

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
UNIVERSITE d'ADRAR
FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME
DE MASTER EN ELECTROTECHNIQUE

OPTION : RESEAU ELECTRIQUE

Thème

**Amélioration de la stabilité du réseau électrique par
l'utilisation des systèmes FACTS**

Présenté par : M'HAMMEDI Hamid

Membres de jury :

Président : MAOUEDJ Rachid

MRB URERMS Adrar

Encadré par :

Examineurs

BERBAOUI Brahim MRA URERMS Adrar

MANSOURI Smail MCB Unive.d'ADRAR

Année Universitaire 2016 – 2017

A decorative border with intricate floral and scrollwork patterns in silver, green, and pink, framing the central text.

SOMMAIR

Sommaire

[Dédicace](#)

[Remerciements](#)

[Introduction Général](#)

Chapitre I : Profils de la tension sur réseau électrique et techniques d'amélioration de la stabilité.

I.1 Introduction.....	3
I.2 La qualité d'énergie:	3
I.3 Dégradation de la qualité de la tension:.....	3
I.3.1 Variation ou fluctuation de la fréquence :	4
I.3.2 Fluctuation de tension (flicker) :	4
I.3.3 Creux de tension :	4
I.3.4 Interruption courte ou coupure brève :	5
I.3.5 Bosses de tension :	5
I.3.6 Chutes de tension :	5
I.3.7 Tension et/ou courant transitoire :	7
I.3.8 Déséquilibre de tension :	7
I.3.9 Perturbations harmonique et inter harmoniques :	8
I.4 Stabilité des réseaux électrique :	8
I.4.1 Limite de stabilité en régime permanent :	8
I.4.2 Stabilité dynamique :	9
I.4.3 Stabilité transitoire :	9
I.5 Instabilité de la tension :	9
I.5.1 Causes de l'instabilité de la tension :	9
I.5.2 Importance et incidents :	10
I.5.3 Facteurs d'influences reliées à la stabilité de la tension :	10
I.6 Relation entre la stabilité et la compensation d'énergie réactive :	10
I.7 Différents méthode d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique.....	11
I.8 Conclusion :	Erreur ! Signet non défini. Erreur ! Signet non défini.

Chapitre II : Les systèmes flexible à courant alternatif « FACTS »

II.1 Introduction.....	17
II.2 Les systèmes FACTS :	17
II.2.1 FONCTIONNEMENT DES FACTS.....	18
II.2.1.1 Grand réseaux de transmission.....	18
II.2.1.2 Réseaux Industriels.....	18
II.2.3 MODE D'EMPLOI POUR LE TRAITEMENT DES DEFAUTS.....	18
II.2.4 La compensation parallèle :	19
II.2.4.1 Le SVC Compensateurs statiques :	19
II.2.4.2 Le STATCOM :	19
II.2.5 Les compensateurs séries :	19
II.2.5.1 Le TCSC Compensateur série commandée par thyristors :	19

II.2.5.2 Le SSSC Compensateur statique synchrone série :.....	20
II.2.6 Les Compensateurs déphaseurs :.....	20
II.3 structure de variateur de charge universel :	20
II.3.1 Le compensateur synchrone statique STATCOM :.....	21
II.3.1.1 Principe de fonctionnement du STATCOM :.....	22
II.3.2 Les compensateurs série (SSSC):.....	23
II.3.2.1 Principe de fonctionnement du (SSSC) :.....	23
II.4 Conclusion :.....	26

Chapitre III : Modélisation et synthèse de réglage de L'UPFC à trois niveaux.

III.1 Introduction :.....	32
III.4 Modélisation de l'UPFC à trois niveaux :.....	37
III.5 La description de convertisseur statique DC/AC (l'onduleur) :.....	39
III.6 Configuration des circuits de réglage de l'UPFC :.....	39
III.6.1 Les circuits de réglage d'un compensateur parallèle :.....	41
III.6.3 Réglage de l'UPFC par PI analogique :.....	41
III.6.3.1 Le couplage entre les courants par interaction des tensions:.....	41
III.6.3.2 Découplage par compensation :.....	43
III.6.3.3 Calcul des régulateurs :.....	45
III.6.3.4 Les fonctions de transferts du système en boucle fermée :.....	46
III.6.3.4.3 Le compensateur parallèle :.....	46
III.6.3.4.4 Le dimensionnement du régulateur PI :.....	46
III.6.4 Résultats en simulation de la commande PI :.....	46
III.7 Amélioration de la stabilité d'un réseau par l'UPFC :.....	50
III.7.1 Résultats des simulations et commentaires.....	50
III.8 Conclusion :.....	53
Conclusion générale :.....	61

[Notation générales](#)

[Bibliographie](#)

A decorative border with intricate floral and scrollwork patterns in silver, gold, and green, framing the central text.

Introduction générale

Introduction générale :

L'évolution des réseaux électriques fut marquée, durant les dernières années, par de nouvelles stratégies de conception, d'exploitation et de contrôle. En effet, la solution adoptée, par les plupart des pays, pour faire face au problème de croissance rapide de la demande d'énergie électrique se résume dans les points suivants : La mise en service de nouvelles centrales plus puissantes, Le maillage de plus en plus de réseau de transport et de distribution, L'échange d'énergie entre pays par l'interconnexions internationales et même intercontinentales.

Cette complexité de structure, à la base des problèmes actuels rencontrés dans la conduite en ligne et essentiellement l'affaiblissement de la capacité des réseaux à garder la stabilité suite à un défaut, a favorise l'appel des moyens de contrôle.

Jusqu'à la fin des années 1980, les seuls moyens permettant de remplir ces fonctions étaient des dispositifs électromécaniques : les transformateurs-déphaseurs à réglage en charge pour le contrôle de la puissance active ; les bobines d'inductance et les condensateurs commutés par disjoncteurs pour le maintien de la tension et la gestion du réactif. Toutefois, des problèmes d'usure ainsi que leur relative lenteur ne permettent pas d'actionner ces dispositifs plus de quelques fois par jour ; ils sont par conséquent difficilement utilisables pour un contrôle continu des flux de puissance. Une autre technique de réglage des transits de puissances actives et réactive utilisant l'électronique de puissance a fait ses preuves.

Aujourd'hui, grâce à l'amélioration des performances de l'électronique de puissance, on voit apparaître de nouveaux équipements connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) qui permettent d'améliorer la stabilité des réseaux électriques et accroître la puissance de transport des lignes. Le développement récent des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (tension, déphasage, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôler et les tensions mieux tenus, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

La recherche rapportée dans ce mémoire est motivée par le souci de perfectionner le contrôle de la tension dans un réseau électrique perturbé au moyen de dispositifs FACTS, comme celle comportant un onduleur placé en parallèle avec le réseau, tel que le compensateur statique de puissance réactive de type avancé (acronyme anglais de «Static Var Compensator SVC »).

Introduction générale

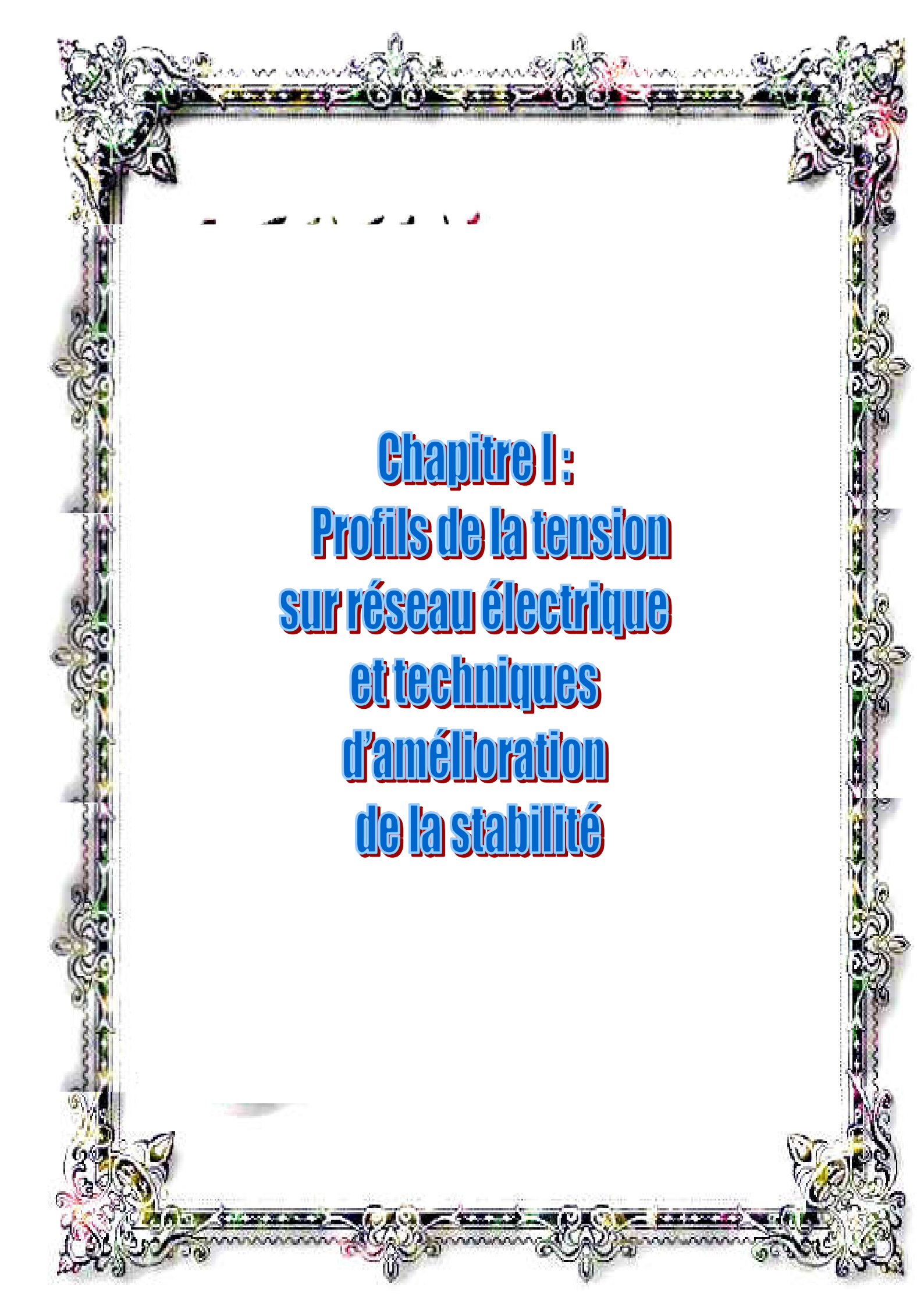
Le sujet de ce mémoire concerne, en particulier à l'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique au moyen du dispositif UPFC (Unified Power Flow Controller), Pour atteindre cet objectif de recherche, ce mémoire est organisé en quatre chapitres:

Le premier chapitre présente Profils de la tension sur réseau électrique et techniques d'amélioration de la stabilité. On retrouve dans ce chapitre la définition d'un réseau et sa stabilité en différents régime de fonctionnement ainsi les différentes perturbations (légères et grandes) qui gênes leur Fonctionnement.

Dans le deuxième chapitre, on retrouve aussi l'étudié et classification des différents types de FACTS est proposée et les principaux dispositifs de chaque famille sont décrits de façon plus détaillée.

Le troisième chapitre sera consacré au développement du UPFC , sur leur principe de fonctionnement, le modèle mathématique, l'identification de références et les blocs de différentes commandes de base l'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique. La simulation des modèles étudiés est faite sur le logiciel MATLAB. Puis en fait l'analyse des résultats de simulation.

Enfin, on terminera ce mémoire par une conclusion générale et à proposer des perspectives d'études futures permettant de compléter ce travail.

A decorative border with intricate floral and scrollwork patterns in silver, gold, and green, framing the central text.

Chapitre I :
Profils de la tension
sur réseau électrique
et techniques
d'amélioration
de la stabilité

I.1 Introduction

Le réseau public de transport de l'électricité se compose d'un réseau dit « de grand transport et d'interconnexion », d'une part, et d'un réseau dit « de répartition », d'autre part. Leur longueur cumulée représente environ 100.000 kilomètres.

Le réseau de grand transport et d'interconnexion, exploité à 400 000 et 220 000 volts (dits « réseaux HTB »), permet de transporter d'importantes quantités d'énergie sur de longues distances. Ses lignes forment ce que l'on pourrait appeler les « autoroutes de l'électricité ». Elles desservent les interconnexions avec les réseaux des pays étrangers, les grandes installations de production hydraulique et thermique, ainsi que les réseaux de répartition.

Le réseau de répartition assure le transport de l'électricité à l'échelle régionale. Il est exploité aux autres niveaux de tension (HTB 220 kv, 60 kv et HTA 30 kv). Ses lignes permettent d'acheminer l'électricité jusqu'aux consommateurs industriels et jusqu'aux réseaux de distribution. Elles collectent aussi l'énergie produite par les installations de production de taille intermédiaire.

Le réseau public de transport de l'électricité est la propriété de GRTE filiale SONELGAZ (Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité) et est exploité par lui.

Pour la satisfaction des clientèles la GRTE devient donc s'efforcer de contrôle de flux de puissance et de maintenir l'amplitude de la tension et fréquence constant (Valeurs nominales).

I.2 La qualité d'énergie :

La qualité d'énergie ou de la tension est le concept d'efficacité de classer les équipements sensibles d'une manière qui convient à l'opération de l'équipement.

Pour rappel, la tension possède quatre caractéristiques principales : fréquence, amplitude, forme d'onde et symétrie. [1]

Le maintien de ce niveau de qualité est la responsabilité commune de tous les gestionnaires de réseaux concernés (zones de réglage), qui doivent participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence.

Le gestionnaire de réseau doit maintenir l'amplitude de la tension dans un intervalle de l'ordre de 10 % autour de sa valeur nominale. Cependant, même avec une régulation parfaite, plusieurs types de perturbations peuvent dégrader la qualité de la tension :

- les creux de tension et coupures brèves.
- les variations rapides de tension (flicker).
- les surtensions temporaires ou transitoires.

Les deux premières catégories posent les problèmes les plus fréquents.

I.3 Dégradation de la qualité de la tension:

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 pouvant résulter de causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...), matérielles (vieillessement d'isolants...) ou humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...).

- Installations perturbatrices : 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 affecter la qualité de la tension, lorsque celle-ci est présente, sont brièvement décrits ci-après.

I.3.1 Variation ou fluctuation de la fréquence :

Les fluctuations de fréquence sont observées le plus souvent sur des réseaux non interconnectés ou des réseaux sur groupe électrogène. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle 50 Hz \pm 1%.

I.3.2 Fluctuation de tension (flicker) :

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires (figure I.1), sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc [2].

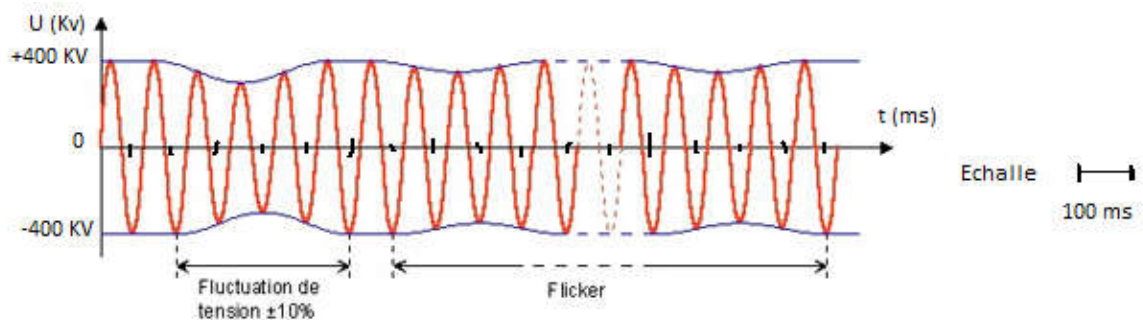


Figure I.1 : Variation rapide de la tension.

Ces fluctuations de tension peuvent provoquer un papillotement de l'éclairage (flicker), gênant pour la clientèle, même si les variations individuelles ne dépassent pas quelques dixièmes de pour-cent. Les autres applications de l'électricité ne sont normalement pas affectées par ces phénomènes, tant que l'amplitude des variations reste inférieure à quelque 10 %.

I.3.3 Creux de tension :

Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (figure I.2). Seules les chutes de tension supérieures à 10 % sont considérées ici (les amplitudes inférieures rentrent dans la catégorie des «fluctuations de tension»). Leur durée peut aller de 10 ms à plusieurs secondes, en fonction de la localisation du court-circuit et du fonctionnement des organes de protection (les défauts sont normalement éliminés en 0.1-0.2 s en HTB, 0.2 s à quelques secondes en HTA). [2]

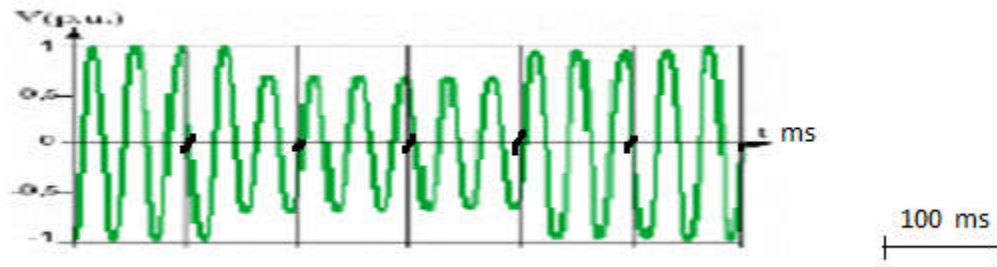


Figure I.2: Creux de tension

Ils sont caractérisés par leurs: amplitude et durée et peuvent être monophasés ou triphasés selon le nombre de phases concerné.

Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, lorsque leur profondeur et leur durée excèdent certaines limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges). Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage se chiffrant en heures, voire en jours ; pertes de données informatiques ; dégâts aux produits, voire aux équipements de production...).

I.3.4 Interruption courte ou coupure brève :

L'interruption courte est la perte complète ou la disparition de la tension d'alimentation pendant une période de temps de 1/2 cycle jusqu'à 3 s. Elle se produit quand la tension d'alimentation ou le courant de charge diminue à moins de 0.1 p.u.

Le dégagement du défaut de tension et les coupures brèves sont principalement produits par les courts-circuits imputables aux incidents naturels du réseau et aux manœuvres d'organes de protection éliminant ces défauts. Ils sont également la conséquence d'appel de puissances importantes lors de la mise en service de certaines charges du réseau.

I.3.5 Bosses de tension :

La bosse de tension est une augmentation de la tension au dessus de la tension nominale 1.1 p.u pour une durée de 0.5 cycle à 60 s. Elle est caractérisée par son amplitude et sa durée. Elle peut causer l'échauffement et la destruction des composants.

II.3.6 Chutes de tension :

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension (figure I.3). La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante.

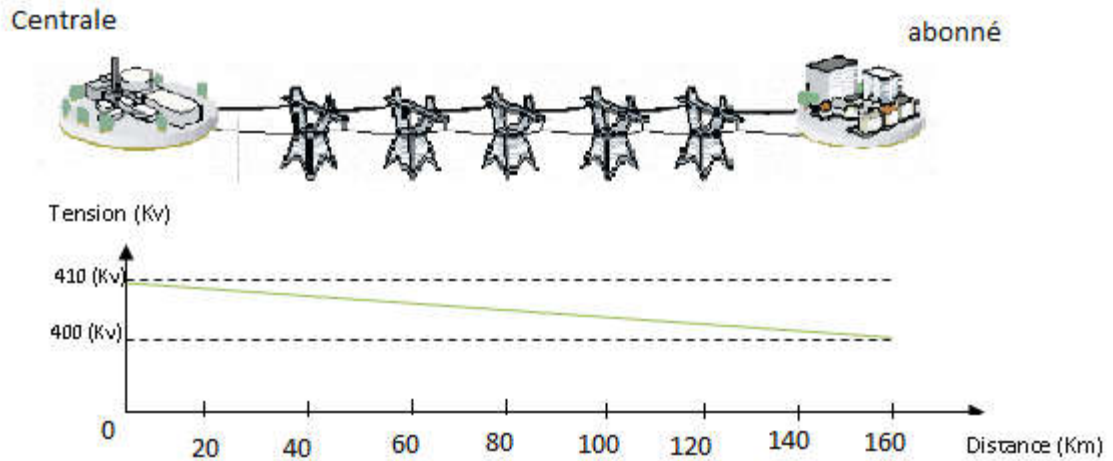


Figure I.3: Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.

