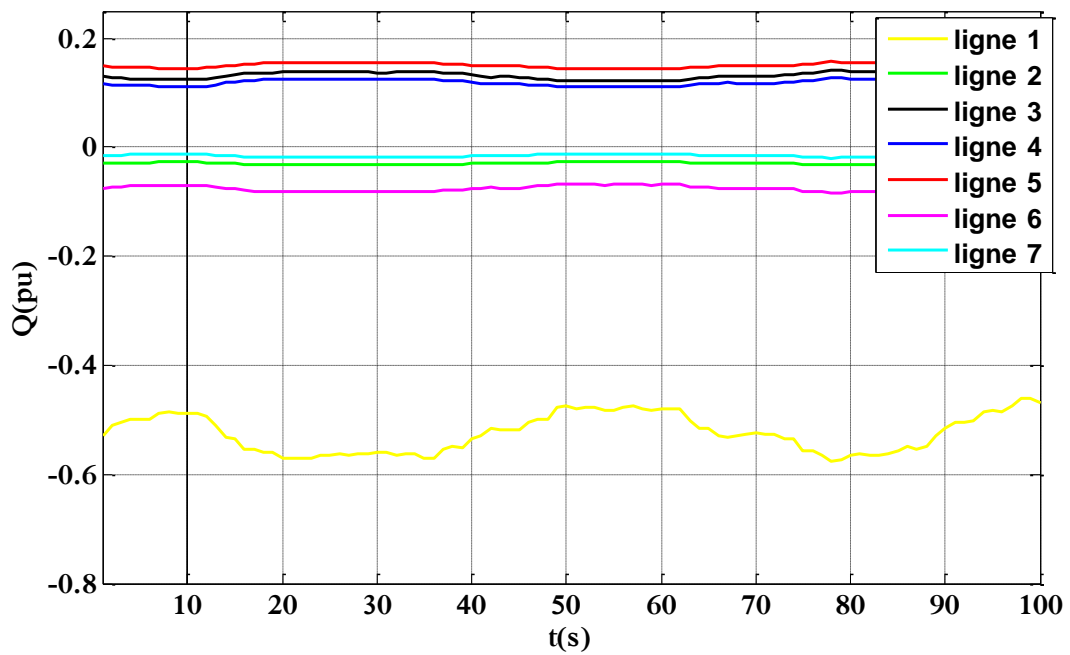


Fig. IV.12 : Puissances réactives transitant dans les lignes

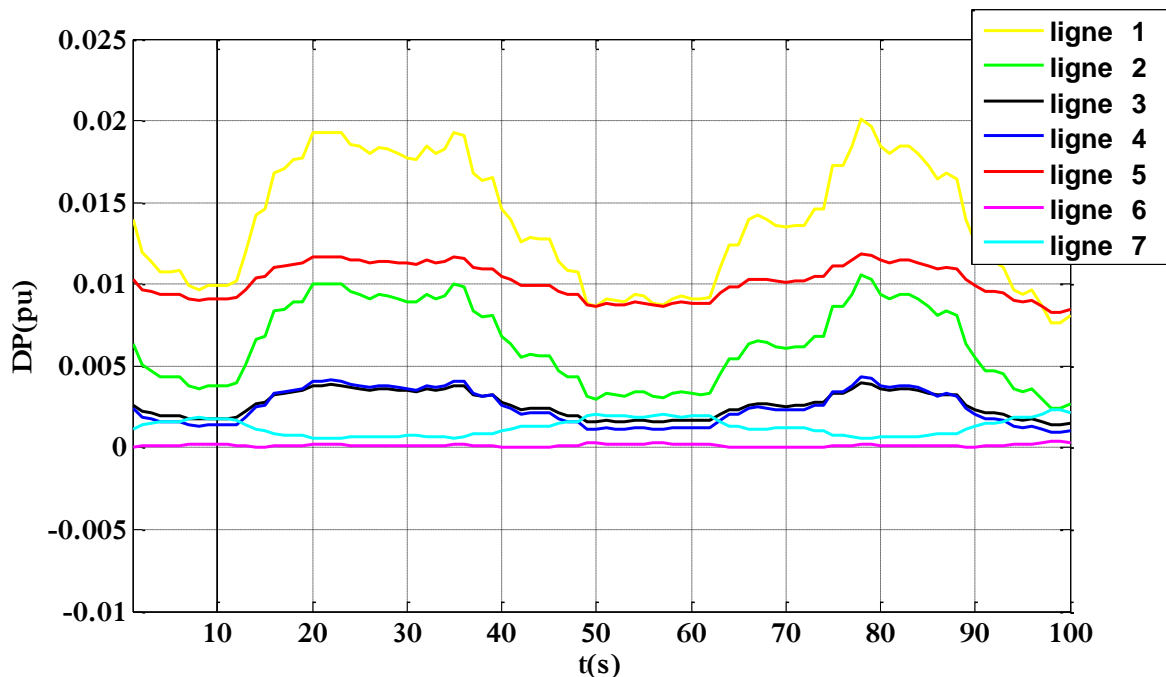


Fig. IV.13 : Pertes de puissance active dans les lignes

Interprétation des résultats

La perturbation au nœud 4 qui est considérée comme une puissance supplémentaire injectée au réseau 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.9 avec celles de la figure IV.2, on constate que la perturbation augmente l'amplitude de la tension aux différents nœuds chargés (3,4 et 5). Mais en revanche, le nœud 4 subit la plus grande variation et suit la forme fluctuante de la puissance injectée. Plus on s'éloigne de ce nœud moins est l'influence sur le plan de tension des nœuds voisins (3 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.10).

B. Changement de l'état du réseau par injection d'une perturbation au nœud 3

Dans ce cas, la puissance supplémentaire est injectée au nœud 3 qui représente la tension la plus élevée par rapport aux autres nœuds charge, les résultats obtenus sont comme suit :

