

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Dr. Tahar Moulay de Saïda
Faculté de la Technologie
Département d'Electrotechnique



Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme de

Master (LMD)

Spécialité : RESEAUX ELECTRIQUES

Filière : ELECTROTECHNIQUE

Intitulé :

**Contrôle de transit des flux de puissance par déphaseur
universel de charge connecté
à une ligne de transmission**

Présenté par :
KHALDI Nabila
SOUANE Karima

Devant le jury composé de :

Dr. RAOUTI Driss
Dr. BOUANANE Abdelkrim
Dr. BEKRI Oum el Fadhel Loubaba

Président
Encadreur
Examinatrice

Soutenu le 21/10/2021
Promotion 2020-2021

Remerciements

Notre profonde gratitude, nos louages et nos plus grands remerciements vont en priorité à dieu le tout puissant pour nous avoir donné la force, la santé et la volonté d'accomplir ce modeste travail.

Nous voudrions à cet effet, d'abord exprimer toute notre reconnaissance et nos plus sincère remerciements à notre encadreur Dr. A. BOUANANE. A qui nous a honoré en acceptant de nous encadrer et pour ses précieux conseils et orientations, ainsi que la confiance qui a placé en nous tout au long de la préparation de ce mémoire.

Nos remerciements au département électrotechnique de l'université de Saida et à tous les enseignants durant les années du cursus.

Nos remerciements sont également adressés aux membres de jury qui ont accepté de juger ce travail.

Enfin nous remercions aussi toutes les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin à la rédaction de ce travail, nous vous remercions de votre collaboration.



DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail

*A mes parents pour leurs patiences, leurs
soutiens et leurs encouragements. Que
dieu leurs procure bonne santé et longue vie.*

A mes chères sœurs, mes frères et mes cousines

Sans oublier mon encadreur

Dr. BOUANANE A.

*Et à tous ceux qui ont contribué de près ou
de loin pour ce projet soit possible
je vous dis merci.*

KHALDI Nabila



DÉDICACE

Je dédie ce travail à

Ma chère mère

Mes sœurs

Mes frères

Mes nièces et neveux

Mon encadreur Mr. BOUANANE A.

SOUANE Karimā

Liste des symboles et abréviations

Abréviations

MT	Moyenne tension
THT	Très haute tension
HT	Haute tension
BT	Basse tension
BTA	Basse tension A
BTB	Basse tension B
HTA	Haute tension A
HTB	Haute tension B
FACTS	Flexible Alternative Current Transmission Systems
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Institut des Ingénieurs En Electronique et Electrotechnique)
GTO	Thyristor Commandable à l'Ouverture
IGBT	Transistor Bipolaire à Grille Isolée
SVC	Compensateur Statique de Puissance Réactive (Static Var Compensator)
STATCOM	Compensateur Statique Synchrone (STATIC Var Compensator)
TCSC	Compensateur Série Commandé par Thyristor (Thyristor Controlled Series Capacitors)
SSSC	Compensateur Synchrone Statique Série (Static Synchronous Series Compensator)
UPFC	Unified Power Flow Controller (Contrôleur Universel du Flux de Puissance)
IPFC	Interline Power Flow Controller (Contrôleur du Flux de Puissance d'Interligne)
TCR	Thyristor Controlled Reactor (RCT : Réactances Commandées par Thyristors)
TSR	Thyristor Switched Capacitor (CCT : Condensateurs Commandés par Thyristor)
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
AC	Courant Alternative (Alternative Current)
DC	Courant Continu (Direct Current)
PI	Proportionnel Intégral(régulateur)

Variables

V_{dc}	Tension continue (coté DC)
V_{sa}, V_{sb}, V_{sc}	Tension des phases A, B et C coté source.
V_{ra}, V_{rb}, V_{rc}	Tension des phases A, B et C coté récepteur.
V_{cd}, V_{cq}	Composantes d-q de la tension v_c générée par le compensateur série (coté AC).
V_{pd}, V_{pq}	Composantes d-q de la tension v_p générée par le compensateur shunt (coté AC)
i_{sd}, i_{sq}	Composantes d-q du courant de la ligne de transmission.
i_{pd}, i_{pq}	Composantes d-q du courant du compensateur parallèle.
ω_N	Pulsation Naturelle.
ε	Coefficient d'amortissement.
K_p	Gain proportionnel.
K_i	Gain intégrateur.
i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}	Courants de phase.
V_{sa}, V_{sb}, V_{sc}	Tension de phase.
T_s	Temps de saturation.
K_{pi}	Gain proportionnel initial.
P	Puissance active.
Q	Puissance réactive.
P^*	La puissance de référence active.
Q^*	La puissance de référence réactive.
f	Fréquence du réseau.

Paramètres

L, r	L'inductance et la résistance de la ligne de transmission.
L_p, r_p	L'inductance et la résistance du compensateur parallèle.
C	La capacité du condensateur du circuit commun (DC).

Liste des figures

Chapitre I : État d'art sur les réseaux électriques

Figure I.1 : structure des Réseau électriques.....	7
Figure I.2 : Architectures des réseaux électriques.....	8
Figure I.3 : Schéma simplifié d'un réseau radial.....	9
Figure I.4 : Schéma simplifié d'un réseau bouclé.....	10
Figure I.5 : Schéma simplifié d'un réseau maillé.....	10

Chapitre II : Qualité de tension et différents moyens de compensation

Figure II.1 : Organisation du réglage hiérarchisé de tension.....	15
Figure II.2 : Variation rapide de la tension.....	16
Figure II.3 : Forme d'onde d'un Creux de tension.....	17
Figure II.4 : Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.....	18
Figure II.5 : Cas d'une forte consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.....	18
Figure II.6 : Cas d'une consommation répartie avec plusieurs centrales.....	19
Figure II.7 : Exemple de cas de surtensions transitoires.....	20
Figure II.8 : Déséquilibre de tension.....	20
Figure II.9 : Distorsion provoquée par un seul harmonique ($h=5$).....	21
Figure II.10 : L'intérêt de la compensation.....	22
Figure II.11 : Diagramme vectorielle montre le principe de la compensation.....	23
Figure II.12: Le changement de la puissance dans un linge électrique.....	24
Figure II.13 : Représentation d'un système électrique en π	25
Figure II.14 : Principe de la compensation shunt.....	25
Figure II.15: Principe de la compensation série.....	26
Figure II.16 : Compensation shunt au point milieu.....	28
Figure II.17 : Les différentes valeurs de puissances par le changement de k	29
Figure II.18 : Catégories des Dispositifs FACTS.....	31
Figure II.19 : Représentation du TCR.....	34
Figure II.20: Représentation du SVC.....	34

Figure II.21 : Schéma de base d'un STATCOM.....	35
Figure II.22 : la structure du TCSC.....	36
Figure II.23 : Schéma de base du SSSC.....	37
Figure II.24 : schéma de base d'un UPFC.....	38

Chapitre III : Modélisation du déphaser universel de charge 'UPFC'

Figure III.1 : Schéma de principe de l'UPFC.....	42
Figure III.2 : circuit équivalent de l'UPFC.....	43
Figure III.3 : Modèle mathématique du système de l'UPFC série.....	45
Figure III.4 : Modèle mathématique du système de l'UPFC parallèle.....	47
Figure III.5 : Schéma symbolique d'un onduleur.....	48
Figure III.6 : Onduleur de tension.....	49
Figure III.7 : Onduleur de courant.....	49
Figure III.8 : le principe de commande du bras d'onduleur.....	51
Figure III.9 : Schéma de principe de l'onduleur à MLI.....	53
Figure III.10 : Modèle sous SIMULINK de l'onduleur de tension à deux niveaux.....	55
Figure III.11 : Principe de la commande MLI sinus-triangle.....	56
Figure III.12: Modèle sous SIMULINK de la commande MLI sinus triangle.....	57
Figure III.13 : Principe de la commande MLI sinus-triangle et enveloppes de tension....	58

Chapitre IV : Réglage du système UPFC et Résultats de simulation

Figure IV.1 : Schéma de contrôle de l'UPFC.....	61
Figure IV.2: Schéma de contrôle de la branche série de l'UPFC.....	62
Figure IV.3 : Schéma de contrôle de la branche shunt et la branche continue de l'UPF...	63
Figure IV.4 : Commande PI-Découplé de l'UPFC série.....	64
Figure IV.5 : Commande PI-Découplé de l'UPFC shunt.....	64
Figure. IV.6 : Structure de réglage de type PI.....	66
Figure IV.7 : Régulateur PI implanté dans Simulink	67
Figure IV.8 : Régulation de la tension continue.....	68
Figure IV.9 : Schéma complet de réglage de l'UPFC implanté dans Simulink.....	69
Figure IV.10 : Circuit de commande du système UPFC.....	71
Figure IV.11 : Puissance active et la puissance réactive de référence (P^* et Q^*).....	72

Figure IV.12 : la puissance active et leur référence (P et P^*).....	73
Figure IV.13 : la puissance réactive et leur référence (Q et Q^*).....	73
Figure IV.14 : la puissance active P et réactive Q	73
Figure IV.15 : les allures des Courants I_{ds} et I_{ds}^*	74
Figure IV.16 : les allures des Courants I_{qs} et I_{qs}^*	74
Figure IV.17 : le courant I_{sa}	74
Figure IV.18 : les courants des phases i_{sa} , i_{sb} et i_{sc}	75
Figure IV.19 : Allure de la tension V_{cd}	75
Figure IV.20 : Allure de la tension V_{cq}	75
Figure IV.21 : La tension V_{sa}	76
Figure IV.22 : Les tensions V_{sa} , V_{sb} et V_{sc}	76
Figure IV.23 : Les puissances active (P et P^*) avec une perturbation	77
Figure IV.24 : Les puissances réactive (Q et Q^*) avec une perturbation	77
Figure IV.25 : les puissances actives P^* et P avec test de robustesse	78
Figure IV.26 : les puissances réactives Q^* et Q avec test de robustesse	78
Figure IV.27 : Contrôle de flux de puissance par un système UPFC sur un réseau 500KV/230KV (power_upfc)	79
Figure IV.28 : la puissance active et de la référence de l'UPFC.....	80
Figure IV.29 : la puissance réactive et de la référence de l'UPFC.....	80
Figure IV.30 : La tension injectée du convertisseur connecté en série.....	81
Figure IV.31 : La vitesse de l'angle de tension.....	81

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Bénéfices techniques des dispositifs FACTS	40
---	----

Table des matières

Remerciements	
Dédicaces	
Liste des symboles et abréviation	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction générale.....	1

Chapitre I : État d'art sur les réseaux électriques

I.1 Introduction.....	3
I.2 Définition d'un réseau électrique.....	3
I.3 Rôle des réseaux électrique.....	4
I.4 Description des réseaux électriques.....	4
I.5 Structure réseaux électriques.....	5
I.5.1 Réseaux de transport et d'interconnexion.....	5
I.5.2 Réseaux de répartition.....	6
I.5.3 Réseaux de distribution.....	6
I.5.3.1 Réseaux de distribution à moyenne tension.....	7
I.5.3.2 Réseaux de distribution à basse tension.....	7
I.6 Architecture des réseaux électrique.....	7
I.6.1 Réseaux radial.....	9
I.6.2 Réseaux bouclés.....	9
I.6.3 Réseaux maillés.....	10
I.7 Conclusion.....	10