Si la consommation double, la chute de tension double.

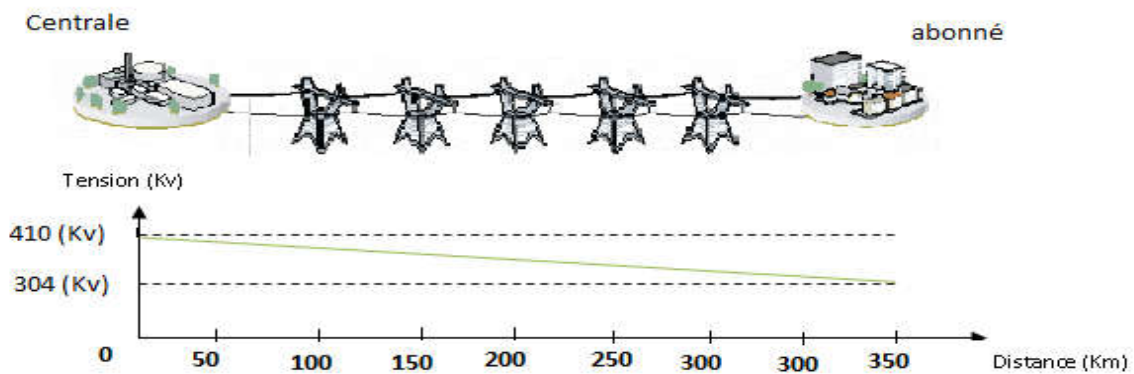


Figure I.4: Cas d'une forte consommation alimentée par une ligne depuis une centrale

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties (figure I.5). Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée.

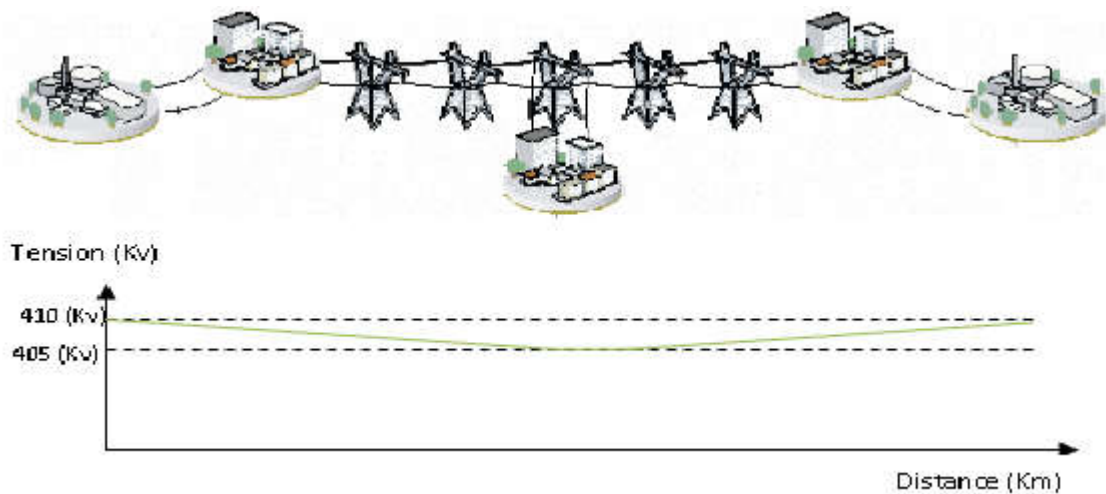


Figure I.5: Cas d'une consommation répartie avec plusieurs centrales

C'est pourquoi dans les réseaux maillés HTB, la tension est différente suivant l'endroit où l'on se trouve. A la pointe de consommation, la tension est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales.

Figures (I.3) (I.4) (I.5) sont valables pour un instant donné, à un niveau de consommation donné. Lorsque la consommation varie au cours du temps, la tension évolue, baissant lorsque la consommation augmente, remontant lorsque la consommation diminue. Le fait que la tension ne soit pas identique en tout point du réseau est normal. Cette différence est compensée par des réglages de tension réalisés dans les postes de transformation. Cela permet de garantir que la tension reste dans la plage admissible en tout point de livraison.

I.3.7 Tension et/ou courant transitoire :

Les surtensions transitoires illustrées sur la figure (I.6) sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde. Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoires.

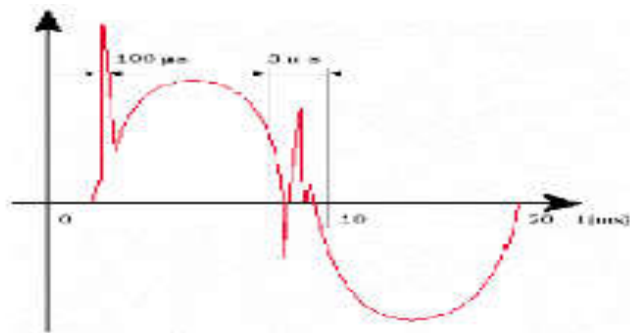


Figure I.6: Exemple de cas de surtensions transitoires

I.3.8 Déséquilibre de tension :

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau (figure I.7). Ceci est fréquent pour les réceptrices monophasées basses tensions. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire.

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes des autres de 120° .

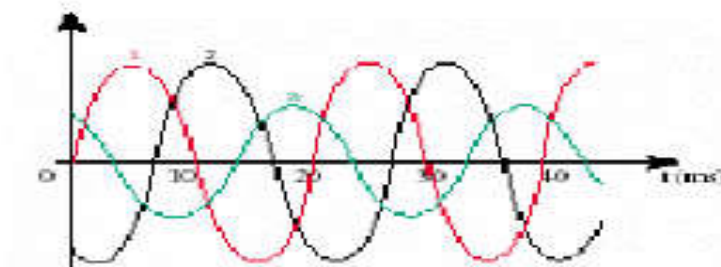


Figure I.7: Déséquilibre de tension

I.3.9 Perturbations harmonique et inter harmoniques :

On entend par harmonique, toute perturbation non transitoire affectant la forme d'onde de tension du réseau électrique [2]. Les harmoniques sont des composantes dont la fréquence est un multiple de la fréquence fondamentale (figure I.8), qui provoquent une distorsion de l'onde sinusoïdale. Ils sont principalement dus à des installations non linéaires telles que les convertisseurs ou les gradateurs électroniques, les fours à arc, etc.

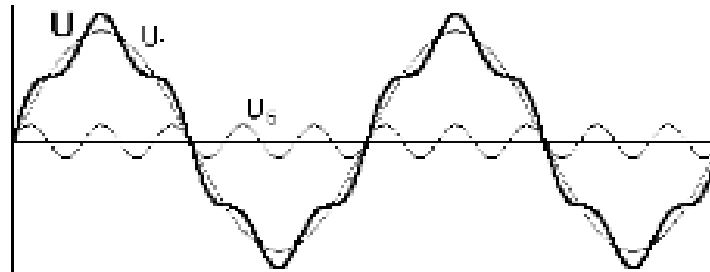


Figure I.8: Distorsion provoquée par un seul harmonique ($h=5$)

Des niveaux élevés d'harmoniques peuvent causer un échauffement excessif de certains équipements, par exemple de condensateurs ou de machines tournantes, et peuvent perturber le fonctionnement des systèmes électroniques [2].

I.4 Stabilité des réseaux électrique :

Un système est stable s'il a tendance à continuer à fonctionner dans son mode normal (celui pour lequel il a été conçu) en régime permanent et s'il a tendance à revenir à son mode de fonctionnement à la suite d'une perturbation. Une perturbation sur un réseau peut être une manœuvre prévue, comme l'enclenchement d'une inductance shunt, ou non prévue comme un court-circuit causé par la foudre entre une phase et la terre par exemple. Lors de la perturbation, l'amplitude de la tension aux différentes barres du réseau peut varier ainsi que la fréquence. La variation de la fréquence est due aux variations de la vitesse des rotors des alternateurs. Un réseau d'énergie électrique est stable s'il est capable, en régime permanent à la suite d'une perturbation, de fournir la puissance qu'exigent les consommateurs tout en maintenant constantes et près des valeurs nominales de la fréquence, donc la vitesse de rotation des alternateurs, et l'amplitude de la tension aux différents barres du réseau.

On définit trois types de stabilité:

- 1- la limite de stabilité en régime permanent.
- 2- la stabilité dynamique.
- 3- la stabilité transitoire.

I.4.1 Limite de stabilité en régime permanent :

Soit un alternateur connecté sur un réseau qui alimente une charge par l'intermédiaire des lignes de transport. Si la charge augmente graduellement, suffisamment lentement pour maintenir le système en régime permanent, l'alternateur fournit la puissance requise par charge tout en maintenant sa vitesse de rotation constante. Toutefois, il existe une limite de puissance active qui peut être fournie à la charge de façon stable, c'est-à-dire en maintenant

constante la vitesse de rotation de l'alternateur. Si, à partir de cette limite, on veut fournir encore plus de puissance à la charge, en ouvrant les vannes d'amenée d'eau d'une turbine par exemple, l'impédance de la machine et celle des lignes limitent le transfert de puissance à la charge. L'excès de puissance est absorbée par l'alternateur ce qui provoque l'accélération de son rotor. Il y a donc rupture de la stabilité en régime permanent. Dans le cas où plusieurs alternateurs sont en service sur le réseau, il y a une perte de synchronisme entre eux. La puissance maximale que le groupe d'alternateurs peut fournir à la charge tout en maintenant le synchronisme est appelée la limite de stabilité en régime permanent. Dans le but d'avoir une bonne marge de manœuvre en cas de perturbations, les alternateurs et les lignes sont conçus de façon à opérer, en régime permanent nominal, à un niveau de puissance inférieur à cette limite de stabilité en régime permanent.

I.4.2 Stabilité dynamique :

Si une perturbation mineure est effectuée sur le réseau, à partir d'un régime permanent stable, et que le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal en régime permanent, le réseau est dit dynamiquement stable. Pour un réseau d'énergie électrique, on entend par perturbation mineure des manœuvres ou des opérations normales sur le réseau, comme l'enclenchement d'une inductance shunt, ou des variations mineures de la charge.

I.4.3 Stabilité transitoire :

Lorsqu'il y a une perturbation majeure sur le réseau et que le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal après la perturbation, alors le réseau est dit transitoirement stable.

Les perturbations majeures sont les courts-circuits, les pertes de lignes, les bris d'équipements majeurs comme les transformateurs de puissance et les alternateurs.

Si on prend en compte ces diverses définitions et les différentes perturbations sur le réseau, on comprend que la stabilité dynamique et la stabilité transitoire sont intimement reliées au niveau de stabilité en régime permanent. En effet, le niveau de stabilité en régime permanent doit être le plus élevée possible; lors d'une perturbation sur le réseau, un court-circuit de quelques cycles par exemple, l'appel de puissance durant la perturbation et lors des instants qui suivent l'élimination du défaut ne doit pas atteindre la limite de stabilité en régime permanent sinon le synchronisme risque d'être perdu. Dans ce cas, le réseau sera transitoirement instable. Plus la limite de stabilité en régime permanent est élevée, plus la stabilité dynamique et la stabilité transitoire est accrue. Une limite de stabilité en régime permanent la plus élevée possible permet également de continuer à alimenter la charge lorsqu'un équipement majeur, comme alternateur, devient hors service.

I.5 Instabilité de la tension :

On définit la stabilité de la tension comme la capacité de maintenir une tension de barre constamment acceptable à chaque nœud du réseau, dans des conditions normales de fonctionnement, après avoir subi une perturbation. L'état du réseau est dit instable en tension lorsqu'une perturbation, un accroissement de la charge ou une modification de la condition du réseau entraîne une chute de tension progressive et incontrôlable de la tension, aboutissant en un effondrement généralisé de la tension.

I.5.1 Causes de l'instabilité de la tension :

Le phénomène de l'instabilité de la tension est attribuable à l'exploitation du réseau à sa limite de puissance transmissible maximale, à l'insuffisance de dispositifs de compensation de la puissance réactive. Les principaux facteurs qui contribuent à un effondrement de la tension sont la limite de puissance réactive des génératrices, les limites de réglage de la

tension, les caractéristiques de la charge ainsi que les caractéristiques et les actions des dispositifs de compensation de la puissance réactive.

I.5.2 Importance et incidents :

Bien que les problèmes associés à la stabilité de la tension ne soient pas nouveaux pour le fournisseur d'électricité, ils suscitent actuellement beaucoup d'intérêt et une attention spéciale dans plusieurs grands réseaux. Au début, le problème de la stabilité de la tension était associé à un réseau faible et isolé, mais cette question est actuellement devenue source de problèmes dans les réseaux bien développés en raison de l'accroissement de la charge. Des instabilités et effondrements de la tension sont survenus à plusieurs reprises dans des réseaux importants à travers le monde au cours des dernières années.

Les tableaux I.1 et I.2 présentent respectivement une liste des incidents qui ont provoqué un effondrement de la tension et de creux qui n'ont pas été suivis d'un effondrement [2].

Certains des incidents mentionnés sont complexes et mettent en cause d'autres phénomènes qui créent l'instabilité de la tension, par exemple la perte d'une génératrice, la limitation du courant inducteur, le déclenchement d'un transformateur, la perte d'un transformateur, la perte de circuits ou un accroissement excessif de la demande.

Compte tenu de l'ampleur croissante du problème, SONELGAZ mis au point des méthodes spéciales de a mis en place un dispositif en ligne pour assurer le réglage de la tension et de la puissance réactive.

I.5.3 Facteurs d'influences reliées à la stabilité de la tension :

L'instabilité de la tension d'un grand réseau est un problème de nature complexe.

Plusieurs éléments d'un réseau contribuent à la création d'un scénario propice à une instabilité de tension. Les éléments suivants ont un impact important sur la stabilité de la tension du réseau :

- les génératrices et le comportement de leurs dispositifs de réglages et de protection.
- les dispositifs à compensation shunt réglable et fixe.
- Les caractéristiques de la charge.

Parmi ces éléments qui influent sur la stabilité de la tension, on retrouve les lignes de transport d'énergie. Les lignes de transport affectent considérablement les niveaux de tension en fonction de la charge. Si la charge est importante, la tension sur le réseau a tendance à être faible, par contre si la charge est faible, le niveau de tension peut en différents endroits sur le réseau, s'élever au-dessus de la tension nominale. Sur les lignes de transport non compensées, le taux de régulation de tension a donc tendance à être mauvais.

La stabilité en régime permanent est aussi influencée par la longueur des lignes de transport: plus la ligne est longue plus la limite de stabilité en régime permanent est faible.

Ces deux effets néfastes des longues lignes de transport, sur le taux de régulation de la tension et sur la stabilité du réseau, peuvent être diminués ou même théoriquement éliminés en utilisant des techniques de réglage de la tension incluent des mesures comme la commutation par compensation shunt et le réglage de la tension des génératrices.

I.6 Relation entre la stabilité et la compensation d'énergie réactive :

Dans un réseau à courant alternatif, la puissance a deux composants : la puissance active P et la puissance réactive Q liées par le déphasage ϕ entre le courant et la tension :

$$S = P + jQ = VI (\cos Q + j \sin Q) \quad (I.1)$$

Seule la puissance active reçue par la chargée en énergie mécanique, thermique et électrique. Quant à la puissance réactive, elle sert à l'aimantation des circuits magnétiques des machines électriques (transformateurs, moteurs) et de certains dispositifs tels que les lampes fluorescentes.

En pratique un système de transmission n'est jamais autorisé à fonctionner près de sa limite de régime permanent, une certaine marge doit être prévue dans la réserve de puissance afin que le système supporter les perturbations telles que les variations de charge, les défauts et les manœuvres de coupure.

I.7 Différents méthode d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique :

La compensation est une technique de la gestion d'énergie réactive afin d'améliorer la qualité énergétique dans les réseaux électriques à courant alternatif. Elle peut se réaliser de plusieurs manières, ayant pour buts :

- La correction du facteur de puissance.
- Amélioration de la régulation de la tension.
- Equilibre des charges.
- L'aide au retour à la stabilité en cas de perturbation.

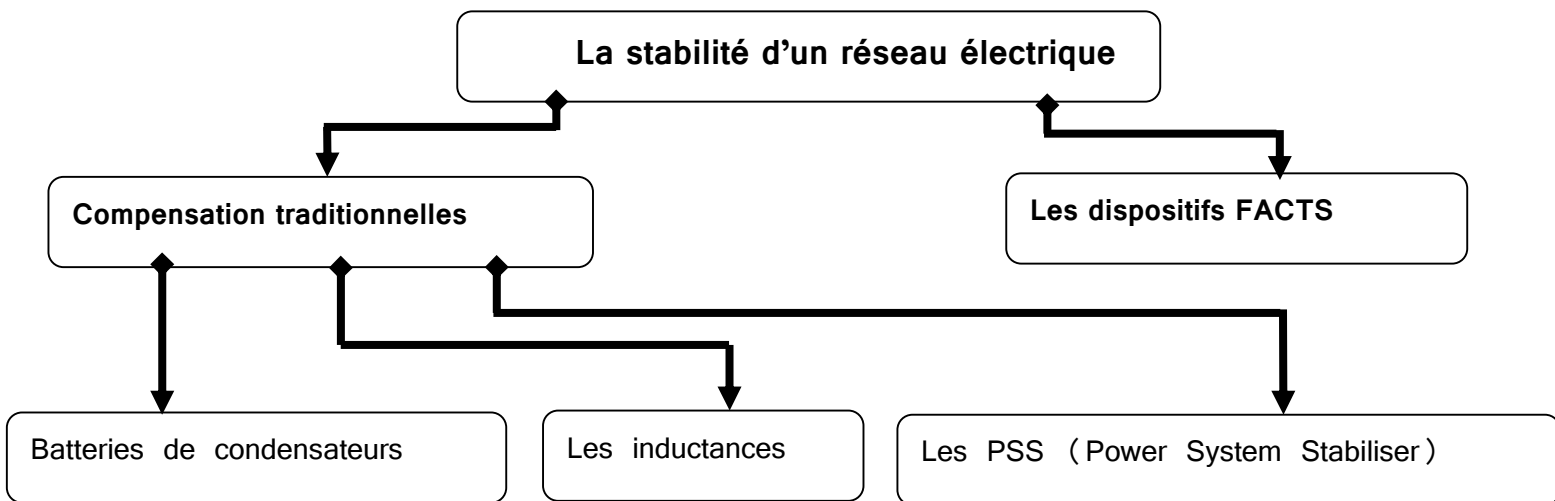


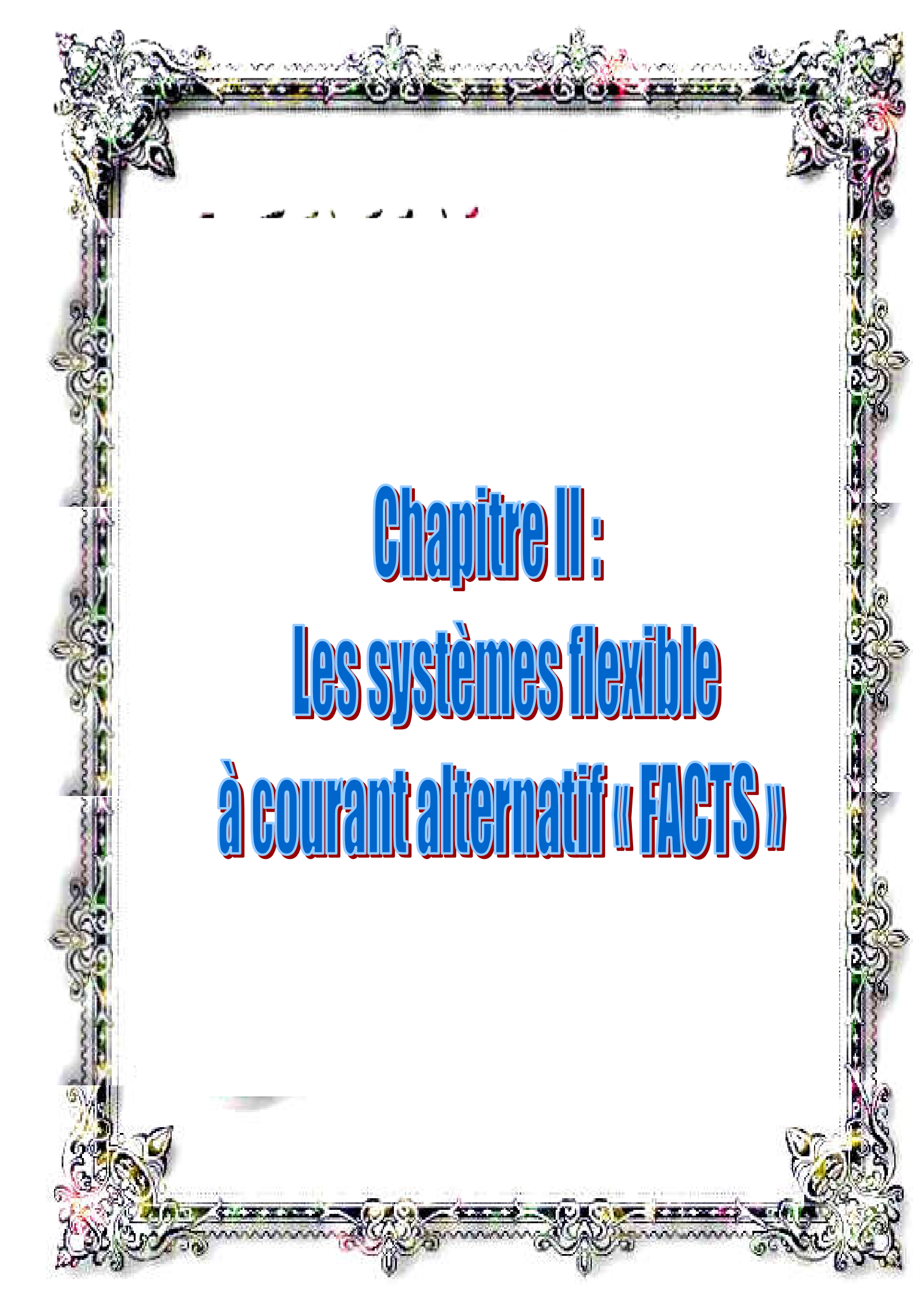
Figure (I-9) : Les dispositifs de stabilité du réseau électrique.