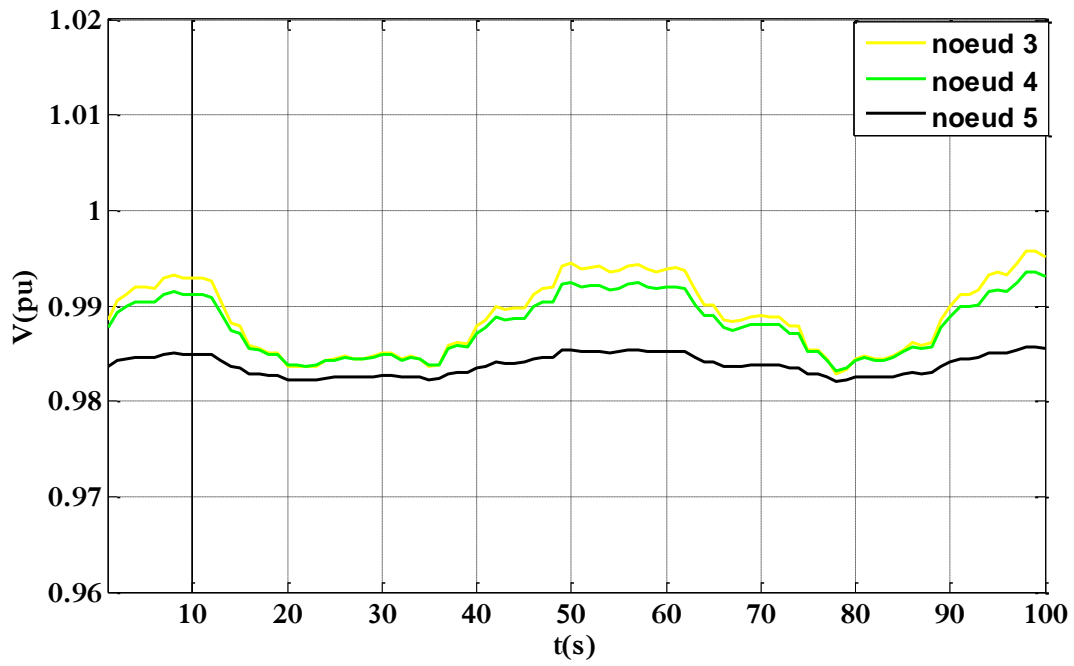


Fig. IV.14 : Amplitude des tensions aux nœuds 3,4 et 5

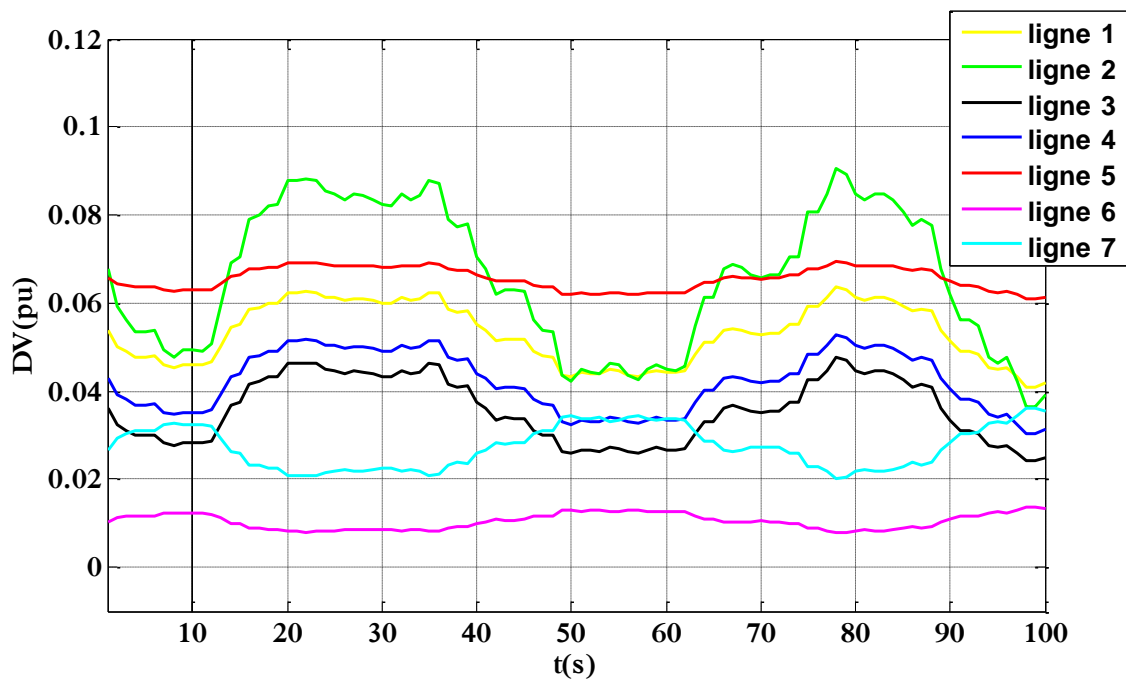


Fig. IV.15 : chute de tension dans les lignes

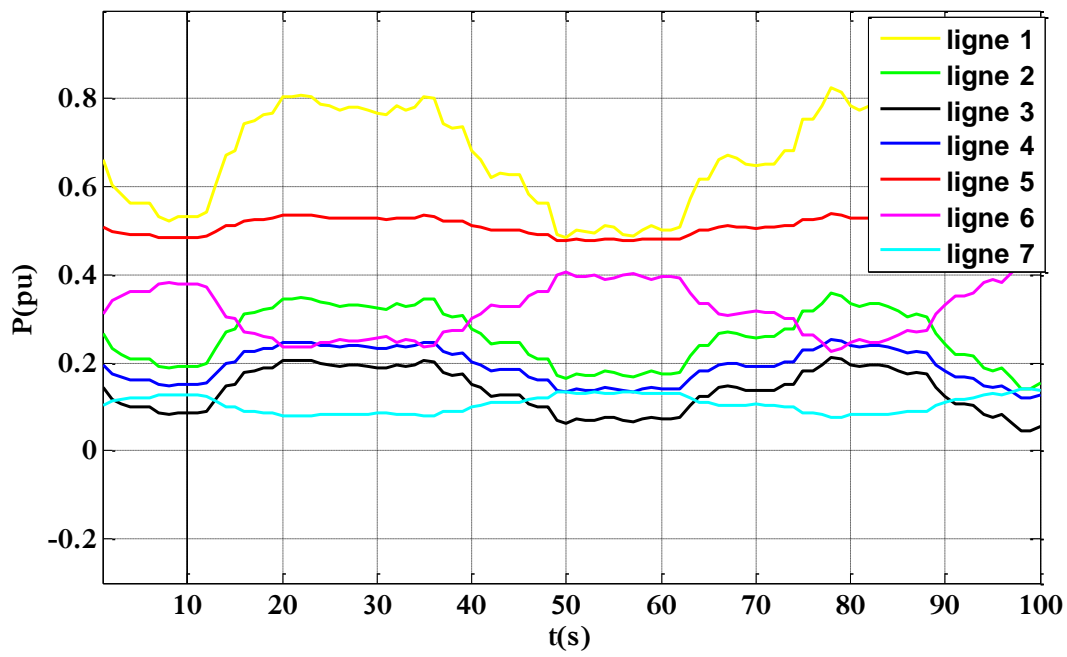


Fig. IV.16 : Puissances actives transitant dans les lignes

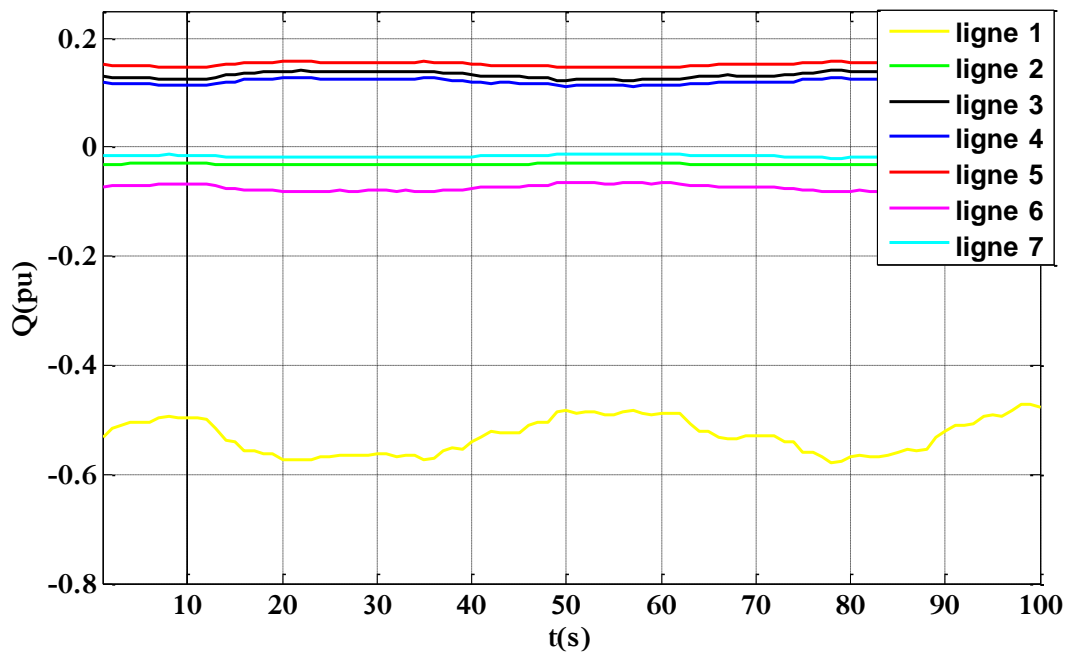


Fig. IV.17 : Puissances réactives transitant dans les lignes

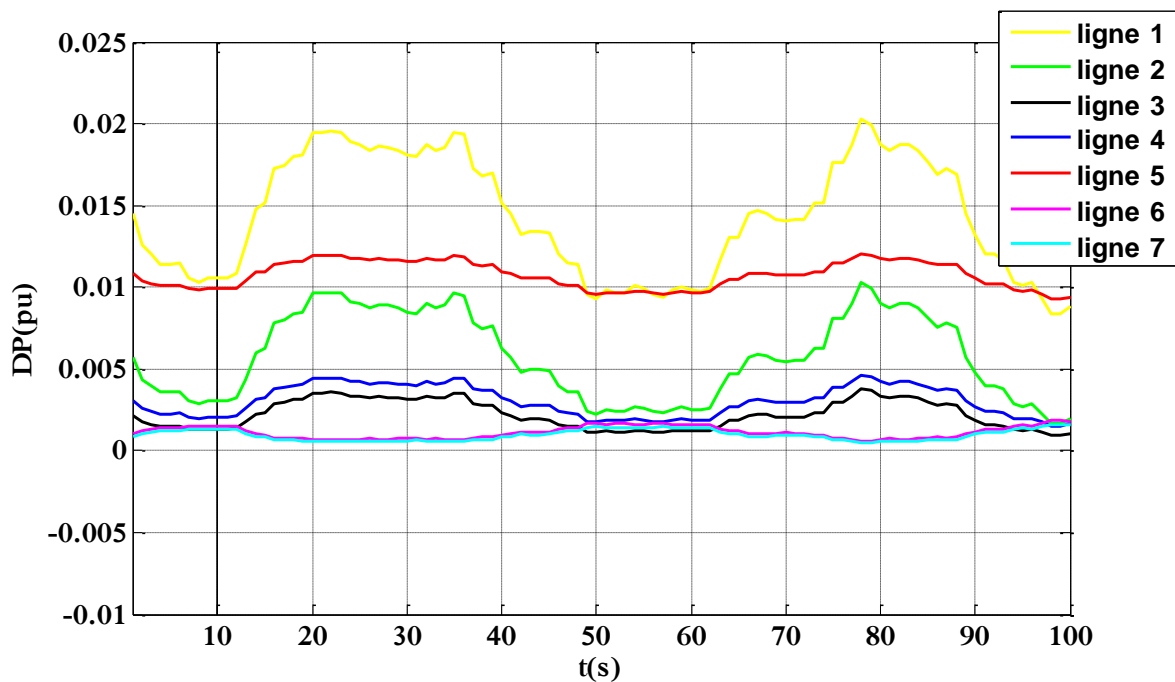


Fig. IV.18 : Pertes de puissance active dans les lignes

Interprétation des résultats

En remarque dans ce cas, que l'amplitude des tensions (figure. IV.14) a une amélioration remarquable par rapport à celle de la (figure. IV.2), mais suit toujours la forme fluctuante de la puissance injectée.

Comparant les résultats obtenus dans les figures (IV.9) et (IV.14) avec l'injection de la perturbation pour les différents emplacements (aux nœuds 3 et 4), on remarque que l'amplitude des tensions au niveau du nœud 4 subit une amélioration importante par rapport