Chapitre II : Qualité de tension et différents moyens de compensation

II.1 Introduction.....	11
II.2 Qualité de latension.....	11

II.2.1 Amplitude.....	11
II.2.2 Fréquence	12
II.2.3 Forme d'onde	12
II.2.4 Symétrie.....	13
II.3 Réglage de tension.....	13
II.3.1 Réglage primaire de tension.....	13
II.3.2 Le Réglage secondaire de la tension	14
II.3.3 Le réglage tertiaire de tension.....	14
II.4 Dégradation de la qualité de la tension.....	15
II.4.1 Variation ou fluctuation de la fréquence	16
II.4.2 Fluctuation de tension (Fliquer).....	16
II.4.3 Creux de tension.....	16
II.4.4 Interruption courte ou coupure brève.....	17
II.4.5 Bosses de tension.....	18
II.4.6 Chutes de tension.....	18
II.4.7 Tension et/ou courant transitoire.....	19
II.4.8 Déséquilibre de tension	20
II.4.9 Perturbations harmonique et inter harmoniques.....	21
II.5 L'importance de La puissance réactive.....	21
II.5.1 Principe général de la compensation.....	22
II.6 Moyens de compensation réactive.....	24
II.6.1 Compensation shunt.....	24
II.6.2 Principe de la compensation série.....	26
II.6.3 Compensateurs synchrones.....	26
II.6.4 Bancs de condensateurs.....	27
II.6.5 Compensateurs statiques de puissance réactive.....	27
II.6.6 Compensation réactive dans une ligne électrique.....	27
II.6.7 Compensateur shunt au point milieu.....	28
II.7 Généralité sur les dispositifs FACTS.....	29

II.7.1 Définition des FACTS.....	29
II.7.2 Différentes Catégories des FACTS.....	30
II.7.3 Rôle des dispositifs FACTS.....	32
II.7.4 Compensateurs parallèles.....	33
II.7.4.1 TCR (Thyristor Controlled Reactor).....	33
II.7.4.2 SVC Compensateur statique de puissance réactive	34
II.7.4.3 STATCOM Compensateur statique synchrone.....	34
II.7.5 Compensateurs Séries	35
II.7.5.1 TSSC Compensateur série commuté par thyristor.....	36
II.7.5.2 Compensateur série commandé par thyristor (TCSC).....	36
II.7.5.3 SSSC Compensateur série synchrone.....	36
II.7.6 Compensateur série parallèle (hybride).....	37
II.7.6.1 Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC).....	38
II.7.6.2 Transformateur déphaseur commandé par thyristor (TCPST).....	39
II.7.6.3 Régulateur d'angle de phase commandé par thyristor (TCPAR).....	39
II.7.6.4 Régulateur de tension commandé par thyristor (TCVR).....	39
II.8 Aspect économique des dispositifs FACTS.....	39
II.9 Les avantages et les inconvénients et les contraintes de la technologie des dispositifs FACTS	40
II.9.1 Les avantages des dispositifs FACTS	40
II.9.2 Les inconvénients.....	41
II.9.3 Les contraintes des dispositifs FACTS.....	41
II.10 Conclusion.....	41

Chapitre III : Modélisation du déphaseur universel de charge 'UPFC'

III.1 Introduction	42
III.2 Structure du l'UPFC	42
III.3 Principe de fonctionnement du système UPFC.....	42
III.4 Modélisation du système UPFC.....	43

III.4.1 Modélisation de la branche série (UPFC série).....	44
III.4.2. Modélisation de la partie shunt (UPFC shunt).....	46
III.4.3 Modélisation de la branche continue de l'UPFC	47
III.5 Généralité sur les convertisseurs.....	48
III.5.1 Convertisseur Continu-Alternatif (DC- AC).....	48
III.5.2 Classification des onduleurs	49
III.5.3 Commande d'un onduleur.....	50
III.5.4 La commande d'un onduleur triphasé.....	51
III.5.4.1 Commande 180°.....	51
III.5.4.2 Modulation de largeur d'impulsions ou (MLI).....	51
III.6 Domaines d'application des onduleurs	52
III.7 Modélisation du convertisseur statique.....	53
III.7.1 Modèle de l'onduleur	53
III.7.2 La commande MLI sinus triangle	55
III.7.3 Caractéristiques de la MLI sinus triangle	56
III.7.4 Modélisation de la commande MLI sinus triangle	56
III.7.5 Simulation de la commande MLI sinus triangle.....	57
III.8 Conclusion.....	59

Chapitre IV : Réglage du système UPFC et Résultats de simulation

IV. Réglage du système UPFC.....	60
IV.1.1 Configuration du circuit de réglage.....	60
IV.1.2 Description du système de commande de l'UPFC série.....	61
IV.2 Les schémas de contrôle du système UPFC.....	62
IV.2.1 Schéma de contrôle de la branche série.....	62
IV.2.2 Le schéma de contrôle de la branche shunt et la branche continue de l'UPFC.....	62
IV.2.3 Les schémas de contrôle avec régulateur PI-Découplé.....	62
IV.3 Commande par régulateur proportionnel intégral découplé (PI-D).....	65
IV.3.1 Calcul des régulateurs PI.....	66

IV.3.2 Régulation de la tension continue.....	68
IV.4 Paramètres du modèle UPFC.....	72
IV.5 Résultats de simulation de système UPFC avec un régulateur (PI-Découplé).....	72
IV.5.1 Les graphes des puissances active et réactive.....	72
IV.5.2 Les allures des courants et la tension de la branche continue.....	74
IV.5.3 Les allures des tensions de récepteur.....	76
IV.5.4 Test de stabilité.....	77
IV.5.5 Test de robustesse.....	78
IV.6 Résultats de simulation d'un système pratique étudié.....	78
IV.6.1 Exemple montre un déphaseur de charge universel utilisé pour contrôler le flux de puissancesur le réseau 500/230 kV (Hydro-Québec)	78
IV.6.2 Description du système utilisé	79
IV.6.3 Résultats de Simulation du système pratique.....	80
IV.7 Conclusion.....	82
Conclusion générale	83

Introduction générale

Introduction générale

L'industrie de l'énergie électrique a subi un changement considérable durant les dernières années à cause de la croissance de la population pour la quelle la consommation de l'énergie électrique augmente considérablement. Pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter le nombre de centrales électriques, de lignes, de transformateurs..., pour ces raisons il est nécessaire de satisfaire ces nouvelles exigences.

Le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Les réseaux maillés, soumis à des boucles de puissances indésirables entre zones interconnectées, subissent des surcharges de ligne, des problèmes de stabilité et de toutes manières un accroissement des pertes. Les moyens classiques de contrôle des réseaux (Transformateurs réglables en charge, transformateurs déphaseurs, compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteur, modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs) pourraient s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau, compte tenu notamment des nouvelles contraintes. Il faudra vraisemblablement, dans l'avenir, compléter leur action en mettant en œuvre des dispositifs d'électronique de puissance à grande vitesse de réponse, développés et connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternating current Transmission Systems) pour le contrôle des réseaux.

Le développement récent des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (angle de déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui permettra d'augmenter les modules des tensions nodales où diminuer les pertes dans les lignes.

L'UPFC (Unified Power Flow Controller) est un récent dispositif des systèmes FACTS, qui est capable de contrôler les différents paramètres de la ligne de transmission. Il n'accomplit pas uniquement les fonctions du STATCOM, TCSC, mais offre aussi une flexibilité additionnelle en combinant certaines fonctions de ces contrôleurs.

Différents réglages sont à prévoir pour ce compensateur : réglage pour le courant triphasé (onduleurs parallèle et série) et un réglage pour la tension continue. Notre intérêt porte sur le

réglage des courants de chacun des deux onduleurs pour pouvoir gérer le flux des puissances actives et réactive à travers la ligne de transmission d'un réseau d'énergie.

Le réglage par (PI-Découplé) du système UPFC sera traité pour évaluer les performances dynamiques : le comportement du système, la stabilité et la poursuite des valeurs réelles à leurs références.

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres :

- ✚ Le premier chapitre est consacré sur l'état d'art sur les réseaux électriques avec une description de la structure du réseau actuel qui permet de comprendre les mécanismes d'acheminement de l'électricité aux consommateurs.
- ✚ On présente dans le deuxième chapitre, la qualité de la tension et différents moyens de compensation avec le système le plus intéressant des dispositifs FACTS : " l'UPFC ".
- ✚ Dans le cadre du troisième chapitre, On présente la modélisation du déphasage universel de charge 'UPFC' après avoir son fonctionnement, afin d'aboutir à une configuration simple facilitant l'application de différentes techniques de contrôle et de commande.
- ✚ Dans le dernier chapitre un réglage appliqué à l'UPFC avec des régulateurs classiques (PI-Découplé) sera présenté tout en présentant l'intérêt de chaque type de réglage pour la compensation des puissances et le maintien de la tension avec interprétations des résultats obtenus en simulation.

Nous terminons par une conclusion sur l'ensemble de cette étude et nous proposons des de ce travail.

Chapitre I

Chapitre I

Etat d'art sur les réseaux électriques

Etat d'art sur les réseaux électriques

I.1 Introduction

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermiques, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs. Le « système » réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de poste de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique. Ainsi, des contrôles hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence ; ceux-ci couplés aux divers automates, ont la charge de garantir la continuité de service du système. Cependant le réseau peut être soumis à des perturbations se propageant vite et sur une partie étendue, et qui peuvent avoir un impact critique pour tout le système électrique. Ces perturbations peuvent être, entre autres, accentuées par des productions locales ajoutées sur le réseau de distribution.

Le contexte actuel de la libéralisation du marché de l'électricité a provoqué un bouleversement dans la manière de gérer et d'exploiter le réseau électrique. Par ailleurs, l'ouverture du marché aux petits producteurs indépendants, sur le réseau de distribution n'engendre pas de problèmes significatifs tant que le nombre de connexion de ces productions d'énergie dispersées au réseau reste marginal [1]. Cependant, il est fort probable que dans les années à venir ce nombre tende à s'accroître considérablement.

Or le réseau de distribution, conçu pour assurer le transit d'énergie du réseau amont vers les consommateurs et pour fonctionner sur la base de flux de puissance unidirectionnels, n'est pas prévu pour accueillir ces productions d'énergie dispersées à grande échelle. Le nombre de producteurs allant croissant sur ce réseau, les circulations de flux de puissance initiales vont changer et vont être à l'origine de problèmes divers perturbant le bon fonctionnement du réseau d'électricité.

I.2 Définition d'un réseau électrique

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes

électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble. Ce système est constitué par :

- Stations de production (Centrales électriques) ;
- Réseaux de transport et d'interconnexion ;
- Réseaux de répartition ;
- Réseaux de distribution.

I.3 Rôle des réseaux électriques

Le rôle du réseau dans le système électrique pour garantir un approvisionnement sûr et économique de l'énergie est essentiel. Il n'est techniquement pas possible que ce rôle soit assuré par un type unique de réseau qui relierait moyens de production et utilisateurs.