Les moyens cités ci-dessus sont certes efficaces mais présentent tout de même certaines limitations telles que : temps de réaction élevé, et génération d'harmoniques.

I.8 Conclusion :

Ce chapitre a le but de traiter les différents phénomènes perturbateurs qui influent sur la qualité de la tension, ainsi on a présenté dans ce chapitre, les critères justifiant la compensation des lignes sont essentiellement des critères de régime permanent : maintien de la tension en régime permanent à une valeur acceptable et augmentation de la puissance transportable de façon stable. Cependant, l'utilisation simultanée de la compensation série et de la compensation shunt est très importante pour avoir une qualité d'énergie transportée le long de la ligne.

Aujourd'hui des systèmes de contrôle plus sophistiqués et de nouvelles structures à base d'électronique de puissance sont de plus en plus requis tel que les dispositifs FACTS.

A decorative border with intricate floral and scrollwork patterns in silver, green, and pink colors surrounds the text.

Chapitre II :

Les systèmes flexible

à courant alternatif « FACTS »

II.1 Introduction :

Face à la saturation des réseaux de puissance, les compagnies d'énergie électrique exploitent de plus en plus leurs réseaux près des limites de sécurité. Cette situation engendre des problèmes d'exploitation, notamment pour le contrôle des flux de puissance, donc la recherche sur les solutions devient un enjeu stratégique pour tous les compagnies d'électricité.

En 1988 la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé un projet d'étude sur le système FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance.

II.2 Les systèmes FACTS : [1].

Les dispositifs FACTS conçus dans le but de pouvoir rediriger des flux de puissance, de réguler la tension, ou d'améliorer la stabilité des systèmes d'énergie électrique. Le compensateur statique de puissance réactive, de même que la compensation série variable, font partie d'une première génération de dispositifs FACTS, recourant à des thyristors « conventionnels » pouvant être commandés à l'allumage mais pas à l'extinction. La seconde génération utilise des thyristors GTO ou IGBT pouvant être commandés à l'allumage et à l'extinction. Placés dans des convertisseurs à sources de tension, ces composants permettent, le cas échéant, un échange de puissance active entre le dispositif FACTS et le réseau. Les FACTS offrent des potentialités intéressantes mais les coûts d'investissement restent encore assez élevés. Ils se justifient dans des applications où la rapidité d'action est primordiale.

La puissance active P transitée entre deux réseaux de tension 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 donnée par l'équation suivante :

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \quad (\text{II.1})$$

Cette équation montre qu'il est possible d'augmenter la puissance transitée 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 ses 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.

La puissance active échangée en triphasé entre les points 1 et 2 aux bornes d'une ligne courte pour laquelle on peut négliger la résistance s'exprime par la relation classique :

$$P = 3 \frac{V_1 V_2}{X} \sin (\theta_1 - \theta_2) \quad (\text{II.2})$$

Il importe de savoir que le transit de puissance s'effectue du point où la tension est en avance de phase sur le point où la tension est en retard de phase ($\theta_1 > \theta_2$) et le transfert s'effectue donc

de 1 vers 2). L'expression (2.2) mérite de montrer les paramètres sur lesquels il est possible d'agir pour contrôler le transfert.

- Les tensions V_1 et V_2 , faible marge en raison de la nécessité de maintenir le plan de tension pour limiter les pertes en lignes
- L'angle de transmission, $(\theta_1 - \theta_2)$, par un système décaleur de phase
- La réactance de la ligne par compensation.

Cette expression montre aussi qu'à tensions et réactance constantes, la limite de puissance active transmissible est atteinte pour un angle de transmission de 90° . Cet angle correspond à la limite de stabilité statique, en exploitation normale l'angle ne dépasse pas 30 à 40° .

II.2.1 FONCTIONNEMENT DES FACTS [2].

Un FACTS agit généralement en fournissant ou en consommant dynamiquement de la puissance réactive sur le réseau. Ceci a pour effet de modifier l'amplitude de la tension à son point de connexion, et par conséquent la puissance active maximale transmissible.

Les FACTS sont utilisés aussi pour le filtrage des courants harmoniques et la stabilisation de la tension. L'ordre de grandeur de la puissance d'un FACTS va de quelques MVA (Méga Volts Ampères) à quelques centaines de MVA. Ils s'appliquent dans deux secteurs principaux:

II.2.1.1 Grand réseaux de transmission

Pour améliorer le contrôle, augmenter les capacités de transfert de puissance et assister la récupération du réseau consécutive à un défaut dans les systèmes de transmission AC (Alternative Current)

II.2.1.2 Réseaux Industriels

Pour améliorer la qualité de la puissance fournie en un point précis du réseau AC en présence de fluctuations de charge. Compensation du flicker pour les fours à arc. Gamme de puissance inférieure à celle d'un réseau de transmission.

II.2.3 Mode d'emploi pour le traitement des défauts : [6]

Le système de conduite d'un réseau électrique passe 99 % du temps à minimiser les pertes et à réguler l'écoulement de puissance au regard des réseaux voisins. Après un incident, il a pour mission de contrôler les limites physiques du réseau, puis, le défaut éliminé, de gérer les phénomènes transitoires (stabilité dès la première oscillation, amortissement des oscillations de puissance, stabilité et rétablissement de la tension, réglage de la fréquence), dans un temps de réaction ad-hoc. Renforcer le système électrique en dopant sa puissance de transfert (notamment par l'ajout de lignes aériennes) a toujours été le premier remède au manque de capacité de transport. Or cette démarche, toujours réalisable, complique de plus en plus la tâche des transporteurs d'électricité, souvent en butte à la vindicte publique. Les 10 à 20 secondes qui suivent ce régime transitoire débouchent sur une période de post-défaut durant laquelle la conduite est confrontée à des phénomènes plus lents : limites thermiques, soutien de la tension (pour éviter un lent effondrement de la tension) et soutien de la fréquence. 20 à 30 minutes plus tard, l'opérateur doit avoir pris toute la mesure de la

situation et engagé les actions indispensables pour sécuriser le système et lui permettre d'encaisser des défaillances d'équipements sans sombrer dans la panne généralisée. Les mesures correctives relevant des

FACTS constituent donc une stratégie de commande générale fournissant les moyens d'une exploitation efficace, en amont de la perturbation, tout en préservant la sécurité et la robustesse du système. Ce qui revient à donner à l'exploitant du réseau le plus de temps possible pour réagir à des incidents graves. Les dispositifs FACTS ont deux grandes façons de remplir ces objectifs : la compensation parallèle (shunt) et la compensation série.

II.2.4 La compensation parallèle : [3]

Appelés aussi compensateurs de puissance réactive par le contrôle du flux de puissance réactive dans la ligne, ces compensateurs permettent de maintenir la tension du réseau aux points de connexion, dans une plage bien déterminée.

Parmi ses caractéristiques, ils ne peuvent être branchés qu'en parallèle. Les compensateurs parallèles les plus courants sont les suivants :

II.2.4.1 Le SVC Compensateurs statiques :

Ces compensateurs statiques basés sur des dispositifs utilisant l'électronique de puissance (association de condensateurs et de bobines d'inductance commandées par thyristors). Les compensateurs statiques sont des dispositifs rapides d'injection de puissance réactive en un nœud d'un réseau, en vue d'y maintenir la tension à la référence voulue.

II.2.4.2 Le STATCOM :

Compensateur statique synchrone est un substitut de SVC et il est utilisé pour le contrôle de niveau de tension, et par conséquent pour améliorer la stabilité dynamique du système.

II.2.5 Les compensateurs séries : [7]

Ou compensateurs d'impédance ; par l'ajustement de l'impédance de la ligne ; ce type de compensateur est capable de contrôler la tension de puissance active dans la ligne.

Les compensateurs série les plus courants sont les suivants :

II.2.5.1 Le TCSC Compensateur série commandée par thyristors :

On peut faire varier la puissance transitant par une ligne triphasée en y ajoutant un condensateur ou plus, possédant une réactance X_c connectée en série avec la ligne, chaque condensateur peut aussi être connecté en parallèle avec une réactance inductive X_a au moyen d'une valve Q . Celle-ci est composée de deux thyristors tête-bêche. Ceci a pour effet de varier la réactance inductive de la ligne.

II.2.5.2 Le SSSC Compensateur statique synchrone série :

C'est un substitut de TCSC, et peut être utilisé pour le contrôle de flux de puissance dans la ligne de transport en changeant l'amplitude de la tension série injectée.

II.2.6 Les Compensateurs déphaseurs :

Ces compensateurs modifient le flux de puissance active et réactive sur une ligne en changeant seulement son angle électrique de transport. Les dispositifs les plus courants sont les suivants :

- Le transformateur déphaseur à thyristor.
- Déphaseur statique.

Parmi les différents systèmes de FACTS il existe un autre type de compensateur qui combine les fonctions des compensateurs série et parallèle.

Ce type de compensateur est appelé UPFC (Unified Power Flow Controller) ou variateur de charge universel et appelé contrôleur unifié du flux de puissance.

II.3 structure de variateur de charge universel : [5]

Son schéma de principe est donné par la Figure II.1. Il est constitué de deux onduleurs triphasés de tension qui peuvent faire varier la puissance active et réactive. Circulant sur une ligne à haute tension. Un premier convertisseur (1), appelé par la suite convertisseur parallèle, est connecté à la ligne à travers un transformateur (2). Ce convertisseur fonctionne comme un redresseur à quatre quadrants afin de maintenir la tension V_e fixe sur le condensateur (3). Ce

redresseur fournit de la puissance active à un deuxième convertisseur (4) connecté en série avec le réseau appelé par la suite convertisseur série, capable d'injecter une tension V_a en série avec la ligne à travers un transformateur (5).

Cette tension additionnelle étant variable en module et en phase, il est possible, dans une certaine mesure, de faire varier la tension V_j .

Ainsi, on peut modifier statiquement le flux de puissance active et réactive transmise par la ligne. Les convertisseurs sont interconnectés par un bus continu représenté par des condensateurs.

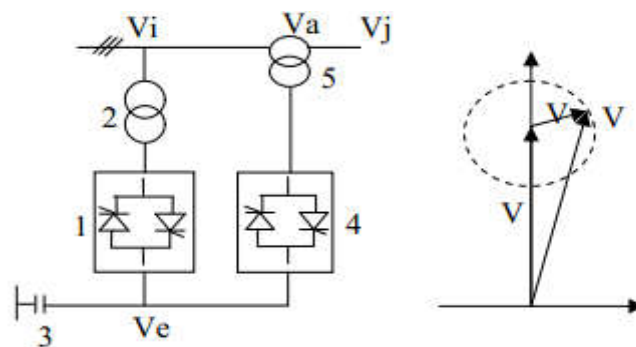


Figure II.1 : Structure de variateur de charge

Ce dispositif est l'union d'un compensateur parallèle et un compensateur série. Il possède, à la fois, la fonctionnalité des deux compensateurs (STATCOM et SSSC). Il est capable de contrôler simultanément et indépendamment, la puissance active et la puissance réactive. Et par conséquent et contrôle tous les paramètres associée au transit de puissance ; la tension de la ligne, l'impédance de la ligne et l'angle de transport.

II.3.1 Le compensateur synchrone statique (STATCOM) :

Le compensateur statique synchrone, possède plusieurs avantages. Premièrement, il réagit plus vite, pouvant répondre en moins d'un cycle à des variations de la tension. Deuxièmement, lorsque la tension est basse, il peut produire plus de puissance réactive. Or, c'est précisément à ce moment que l'on a besoin d'une puissance réactive considérable pour empêcher que la tension chute davantage. En utilisant les convertisseurs statiques, et une version triphasée du type MLI « Modulation de Largeur d'Impulsion » ce convertisseur à grande puissance à base de GTO et d'une grande flexibilité, peuvent générer des tensions alternatives de forme quelconque. La fréquence, la phase, l'amplitude et la forme d'onde sont contrôlables.

La figure II.2 montre le schéma d'un STATCOM l'installation comprend une ligne triphasée à haute tension, un transformateur triphasé T, trois réactances X, un convertisseur triphasé AC/DC, un condensateur C et une source de tension à courant continu I_H .

L'amplitude de la tension à courant alternatif entre les bornes A, B et C est commandée, en faisant varier E_H , tandis que l'angle de commandé par l'enclenchement approprié des impulsions g_1, g_2, g_3 appliquées aux gâchettes de thyristors GTO.

L'angle de la tension fondamentale entre les points A, B et C est ajustable à n'importe quelle valeur comprise entre zéro et 360° . Par contre, les tensions entre les bornes U, V et W au secondaire de transformateur demeurent essentiellement constantes.

Elles reflètent les tensions entre les lignes de transport. En pratique, la réactance X de la figure (II.2) et la réactance de fuite de transformateur, le transformateur joue donc un double rôle : il transforme la tension et offre la réactance requise par la compensation.

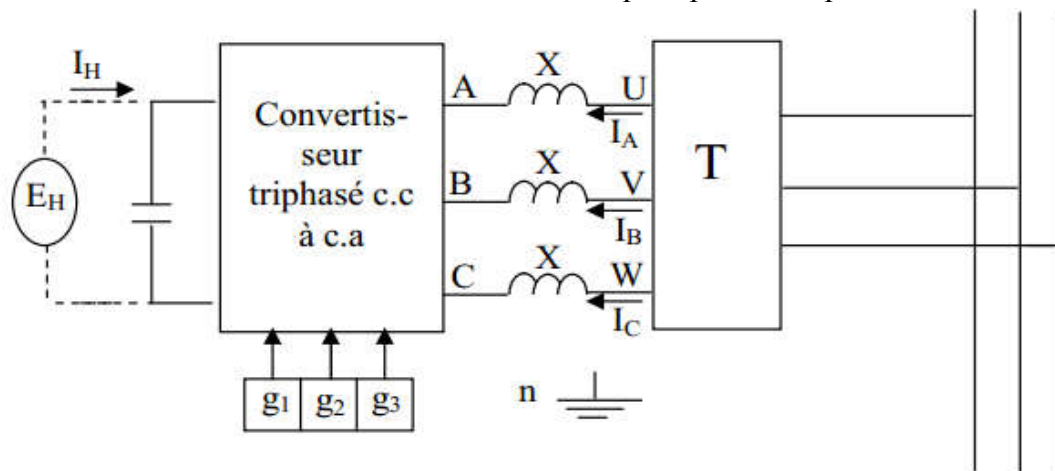


Figure II.2 : Schéma bloc d'un STATCOM

II.3.1.1 Principe de fonctionnement du STATCOM : [2].

D'après la figure (II.2).Le STATCOM peut générer ou absorber de la puissance réactive, le courant I_A doit être en avance ou en retard de 90° sur la tension E_{An} . Pour ce faire.il faut ajuster l'angle de E_{An} afin qu'elle soit en phase avec E_{Un} .Examinons maintenant trois cas spécifique :

- 1) Si $E_{An} = E_{Un}$ **Figure (II.3.A)** le courant I_A est nul, donc la compensation est nulle.
- 2) Si $E_{An} < E_{Un}$, un courant I_A circulera dans la réactance X , ce courant sera en retard de 90° sur E_{Un} **Figure (II.3.B)**sa valeur et donnée par :

$$I_A = \frac{E_{Un} - E_{An}}{X} \quad (II.3)$$

Dans ce cas le compensateur absorbe de la puissance réactive de la ligne de transport. La puissance réactive de la phase A équivalant à $I_A E_{An}$ (VAR) et les deux autres phases en absorbent autant. Le compensateur se comporte donc comme une immense inductance, même si aucune bobine n'est présent et aucune champ magnétique n'est produit.

Si $E_{An} > E_{Un}$ le courant I_A sera en avance de 90° sur E_{Un} indiqué figure (II.3.C) Sa valeur et donnée par l'équation (II.1), sauf que I_A est maintenant négatif.

Par conséquent, le convertisseur fournit de la puissance réactive à la ligne de transport. Le convertisseur se comporte comme un immense condensateur, même s'il n'y a pas de plaque électrostatique et aucun champ électrique.

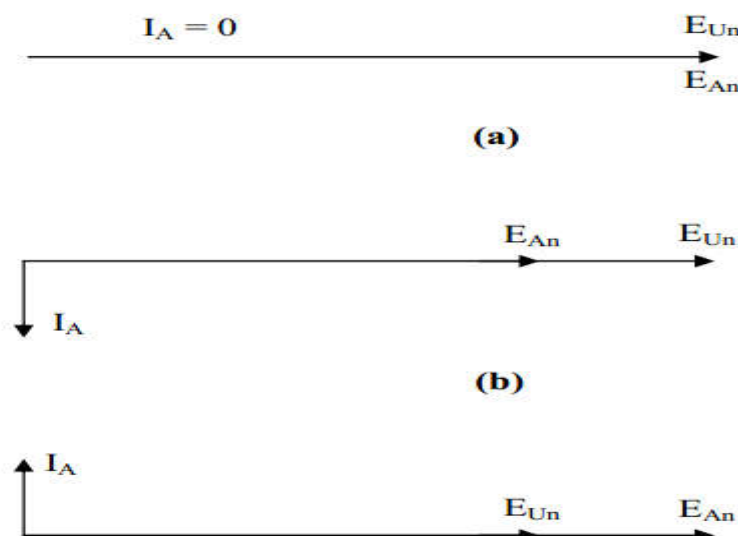


Figure II.3 : Le déphasage entre E_{Un} et I_A ($+90^\circ$ ou -90°) dépend de la valeur de E_{An}

II.3.2 Les compensateurs série (SSSC):

Le compensateur SSSC est constitué d'un convertisseur statique de avec une source d'énergie qui est connecté en série avec la ligne de transport de tension comme l'indique la Figure (II.4).