à celle au nœud 3, mais dans les deux cas la forme de la tension est fluctuante ce qui influe sur les autres nœuds, dans ce cas un réglage de la tension est nécessaire pour remédier à ce problème. La solution proposée est d'insérer un dispositif de compensation qui est le STATCOM à un emplacement idéal dans le réseau afin d'améliorer le profil de tension.

IV.3.3. Ecoulement de puissance avec insertion du compensateur shunt

Dans cette partie, on a inséré un STATCOM dans le réseau au nœud 4 qui représente le meilleur emplacement, comme montré sur la figure IV.19. Il est introduit comme une variable d'état dans le calcul de l'écoulement de puissance pour la régulation de la

tension, 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.

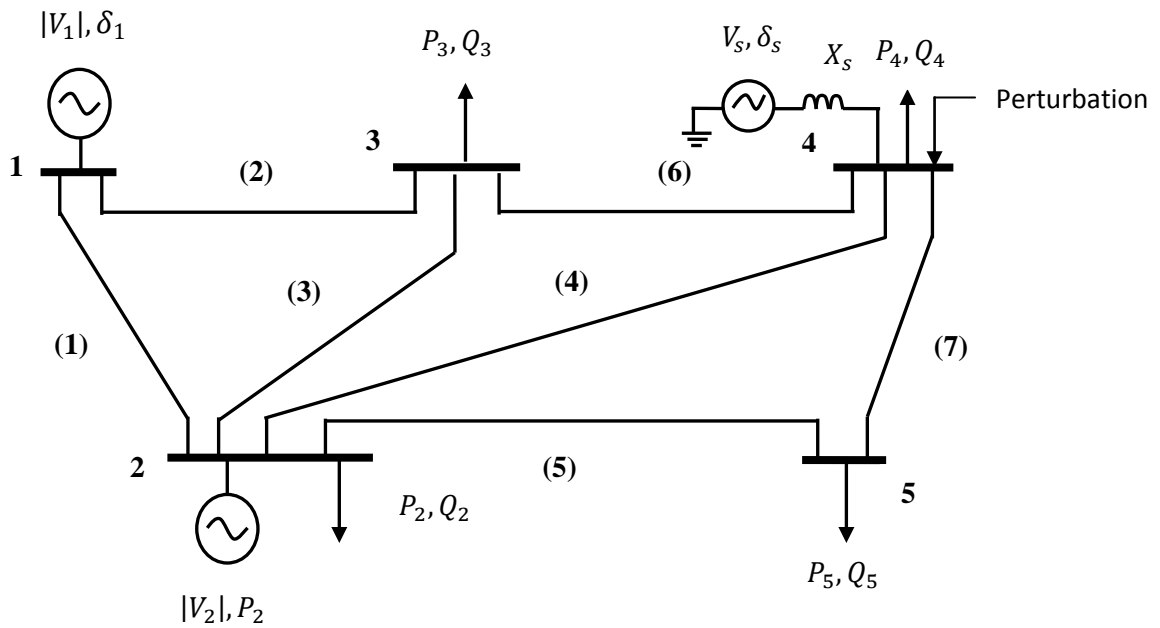


Fig. IV.19 : Topologie du réseau étudié avec insertion du STATCOM

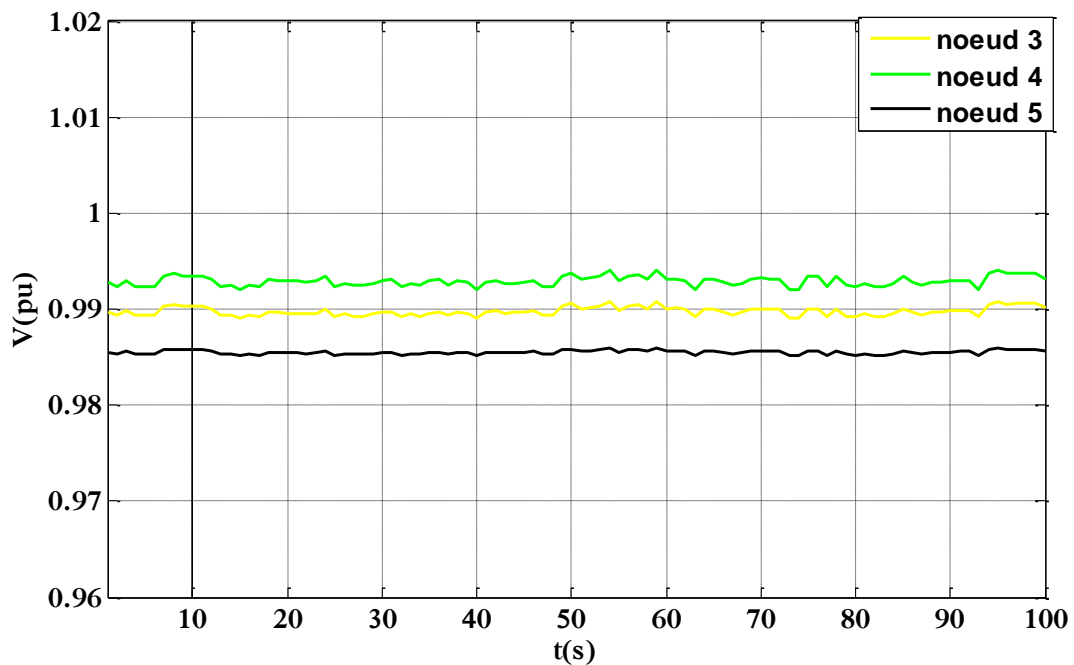


Fig. IV. 20 : Amplitudes des tensions aux nœuds 3,4 et 5 après insertion du STATCOM au nœud 4