Une bonne solution consiste à établir une hiérarchie de trois catégories de réseaux dont les fonctions sont différentes et qui se distinguent par le niveau de tension de leurs lignes ou le niveau de puissance qui transite [2]. Ses fonctions sont les suivantes :

- ❖ L'acheminement de l'énergie des centrales de production aux abords des grands centres de consommation, c'est le rôle du réseau de transport ;
- ❖ La répartition de cette énergie en différents points de chacun des centres de consommation de manière à mieux assurer la sécurité de l'alimentation de l'ensemble des consommateurs, c'est le rôle des réseaux de répartition ;
- ❖ L'alimentation directe de chacun des consommateurs à partir du réseau de répartition, c'est le rôle des réseaux de distribution [3]. Lorsque l'électricité atteint les quartiers des clients, les transformateurs convertissent l'électricité haute tension en tensions plus basses pour la distribution aux foyers et aux centres d'affaires.

I.4 Description des réseaux électriques [4]

L'architecture d'un réseau de distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. Nous allons identifier les différents postes de livraison HTB et HTA, et la structure des réseaux HTA et BT.

La nouvelle norme Française définit les niveaux de tension alternative comme suit :

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

Les notations de la norme CEI 38 seront parfois utilisées dans ce document avec les définitions suivantes :

HT → pour une tension composée comprise entre 100 V et 1000 V

Les valeurs normalisées sont : 45 kV - 66 kV - 110 kV - 132 kV - 150 kV - 220 kV

MT → pour une tension composée comprise entre 1000 V et 35 kV

Les valeurs normalisées sont : 3,3 kV - 6,6 kV - 11 kV - 22 kV - 33 kV

BT → pour une tension composée comprise entre 100 V et 1000 V

Les valeurs normalisées sont : 400 V - 690 V - 1000 V (à 50 Hz)

I.5 Structure des réseaux électriques

Les réseaux électriques sont partagés en trois types

I.5.1 Réseaux de transport et d'interconnexion [5]

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420kV,
- Neutre directement mis à la terre,
- Réseau maillé

I.5.2 Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63kV selon les régions.

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation.

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60MVA) nécessite un raccordement à cette tension.

- La tension est 90 kV ou 63kV,
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre,
- Limitation courant neutre à 1500A pour le 90kV,
- Limitation courant neutre à 1000A pour le 63kV,
- Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

I.5.3 Réseaux de distribution

Ce sont les réseaux de moyenne tension (MT) qui fournissent aux réseaux d'utilisation les puissances nécessaires demandées. Ils doivent observer des distances limitées de voisinage, c'est pour cela que ces réseaux se réalisent en souterrain dans les villes. Ils permettent le transport de l'électricité à l'échelle locale vers les petites industries, les Petites et Moyens Entreprises et les commerces. Elles font également le lien entre les clients et les postes de transformations des compagnies de distribution du courant.

Les lignes MT ont une tension comprise entre 15kv et 30kv.

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique [6], [7] (figure I.1).

I.5.3.1 Réseaux de distribution à moyenne tension

- HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

I.5.3.2 Réseaux de distribution à basse tension

- BTA (230 / 400 V),
- Neutre directement à la terre,
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

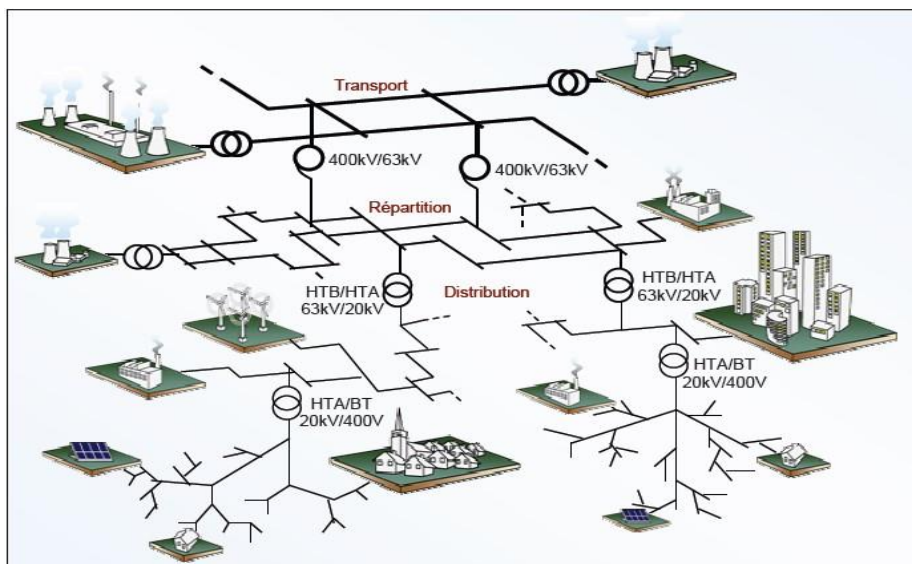


Figure I.1 : Structure des Réseau électriques

I.6 Architecture des réseaux électriques

L'électricité est la forme d'énergie la plus facile à utiliser, mais exige des techniques et des investissements très importants pour la faire aboutir jusqu'à l'utilisateur. Cela exige l'installation de divers réseaux qui doivent assurer la canalisation de cette énergie depuis la centrale jusqu'au plus simple utilisateur.

Les postes constituent les nœuds du réseau ; les lignes en forment les branches ; ces branches constituent soit des artères est des antennes (ou dérivation) ; soit des mailles (ou boucles).

Les réseaux doivent assurer le transit de l'énergie électrique avec une sécurité suffisante, cette sécurité d'alimentation est augmentée soit :

- Par les lignes aux appareillages plus solides.
- Par des circuits plus nombreux.

Alors il y'a donc un compromis à réaliser entre le coût des investissements supplémentaires et la valeur de ce qu'ils permettent de sauver ce qui conduit à des topologies de réseaux différents (figure I.2) radial, bouclé et maillé [8].

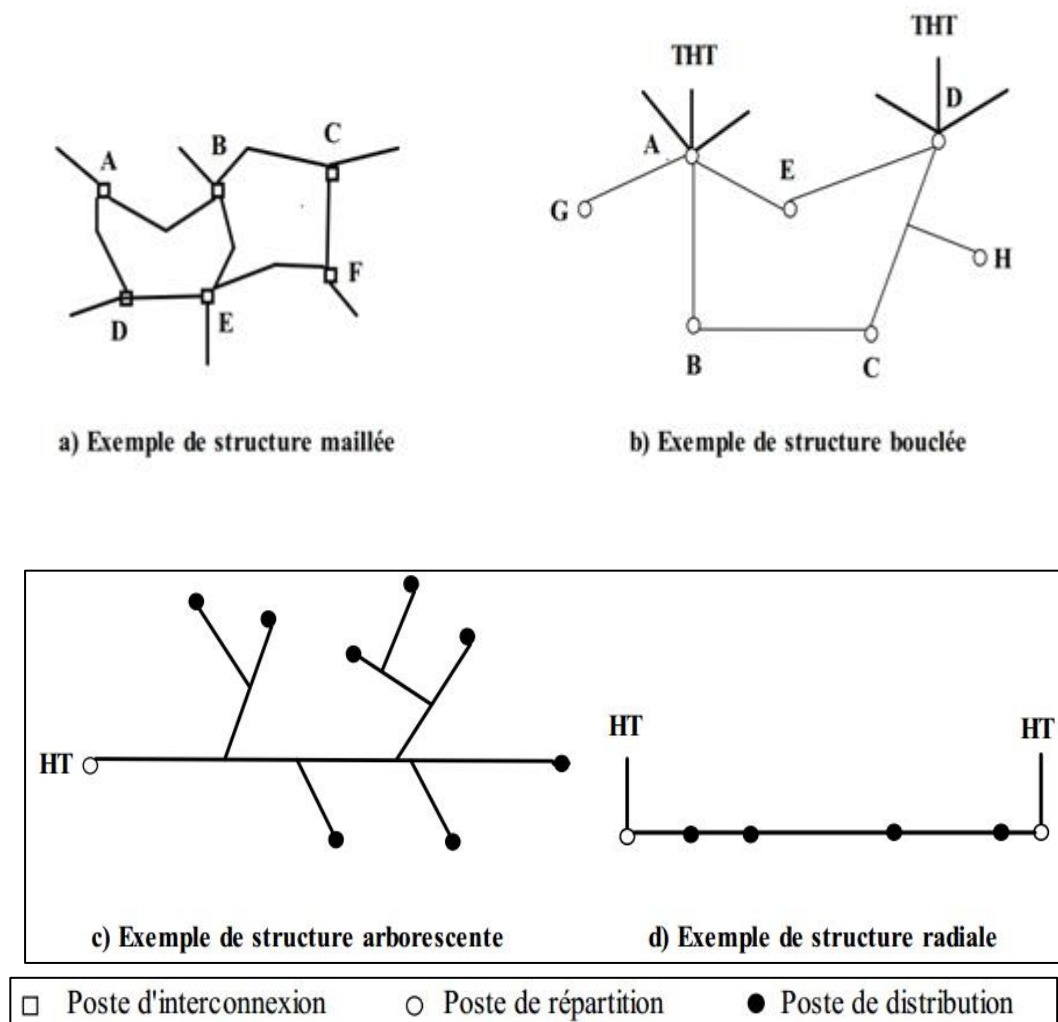


Figure I.2 : Architectures des réseaux électriques

I.6.1 Réseau radial

Un réseau radial issu d'un poste d'alimentation (figure I.3) est constitué de plusieurs artères dont chacune va en se ramifiant, cette structure nous permet d'avoir des points communs, de sorte que le réseau soit boucle-able mais non bouclé.

Car en un point est placé toujours un appareil de coupure, ouvert en régime normal. Cette disposition permet en cas d'incidents sur une artère de reprendre l'alimentation.

Les réseaux radiaux sont des structures simples et peuvent être contrôlés et protégés par un appareillage simple. Ce sont les réseaux les moins onéreux.

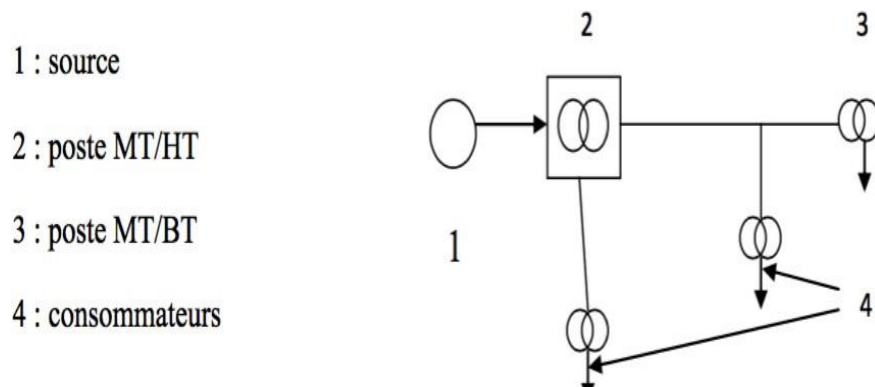


Figure I.3 : Schéma simplifié d'un réseau radial

I.6.2 Réseaux bouclés

Réseaux bouclés sont alimentés à la fois par plusieurs sources ; les postes sont raccordés en coupure d'artère cette disposition permet lors d'une coupure, une continuité de service. L'existence de plusieurs sources en parallèle augmente la sécurité d'alimentation en cas d'avarie de l'une d'elles (transformateurs) ou en cas d'avarie sur une boucle.