Le SSSC permet de commander la puissance active transporté sur une ligne. Pour expliquée son fonctionnement, considérons deux régions : source et récepteur ; qui sont tellement puissantes tel que leurs tension et leurs ongles respectifs ne s'influencent pas.

C'est-à-dire qu'en régime normale ce qui ce passe dans la région source n'affectes pas la région réceptrice, et vice versa voire Figure (II.4)

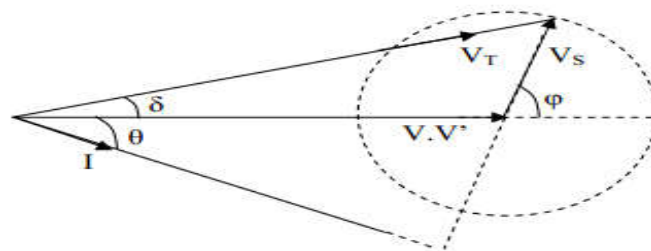
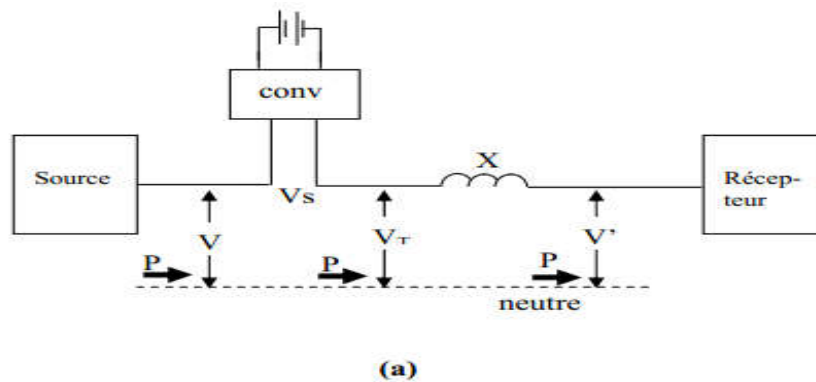


Figure II.4 : Introduction d'un compensateur en série avec la ligne.

II.3.2.1 Principe de fonctionnement du SSSC : [7]

Supposons les tensions ligne à neutre Si $V = V'$ et V' soient égale et en phase. Dans ces conditions, si les régions sont réunies par une ligne ayant une impédance X , le courant de la ligne sera nul car la différence de potentielle entre les deux extrémités est égale à zéro. Il n'y aura donc pas d'échange de puissance active et réactive entre les deux régions.

Cela est regrettable parc qu'une région disposée peut-être d'un surplus de puissance qui serait bénéfique à l'autre. Ou encore, une perturbation dans la région source serait moins néfaste, si la région réceptrice pouvait lui venir en aide. Durant ces moments critiques, une réponse immédiate s'impose. Les puissances actives et réactives appropriées doivent être transité sur la ligne rapidement et sélectivement.

Afin d'atteindre ces objectifs, supposons que l'on dispose d'une source de tension V_S branchée en série avec la ligne et dont la valeur et l'angle sont variables. Une façon de faire est d'intercaler un convertisseur DC/AC, du côté de la région source comme le montre la Figure (II.4.a) la tension résultante V_T en amont de la réactance X est alors égale à la somme vectorielle de tensions. Si l'angle entre V_T et V' est alors de δ degrés, il s'ensuit qu'une puissance active sera transportée sur la ligne cette puissance est donnée par :

$$P = \frac{V_T V'}{X} \sin \delta \quad (II.4)$$

Le diagramme vectorielle donnée par la figure (II.4.b) montre les conditions lorsque V_S est en avance sur V et V' d'un angle φ . il s'ensuit que V_T est en avance sur V' d'un angle δ . Si l'on fait varier l'angle φ du convertisseur tout en gardant la tension V_S constante, l'extrémité de vecteur tension V_S décrira un cercle l'extrémité du vecteur V_T suivra ce cercle montré en pointillé. Par conséquent l'angle δ changera progressivement d'une valeur maximale positive à une valeur maximale négative en passant par une valeur nulle. Ainsi, selon l'équation (II.2) la puissance active transitée par la ligne peut être positive ou négative, ce qui revient à dire qu'elle peut circuler dans les deux sens. De plus, on peut faire varier la puissance en faisant varier l'amplitude de tension V_S .

Notons que, lorsque les vecteurs V et V' sont égaux et en phase comme le montre la figure (II.4.b) le vecteur courant I sera toujours en retard sur le vecteur V_S de 90° . De plus, sa valeur est donnée par l'équation $I = \frac{V_S}{X}$. Dans ce circonstance, aucune puissance active n'est débitée ni absorbée par le convertisseur. Cependant, le convertisseur fournit une puissance réactive donnée par : $Q_S = V_S I$ (Var).

Cela correspond à la puissance réactive absorbée par la réactance X de la ligne.

En ce qui concerne les régions source et récepteur, si l'angle de vecteur tension V_S est ajusté afin que $\varphi = 90^\circ$, la région source débitera une puissance active $P = V \cdot I$ à un facteur de puissance unitaire. Par contre, si $\varphi = 270^\circ$, Une puissance active de même valeur circulera de la région réceptrice vers la région source. Etant donné que la tension V est bien supérieur à V_S

, il s'ensuit que la puissance active P transportée est beaucoup plus grande que la puissance réactive Q_S fournie par le convertisseur.

Dans la même façon, lorsque φ est ajusté à 0° ou à 180° , on peut forcer la circulation d'une puissance réactive important que V et V' soient toujours en phase mais V' soit supérieure à V comme l'indique la figure (II.5-a et b). Le vecteur V_S pivote encore autour de l'extrémité du vecteur V en décrivant ainsi un cercle. La chute de tension dans la ligne est $|XI| = V_T - V'$ et le courant I sera en avance sur les vecteurs tensions V et V' d'un angle θ degrés. On peut écrire les équations suivantes :

- Puissance active débité par la région source : $P = V \cdot I \cos \theta$ (II.3)
- Puissance active reçue par la région réceptrice : $P' = V' \cdot I \cos \theta$ (II.4)
- La puissance active P_S débité par le convertisseur est la différence entre P et P' soit :

$$P_S = V_S \cdot I \cos(\varphi - \theta) \tag{II.5}$$

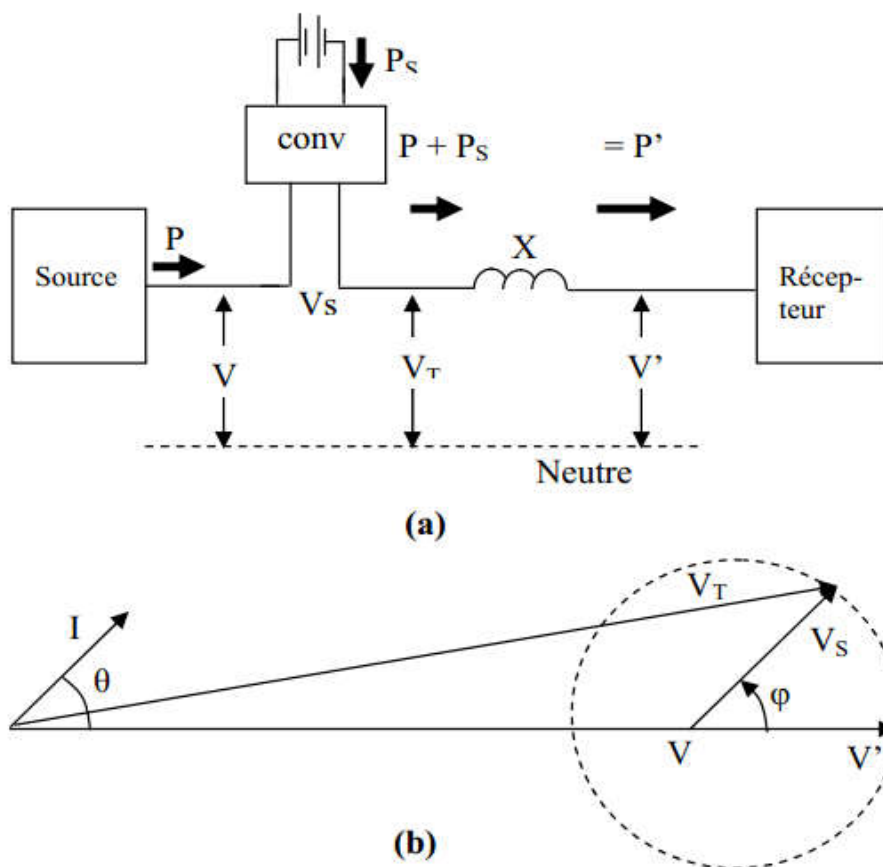


Figure II.5 : Relation vectorielles lorsque V et V' sont en phase mais inégales.

Donc, la région source fournit une puissance P , le convertisseur débite une puissance active P_S , et la somme des deux puissance est égale à la puissance P' absorbé par la région réceptrice.

Comme le convertisseur fournit de la puissance active au système, il doit en absorber autant de l'accumulateur. Celui-ci se déchargera rapidement. Donc, au lieu d'utiliser un accumulateur, on pourrait le remplacer par un redresseur qui puise son énergie de la région source.

Cette solution demande l'installation de deux convertisseurs connectés par une liaison à courant continu comme le montre la figure (II.6). Le convertisseur 1 redresse la puissance à courant alternatif provenant du transformateur T, et l'envoie au circuit de liaison à courant continu. De là le convertisseur 2 la retransforme en puissance à courant alternatif et l'injecte dans la ligne de transport sous la tension V_S . L'ensemble des deux convertisseurs porte le nom

de l'UPFC. [5]

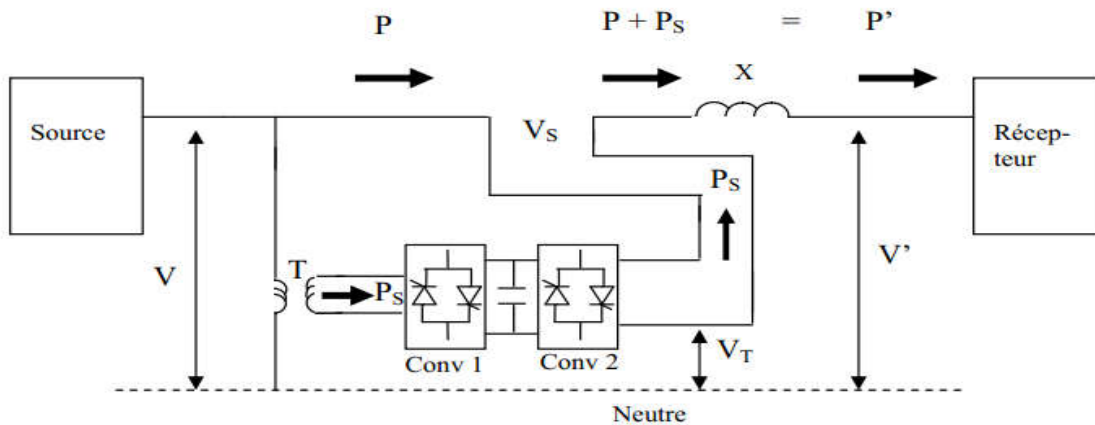


Figure II.6 : Schéma d'un contrôleur de puissance universel.

L'UPFC peut imposer la valeur et la direction de la puissance active transportée sur la ligne. Par exemple, dans la figure (II.6), lorsque la puissance P_S du convertisseur 2 change de sens, la puissance de convertisseur 1 change aussi de sens. Selon le besoin, et à l'intérieur de leurs limites, les convertisseurs 1 et 2 peuvent donc imposer la circulation de n'importe quelle puissance, active ou réactive, entre les deux régions. Pour ce faire, il suffit de contrôler l'amplitude et l'angle de la tension V_S .

Mais ce n'est pas tout. En plus de pouvoir fournir ou absorber de la puissance active de la ligne de transport, le convertisseur 1 peut simultanément absorber ou débiter de la puissance réactive selon les besoins de la région source le convertisseur 1 peut donc aussi agir comme STATCOM. [8]

II.4 Conclusion :

Dans ce Chapitre, on a étudié un compensateur combinant les fonctions des compensateurs série et shunt, qui permettent de gérer les échanges d'énergie sur une partie d'un réseau maillé. On constate que L'UPFC est un contrôleur de puissance extrêmement flexible. Etant donné qu'il peut commander le flux de puissance sur la ligne.

Le tableau II.1 résume d'une manière simple l'impact de l'utilisation de chaque FACTS, à la résolution des différents problèmes qui entravent le bon fonctionnement du réseau électrique.

Tableau II.1 Application des FACTS à la résolution des problèmes dans le réseau.

	Contrôle de Charge	Contrôle de Tension	Stabilité Transitoire	Amplitude des Oscillations
SVC STATCOM	*	***	*	**
TCSC	**	*	***	**
SSSC	***	*	***	**
UPFC	***	***	***	***

Influence:

* : Petite , ** : Moyenne , *** : Forte

Dans le chapitre suivant nous aborderons le modèle mathématique du compensateur UPFC.



Chapitre III :
Modélisation et
synthèse de réglage
de L'UPFC à trois niveaux

III.1 Introduction :

Le marché de l'énergie déréglementé exige une exploitation flexible des systèmes énergétiques pour assurer que les contrats de fourniture d'électricité puissent être respectés.

Parmi les systèmes de compensation et de contrôle appartenant à la famille des FACTS, l'UPFC "Unified Power Flow Controller" est un dispositif plus flexible et complexe qui a émergé pour le contrôle et l'optimisation des réseaux électriques.

L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique :

- La tension,
- L'impédance de la ligne,
- Le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.

En effet, l'UPFC permet à la fois le contrôle de la puissance active et celui de la tension de ligne. En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance [3].

Dans la figure(III.1), l'onduleur 1 est utilisé à travers la liaison continue pour fournir la puissance active nécessaire à l'onduleur 2. Il réalise aussi la fonction de compensation d'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment de la puissance active, au réseau. L'onduleur 2 injecte la tension V et fournit les puissances actives et réactive nécessaires à la compensation série. L'énorme avantage de l'UPFC est bien sûr la flexibilité qu'il offre en permettant le contrôle de la tension, de l'angle de transport et de l'impédance de la ligne en un seul dispositif comprenant seulement deux onduleurs de tension triphasés. De plus, il peut basculer de l'une à l'autre de ces fonctions instantanément, en changeant la commande de ses onduleurs, ce qui permet de pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau en privilégiant temporairement l'une des fonctions. Il pourra alterner différentes fonctions : par exemple, la fonction shunt pourra être utilisée pour soutenir la tension alors que la partie série pourra être utilisée afin d'amortir les oscillations de puissances [1].

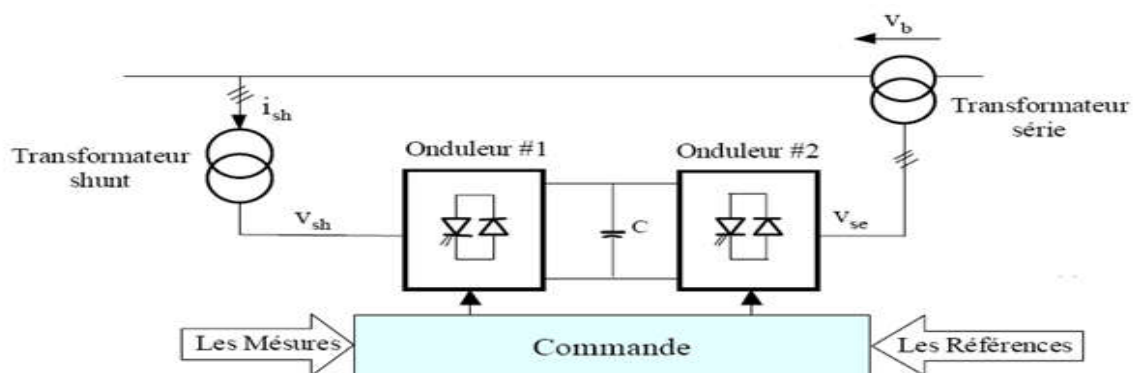


Figure III.1 : Schéma de base de l'UPFC

III.2 Principe de fonctionnement :

Comme il a été déjà mentionné l'UPFC peut contrôler indépendamment ou séparément tous les paramètres affectant le flux de puissance sur une ligne de transmission. L'UPFC peut avoir différents modes de fonctionnement quand la tension injectée en série a différentes amplitudes et angle de phase, [7-8-9].

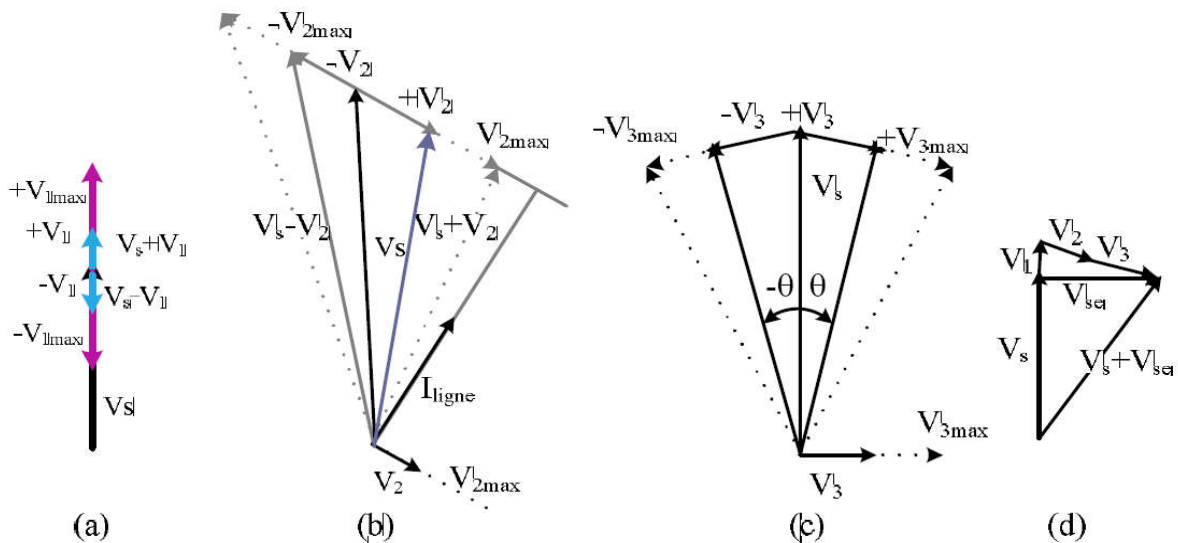


Figure (III-2) : Les différents modes de fonctionnement d'un UPFC.

III.3 Régulation de tension :

figure(III-2-a). La tension de départ V_s est augmentée (ou diminuée) en injectant une tension série V_1 , en phase avec V_s . La tension V_1 est réglable en module et possède une amplitude maximale V_{1max} .

- Compensation série (régulateur d'impédance), figure(III-2-b). La tension injectée V_2 est en quadrature avec le courant de ligne. La tension V_2 possède une amplitude maximale V_{2max} . Ce mode permet de faire varier l'impédance de la ligne comme un compensateur série.

- Contrôle de phase, figure (III-2-c). L'angle de la tension injectée V_3 est variable alors que l'amplitude de la tension V_s reste constante.

- Contrôle simultané, figure (III-2-d). Il est possible à l'UPFC d'accomplir trois fonctions à savoir le réglage de la tension, la compensation série et le réglage de l'angle de phase simultanément c'est le mode de fonctionnement automatique. L'angle de phase et l'amplitude de la tension injectée $V_{se} = V_1 + V_2 + V_3$ sont choisis d'une manière à produire un courant de ligne qui permet d'obtenir les puissance active et réactive désirées, [4].

Donc, le convertisseur l'UPFC peut être opérer dans les quatre modes:

- Réglage de la tension.
- Compensation série.
- Réglage de l'angle de phase.
- Mode automatique.