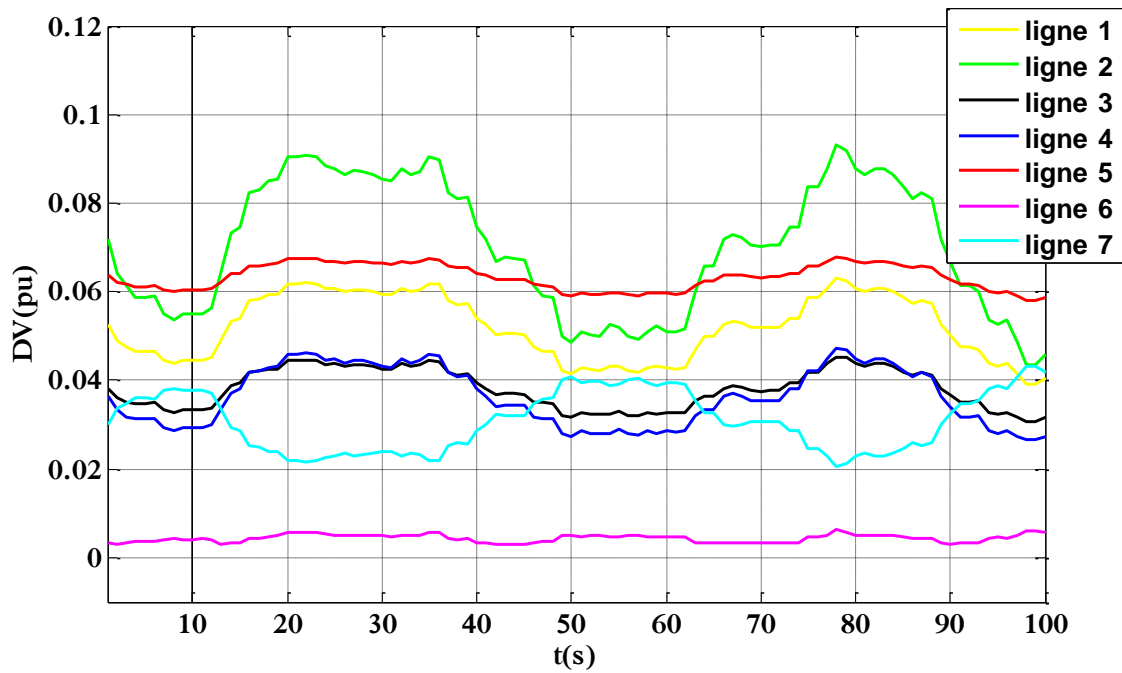


Fig. IV.21 : chutes de tension dans les lignes après insertion STATCOM au nœud 4

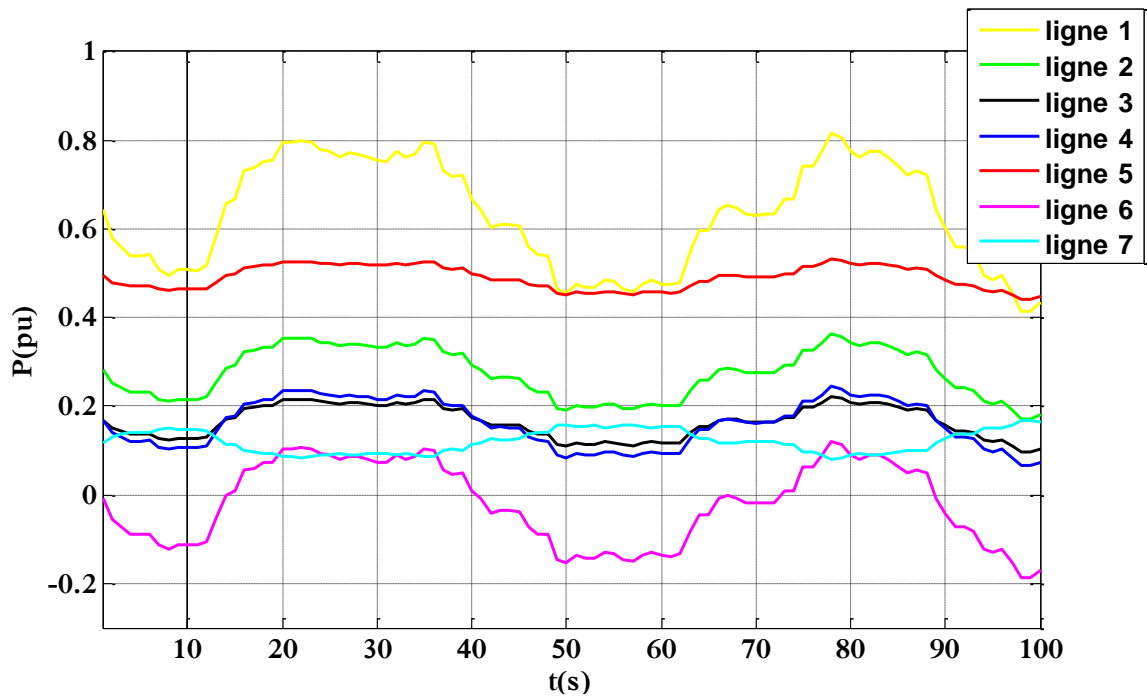


Fig. IV.22 : Puissances actives transitant dans les lignes après insertion du STATCOM au nœud 4

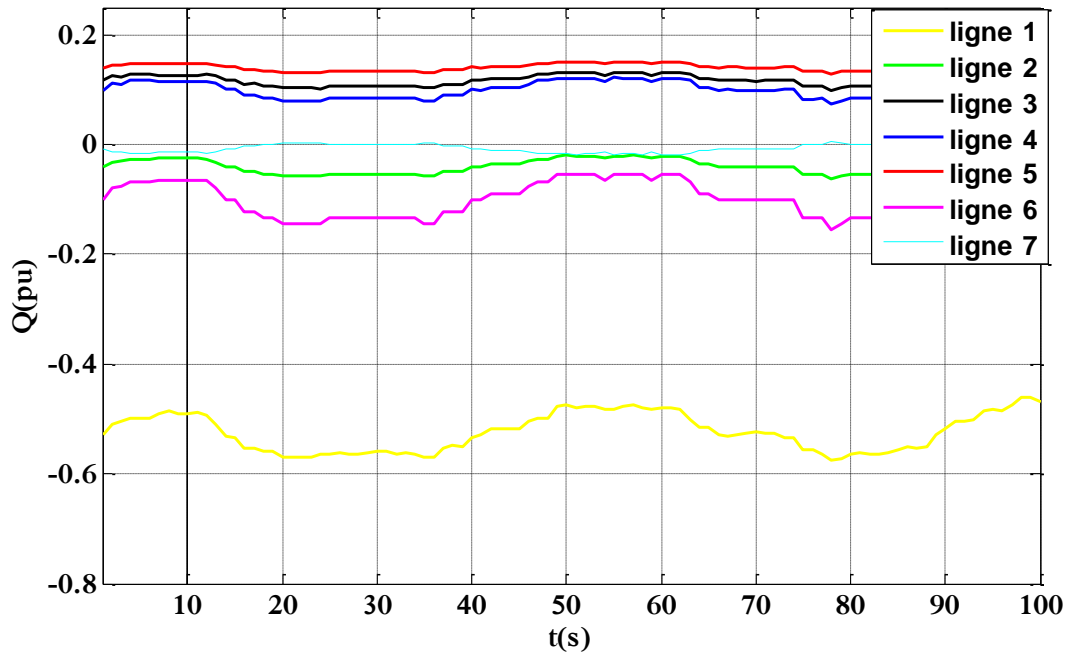


Fig. IV.23 : Puissances réactives transitant dans les lignes après insertion du STATCOM au nœud 4