Dans ce dernier cas (figure I.4), le tronçon avarié est isolé en deux fractions du réseau. On voit que ce réseau est un peu plus compliqué que le précédent, de plus le contrôle et la protection du réseau nécessitent des dispositifs plus complexes. Cette structure coûte chère car elle nécessite au moins deux cellules de départ en plus.

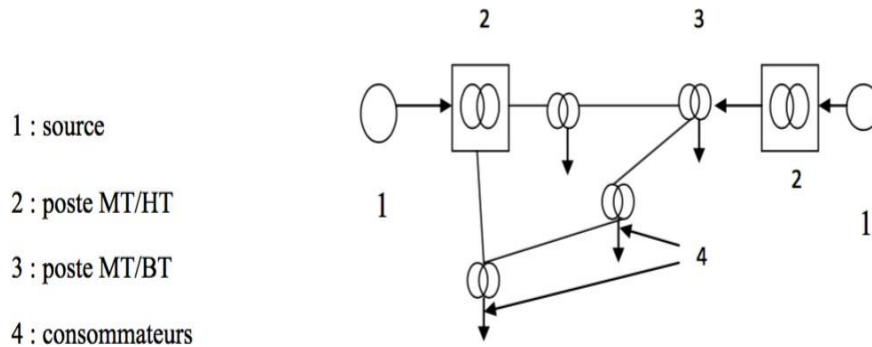


Figure I.4 : Schéma simplifié d'un réseau bouclé

I.6.3 Réseaux maillés

Ce sont des réseaux où toutes les lignes sont bouclées formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet, de plus, le nombre de sources débitant en parallèle peut atteindre plusieurs dizaines. Cette structure (figure I.5) nécessite que tous les tronçons de ligne soient capables de supporter des surcharges permanentes et qu'il soit muni à leurs deux extrémités d'appareils de coupure les isolants en cas d'avarie. On obtient ainsi une meilleure sécurité, mais à un prix plus cher.

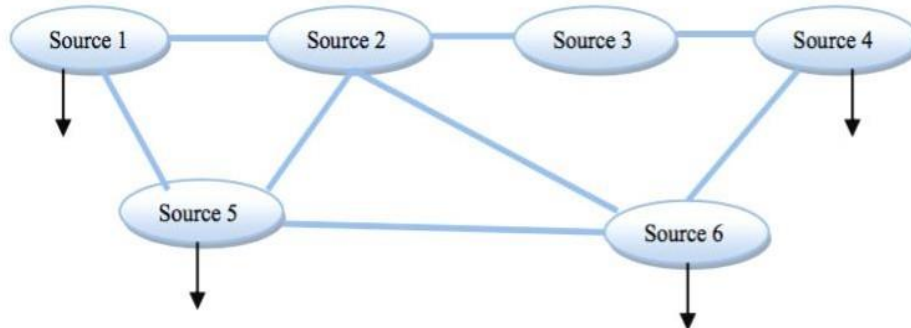


Figure I.5 : Schéma simplifié d'un réseau maillé

I.7 Conclusion

Ce premier chapitre a permis d'avoir une vue générale sur les réseaux électriques. En premier lieu, on a présenté un état d'art sur les réseaux de transport, répartition et distribution d'énergie électrique. Une description de la structure du réseau actuel permet de comprendre les mécanismes d'acheminement de l'électricité aux consommateurs. Le chapitre suivant sera consacré aux différents types de perturbations qui dégradent la qualité d'énergie électrique, et aux différents moyens de compensation d'énergie réactive.

Chapitre II

Chapitre II

Qualité de tension et différents moyens de compensation

Qualité de tension et différents moyens de compensation

II.1 Introduction

Depuis de nombreuses années, le distributeur d'énergie électrique s'efforce de garantir la qualité de la fourniture d'électricité. Les premiers efforts se sont portés sur la continuité de service afin de rendre toujours disponible l'accès à l'énergie chez l'utilisateur. Aujourd'hui, les critères de qualité ont évolué avec le développement des équipements où l'électronique prend une place prépondérante dans les systèmes de commande et de contrôle.

Le développement économique, social et industriel dans la société actuelle a contribué à une augmentation de la consommation de l'énergie électrique, qui a pour conséquence, un accroissement de puissances à générer, à transporter et à distribuer. Par conséquent, les réseaux d'énergie électrique deviennent de plus en plus grands et compliqués, d'où l'intérêt permanent de chercher les moyens adéquats afin de les exploiter efficacement et économiquement.

La notion de qualité signifié les propriétés de la production, on peut dire qu'on a une production de bonne ou de mauvaise qualité, s'il s'agit de l'énergie électrique, on exige une bonne qualité de celle-ci qu'on se basant sur les indices techniques (normes nominales). Alors, la qualité de l'énergie électrique (QEE) est un sujet stratégique pour assurer la compétitivité des entreprises [9]. L'ouverture du marché de l'électricité et la diffusion en masse des équipements à la fois sensibles et générateurs de perturbations doivent être maîtrisées par les services d'exploitation et de maintenance électrique.

La QEE est considérée comme une combinaison de la qualité de la tension et du courant.

II.2 Qualité de la tension

Dans la pratique, l'énergie électrique distribuée se présente sous la forme d'un ensemble de tensions constituant un système alternatif triphasé, qui possède quatre caractéristiques principales : amplitude, fréquence, forme d'onde et symétrie.

II.2.1 Amplitude

L'amplitude de la tension est un facteur crucial pour la qualité de l'électricité. Elle constitue en général le premier engagement contractuel du distributeur d'énergie. Habituellement, l'amplitude de la tension doit être maintenue dans un intervalle de $\pm 10\%$ autour de la valeur nominale.

Dans le cas idéal, les trois tensions ont la même amplitude, qui est une constante. Cependant, plusieurs phénomènes perturbateurs peuvent affecter l'amplitude des tensions. En fonction de la variation de l'amplitude, on distingue deux grandes familles de perturbations :

- Les creux de tension, coupures et surtensions : Ces perturbations se caractérisent par des variations importantes de l'amplitude. Elles ont pour principale origine des courts-circuits, et peuvent avoir des conséquences importantes pour les équipements électriques.
- Les variations de tension : Ces perturbations se caractérisent par des variations de l'amplitude de la tension inférieure à 10% de sa valeur nominale. Elles sont généralement dues à des charges fluctuantes ou des modifications de la configuration du réseau [10].

II.2.2 Fréquence

Dans le cas idéal, les trois tensions des phases sont alternatives et sinusoïdales d'une fréquence constante de 50 ou 60 Hz selon le pays. Des variations de fréquence peuvent être provoquées par des pertes importantes de production, de l'îlotage d'un groupe sur ses auxiliaires ou son passage en réseau séparé, ou d'un défaut dont la chute de tension résultante entraîne une réduction de la charge.

Ces variations sont en général très faibles et doivent être maintenues dans l'intervalle $\pm 1\%$ un dépassement de cet intervalle peut provoquer une des fonctionnements de certains équipement électrique ou électroniques et peut même conduire au décrochage de certains groupes de production et conduire au blackout.

II.2.3 Forme d'onde

La forme d'onde des trois tensions formant un système triphasé doit être la plus proche possible d'une sinusoïde. En cas de perturbations au niveau de la forme d'onde, la tension n'est plus sinusoïdale et peut en général être composée d'une onde harmonique fondamentale à 50Hz associée à des ondes de fréquences supérieures ou inférieures à 50 Hz appelées également harmoniques. Les tensions peuvent également contenir des signaux permanents mais non-périodiques, appelés bruits [11].

II.2.4 Symétrie

La symétrie d'un système triphasé se caractérise par l'égalité des modules des trois tensions et celle de leurs déphasages relatifs. La dissymétrie de tels systèmes est communément appelée déséquilibre. Le déséquilibre conduit au dysfonctionnement de certains équipements et conduit à une élévation du potentiel de neutre.

II.3 Réglage de tension

Le réglage de la tension en régime normal dans les réseaux électriques de transfert et de répartition nécessite une coordination temporelle et spatiale des actions de contrôle pour assurer un contrôle rapide et performant et pour éviter des actions qui pourraient avoir des conséquences graves sur la stabilité et la sûreté du réseau.

Les trois niveaux hiérarchiques du réglage de la tension [12] sont alors de trois types : primaire, secondaire et tertiaire.

II.3.1 Réglage primaire de tension

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

Le réglage primaire de la tension peut être l'un des trois types suivants :

Type 1 : réglage de puissance réactive constante au point livraison.

Type 2 : réglage de tension au point de livraison.

Type 3 : réglage de la tension aux bornes du stator des groupes selon une consigne.

II.3.2 Le Réglage secondaire de la tension

Les réglages primaires sont réalisés de manière locale par chacun des groupes de production concernés. Ils s'agissent rapidement mais doivent être coordonnés pour éviter toute dérive ou encore pour optimiser le fonctionnement de groupes proches et d'éviter que certains fournissent trop de puissance réactive pendant que d'autres n'en fournissent pas ou pire en absorbent. C'est le rôle du réglage secondaire de tension.

Ce réglage de tension est envisagé par région ou zone. Ces zones sont des parties de réseau dont les évolutions du plan de tension sont sensiblement différentes. Sur cette zone est défini un nœud particulièrement représentatif de l'évolution de la tension. Le principe est de réguler la tension en ce point pilote du réseau en agissant sur les productions de puissance réactive des groupes participants au réglage. Les mesures de tension sont fournies au réglage secondaire de tension qui calcule de nouvelles consignes de tension pour les groupes réglant dans le but de fixer la tension au point pilote.

II.3.3 Le réglage tertiaire de tension

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

La figure II.1 donne une synthèse sur les différents réglages de la tension du réglage primaire jusqu'à au réglage tertiaire.