La figure (III-3), résume l'influence des différentes parties de l'UPFC sur le flux de puissance.

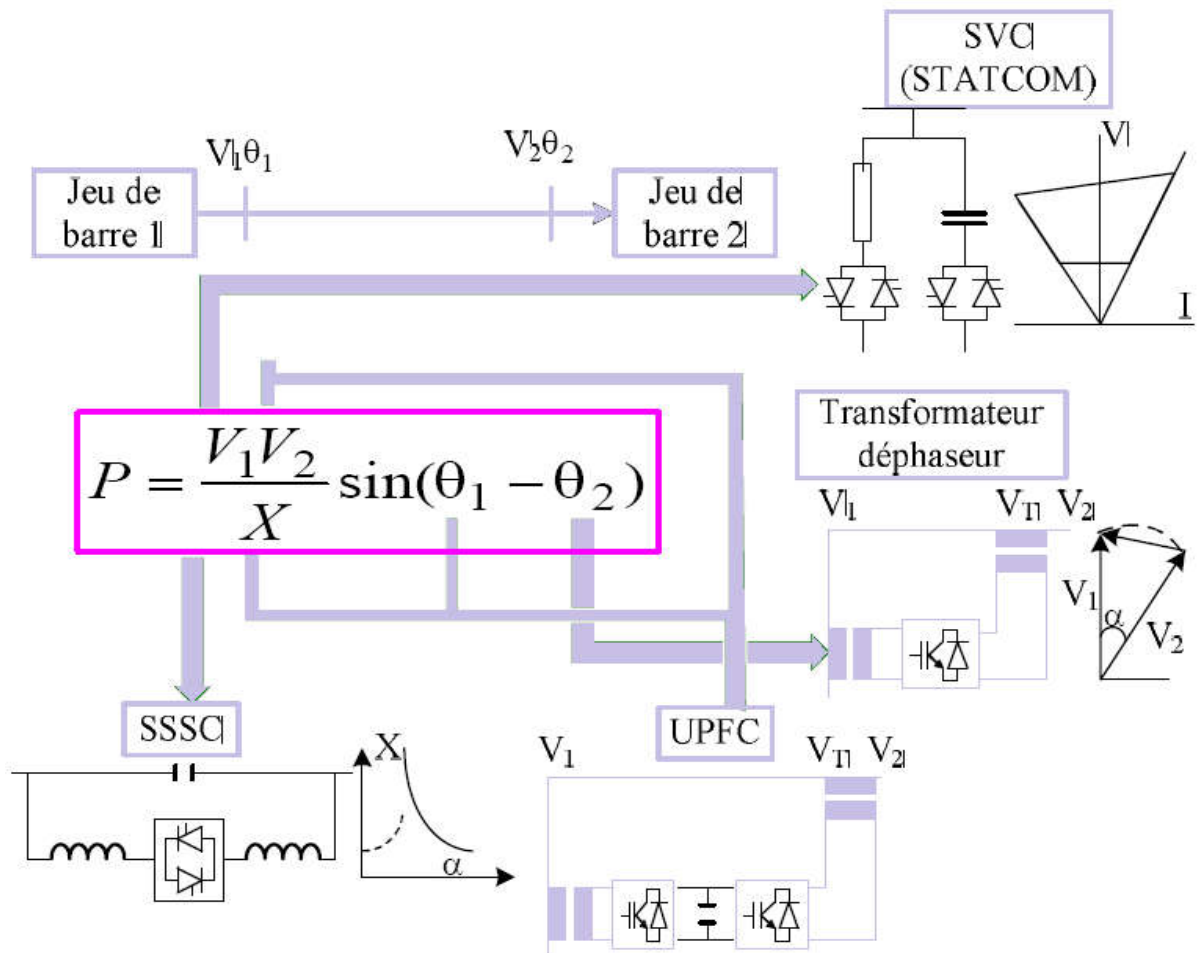


Figure (III-3) : Actions possibles sur le flux de la puissance active.

Le mode automatique ne peut être accompli par des compensateurs conventionnels. Pour montrer comment l'UPFC peut affecter le flux de puissance dans ce mode l'UPFC est connecté au point de départ S, figure (III-4). L'UPFC est représenté par deux sources de tension idéales. Les bus S et R représentent l'entrée et la sortie de l'UPFC respectivement, [10-11-12-13].

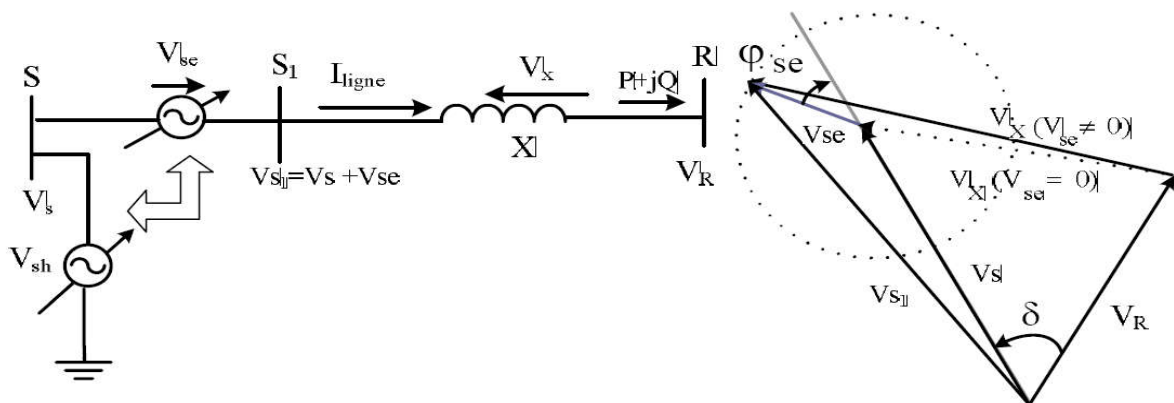


Figure (III-4) : Une ligne de transmission avec UPFC.

Dans ce cas là, la puissance au point R est donné par :

$$S = \bar{V}_R \bar{I}_{Ligne}^* = \bar{V}_R \left(\frac{\bar{V}_s + \bar{V}_{se} - \bar{V}_R}{jX} \right)^* \quad (III-1)$$

Avec:

$$S = V_{se} \angle (\delta_s - \varphi_{se}) \quad (III-2)$$

Le conjugué de cette puissance est:

$$S^* = P - jQ = \bar{V}_R \bar{I}_{Ligne} = \bar{V}_R \left(\frac{\bar{V}_s + \bar{V}_{se} - \bar{V}_R}{jX} \right) \quad (III-3)$$

Une simple transformation de ces deux relations nous amène à tirer les composantes réelles et imaginaires de (III-3). Les expressions suivantes représentent les puissances active et réactive au point d'arrivée de la ligne.

$$\begin{cases} P = \frac{V_s V_R}{X} \sin \delta + \frac{V_s V_R}{X} \sin(\delta - \varphi_{se}) = P_0(\delta) + P_{se}(\delta, \varphi) \\ Q = -\frac{V_R^2}{X} + \frac{V_s V_R}{X} \cos \delta + \frac{V_s V_R}{X} \cos(\delta - \varphi_{se}) = Q_0(\delta) + Q_{se}(\delta, \varphi) \end{cases} \quad (III-4)$$

Il a été déjà prescrit que l'amplitude de la tension série de l'UPFC V_{se} peut être réglé de 0 jusqu'à V_{se-max} , et son angle de phase est réglable entre 0 et 360 degrés. De (III-4) on voit que les puissances active et réactive reçu au point d'arrivée R d'une ligne de transmission avec un UPFC sont contrôlable entre, [3] :

$$\begin{cases} P_{min}(\delta) \leq P \leq P_{max}(\delta) \\ Q_{min}(\delta) \leq Q \leq Q_{max}(\delta) \end{cases} \quad (III-5)$$

Ou :

$$\begin{cases} P_{min}(\delta) = P_0(\delta) - \frac{V_R V_{se\ max}}{X}; P_{max}(\delta) = P_0(\delta) + \frac{V_R V_{se\ max}}{X} \\ Q_{min}(\delta) = Q_0(\delta) - \frac{V_R V_{se\ max}}{X}; Q_{max}(\delta) = Q_0(\delta) + \frac{V_R V_{se\ max}}{X} \end{cases} \quad (III-6)$$

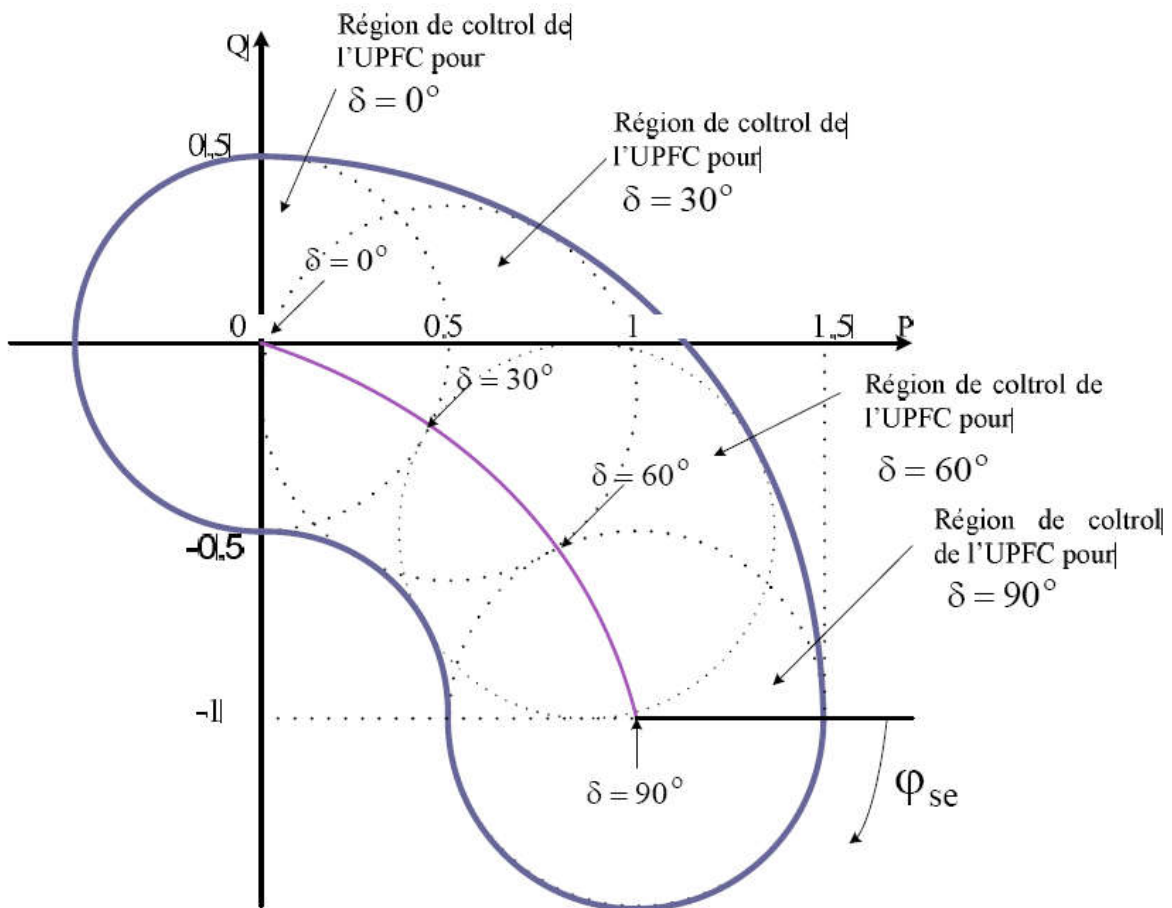


Figure (III-5) : La dépendance P-Q pour un système à deux bus avec un UPFC, [4].

La rotation du vecteur de tension série V_{se} avec une amplitude de $V_{se\ max}$ de 0 à 360 degrés permet le réglage du flux de puissance active et réactive dans les limites d'un cercle possédant un rayon de, $\frac{V_R V_{se\ max}}{X}$, et un centre au point $(P_0(\delta), Q_0(\delta))$. ce cercle est défini par l'équation suivante:

$$\left(P_{min}(\delta, \varphi_{se}) - P_0(\delta) \right)^2 + \left(Q_{min}(\delta, \varphi_{se}) - Q_0(\delta) \right)^2 = \frac{V_R V_{se\ max}}{X} \tag{III-7}$$

La figure (III-5), représente la caractéristique de la puissance réactive demandée au bus S en fonction de la puissance active (la puissance active est fonction de l'amplitude de la tension V_{se} et de son angle de phase φ_{se}), pour quatre valeur de l'angle de transmission, δ .

$\delta = 0^\circ, 30^\circ, 60^\circ$ et 90° , avec $V_s = V_R = V, \frac{V_s}{X} = 1$ et $\frac{V_R V_{se\ max}}{X} = 0.5$

L'aptitude de l'UPFC à contrôler indépendamment les puissances active et réactive pour n'importe quel angle de transmission δ , est illustrée sur la figure (III-5).

III.4 Modélisation de l'UPFC à trois niveaux : [04]

Pour modéliser l'UPFC en prendre le circuit équivalent simplifié avec la négligence des effets suivants:

- L'effet capacitif d'une ligne à haute tension.
- Les inductances mutuelles entre les phases.
- Tous les phénomènes statiques et les effets dynamiques « l'effet de peau et l'effet électromagnétique » dans la ligne. les harmoniques qui créent par les convertisseurs statiques et celui-ci les pertes de commutation.

Le circuit simplifié de l'UPFC à trois niveaux est représenté sur la Figure (III.6). La modélisation de ce circuit est basée sur les mêmes hypothèses précédentes.

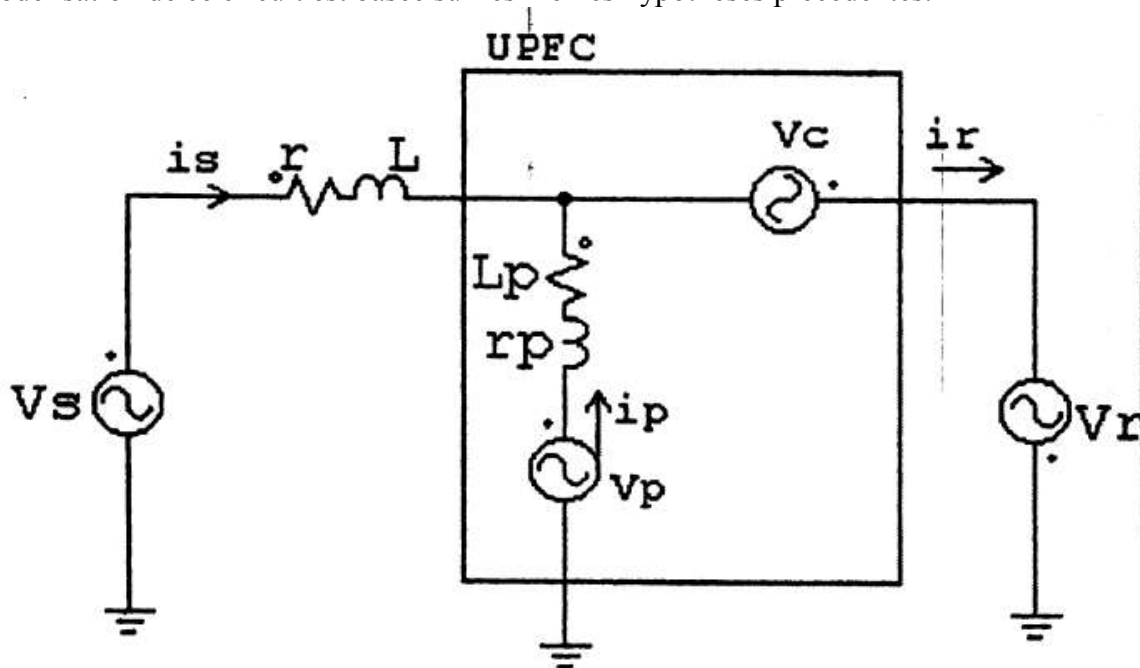


Figure III.6 : circuit équivalent de l'UPFC à trois niveaux.

➤ Equations dynamiques du compensateur série

$$\begin{cases} L \frac{di_{sa}}{dt} + r i_{sa} = V_{sa} - V_{ca} - V_{ra} \\ L \frac{di_{sb}}{dt} + r i_{sb} = V_{sb} - V_{cb} - V_{rb} \\ L \frac{di_{sc}}{dt} + r i_{sc} = V_{sc} - V_{cc} - V_{rc} \end{cases} \quad (\text{III-8})$$

➤ Equations dynamiques du compensateur parallèle

$$\begin{cases} L_p \frac{di_{pa}}{dt} + r_p i_{pa} = V_{pa} - V_{ca} - V_{ra} \\ L_p \frac{di_{pb}}{dt} + r_p i_{pb} = V_{pb} - V_{cb} - V_{rb} \\ L_p \frac{di_{pc}}{dt} + r_p i_{pc} = V_{pc} - V_{cc} - V_{rc} \end{cases} \quad (\text{III-9})$$

Etant donné que les deux compensateurs sont des onduleurs à trois niveaux, les trois sources de tension V_{ca} , V_{cb} , V_{pa} , V_{pb} et V_{pc} et peuvent être écrites sous la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} V_{pa} \\ V_{pb} \\ V_{pc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} S'_{1A} & S'_{2A} \\ S'_{1B} & S'_{2B} \\ S'_{1C} & S'_{2C} \end{bmatrix} V_{dc1} - \begin{bmatrix} S'_{3A} & S'_{4A} \\ S'_{3B} & S'_{4B} \\ S'_{3C} & S'_{4C} \end{bmatrix} V_{dc2} \right\}$$

$$\begin{bmatrix} V_{Ca} \\ V_{Cb} \\ V_{Cc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} S_{1A} & S_{2A} \\ S_{1B} & S_{2B} \\ S_{1C} & S_{2C} \end{bmatrix} V_{dc1} - \begin{bmatrix} S'_{3A} & S'_{4A} \\ S'_{3B} & S'_{4B} \\ S'_{3C} & S'_{4C} \end{bmatrix} V_{dc2} \right\} \quad (\text{III-9})$$

Où, V_{dc1} et V_{dc2} sont les deux tensions continues de l'onduleur à trois niveaux. En utilisant la transformation de park, les trois systèmes peuvent être réécrit sous la forme suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{r}{L} & \omega \\ -\omega & -\frac{r}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} V_{sd} & -V_{cd} & -V_{rd} \\ V_{sq} & -V_{cq} & -V_{rq} \end{bmatrix} \quad (\text{III-10})$$

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{pd} \\ i_{pq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{r_p}{L_p} & \omega \\ -\omega & -\frac{r_p}{L_p} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{pd} \\ i_{pq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_p} \begin{bmatrix} V_{pd} & -V_{cd} & -V_{rd} \\ V_{pq} & -V_{cq} & -V_{rq} \end{bmatrix} \quad (\text{III-11})$$

Ou (V_{sd}, V_{sq}) , (V_{rd}, V_{rq}) et (V_{cd}, V_{cq}) sont respectivement les deux composantes d et q des tensions V_r , V_s , V_c et V_p

➤ **Equations dynamiques du circuit continu:**

L'équation dynamique du circuit continu s'écrit :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{\beta}{2 \cdot C \cdot d V_{dc}} (V_{cd} i_{rd} + V_{cd} i_{rd} - V_{pd} i_{pd} - V_{pq} i_{pq}) \quad (\text{III-12})$$

$$i_{rd} = i_{sd} + i_{pd}$$

$$i_{rq} = i_{sq} + i_{pq} \quad (\text{III-13})$$

$$V_{dc} = V_{dc1} + V_{dc2}$$

❖ **Calcul des puissances active et réactive instantanées de l'UPFC**

➤ les puissances active et réactive générées :

$$P_s = \frac{\beta}{2} (V_{sd} i_{sd} + V_{sq} i_{sq}) \quad (\text{III-14})$$

$$Q_s = \frac{\beta}{2} (V_{sq} i_{sd} - V_{sd} i_{sq}) \quad (\text{III-15})$$

➤ Puissances active et réactive absorbées

$$P_r = \frac{3}{2} (V_{rd} i_{rd} + V_{rq} i_{rq}) \quad (\text{III-16})$$

$$Q_r = \frac{3}{2} (V_{rq} i_{rd} + V_{rd} i_{rq}) \quad (\text{III-16})$$

III.5 La description de convertisseur statique DC/AC (l'onduleur) :

Les onduleurs sont des convertisseurs statiques assurant la conversion d'énergie électrique de la forme continue à la forme alternative. Il existe des onduleurs :

- Non autonomes : la fréquence et la forme d'onde sont imposées par la source du côté alternative « le réseau ».
- Autonomes : la fréquence et la forme d'onde sont imposées par la commande et la source du côté continue.