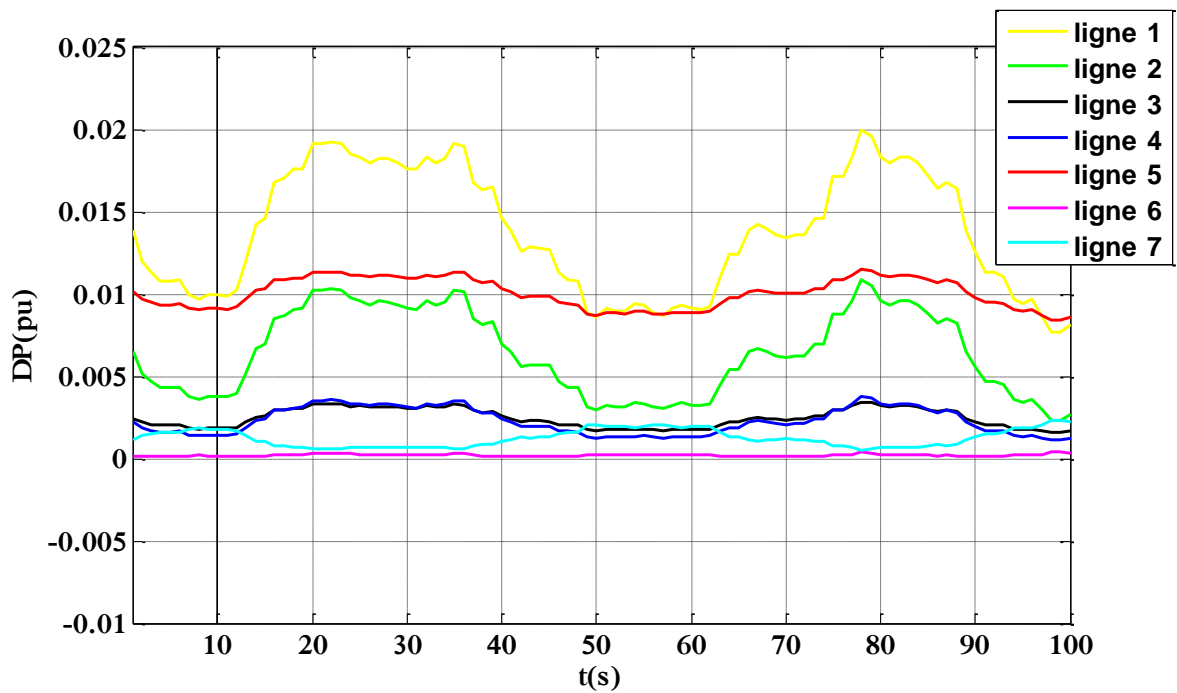


Fig. IV.24 : Pertes de puissance active dans les lignes après insertion du STATCOM au nœud 4

Interprétation des résultats

L'insertion du régulateur au nœud 4 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.20, la tension au nœud où est connecté le compensateur shunt subit une amélioration remarquable. Cette tension est effectivement maintenue constante et stable autour de la valeur consigne de 0.99 pu.

IV.3.4. Ecoulement de puissance avec insertion du compensateur série TCSC

La compensation série agit principalement sur la réactance de la ligne. Elle réduit ainsi le rapport de dépendance tension/charge, et peut influencer sur la répartition de la charge entre différentes lignes. Ses capacités d'amortissement des oscillations de puissance active sont bonnes.

A. Evaluation des pertes totales dans les lignes

Un calcul d'écoulement de puissances dans le réseau test, avec dans ce cas l'insertion d'un compensateur série qui est le TCSC, a été effectué pour les différents emplacements (lignes), afin d'évaluer les pertes de puissances totales dans les lignes et choisir ainsi l'emplacement idéal du compensateur, qui permettra d'améliorer le transit de puissance et diminuer les pertes dans les lignes. Les résultats sont résumés dans le tableau. IV.7.

Tab (IV.7) : Perte totale en (pu) pour différents emplacements du compensateur série dans les lignes

		Taux de compensation										
		5%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Ligne	1	0.0606	0.0600	0.0590	0.0583	0.0578	0.0575	0.0573	0.0572	0.0572	0.0573	0.0574
	2	0.0613	0.0613	0.0617	0.0620	0.0620	0.0624	0.0628	0.0632	0.0636	0.0640	0.0645
	3	0.0613	0.0612	0.0612	0.0611	0.0612	0.0612	0.0612	0.0613	0.0614	0.0615	0.0615
	4	0.0613	0.0613	0.0612	0.0612	0.0613	0.0614	0.0614	0.0615	0.0617	0.0618	0.0618
	5	0.0613	0.0613	0.0612	0.0613	0.0614	0.0616	0.0618	0.0620	0.0623	0.0626	0.0629
	6	0.0614	0.0614	0.0613	0.0613	0.0613	0.0613	0.0613	0.0613	0.0614	0.0614	0.0614
	7	0.0614	0.0614	0.0614	0.0614	0.0614	0.0614	0.0614	0.0614	0.0614	0.0614	0.0614

Après avoir étudié plusieurs cas pour différents emplacement du compensateur série dans les lignes, pour un taux compensation variant de 5% à 100%. On constate que les pertes de puissances totales ont diminué considérablement pour un TCSC inséré dans la ligne 1, à une valeur de 0.0572 (pu) et pour un taux de compensation de 70%. Sur ce, nous avons opté pour l'emplacement du TCSC dans la ligne 1 pour la suite du travail.

B. Résultats de simulation après insertion du TCSC

Les résultats obtenus après le calcul du transit de puissances sont représentés dans les figures (IV.25) à (IV.28) :