Le réglage tertiaire est effectué selon les critères techno-économiques : dont les principaux sont les suivant :

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

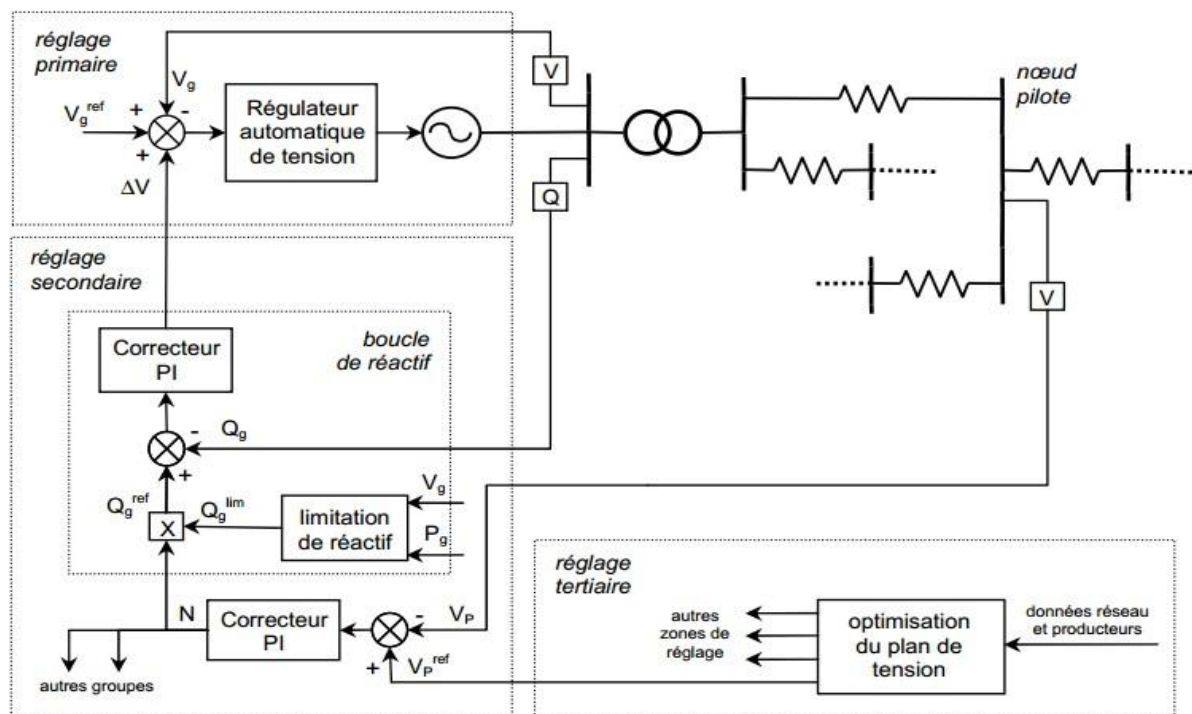


Figure II.1 : Organisation du réglage hiérarchisé de tension

II.4 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.
 - Causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...)
 - Matérielles (vieillessement d'isolants...)
 - Humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...) [13].
- Installations perturbatrices :
 - Fours à arc, soudeuses, variateurs de vitesse
 - 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 ceux-ci sont présents sont brièvement décrits ci-après.

Type de la perturbation effectuant la puissance réactive de tension :

II.4.1 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 $50 \text{ Hz} \pm 1\%$.

II.4.2 Fluctuation de tension (Flicker)

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires (figure II.2), sont provoquées par des variations rapides depuis la puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc...[15].

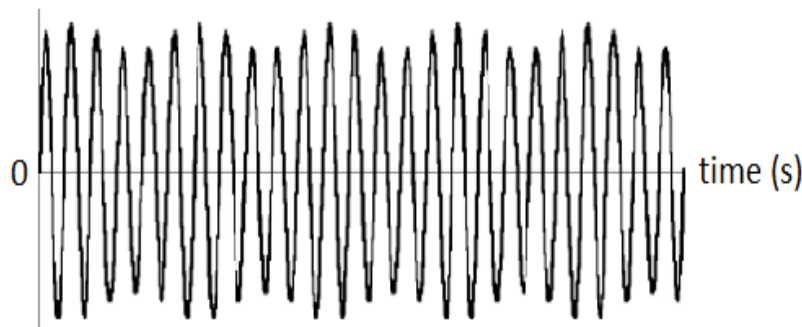


Figure II.2 : Variation rapide de la tension

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 10 %.

II.4.3 Creux de tension

Les creux de tension sont produits en général par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (figure II.3). 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 HT, 0.2 s à quelques secondes en MT) [15].

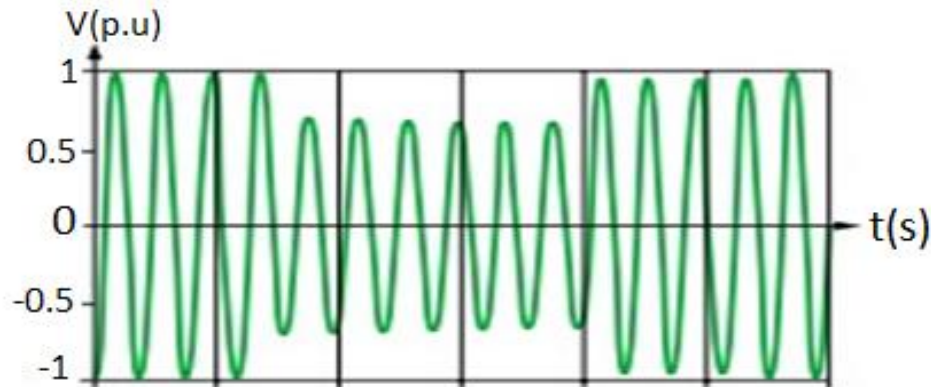


Figure II.3 : Forme d'onde d'un Creux de tension

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

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...).

II.4.4 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 3s.

Elle se produit quand la tension d'alimentation des charges diminue à moins de 0.1 pu. Les défauts de tension et les coupures brèves sont principalement produites 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 [16].

II.4.5 Bosses de tension

La bosse de tension est une augmentation de la tension au-dessus de la tension nominale 1.1 pu 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.4.6 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. Selon les deux figure II.4 et II.5 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.

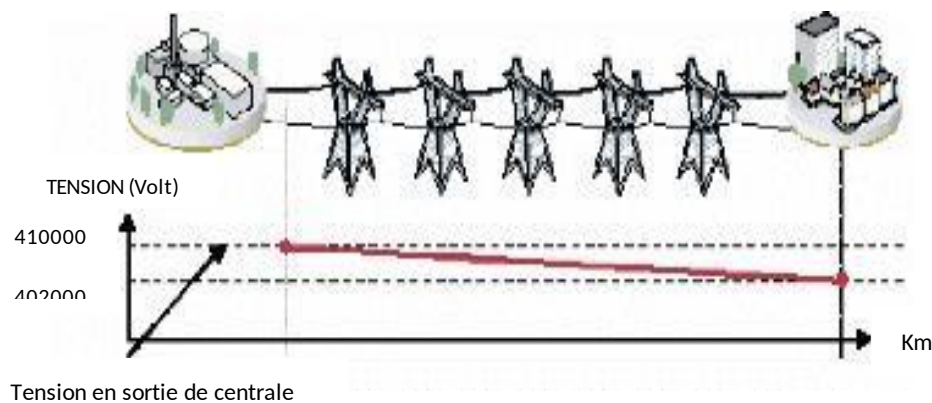


Figure II.4 : Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale

Si la consommation double, la chute de tension double.

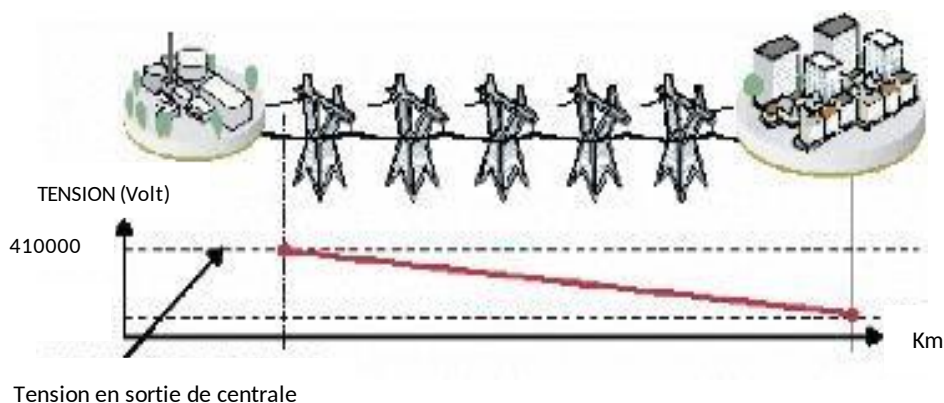


Figure II.5 : Cas d'une forte consommation alimentée par une ligne depuis une centrale

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 II.6). Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée.

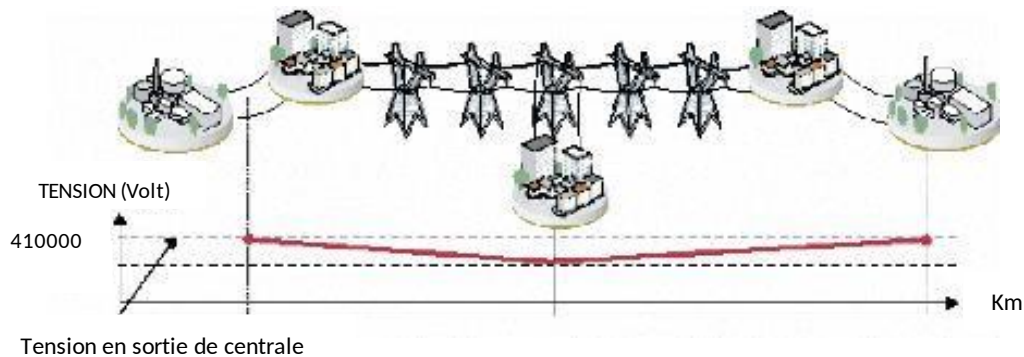


Figure II.6 : Cas d'une consommation répartie avec plusieurs centrales

C'est pourquoi dans les réseaux maillés THT, 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.

Les figures (II.4, 5,6) 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 lors que la consommation diminue.

Le fait que la tension ne soit pas identique en tout point du réseau à tout moment 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 à tout instant.

II.4.7 Tension et/ou courant transitoire

Les surtensions transitoires illustrées sur (figure II.7) sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde.

Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoires [17].

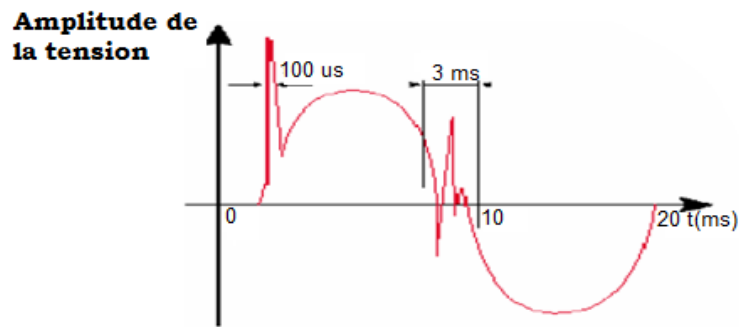


Figure II.7 : Exemple de cas de surtensions transitoires

II.4.8 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 II.8).

Ceci est fréquent pour les récepteurs monophasés basses tensions.

Mais cela peut également être engendré,

- À des niveaux de 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° .

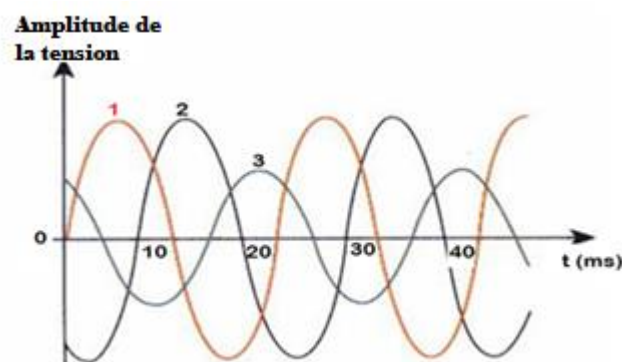


Figure II.8 : Déséquilibre de tension

II.4.9 Perturbations harmonique et inter harmoniques

On entend par harmonique, toute perturbation non transitoire affectant la forme d'onde de tension du réseau électrique. Les harmoniques sont des composantes dont la fréquence est un multiple de la fréquence fondamentale (figure II.9), 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. [18].