L'onduleur est un convertisseur réversible, il permet de transférer la puissance de l'alternative vers le continue, mais le sens normal de transfert est du continue vers l'alternative.

On distingue deux grands types d'onduleurs :

- ✓ Les onduleurs de tension : alimentés par une source de tension continue.
- ✓ Les onduleurs de courant : alimentés par une source de courant continu.

Il existe plusieurs types de commande permettant de commander les convertisseurs statiques. Le choix de l'une ou l'autre de ces commandes dépend principalement de l'application envisagée. Les convertisseurs utilisant la modulation de largeur d'impulsion (MLI) sont très flexibles, ils peuvent générer une tension de n'importe quelle forme, et de n'importe quelle fréquence et de n'importe quelle phase, une autre raison justifiant l'emploi des convertisseurs MLI est qu'ils peuvent générer des tensions sinusoïdales à 60 Hz, par conséquent on peut les installer dans un réseau de distribution, en recourant à des petits filtres harmoniques de quelques kilohertz[5].

III.6 Configuration des circuits de réglage de l'UPFC :

Dans la configuration des circuits de réglage d'un UPFC on distingue deux parties :

- ✓ Les circuits de réglage d'un compensateur parallèle.
- ✓ Les circuits de réglage d'un compensateur série.

La Figure (III.7) montre le schéma de principe des circuits de réglage complets :

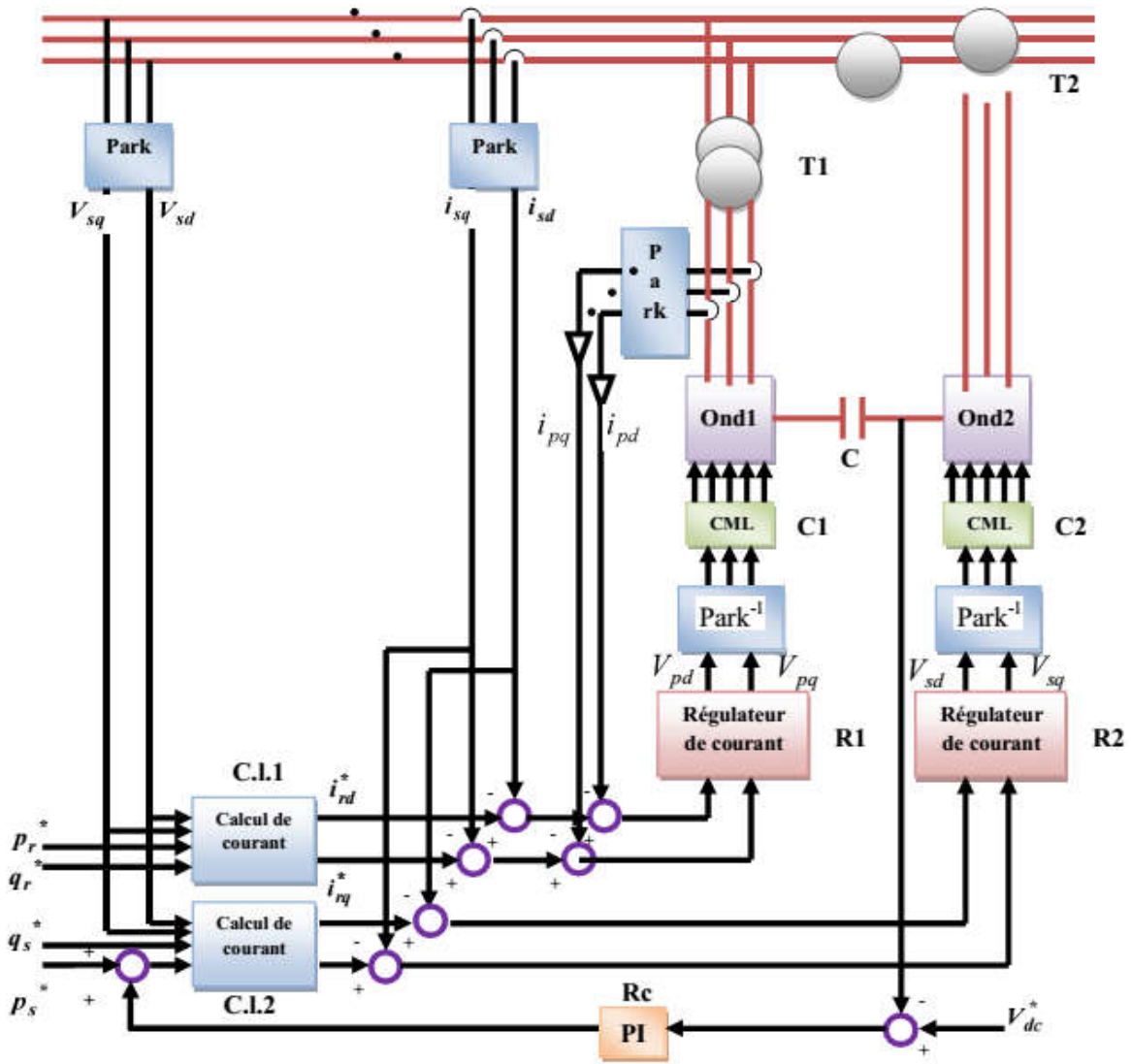


Figure III.7 : schéma de principe des circuits de réglage complets d'un UPFC.

III.6.1 Les circuits de réglage d'un compensateur parallèle :

A la Figure (III.7), on y trouve l'onduleur à pulsation (ond1) et le condensateur-tampon (C). L'onduleur à pulsation est commandé par le dispositif (C1) à l'aide de trois signaux de commande V_{pa}^* , V_{pb}^* et V_{pc}^* fournis par l'intermédiaire de la transformation de Park et par le régulateur de courant (R1).

Superposés, on trouve le régulateur de la tension continue (Rc) et le bloc de calcul des courants de référence i_{pa}^* et i_{pb}^* .

On a :

$$i_{sq} = \left(\frac{2}{3} P_s - V_{sd} i_{sd} \right) / V_{sq}$$

$$i_{sd} = \left(\frac{2}{3} Q_s + V_{sd} i_{sq} \right) / V_{sq}$$

(III-17)

III.6.2 Les circuits de réglage de compensateur série :

A la Figure (III-7), on y trouve à pulsation (ond2) qui est branché aux enroulements basse tension du transformateur (T2), les enroulements haute tension de ce dernier sont connectés en série avec la ligne de transmission triphasée, l'onduleur à pulsation doit être dimensionné selon la tension à injecter est commandé par le dispositif (C2) à l'aide de trois signaux de commande V_{sa}^* , V_{sb}^* et V_{sc}^* .

Il y a un réglage de la puissance à l'aide du bloc de calcul des courants de référence et i_{rd}^* et i_{rq}^* .

$$i_{rq} = \left(\frac{2}{3} P_r - V_{rd} i_{rd} \right) / V_{rq} \quad (III-18)$$

$$i_{rd} = \left(\frac{2}{3} Q_r + V_{rd} i_{rq} \right) / V_{sd}$$

$$i_{pd} = i_{rd} - i_{sd} \quad (III-19)$$

$$i_{pq} = i_{rq} - i_{sq}$$

III.6.3 Réglage de l'UPFC par PI analogique :

La régulation classique type PI est la technique la plus répandue à l'échelle industrielle, cela est dû évidemment à la simplicité de sa mise en œuvre, de ses performances acceptables, et de son coût réduit par rapport à celles utilisées dans les techniques avancées.

Les performances des régulateurs PI sont obtenues par un choix judicieux de ses paramètres « K_p, K_i », qui représentent respectivement le gain proportionnel et le gain de l'action intégrale.

III.6.3.1 Le couplage entre les courants par interaction des tensions:

On a montré que dans un repère d, q :

$$d \frac{i_{sd}}{dt} = - \frac{r}{L} i_{sd} + w i_{sd} + \frac{1}{L} (V_{sd} - V_{cd} - V_{rd}) \quad (III-20)$$

$$d \frac{i_{sq}}{dt} = - \frac{r}{L} i_{sq} + w i_{sq} + \frac{1}{L} (V_{sq} - V_{cq} - V_{rq})$$

On pose :

$$X_1 = \frac{1}{L} (V_{sd} - V_{cd} - V_{rd}) \quad (III-21)$$

$$X_2 = \frac{1}{L} (V_{sq} - V_{cq} - V_{rq})$$

On obtiens :

$$d \frac{i_{sd}}{dt} = - \frac{r}{L} i_{sd} + w i_{sd} + X_1 \quad (III-22)$$

$$d \frac{i_{sq}}{dt} = - \frac{r}{L} i_{sq} + w i_{sq} + X_2$$

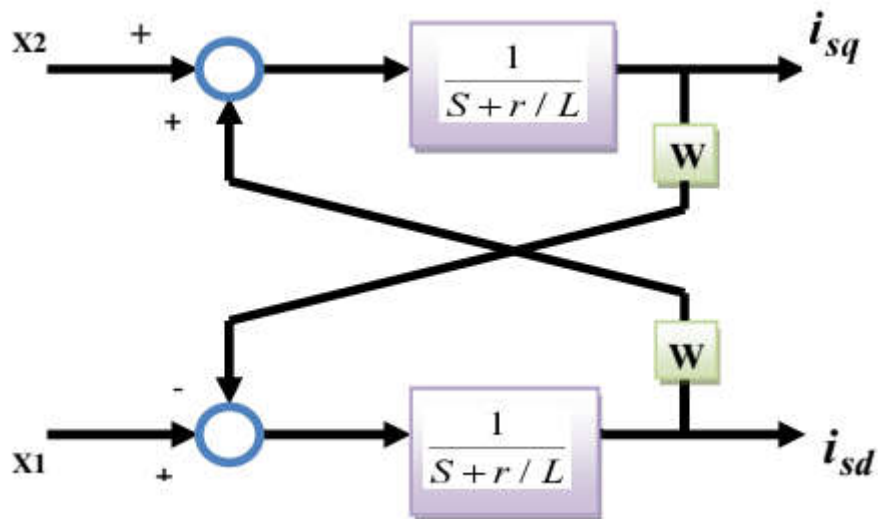
Avec :

$$X_1 = \left(s + \frac{1}{L} \right) i_{sd} - w i_{sq}$$

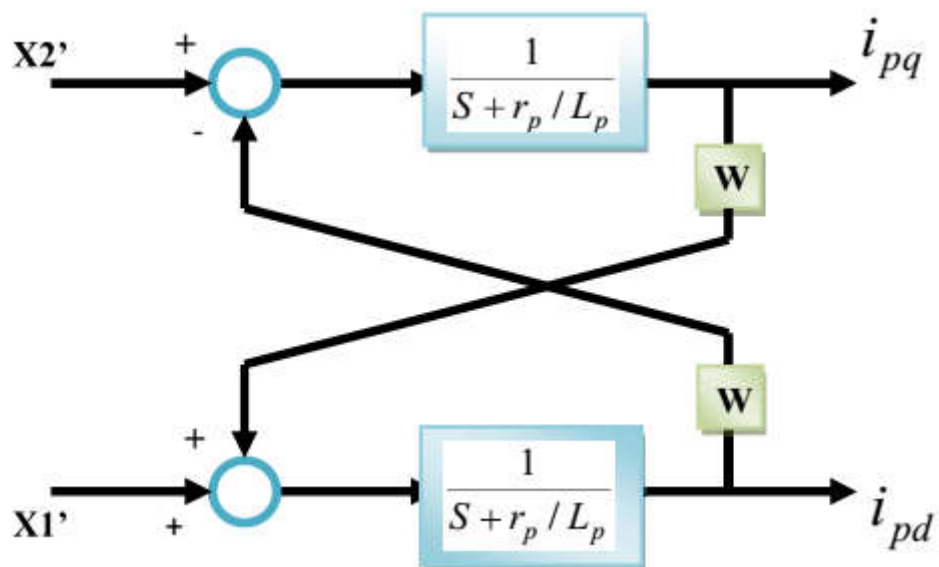
(III-23)

$$X_2 = \left(s + \frac{1}{L} \right) i_{sq} + w i_{sd}$$

Ces équations mettent en évidence le couplage entre les actions sur les axes d et q.



a). compensateur série.



b). Compensateur parallèle.

Figure III.8: description des couplages.

III.6.3.2 Découplage par compensation :

Définissons deux nouvelles variables de commande $V1$ et $V2$:

Soit :

$$X_1 = V_1 - w i_{sq}$$

(III-24)

$$X_2 = V_2 - w i_{sd}$$

Avec :

$$V_1 = \left(s + \frac{r}{L}\right) i_{sd}$$

(III-25)

$$V_2 = \left(s + \frac{r}{L}\right) i_{sq}$$

Les tensions $X1$ et $X2$ sont alors reconstituées à partir des tensions $V1$ et $V2$

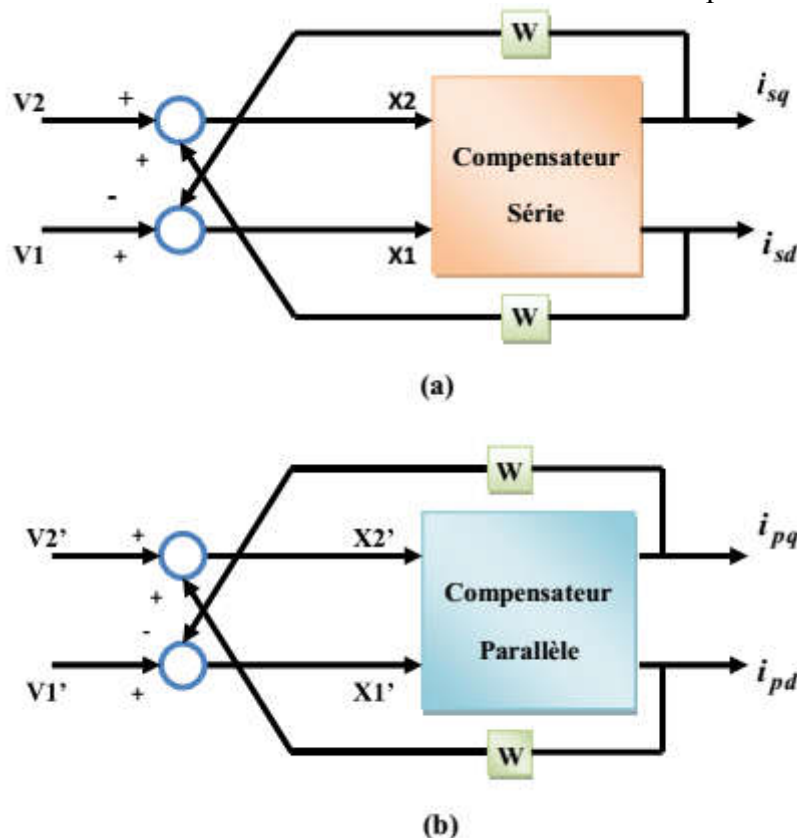


Figure III.9 : reconstitutions des tensions $X1$ et $X2$.

La synthèse des régulateurs porte sur des systèmes linéaires « du premier ordre sur notre système ». Mais une erreur provoque une réapparition du couplage et de la non stationnarité du système et parfois même sa déstabilisation, il faut donc utiliser des régulateurs robustes.

On réalise finalement la commande suivante :

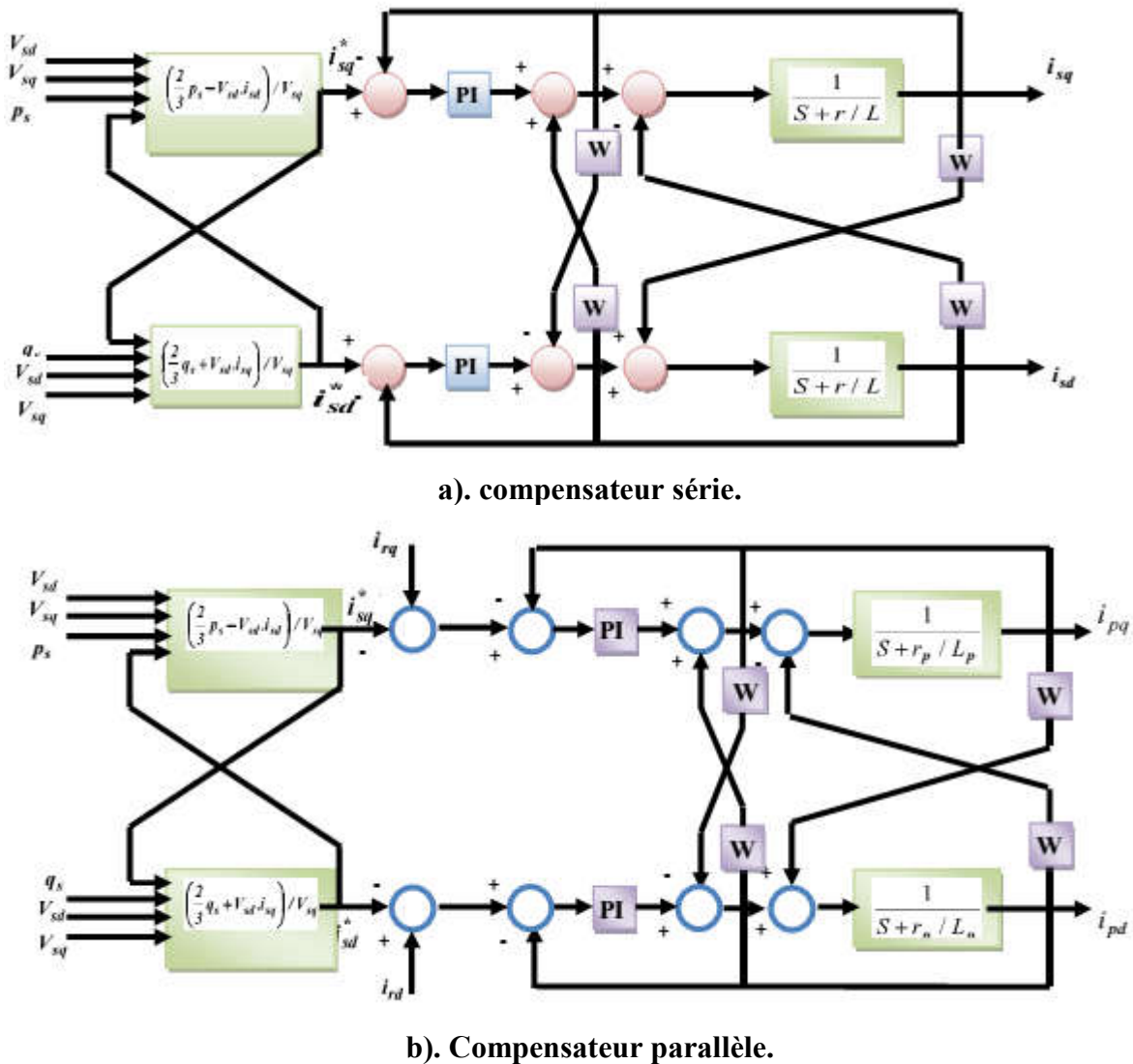


Figure III.10 : circuit de réglage de l'UPFC.

Le principe du découplage et la transformation directe de Park permettent de générer les trois tensions de références destinées à commander l'onduleur de tension à travers la commande rapprochée, cette dernière gère les diverses contraintes liées au fonctionnement de l'onduleur « temps morts, protections, commande des interrupteurs statiques » et génère les commandes des six interrupteurs. L'onduleur de tension à modulation de largeur d'impulsion « MLI » fonctionne à fréquence fixe et rapport cyclique variable.