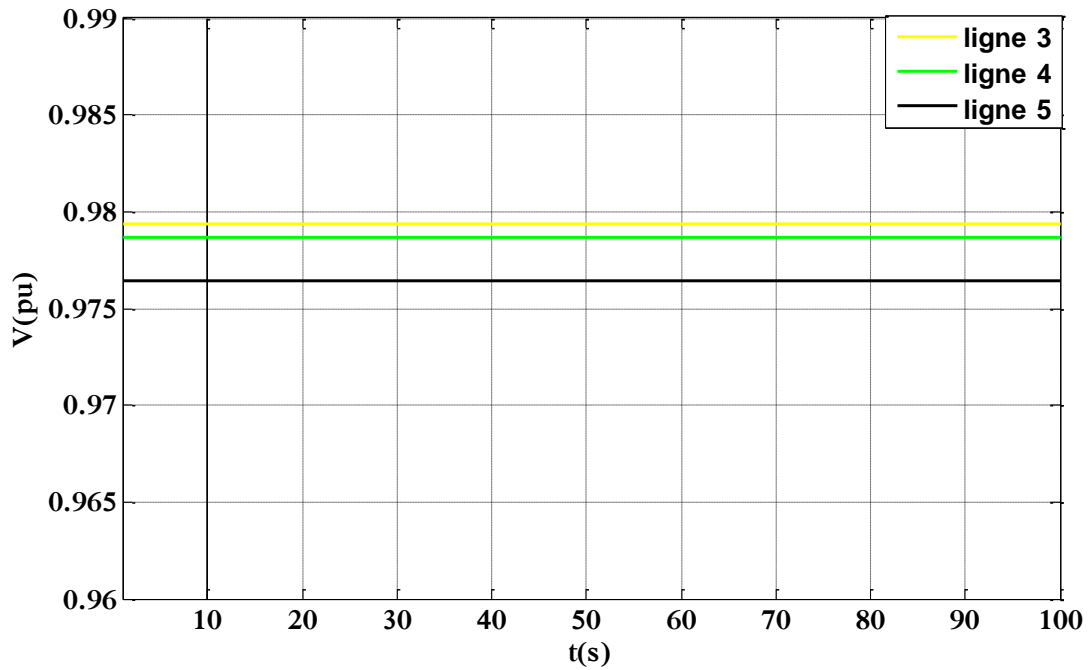


Fig. IV. 25 : Amplitudes des tensions aux nœuds 3,4 et 5 après insertion du TCSC

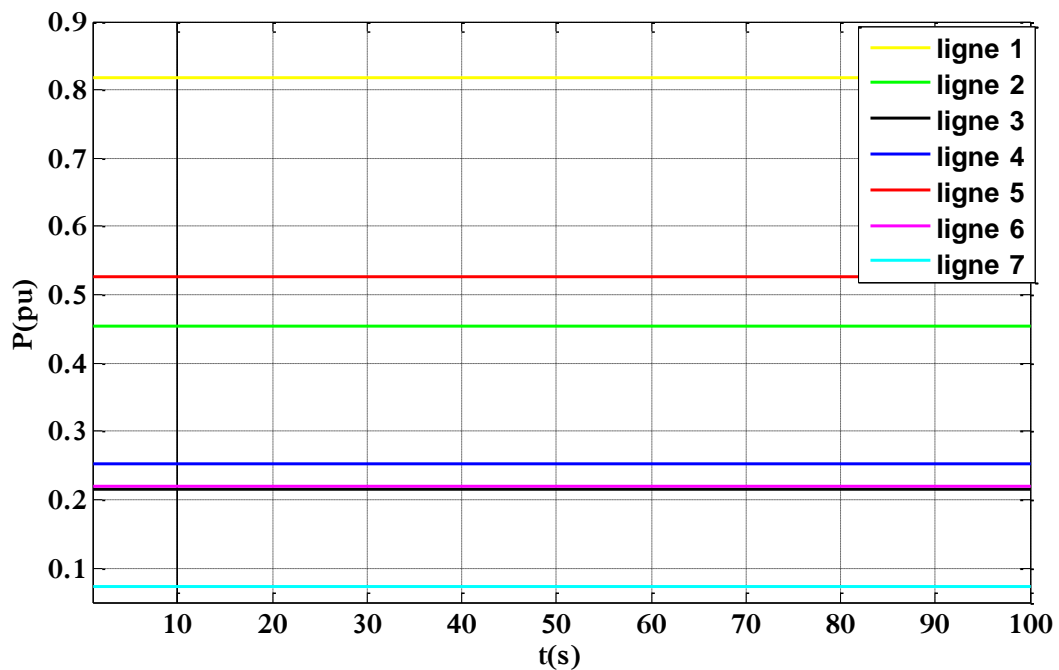


Fig. IV.26 : Puissances actives transitées dans les lignes après insertion du TCSC

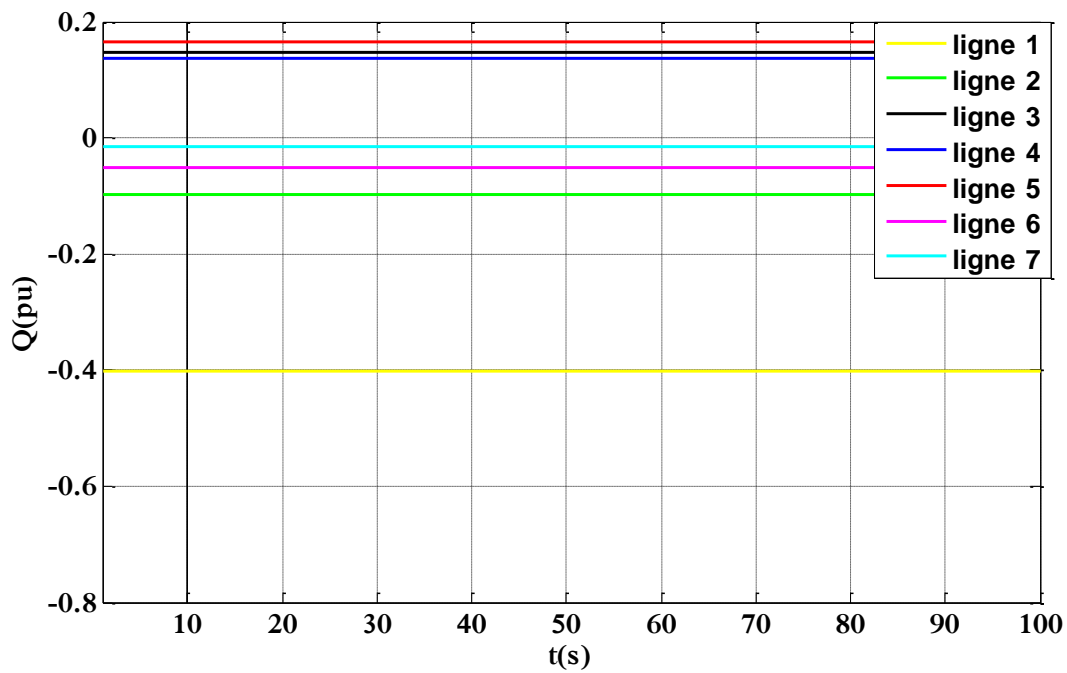


Fig. IV.27 : Puissances réactives transitant dans les lignes après insertion du TCSC

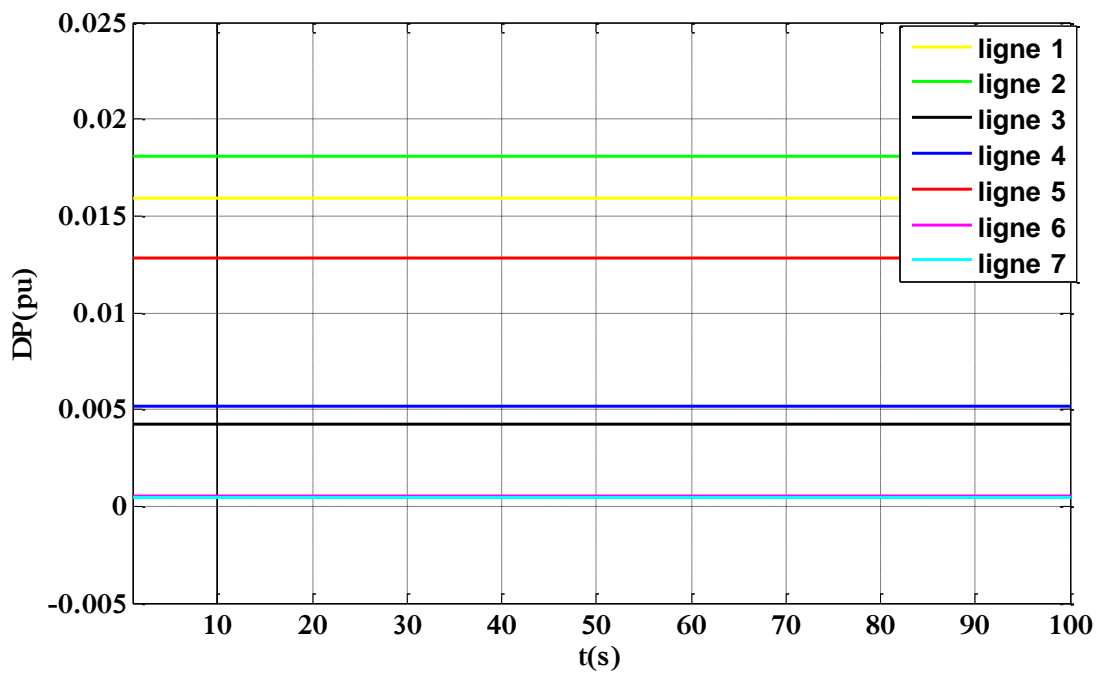


Fig. IV.28 : Perte de puissances transitant dans les lignes après insertion du TCSC

Interprétation des résultats

Le TCSC inséré dans la ligne 1 permet effectivement de contrôler le transit de puissances dans les lignes. En effet, ce compensateur permet de favoriser le transit par certaines lignes, il en résulte que d'autres sont déchargées. Ceci est vérifié dans ce cas, puisque les puissances qui transitent à travers les lignes 1,3 et 4 ont diminué, par contre, celles transitant à travers les lignes 2 et 5 ont augmenté, mais cet effet reste limité sur les autres lignes en comparant les courbes représentées dans les figures (IV.4) et (IV.26).