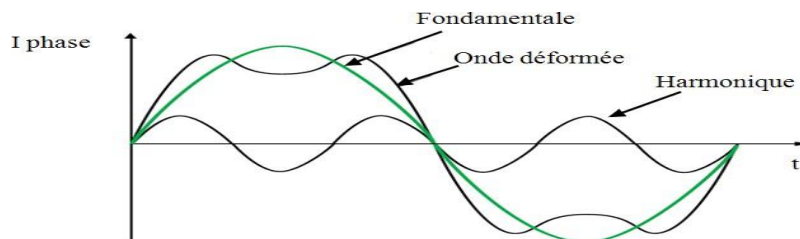


Figure II.9 : Distorsion provoquée par un seul harmonique ($h=5$)

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 de systèmes électroniques.

II.5 L'importance de La puissance réactive

L'énergie électrique est essentiellement distribuée aux utilisateurs sous forme de courant alternatif par des réseaux en haute, moyenne et basse tension. L'énergie consommée est composée d'une partie "active", transformée en chaleur ou mouvement, et d'une partie "réactive" transformée par les actionneurs électriques pour créer leurs propres champs électromagnétiques. L'utilisateur ne bénéficie que de l'apport énergétique de la partie "active" ; la partie "réactive" ne peut pas être éliminée, mais doit être compensée par des dispositifs appropriés. L'énergie totale soutirée au réseau de distribution sera ainsi globalement réduite.

Les économies d'énergie réalisées se chiffrent par dizaines de pour cent de la consommation globale, situant les procédés de compensation d'énergie réactive en première ligne du combat pour la réduction de l'impact des activités humaines sur l'écosystème de notre planète. Le transport de la puissance réactive à longue distance présente une série d'inconvénients tels que les chutes de tension considérables, les pertes de ligne par effet joule et moins de capacité pour transporter la puissance active. A l'exception de ces aspects purement statiques, la puissance réactive peut jouer un grand rôle dans d'autres aspects dynamiques, tels-

que les fluctuations de tension produites par les variations soudaines des charges, le phénomène fliqué, et une meilleure marge pour la stabilité. Actuellement, avec la complexité des réseaux, la participation des générateurs dans la production de l'énergie réactive est devenue insuffisante. Elle est générée en grande partie par les moyens de compensation existants ou en période creuse, par les lignes de transport.

Afin de garantir une bonne qualité d'énergie il est nécessaire de satisfaire l'équilibre offre-demande de l'énergie réactive, de fournir une tension aussi régulière que possible et de respecter un certain nombre de contraintes techniques.

II.5.1 Principe général de la compensation

Pour les raisons évoquées ci-dessus, il est nécessaire de produire l'énergie réactive au plus près possible des charges, pour éviter qu'elle ne soit appelée sur le réseau. C'est ce qu'on appelle "compensation de l'énergie réactive". Pour inciter à cela et éviter de surcalibrer son réseau, le distributeur d'énergie pénalise financièrement les consommateurs d'énergie réactive au-delà d'un certain seuil. On utilise des condensateurs pour fournir l'énergie réactive aux récepteurs inductifs.

Pour réduire la puissance apparente absorbée au réseau de la valeur S_2 à la valeur S_1 , on doit connecter une batterie de condensateurs fournissant l'énergie réactive Q_c (figure II.11). Telle que :

$$Q_c = P.(tg\varphi_2 - tg\varphi_1) \quad (II.1)$$

Le principe de compensation avec des condensateurs peut être représenté par La figure II.10 illustre l'échange local d'énergie réactive entre le récepteur et le condensateur.

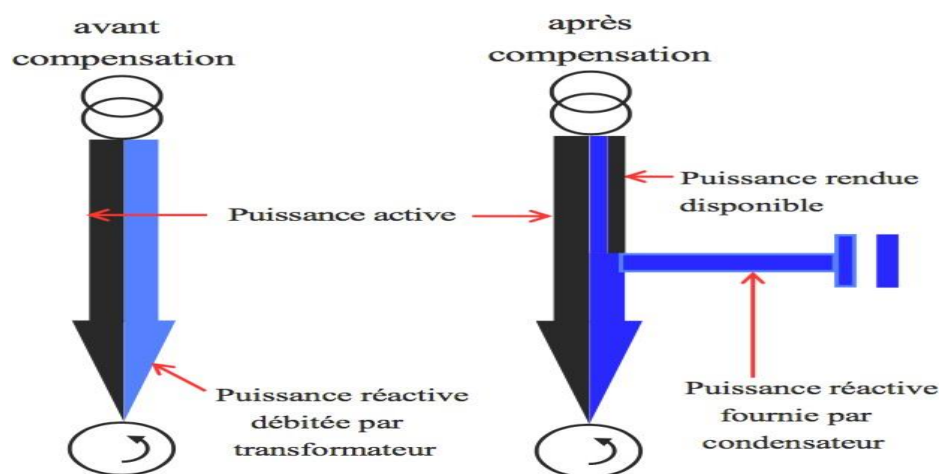


Figure II.10 : L'intérêt de la compensation

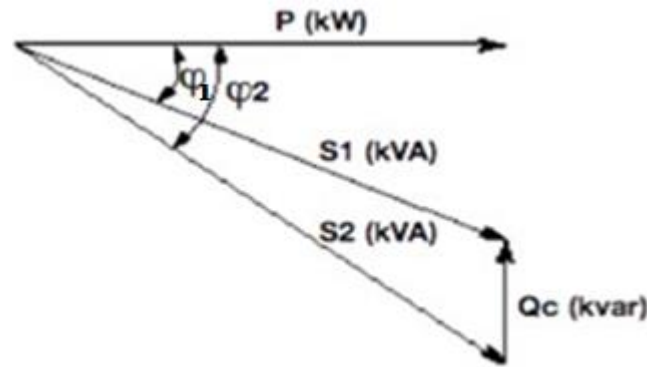


Figure II.11 : Diagramme vectorielle montre le principe de la compensation

L'intérêt économique de la compensation est mesuré en comparant le coût d'installation des batteries de condensateurs aux économies qu'elle procure. Le coût des batteries de condensateurs dépend de plusieurs paramètres dont :

- La puissance installée,
- Le niveau de tension,
- Le fractionnement en gradins,
- Le mode de commande,
- Le niveau de qualité de la protection.

Les réseaux électriques à pour but de véhiculer de la puissance depuis la source jusqu'aux centres de consommation dans un réseau à courant alternatif. La puissance apparente S à deux composantes la puissance active P et la puissance réactive Q :

$$S = P + j Q = (\cos \varphi + j \sin \varphi) \quad (\text{II.2})$$

En général, l'écart de tension entre deux extrémités d'une ligne est lié au transit de la puissance réactive consommée par la charge. Pour obtenir une tension identique (ou proche) aux deux bouts de la ligne, il faut donc pouvoir produire localement de la puissance réactive.

La présence des moyens de production d'énergie réactive (alternateurs, bancs de condensateurs ou compensateurs statiques) à proximité des zones de consommation contribue donc à maintenir la tension constante sur le réseau (figure II.12). Il est à noter que les solutions peuvent reposer sur des moyens de compensation de puissance réactive statiques (bancs de condensateurs, bancs de bobines) ou dynamiques (alternateurs, FACTS).

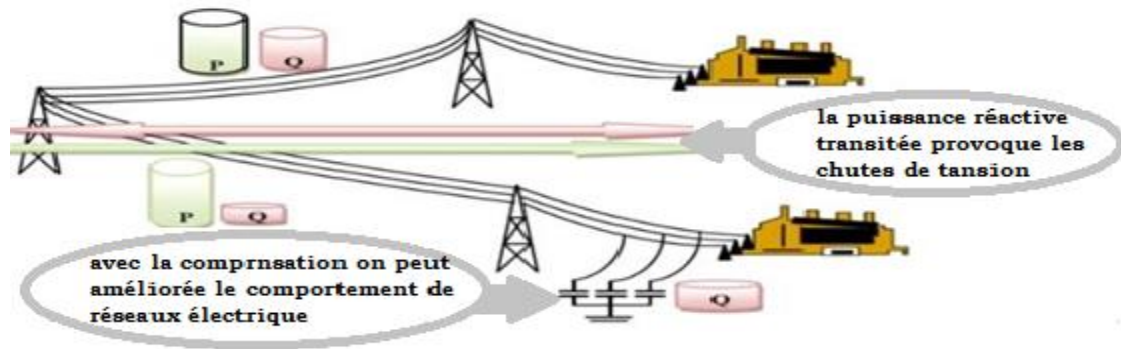


Figure II.12: Le changement de la puissance dans une ligne électrique

II.6 Moyens de compensation réactive

Il existe plusieurs catégories de dispositifs de production de puissance réactive : compensateurs synchrones, les bancs de condensateurs et les compensateurs statiques de puissance réactive.

II.6.1 Compensation shunt

La compensation parallèle (shunt) consiste à enclencher des condensateurs shunt et/ou des inductances shunt connectés entre les phases du réseau et la terre en général par le biais de disjoncteurs à différents endroits sur le réseau pour modifier l'impédance des lignes, dans le but de maintenir des niveaux de tension acceptables suivant l'état de charge du réseau. Ces éléments permettent de compenser les réseaux en puissance réactive et de maintenir la tension dans les limites admissibles.

Cette technique de compensation est dite passive car elle fonctionne en tout ou rien. C'est-à-dire qu'elle est soit en service, par exemple lorsqu'une inductance shunt est enclenchée, soit complètement hors service lorsque l'inductance est retirée. Lorsqu'elle est en service, aucune modification des inductances ou des condensateurs n'est effectuée pour essayer de contrôler la tension ou l'écoulement de puissance. Donc ces équipements permettent aussi d'augmenter la puissance active transmise. La puissance transmise peut être augmentée de 50% pour une compensation au niveau de la charge et de 100% pour une compensation au point milieu.

Une ligne HT peut être modélisée par un schéma en π représenté par (figure II.13).

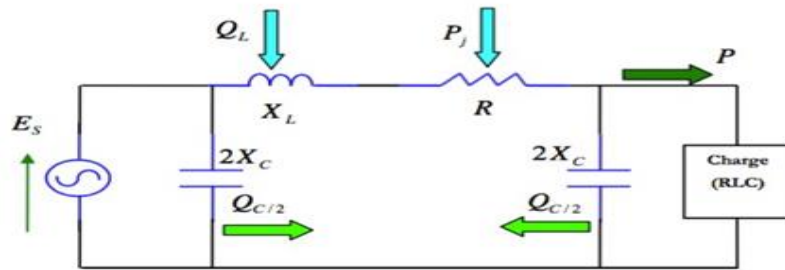


Figure II.13 : Représentation d'un système électrique en π .

Lorsque le réseau n'est pas ou peu chargé, c'est-à-dire que l'impédance de la charge est très élevée, la tension sur la ligne a tendance à monter considérablement (effet Ferrant), cette augmentation de tension est d'autant plus importante que le réseau est exploité à tension élevée et que les lignes sont longues. Pour réduire la tension en bout de ligne, il faut augmenter artificiellement l'impédance caractéristique de la ligne en diminuant sa capacité shunt. Des inductances shunt sont enclenchées à différents postes sur le réseau [19].