Quelle que soit la structure des interrupteurs et la « MLI ». Adoptée « régulière, intersective », on néglige les retards intrinsèques dus à l'onduleur. Dans ces conditions les tensions V_{pa} , V_{pb} et V_{pc} « par exemple, l'onduleur parallèle. », correspondent à un facteur G_0 près aux consignes $V_{pa\ ref}$, $V_{pb\ ref}$ et $V_{pc\ ref}$ générées par l'asservissement. G_0 Est le gain statique de l'onduleur associé à sa commande rapprochée.

$$V_{pi} = G_0 V_{pi\ ref} \text{ avec } i=a,b,c [5].$$

Par application de la transformation de Park, on obtient alors :

$$\begin{bmatrix} V_{pd} \\ V_{pq} \end{bmatrix} = G_0 \begin{bmatrix} V_{pdref} \\ V_{pqref} \end{bmatrix} \tag{III-26}$$

Remarque :

Si l'on tient compte du retard statique pour introduire l'onduleur, la fonction de transfert de l'ensemble onduleur commande rapprochée devient

$$G_o e^{\frac{-\tau s}{2}} = \frac{G_o}{1 + \frac{\tau s}{2}} \tag{III-27}$$

$\tau = f^{(-1)}$, f étant la fréquence de fonctionnement de l'onduleur.

III.6.3.3 Calcul des régulateurs :

Le schéma bloc et l'équation de compensateur « parallèle ou série » réglée en courant, associée à l'onduleur MLI, avec découplage se mettent sous la forme de deux boucles séparées si le découplage est parfait.

Notre système à régler avec l'organe de commande ne possède qu'une petite constante de temps.

L'approche la plus classique consiste à contrôler la puissance par un régulateur PI qui peut aisément être déterminé à partir de modèle découplé du compensateur.

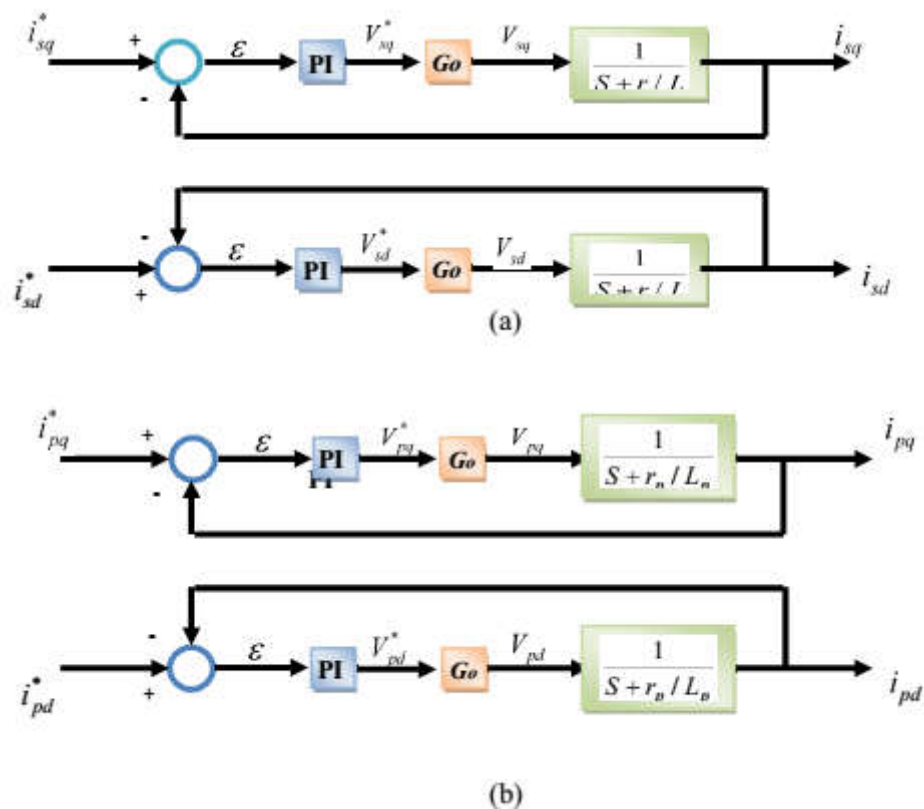


Figure III.11 : boucles de régulation découplées.

La fonction de transfert du régulateur PI est donnée par :

$$C(s) = k_p + \frac{k_i}{s} = \frac{k_p s + k_i}{s} \tag{III-28}$$

III.6.3.4 Les fonctions de transferts du système en boucle fermée :**III.6.3.4.3 Le compensateur parallèle :**

$$i_{pq} = \frac{k_p s + k_i}{s} G_0 \frac{1}{s + \frac{r_p}{L_p}}$$

$$i_{pq} = \frac{\varepsilon G_0}{s} \frac{k_p s + k_i}{s + \frac{r_p}{L_p}} = \varepsilon G(s)$$

$$\varepsilon = i_{pq}^* - i_{pq}$$

$$i_{pq} = (1 + G(s)) = G(s) i_{pq}^*$$

$$\frac{i_{pq}^*}{i_{pq}} = \frac{(k_p s + k_i) G_0}{s^2 + \left(\frac{r_p}{L_p} + k_p G_0\right) s + k_i G_0} \quad (\text{III-29})$$

Soit :

$$\frac{i_{pq}}{i_{pq}^*} = F_f(i_{pq})$$

$$F_f(i_{pq}) = \frac{(k_p s + k_i) G_0}{s^2 + \left(\frac{r_p}{L_p} + k_p G_0\right) s + k_i G_0} \quad (\text{III-30})$$

L'équation caractéristique du système en boucle fermée :

$$D(s) = s^2 + \left(\frac{r_p}{L_p} + k_p G_0\right) s + k_i G_0 \quad (\text{III-31})$$

III.6.3.4.4 Le dimensionnement du régulateur PI :

Compte tenu des performances que l'on souhaite obtenir

$$D = 0,00 \text{ et } t_m = 0,01$$

$$\varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\pi^2}{\ln(D)^2}}} \quad (\text{III-32})$$

$$w_n = \frac{\beta}{t_m} \quad (\text{III-33})$$

Soit :

$$\frac{r_p}{L_p} + k_p G_0 = 2 \varphi w_n \quad (\text{III-34})$$

Alors :

$$k_p = \frac{\left(2 \varphi w_n - \frac{r_p}{L_p}\right)}{G_0} \quad (\text{III-35})$$

$$k_i G_0 = w_n^2 \rightarrow k_i = \frac{w_n^2}{G_0} \quad (\text{III-36})$$

✓ Pour le compensateur série :

$$k_p = \frac{(2 \varphi \omega_n - \frac{r_p}{L_p})}{G_0} \text{ et } k_i = \frac{\omega_n^2}{G_0} \quad (\text{III-37})$$

✓ Pour le compensateur parallèle :

$$k_p = \frac{(2 \varphi \omega_n - \frac{r}{L})}{G_0} \text{ et } k_i = \frac{\omega_n^2}{G_0} \quad (\text{III-38})$$

✓ Pour la tension continue :

Un problème particulier est posé par le dimensionnement du régulateur de la tension continue par ce que le modèle analytique du système n'est pas facile à obtenir « modélisation » formulation mathématique est difficile. Ziegler et Nicols sont proposés une méthode qui consiste à utiliser le système en boucle fermée.

Cette technique repose sur la détermination de deux grandeurs qui sont (**Kc** : gain critique, **Tc** période d'oscillations). Le système est bouclé en retour unitaire de la manière suivante :

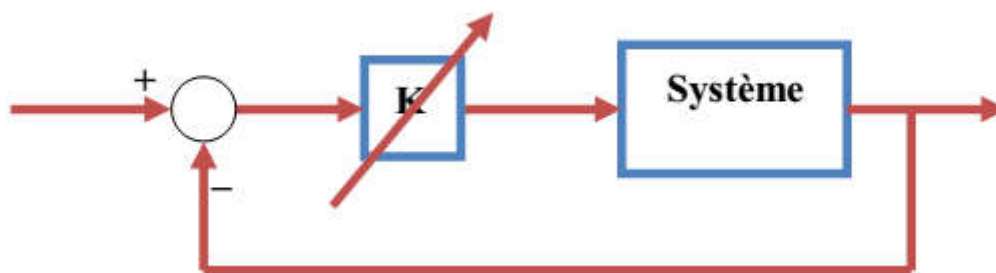


Figure III.12: système bouclé à un retour unitaire.

On applique une tension de référence et on augmente progressivement le gain K de l'amplificateur, pour la valeur **kc** on obtient le régime de pompage autour de gain statique et de période. Les paramètres suggérés par Ziegler-Nichols pour le réglage **PI** sont:

$$k_p = 0,45 k_c$$

$$T_i = 0,83 T_c$$

$$k_i = \frac{k_p}{T_i}$$

III.6.4 Résultats en simulation de la commande PI :

Nous avons simulé le modèle de la figure (III-13) en insérant des régulateurs PI dans le bloc régulateur de courant, les paramètres des régulateurs sont obtenus par la méthode du placement des pôles. Il était nécessaire de montrer le comportement des régulateurs PI en simulant les puissances, les tensions et les courants. Puis avec un changement de consigne de la puissance active à 0,2 sec, et la puissance réactive à 0,4 sec.

Les résultats ainsi obtenus se traduisent dans les figures suivantes :

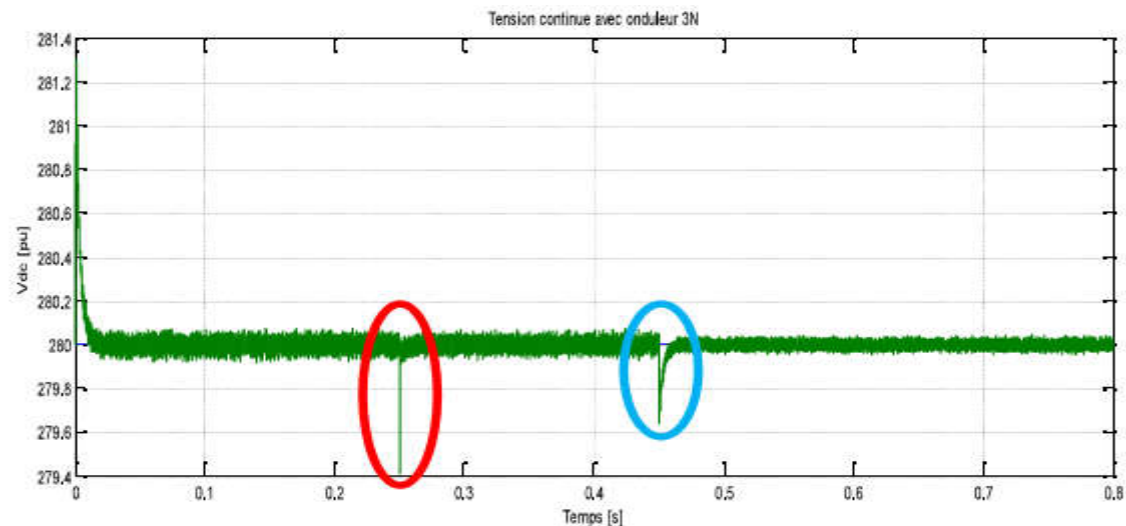


Figure III.13 : comportement transitoire du réglage de la tension continue.

La figure (III-14) représente le comportement transitoire lors d'une variation de la puissance active $P=1000$ à 1500 W à l'instant $0,25$ sec et la puissance réactive de 1500 à 1000 W à l'instant $0,45$ sec.

Comme on le voit, on obtient une bonne réponse, pratiquement indépendante du point de fonctionnement. De plus, la tension continue V_c atteint assez rapidement la valeur de consigne. Cela est dû à l'intervention directe de la grandeur de perturbation « donc du courant i_d » au niveau du régulateur de tension R_{v_d} .

On y voit comme à la figure (III-13), le dépassement est très faible.

$$D = \frac{V_{c \max} - V_c^*}{V_c^*} = \frac{283 - 280}{280} = 0,01$$

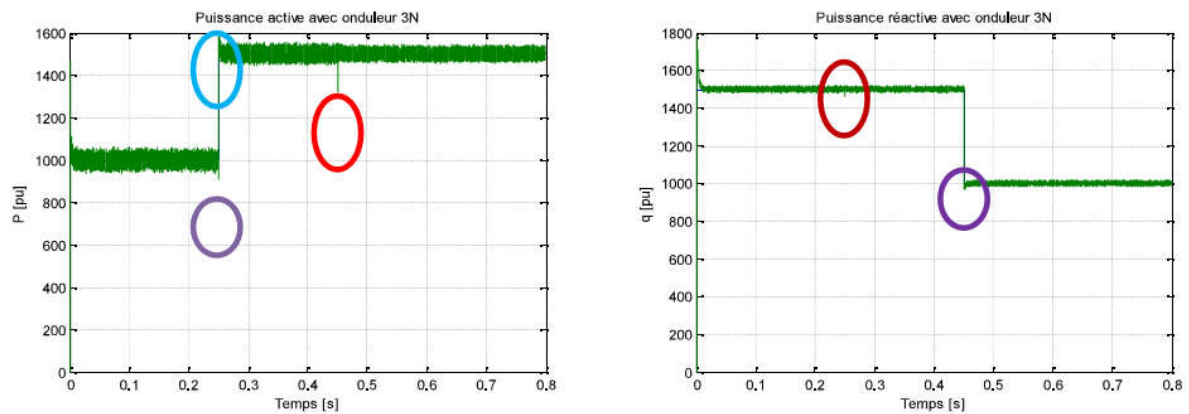


Figure III.14 : les puissances active et réactive au coté source.

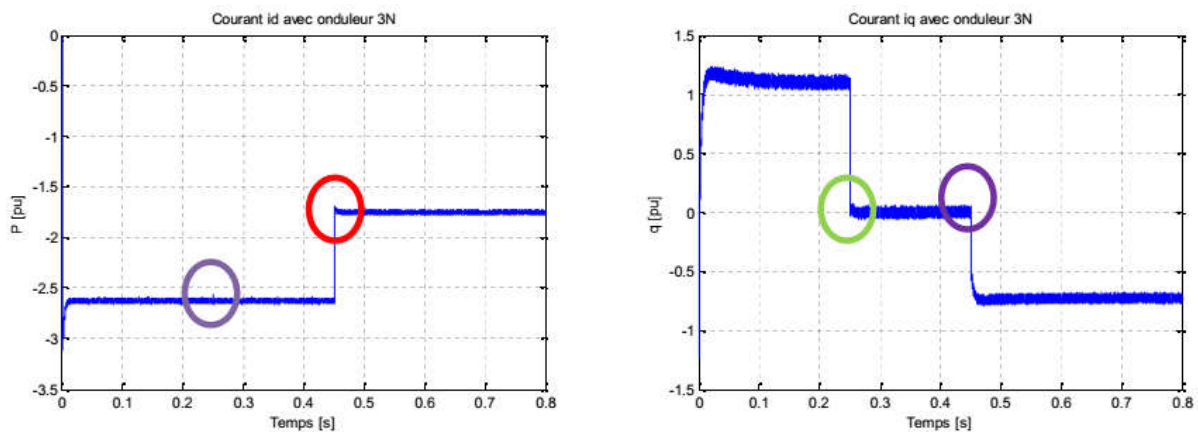


Figure III.15 : les composantes du courant au coté source.

Dans la *figure (III-15)*, on trouve l'allure des composantes du courant triphasé de la ligne à l'extrémité source. Comme on voit, la variation de la puissance active p « *figure (III-14)* » se répercute sur la composante i_d « *figure (III-15)* ». De plus, il apparaît une très petite variation transitoire sur la composante i_d « *figure. (III-15)* », Cette variation engendre une faible variation transitoire de la puissance réactive q . Même pour la variation de la puissance réactive q à l'instant 0,45 sec « *figure (III-14)* », on voit la variation de la composante i_d , et une petite influence transitoire de la composante i_q , dû au fait qu'une variation du courants i_q et i_d provoque une certaine variation de tensions à la sortie de l'onduleur série comme la montre à la *figure (III-16)*. $V_{s\alpha}$, $V_{s\beta}$ et V_{sc}

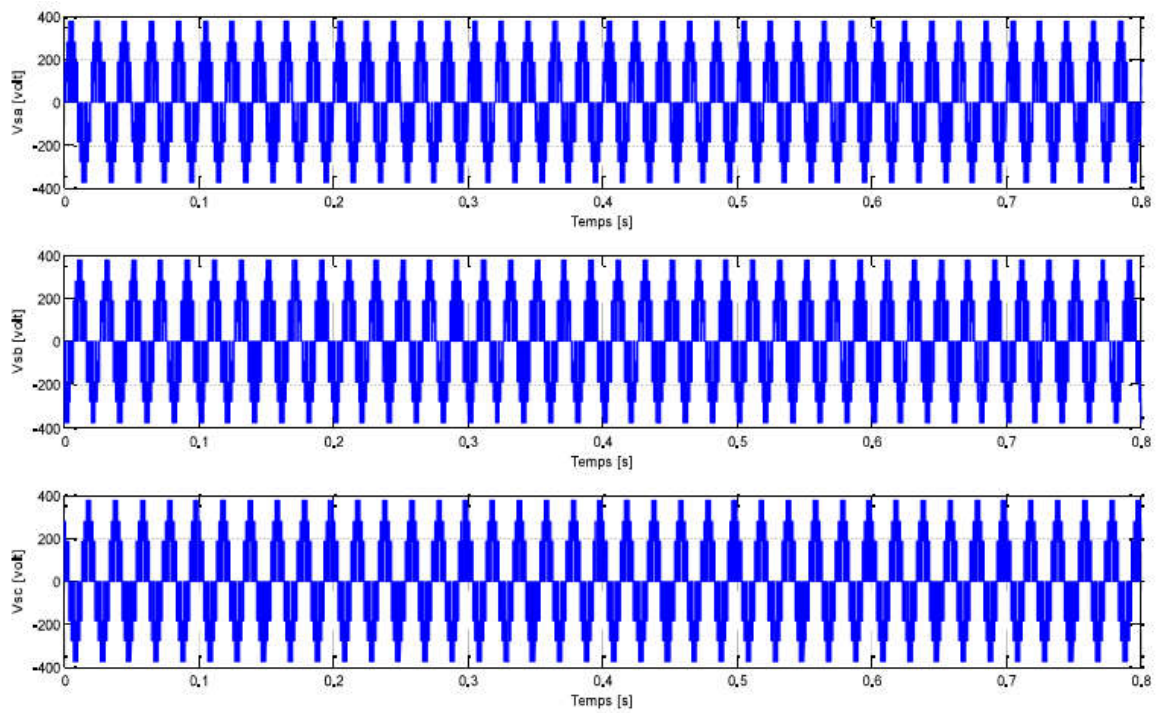


Figure III.16 : les trois phases du compensateur série.

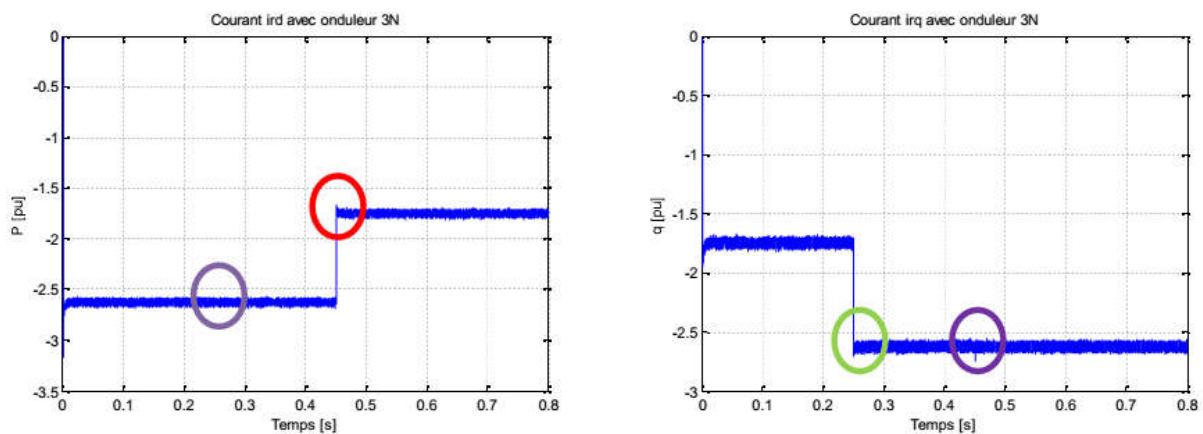


Figure III.17 : les composantes du courant au coté récepteur.