En revanche, sachant que le TCSC est destiné à contrôler le transit de puissances actives à travers le réseau, on remarque que son influence sur l'amélioration du profil de tension est négligeable.

C. Evaluation des pertes totales dans le réseau pour ses différents états

Une étude comparative est effectuée pour évaluer les pertes totales à travers les lignes pour différents états du réseau étudié. Le tableau IV.8 résume les résultats obtenus :

Tab (IV. 8): Pertes totales pour différents états du réseau

Etat du réseau	Pertes de puissances totales (pu)
Réseau sans injection d'une puissance supplémentaire	0.0591
Réseau avec insertion du TCSC	0.0550
Réseau avec injection d'une puissance supplémentaire	0.0247
Réseau avec injection d'une puissance supplémentaire et insertion du TCSC	0.0220
Réseau avec injection d'une puissance supplémentaire et insertion du STATCOM	0.0248
Réseau avec injection d'une puissance supplémentaire et insertion du STATCOM et du TCSC	0.0221

Il est bien clair que l'insertion du dispositif TCSC a fait que les pertes actives ont chuté énormément pour différents états du réseau (sans et avec perturbation). Les pertes totales à travers les lignes du réseau ont passé de 0.0591pu à 0.0220pu grâce à l'emplacement optimal des compensateurs shunt et série que nous avons inséré pour améliorer le profil de la tension et diminuer les pertes de puissances.

Conclusion

Dans ce chapitre, la méthode de Newton-Raphson pour le calcul du transit de puissances et la détermination des tensions aux nœuds d'un réseau électrique muni de dispositifs FACTS, a été appliquée. Une simulation numérique en langage Matlab a été conçue pour un réseau avec et sans les dispositifs FACTS, indépendamment, en changeant leurs emplacement dans le réseau (jeux de barres, lignes) afin de déterminer leur comportement.

L'insertion du STATCOM a donné de bons résultats pour la régulation de la tension et la compensation de la chute de tension par apport d'énergie réactive locale. Le TCSC lorsqu'il est inséré dans les lignes du réseau, arrive à contrôler le transit de puissances, s'accommode bien à la présence du STATCOM et diminue les pertes de puissances totales à travers les lignes.

Le travail effectué se résume comme suit :

- ✓ Réseau sans injection d'une puissance supplémentaire comme perturbation, c'est-à-dire déterminer les tensions aux nœuds et le transit de puissances dans les lignes. Nous avons remarqué des chutes de tension importantes.
- ✓ Réseau avec injection d'une perturbation au nœud 4, 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 la perturbation, les tests de simulation ont donné des résultats très satisfaisants sur le plan de tension.
- ✓ Injection d'une perturbation et insertion du TCSC au niveau de la ligne 1 qui considéré comme un emplacement idéal, on remarque que les pertes actives ont chuté énormément.

- ✓ Injection d'une perturbation et insertion du STATCOM et du TCSC nous a permis d'améliorer le profil de la tension au niveau des nœuds charge et de diminuer les pertes de puissances dans les lignes.

Conclusion générale

Dans de nombreux réseaux électriques, l'augmentation des nombre des échanges non planifiés qui sont incontrôlable créent une perturbation à ces derniers d'où la mauvaise répartition des puissances ainsi que les tensions et leurs qualités. Pour garantir aux consommateurs une bonne qualité d'énergie, les compagnies électriques ont mis en œuvre grâce à l'électronique de puissance des Systèmes de réglage et de compensation sous l'appellation FACTS pour remédier à ces problèmes.

L'étude exposée dans ce mémoire, est basée sur l'application de deux dispositifs FACTS, à savoir, le compensateur shunt 'STATCOM' destiné au le réglage de la tension aux nœuds, et le compensateur série 'TCSC' inséré pour le contrôle de la puissance transitée à travers les lignes d'un réseau test à 5 nœuds.

On a tout d'abord exposé, dans le 1^{er} 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 2^{ème} 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 étudesur les méthodes et moyens de compensation d'énergie réactive et de régulation de la tension.

Nous avons présenté dans le 3^{ème} chapitre, en premier lieu les moyens de compensation par les dispositifs FACTS à savoir la compensation série, shunt et hybride. Une partie importante a été consacrée pour montrer l'influence de l'insertion du dispositif UPFC dans un réseau électrique sur les matrices admittance nodale et Jacobien et par conséquent, sur le transit de puissance dans ce réseau et améliorer la stabilité transitoire.

Enfin, un ensemble de simulations numériques du fonctionnement d'un réseau sans et avec FACTS a été réalisé afin d'évaluer l'impact d'une perturbation sur la stabilité de la tension et le transit de puissances. En effet, on a démontré l'impact positif du contrôleur shunt, le STATCOM, sur l'amélioration du profil de la tension quel que soit la perturbation injectée au nœud du réseau, ainsi que l'intérêt de l'insertion du contrôleur série, le TCSC,

pour la modification de l'impédance de la ligne où il est inséré afin de minimiser les pertes de puissances actives et avoir une répartition de puissances optimale à travers les lignes.

Ainsi, il nous restera plus qu'à conclure que les dispositifs FACTS joueront un rôle de plus en plus important à l'avenir pour résoudre des problèmes de la qualité de tension, d'amortissement et d'oscillation et de répartition des transits de puissances. En terme général, rendre les réseaux électriques plus compatibles avec les charges et offrir une meilleure qualité d'énergie.

Références

- [01] **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.
- [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] **TRAN KHANH VIET DUNG**, «Interconnexion des sources d'énergie renouvelable au réseau de distribution électrique», thèse doctorat en génie électrique, août 2009
- [04] **Rabah BENABID**, «Optimisation Multiobjectif 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 de Université Amar Telidji, Laghouat, 04/09/2007
- [05] **S. Benmeziane, L. Ali cherif**, « Le calcul de l'écoulement de puissance par les réseaux de neurones artificiels», Mémoire de fin d'études de Université A.MIRA de Bejaïa, promotion 2005
- [06] **M. PAVARD, P. BORNARD, G. TESTUD**, « Réseaux d'interconnexion et de transport : réglages et stabilité », Technique de l'ingénieur D4091, 2009.
- [07] **Olivier RICHARDOT**, «Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée», thèse doctorat de Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, 10 octobre 2006
- [08] **BELMESSAOUD Bachir, MAHNI Tidjani**, «Evaluation de la stabilité statique en Tension utilisant la méthode de load flow continu», Ingénieur d'Etat En Electrotechnique de Ecole Nationale Supérieure Polytechnique, 2008-2009
- [09] **Arnaud Davigny**, «participation aux services système de fermes éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie», thèse doctorat de l'université des sciences et technologie de lile, 11 décembre 2007
- [10] **KOUADRA Foued**, «étude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT», diplôme de Magister En Electrotechnique de l'université mentouri de constantine
- [11] **Mohamad Alaa Eddin Alali**, «Contribution à l'Etude des Compensateurs Actifs

Des Réseaux Electriques Basse Tension », thèse de doctorat de l'université Louis Pasteur – Strasbourg I, 12 Septembre 2002

[12] **Martin HENNEBEL**, « Sciences et Technologies de l'Information des Télécommunications et des Systèmes », thèse de doctorat de l'université paris-sud11, 5 février 2009

[13] **KEBBAL Med Racim, BAKIR Karim**, «Paramètres de la qualité de la tension d'un réseau électrique Etude et Analyse», projet de fin d'étude de ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE, Juin 2008

[14] **acques LACHAUME**, «Qualité de la tension - Fluctuations et flicker», Technique de l'ingénieur D4263, 2009.