Cependant, lorsque le réseau est fortement chargé (figure II.14), dans ce cas l'impédance de la charge est très faible et la tension a tendance à diminuer sur le réseau. Pour compenser cet effet, il s'agit de diminuer artificiellement l'impédance caractéristique de la ligne pour la rendre égale, ou là plus près possible, de l'impédance de la charge. Les réactances shunt deviennent inutiles. Pour maintenir la tension dans les limites contractuelles, le gestionnaire du réseau doit donc augmenter la capacité shunt de la Ligne et connecter des condensateurs shunt dans différents postes du réseau selon la charge.

Les bancs de condensateurs vont compenser la puissance réactive absorbée par la charge et ainsi éviter la transmission de puissance réactive sur de longues distances. Ces bancs de condensateurs doivent être connectés ou déconnectés par des disjoncteurs

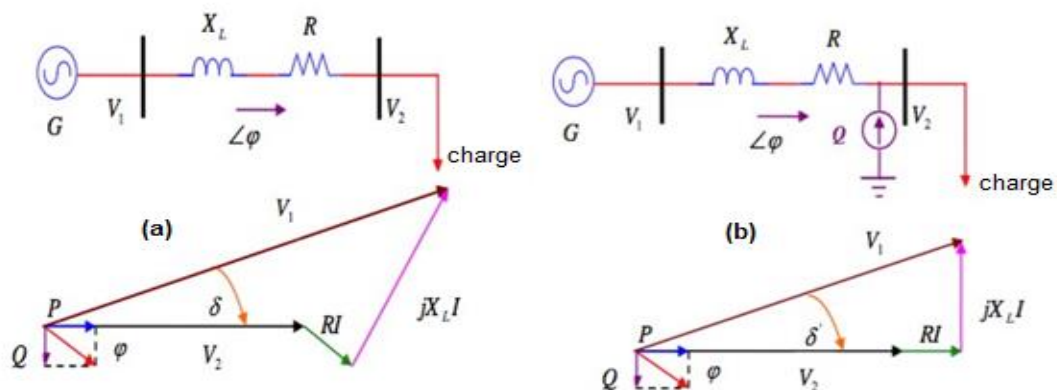


Figure II.14 : Principe de la compensation shunt

II.6.2 Principe de la compensation série

Cette compensation a pour principe d'insérer une réactance et inductive sur la ligne toujours dans le but d'en augmenter la puissance active transmissible. La ligne étant modélisée par une réactance de type inductive, on comprend aisément que l'on diminue cette réactance en ajoutant une réactance de type capacitive. En conservant le même modèle de ligne.

Obtient la compensation série donnée par (figure II.15)

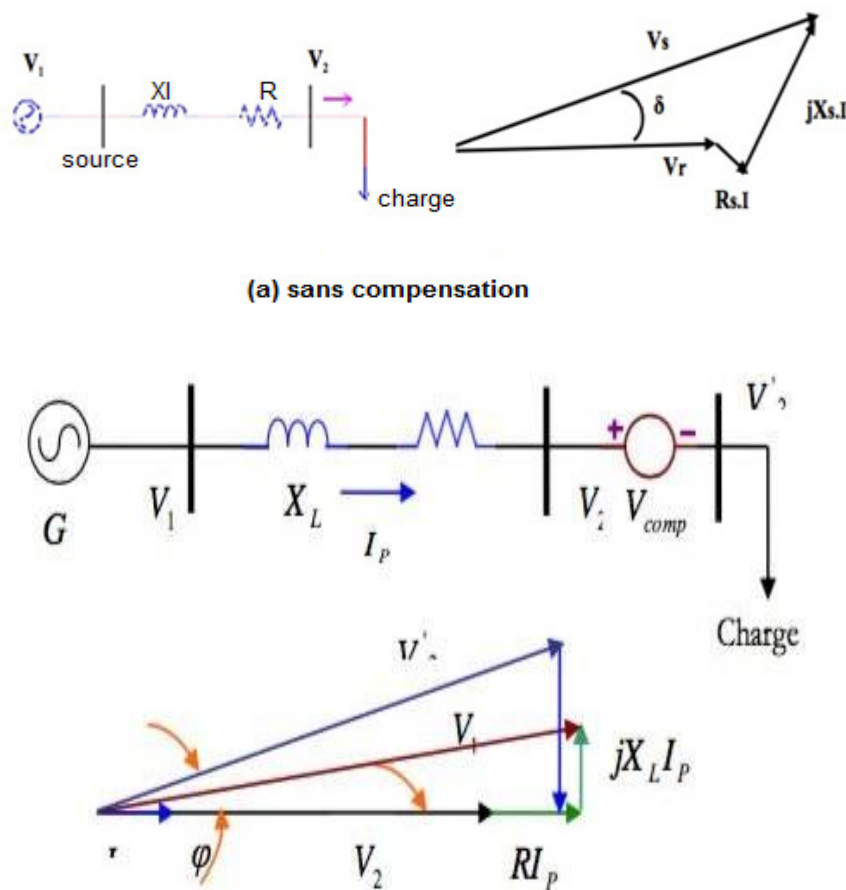


Figure II.15 : Principe de la compensation série

II.6.3 Compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des alternateurs synchrones connectés au réseau, mais ils ne sont pas entraînés par une turbine et ne fournissent donc pas de puissance active. Comme ils fonctionnent en moteur, ils consomment la puissance active correspondant à la compensation de ces pertes mécaniques et électriques. Par le réglage du courant d'excitation des génératrices, on contrôle la tension à leur nœud de connexion.

II.6.4 Bancs de condensateurs

Les bancs de condensateurs sont des dispositifs statiques de compensation de puissance réactive. Leur connexion sur les systèmes énergétiques permet d'injecter de la puissance réactive. Néanmoins leur fonctionnement en tout ou rien ne permet pas un pilotage de la tension, même s'ils peuvent être connectés par gradins. Les connexions ou déconnexions de condensateurs entraînent une diminution de leur durée de vie.

Un inconvénient supplémentaire de ces dispositifs est que la puissance réactive générée diminue avec le carré de la tension ; en effet la puissance réactive générée par un banc de condensateur triphasé de capacité par phase C sous la tension composée U vaut :

$$Q_c = - C \omega U^2 \quad (\text{II.3})$$

Une tension basse diminue l'efficacité du condensateur alors qu'il est nécessaire d'injecter plus de puissance réactive. Un autre paramètre important à prendre en compte pour les bancs de condensateur est le niveau de tension auxquels ils sont connectés.

Le coût de ces appareils dépend en partie de la qualité du diélectrique utilisé. Les condensateurs sont plus économiques pour des niveaux de tension de l'ordre de 20 kV, c'est-à-dire adaptés aux réseaux de distribution [20].

II.6.5 Compensateurs statiques de puissance réactive

Les compensateurs statiques de puissance réactive FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) sont des dispositifs plus récents qui associent des bancs de condensateurs et de bobines à des convertisseurs d'électronique de puissance permettant de régler la puissance réactive délivrée et ainsi la tension du nœud de connexion.

Ces appareils ont un temps de réponse très court, de l'ordre de quelques dizaines de millisecondes.

II.6.6 Compensation réactive dans une ligne électrique

La compensation réactive représente l'application de tous les dispositifs de puissance réactive dans un réseau électrique pour :

- ✚ Maintenir le profil du plan de la tension pour les différents niveaux des puissances transportées.

- ✚ Pour améliorer la stabilité du système par augmentation de la puissance maximale Transmissible. Et/ou pour couvrir le besoin en puissance réactive sur la majorité des plans économiques.

Idéalement la compensation réactive doit modifier l'impédance de charge en agissant sur la capacité et/ou l'inductance de la ligne pour obtenir une impédance de charge virtuelle s'adaptant aux valeurs de la puissance actuelle transportée par la ligne.

II.6.7 Compensateur shunt au point milieu

Considérant un réseau électrique simple avec un compensateur shunt idéal connecté au point milieu de la ligne de transport donné sur (figure II.16).

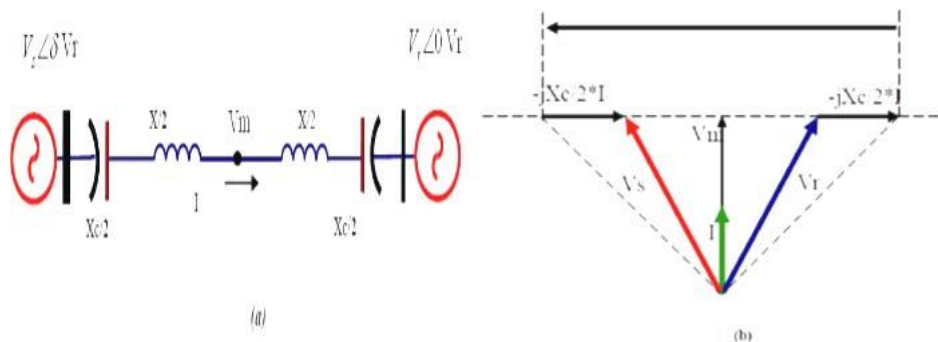


Figure II.16 : Compensation shunt au point milieu

La relation entre les différentes tensions et courants, dans l'ensemble ligne électrique et compensateur série, est expliquée par le diagramme de la figure (b).

Systématiquement, en insérant ces condensateurs, la réactance effective de la ligne X_{eff} doit être diminuée et avoir la nouvelle valeur :

$$X_{eff} = X - X_c = X(1 - k) \quad (II.4)$$

Avec :

$$K = \frac{X}{X_c} \quad (II.5)$$

Est défini comme le coefficient de Compensation série.

La puissance transportée par une telle ligne est donnée par l'équation ci-dessus et varie selon la valeur du degré de compensation K comme le montre la figure (II. 17).

$$P = \frac{V_s \cdot V_r \sin \varphi}{X(1-k)} \quad (\text{II.6})$$

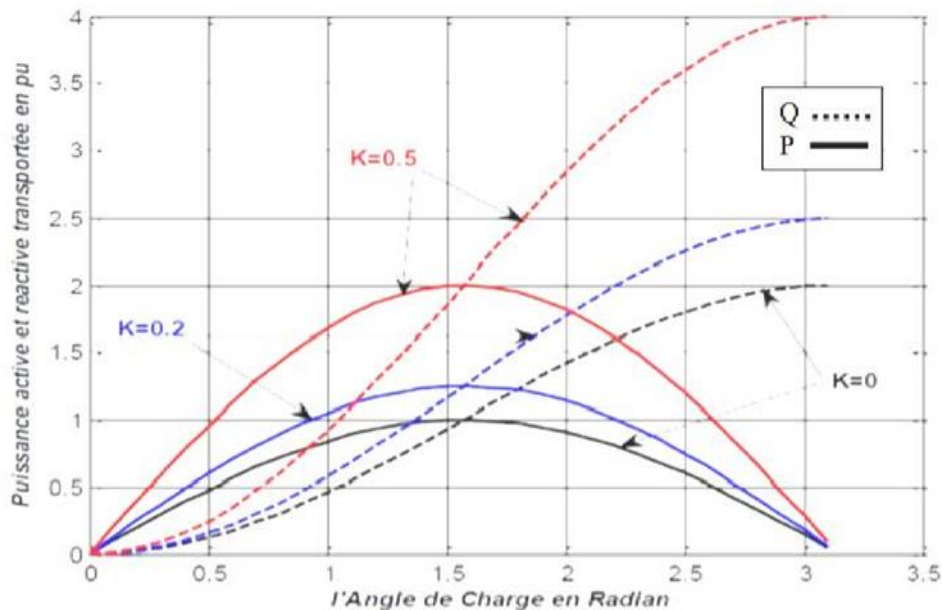


Figure II.17: Les différentes valeurs de puissances par le changement de k .