III.7 Amélioration de la stabilité d'un réseau par l'UPFC : [5].

Dans cette partie, on se propose d'étudier le comportement du réseau dans le cas de grandes perturbations et d'évaluer les effets positifs du l'UPFC à trois niveaux. Nous considérons que le réseau est soumis à un court-circuit triphasé et éliminé au bout de 80 ms par ouverture de la ligne.

L'UPFC est connecté avec le réseau proche du défaut. Nous allons également négliger les effets du régulateur de tension et de vitesse pour un court-circuit symétrique près du générateur dans les études suivante, car ils ne peuvent être que favorables au maintien de la stabilité du réseau.

III.7.1 Résultats des simulations et commentaires

Les résultats obtenus avec l'introduction de l'UPFC dans le réseau sont donnés par les figures ci-après. La figure (III.18) montre que le courant du générateur reprend quasiment sa valeur nominale après l'apparition du défaut.

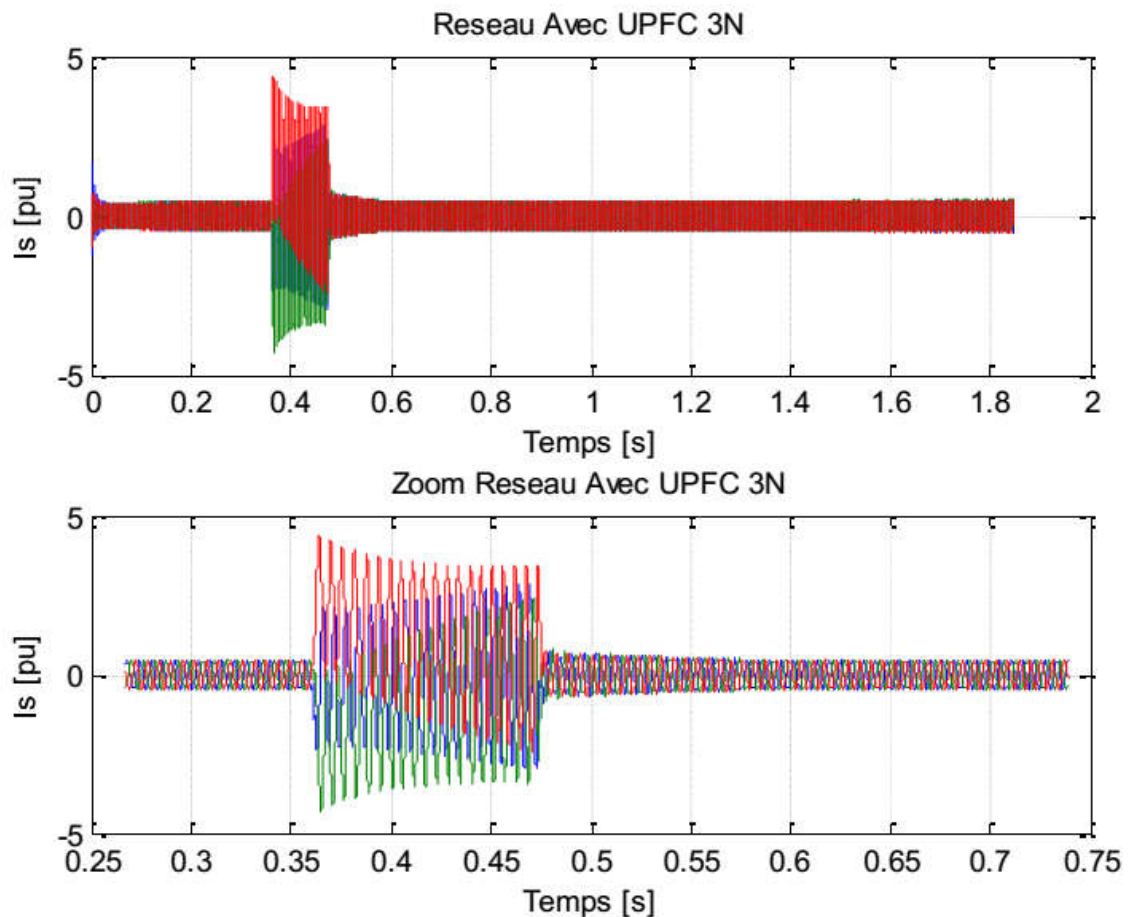


Figure III.18: Courant de sortie du générateur pour un court-circuit triphasé de 300ms avec l'UPFC de trois niveaux.

La figure (III.19) représente la tension aux bornes du générateur, on remarque qu'au début la tension à une valeur de 1.2 p.u, on appliquant un défaut à 0.36 seconde, la tension chute à une valeur de 0.5 p.u (chute moins par rapport au régulateur classique). La fin du défaut s'accompagne d'une remonter de la tension qui dure 0.02 seconde pour revenir à sa valeur initiale avant le défaut. De plus, la monté de cette tension est plus droit se qui dénote un bon temps de réponse.

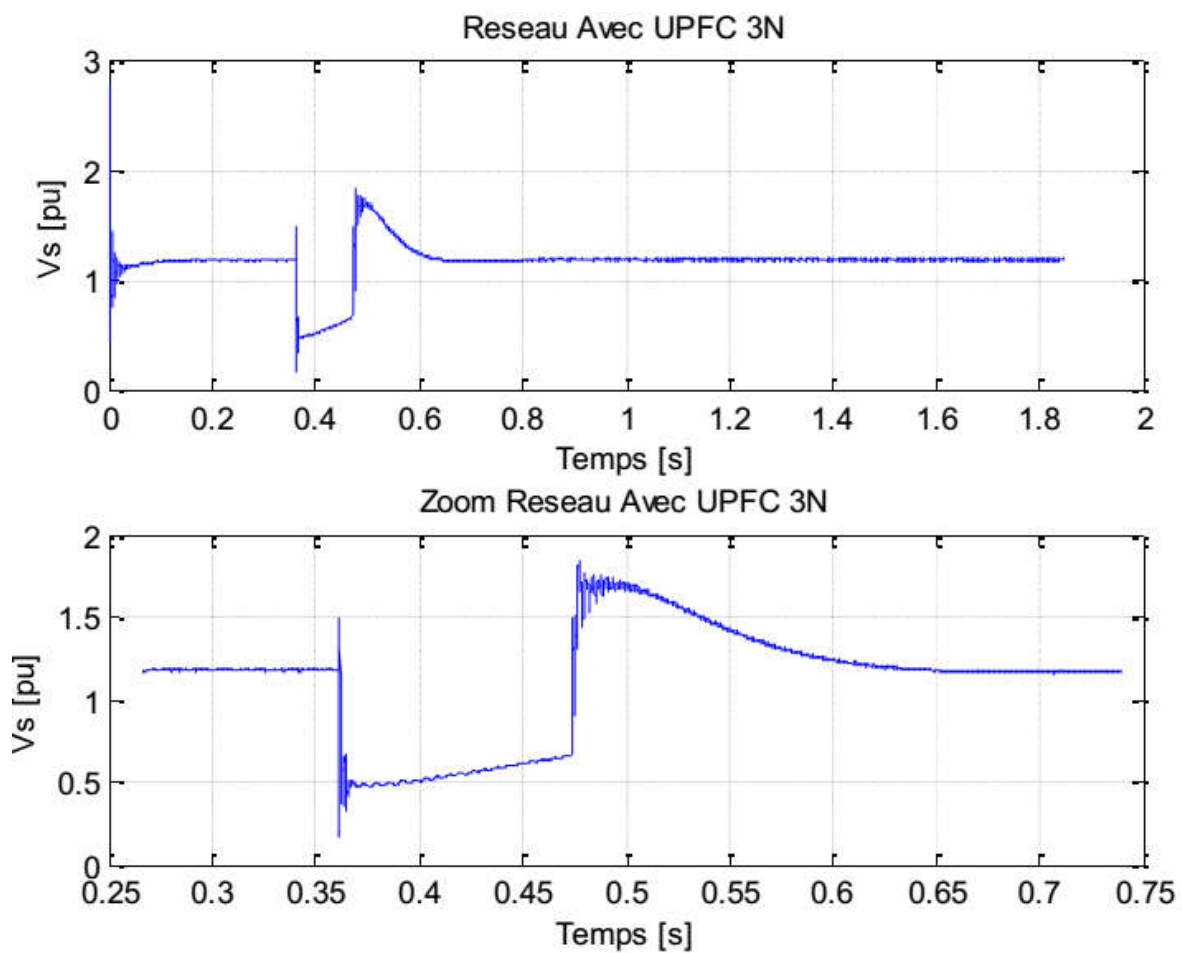


Figure III.19 : Tension de sortie d'alternateur pour un court-circuit triphasé de 300ms avec l'UPFC de trois niveaux.

On constate que la compensation par l'UPFC améliore le profile de la tension avec un temps critique suffisant pour éliminer le défaut.

La figure (III.20) donne la puissance active aux bornes du générateur, cette figure montre que cette puissance reste constante après l'apparition du défaut avec une faible variation.

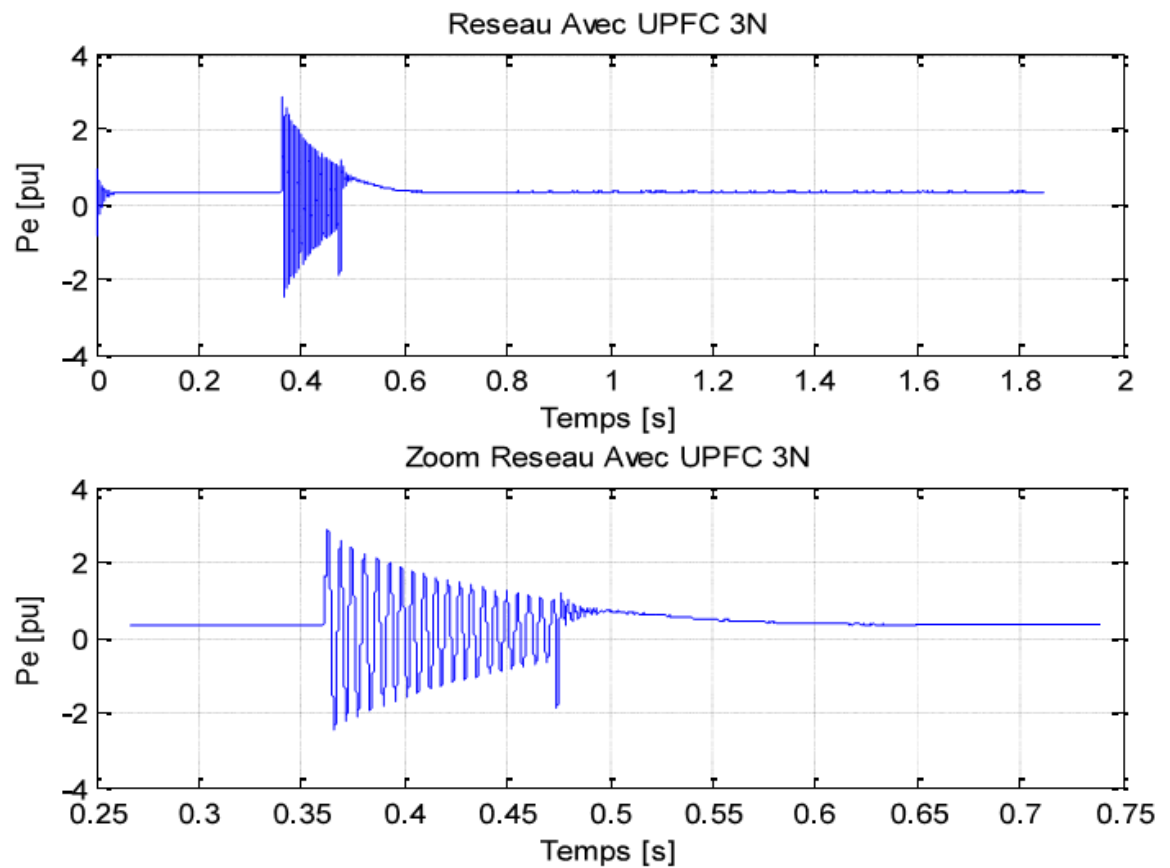


Figure III.21: Puissance active pour un court-circuit triphasé de 300ms avec l'UPFC de trois niveaux.

On peut conclure que les résultats obtenus ont montré d'une façon claire que l'apport de l'UPFC en tant que compensateur d'énergie réactive est bénéfique.

Les résultats montrent l'efficacité du l'UPFC sur la variation de la tension du générateur lorsque l'UPFC est connecté proche de la perturbation, les oscillations observées dans le cas de la régulation classique sont pratiquement éliminées.

III.8 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons étudié l'apport de l'UPFC à trois niveaux à l'amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau mono-machine. On peut conclure que l'UPFC a un effet bénéfique pour l'amélioration de la stabilité lorsqu'il est contrôlé convenablement et est installé dans la zone la plus perturbée du réseau.

A decorative border with intricate floral and scrollwork patterns in silver, gold, and green, framing the central text.

Conclusion générale

Conclusion générale :

Le travail présenté dans ce mémoire est une contribution au problème de contrôle des puissances réactives et des tensions dans un réseau de transport d'énergie électrique.

L'approche proposée s'est concentrée en particulier sur la présentation des appareils exploités sur les réseaux afin d'éliminer du mieux que possible les facteurs responsables des perturbations et ne favorisant pas un bon contrôle des puissances réactives transmises sur le réseau à base des dispositifs d'électronique de puissance.

Dans ce contexte, plusieurs types de dispositifs FACTS ont été présentés tel que le compensateur statique de puissance réactive, le compensateur statique synchrone, le compensateur série à thyristors, les régulateurs de tension, les dispositifs déphaseurs et le contrôleur de transit de puissance unifié, ainsi d'autre dispositifs FACTS.

L'implantation des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques nécessite de nouvelles méthodes d'études et d'analyses des réseaux électriques. Nous avons présenté les résultats d'une analyse de stabilité transitoire accomplie en présence des UPFC. L'utilisation des UPFC nous a permis d'améliorer d'une façon remarquable la marge de la stabilité. L'amélioration apportée par ces dispositifs en termes de temps critique d'élimination du défaut, dépend des lieux d'installations et des paramètres d'entrées des UPFC.

Les dispositifs UPFC permettent de résoudre des problèmes techniques dans des réseaux électriques de transport d'énergie :

- Puissance maximale transmissible.
- Surcharge de certaines lignes dans les réseaux maillés, surtout interconnectés.
- Tenue en tension.
- Stabilité.
- Oscillations de puissance.

A decorative border with intricate floral and scrollwork patterns in silver, gold, and pink colors surrounds the page.

Notation Générales

FACTS : Flexible Alternative Current Transmission System

SVC : Static Var Compensator

STATCOM : Static Compensator

TCSC : Thyristor-Controlled Series Compensation

SSSC : Static Synchronous Series Compensator

V_a , V_i et V_j : Tension au bornes de condensateur

X : Réactances

V' : Tension entre la ligne et le neutre

P_s : Puissance active débité par le convertisseur. P' : Puissance absorbée par le récepteur

MLI : Modulation de Largeur d'Impulsion

g_1, g_2, g_3 Des impulsions appliqué au Gachet de thyristor

V_a : Tension injecté par le convertisseur série

UPFC : Unified Power Flow Controller

HTB : Haut tension B

HTA : Haut tension A

GRTE : Gestion des réseaux Electriques et Gazes

V_1 et V_2 : Tension de point 1 et Tension de point 2

θ_1 et θ_2 : Déphasage entre tension et courant de la même point

V_s : Tension de la source

V_{se} : Tension injecté dans la ligne

V_R : Tension récepteur

I_{ligne} : Le courant de la ligne

ϕ_{se} : L'angle de déphasage entre V_{se} et V_s

δ : L'angle de transmission

P_{eff} : L a puissance

L_p : L'inductance parallèle , R_p : La réactance série

i_s et i_r : Courant de source et Courant récepteur

i_{pa} , i_{pb} et i_{pc} : Le courant parallèle de point a , point b et point c .

V_{sq} : Tension série de la points q

$P.u$: une **unité** réduite ou per unit

PI : Contrôleur proportionnelle intégrale

E^* : f.e.m transitoire de la machine asynchrone

V_s : Tension au borne de la machine

I_s : Courant de la machine

r_s : Résistance statorique de la machine

X_d' : Résistance transitoire de la machine

E_{fd} : La tension d'excitation

$T_{d'c}$: Constant de temps à circuit ouvert en régime transitoire suivant l'axe d.

$T_{q'c}$: Constant de temps à circuit ouvert en régime transitoire suivant l'axe q.

D : Coefficient d'amortissement du générateur.
 P_{ace} : La puissance d'accélération du générateur
 P_{ck} : Puissance active injecté au nœud i .
 Q_{ck} : Puissance réactive injecté au nœud i .
 V_{ck} : Module de la tension au nœud i .
 $i_a ; i_b$ et i_c : Courant de la phase A , Courant de la phase B et Courant de la phase C
 v_{sa} : Tension de la source correspondent à la phase A
 v_{sb} : Tension de la source correspondent à la phase B
 v_{sc} : Tension de la source correspondent à la phase C
 I_{dc} : Courant du couté continu.
 $r_{im} . x_{im}$: Résistance de la ligne. Réactance de la ligne.
 $Y_{im}/2$: Admittance shunte de la ligne.
 L_s : Inductance de fuite par transformateur.
 C : La capacité du condensateur



BIBLIOGRAPHIE

[1] **BOUTABA Samia** « Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC ». Mémoire de magister université de CHLEF soutenu le 09/06/2009

[2] **Mr Ghaleb Abdelatif** « Commande floue d'un UPFC 0 trois niveau pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau multi machines Amélioration ». Mémoire de magister université USTO ORAN Année universitaire 2011/2012.

[3] **RAHMOUN I Naima** « Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique à l'aide d'un UPFC à base d'un onduleur à trois niveau ». Mémoire de magister université de CHLEF

[5] **SEBAA Morsli** « Commande Robuste d'un UPFC dans un réseau d'énergie électrique multi machines ». Mémoire de magister université USTO ORAN Année universitaire 2011/2012.

[6] **Lamia KARTOUBI** « Optimisation de synthèse des FACTS par l'algorithme génétique et les essaims particulaires pour le contrôle des réseaux électriques ». Mémoire de magister en réseau électrique Ecole nationale polytechnique université USTO ORAN Année universitaire 2015/2016.

[7] **Internet**

[8] **BERRAHLE KHOUKHA** « Modalisation et simulation d'un système FACTS :UPFC». Mémoire de magister EN Electronique option mécatronique université de BATNA soutenu le 29/01/2009.

[9] **Technique d'ingénieur**

[10] **M'HAMMEDI Hamid** « Séquane de régulation pour le réglage de la vitesse de la machine Asynchrone par un onduleur à MLI vectorielle ». Mémoire d'ingénieur en Electrotechnique option machines université de SAIDA Année universitaire 2005/2006.

[11] Livre de **Théodore Wildi**, « Electrotechnique » Edition de Boeck université, 3 ème édition 01/07/2007.

[12] **HAMDOU ZAKARIA** « Optimisation des paramètres d'une FACTS shunte pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique». Mémoire de magister en réseau électrique soutenu le 20/06/2012

[13] **M. Mezaache, k. Chikhi et C, Fetha** « Contrôle de transite de puissance par l'utilisation d'un UPFC conecté à une ligne de transmission».The internationale conferance on electronics & oil : Mémoire de magister en réseau électrique soutenu le 20/06/2012