[15] **HAIMOUR Rachida**, «Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique », magister en électrotechnique de ENSET – ORAN, 2008-2009

[16] **Abdelaàli ALIBI**, «Contrôle des Réseaux Electriques par les SystèmesFACTS: (Flexible AC Transmission Systems) », Magister en Electrotechnique de université de batna, le13 /06/2009

[17] **Eskandar GHOLIPOUR SHAHRAKI**, «Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques », thèse Doctorat de l'Université Henri Poincaré Nancy-I, 13 Octobre 2003

[18] **BOUFASSA Rabah, MEKARNIA Omar**, «modélisation et commande d'un upfc utilise en filtrage des courants harmoniques d'un réseau électrique », projet de fin d'étude de école nationale polytechnique, Juin 2007

[19] **MEDJANA MOULOU, MAHMOUDIMOHAND EZINE** , «Calcul d'écoulement de puissance dans un réseau électrique avec la présence de l'UPFC», projet de fin d'etudes de université A. MIRA de Bejaia, 2007

Annexes

$$\frac{\partial P_{shse}}{\partial \delta_i} = |V_{sh}||V_i||Y_{sh}|\sin(\delta_{sh} - \delta_i - \theta_{sh}) - |V_{se}||V_i||Y_{se}|\sin(\delta_{se} - \delta_i - \theta_{se})$$

$$\frac{\partial P_{shse}}{\partial \delta_k} = |V_{se}||V_k||Y_{se}|\sin(\delta_{se} - \delta_k - \theta_{se})$$

$$\frac{\partial P_{shse}}{\partial |V_{sh}|} = -2|G_{sh}||V_{sh}| + |V_i||V_{sh}|\sin(\delta_{sh} - \delta_i - \theta_{sh})$$

$$\frac{\partial P_{shse}}{\partial |V_k|} = |V_{se}||Y_{se}|\sin(\delta_{se} - \delta_k - \theta_{se})$$

$$\frac{\partial P_{shse}}{\partial \delta_{sh}} = -|V_{sh}||V_i||Y_{sh}|\sin(\delta_{sh} - \delta_i - \theta_{sh})$$

$$\frac{\partial P_{shse}}{\partial \delta_{se}} = |V_{se}||V_i||Y_{se}|\sin(\delta_{se} - \delta_i - \theta_{se}) - |V_{se}||V_k||Y_{se}|\sin(\delta_{se} - \delta_k - \theta_{se})$$

$$\frac{\partial P_{shse}}{\partial |V_{se}|} = -2|G_{se}||V_{se}| - |V_i||Y_{se}|\sin(\delta_{se} - \delta_i - \theta_{se}) + |V_k||Y_{se}|\sin(\delta_{se} - \delta_k - \theta_{se})$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_i} = |V_i||V_{sh}||Y_{sh}|\sin(\delta_i - \delta_{sh} - \theta_{sh}) - |V_i||V_{se}||Y_{se}|\sin(\delta_i - \delta_{se} - \theta_{se}) + |V_i||V_k||Y_{se}|\sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{se})$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_k} = -|V_i||V_k||Y_{se}|\sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{se})$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial |V_{sh}|} = -|V_i||Y_{sh}|\cos(\delta_i - \delta_{sh} - \theta_{sh})$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial |V_k|} = -|V_i||Y_{se}|\cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{se})$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_{sh}} = -|V_i||V_{sh}||Y_{sh}|\sin(\delta_i - \delta_{sh} - \theta_{sh})$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_{se}} = |V_i||V_{se}||Y_{se}|\sin(\delta_i - \delta_{se} - \theta_{se})$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial |V_{se}|} = |V_i||Y_{se}|\cos(\delta_i - \delta_{se} - \theta_{se})$$

$$\frac{\partial Q_{ik}}{\partial \delta_i} = -|V_i||V_{sh}||Y_{sh}|\cos(\delta_i - \delta_{sh} - \theta_{sh}) + |V_i||V_{se}||Y_{se}|\cos(\delta_i - \delta_{se} - \theta_{se}) - |V_i||V_k||Y_{se}|\sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{se})$$

$$\frac{\partial Q_{ik}}{\partial \delta_k} = |V_i||V_k||Y_{se}|\cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{se})$$

$$\frac{\partial Q_{ik}}{\partial |V_{sh}|} = -|V_i||Y_{sh}|\sin(\delta_i - \delta_{sh} - \theta_{sh})$$

$$\frac{\partial Q_{ik}}{\partial |V_k|} = -|V_i||Y_{se}|\sin(\delta_i - \delta_{se} - \theta_k)$$

$$\frac{\partial Q_{ik}}{\partial \delta_{sh}} = |V_i||V_{sh}||Y_{sh}|\cos(\delta_i - \delta_{sh} - \theta_{sh})$$

$$\frac{\partial Q_{ik}}{\partial \delta_{se}} = -|V_i||V_{se}||Y_{se}|\cos(\delta_i - \delta_{se} - \theta_{se})$$

$$\frac{\partial Q_{ik}}{\partial |V_{se}|} = |V_i||Y_{se}|\cos(\delta_i - \delta_{se} - \theta_{se})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_{sh}} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_{sh}}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_{se}} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_{se}}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_{se}|} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial |V_{se}|}$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_{se}} = \frac{\partial P_{ki}}{\partial \delta_{se}}$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial |V_{se}|} = \frac{\partial P_{ki}}{\partial |V_{se}|}$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_{sh}} = \frac{\partial Q_{ik}}{\partial \delta_{sh}}$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_{se}} = \frac{\partial Q_{ik}}{\partial \delta_{se}}$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_{se}|} = \frac{\partial Q_{ik}}{\partial |V_{se}|}$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{se}} = \frac{\partial Q_{ki}}{\partial \delta_{se}}$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial |V_{se}|} = \frac{\partial Q_{ki}}{\partial |V_{se}|}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_i} + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} \text{Originale}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_k} + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \text{Originale}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_{sh}|} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial |V_{sh}|}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial |V_k|} + \frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} \text{Originale}$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_i} = \frac{\partial P_{ki}}{\partial \delta_i} + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} \text{Originale}$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} = \frac{\partial P_{ki}}{\partial \delta_k} + \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \text{Originale}$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial |V_k|} = \frac{\partial P_{ki}}{\partial |V_k|} + \frac{\partial P_k}{\partial |V_k|} \text{Originale}$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \frac{\partial Q_{ik}}{\partial \delta_i} + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} \text{Originale}$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} = \frac{\partial P_{ki}}{\partial \delta_k} + \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} \text{Originale}$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_{sh}|} = \frac{\partial Q_{ik}}{\partial |V_{sh}|}$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_k|} = \frac{\partial Q_{ik}}{\partial |V_k|} + \frac{\partial Q_i}{\partial |V_k|} \text{Originale}$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_i} = \frac{\partial Q_{ki}}{\partial \delta_i} + \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_i} \text{Originale}$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} = \frac{\partial Q_{ki}}{\partial \delta_k} + \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} \text{Originale}$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial |V_k|} = \frac{\partial P_{ki}}{\partial |V_k|} + \frac{\partial P_k}{\partial |V_k|} \text{Originale}$$