Il est facile d'observer à partir des courbes que la compensation shunt peut augmenter significativement la capacité de transport de la puissance à travers une ligne électrique [21].

II.7 Généralité sur les dispositifs FACTS

II.7.1 Définition des FACTS

“FACTS” est un terme générique qui caractérise l'ensemble des équipements mettant en jeu de l'électronique de puissance (diodes, thyristors, GTO, IGBT.). Ces éléments jouent le rôle d'interrupteurs très rapides ; ce qui confère aux dispositifs FACTS une vitesse et une fiabilité bien supérieures à celles des systèmes électromécaniques classiques.

Ces équipements contrôlent dynamiquement ensemble ou séparément les différents paramètres du réseau : tension, impédance et la phase du réseau.

Ils sont utilisés pour améliorer, d'une façon générale les performances d'un réseau (stabilité, capacité de transport...) Les FACTS (abréviation anglaise de Flexible AC Transmission Systèmes).

Sont définis comme suit :

Ceux sont des systèmes à courant alternatif incorporant des éléments d'électronique de puissance et d'autres contrôleurs statiques pour l'amélioration de la contrôlabilité et la capacité du transit de la puissance. Ils peuvent contribuer à faire face aux problèmes rencontrés dans l'exploitation des réseaux électriques. Il est possible d'augmenter la puissance active transitée entre deux réseaux soit en maintenant la tension des systèmes, soit en augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes, en réduisant artificiellement l'impédance de la liaison.

En jouant sur un ou plusieurs de ces paramètres, les FACTS permettant 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 [21].

II.7.2 Différentes Catégories des FACTS [22]

Le tableau de la figure II.18 représente les grandes catégories des dispositifs de contrôle des réseaux électriques ; la colonne sur la gauche contient les systèmes conventionnels constitués de composant de base R L C et transformateurs de valeurs fixes (compensation fixe) ou variable commandés par des interrupteurs mécaniques.

Les dispositifs FACTS contiennent également les mêmes composants mais rapidement commander avec des interrupteurs statiques et convertisseurs de l'électronique de puissance.

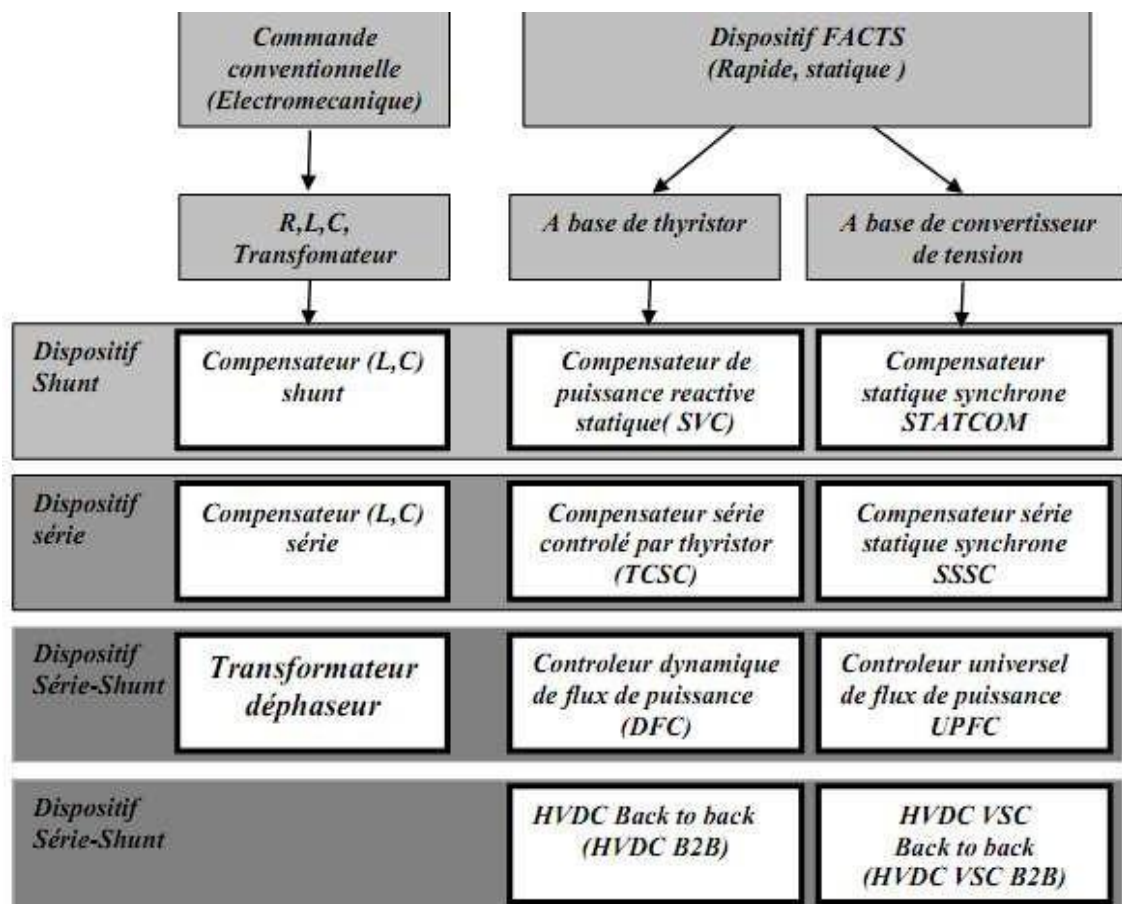


Figure. II.18 : Catégories des Dispositifs FACTS

Chaque élément de ces colonnes peut être structuré selon sa connexion au réseau, en général les FACTS sont divisés en trois grandes catégories principales [23] :

- **Les compensateurs parallèles** appelés aussi compensateurs de puissance réactive. Contrôlent le flux de puissance réactive dans la ligne. Ils permettent de maintenir la tension du réseau au point de connexion dans une plage bien déterminée pour le bon fonctionnement du réseau.
- **Les compensateurs séries** ou compensateurs d'impédance agissent par l'ajustement de l'impédance de la ligne. Ce type de compensateurs est capable de contrôler le transit de puissance active dans la ligne.
- **Les compensateurs hybrides** associent compensateurs séries et parallèles, qui sont commandés d'une manière coordonnée afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils permettent un contrôle multi variables, ils servent à contrôler le flux de puissance active et réactive, la tension et l'angle de transport de l'énergie.

Ces compensateurs modifient les flux de puissances active et réactive en agissant sur tous les paramètres : tension, angle et impédance.

II.7.3 Rôle des dispositifs FACTS [24]

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

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

Les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

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

De par leur vitesse de commande élevée, les FACTS possèdent de nombreuses qualités en régime dynamique ils permettent en particulier :

- D'accroître la réserve de stabilité transitoire ;
- D'amortir les oscillations de puissance ;
- De supporter de manière dynamique la tension.

II.7.4 Compensateurs parallèles

Selon la demande des consommateurs, les lignes électriques doivent transporter des puissances actives et aussi des puissances réactives.

Afin d'éviter des pertes supplémentaires à cause de la transmission du courant réactif et pour augmenter la stabilité des réseaux interconnectés il est nécessaire de compenser la puissance réactive au niveau des sous stations d'interconnexion. L'apparition d'équipements utilisant l'électronique de puissance revient vers la fin des années soixante. L'avantage de ces dispositifs permet d'éliminer les parties mécaniques de rendement mauvais et de réaction assez lente, et d'avoir un temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur, le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie électrique réactive absorbée par l'inductance du dispositif.

En effet tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau à travers les points de raccordement. La connexion d'une impédance variable en parallèle sur le réseau électrique résulte en une consommation ou une injection d'un courant variable, cette injection de courant modifie les puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne [25].

Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

II.7.4.1 TCR (Thyristor Controlled Reactor)

Un circuit TCR est composé d'une impédance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme la montre (figure II.19), la valeur de l'impédance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors. Un thyristor se met à conduire quand un signal de gâchette lui est envoyé, et la tension à ses bornes est positive, il s'arrête de conduire lorsque le courant qui le traverse s'annule.

Un dispositif TCR seul n'est pas suffisant pour pouvoir compenser la puissance réactive dans un réseau, car il ne dispose pas de source de puissance réactive. Généralement on dispose avec un TCR des bancs de condensateurs comme source de puissance réactive, et le TCR contrôle cette source de puissance.

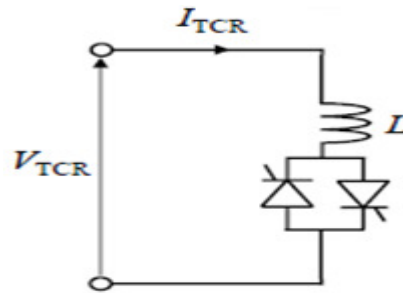


Figure II.19 : Représentation du TCR

II.7.4.2 SVC Compensateur statique de puissance réactive

Le SVC (Statique Var Compensateur) est défini comme un générateur (ou absorbeur) statique d'énergie réactive (figure II.20), shunt selon IEEE, dont la sortie est ajustée en courant capacitif ou inductif afin de contrôler des paramètres spécifiques du réseau électrique, typiquement la tension des nœuds. Le compensateur statique de puissance réactive SVC est le premier dispositif FACTS qui apparaît dans les années 1970 pour répondre à des besoins de stabilisation de tension rendue fortement variable du fait de charges industrielles très fluctuantes telles les laminoirs et les fours à arc. Les SVC sont des FACTS de première génération. Ils utilisent des thyristors classiques, commandables uniquement à l'amorçage.

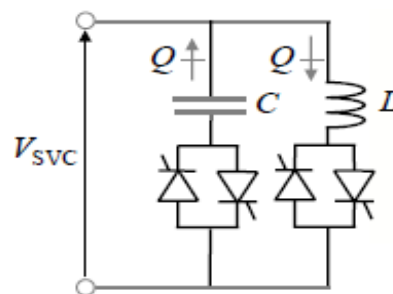


Figure II.20: Représentation du SVC

II.7.4.3 STATCOM Compensateur statique synchrone

IEEE définit le STATCOM (Statique Synchrones Compensateur) comme un générateur synchrone fonctionnant comme un compensateur parallèle de l'énergie réactive dont le courant capacitif ou inductif généré peut être contrôlé séparément de la tension du réseau.

Le compensateur statique synchrone STATCOM, autrefois appelé compensateur statique de puissance réactive avancé fait partie de la deuxième génération des FACTS (figure II.21). Il correspond à l'équivalent statique exact de la machine synchrone classique fonctionnant en compensateur, mais sans inertie. Il est principalement utilisé pour la compensation dynamique des réseaux, afin de faciliter la tenue de tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance.

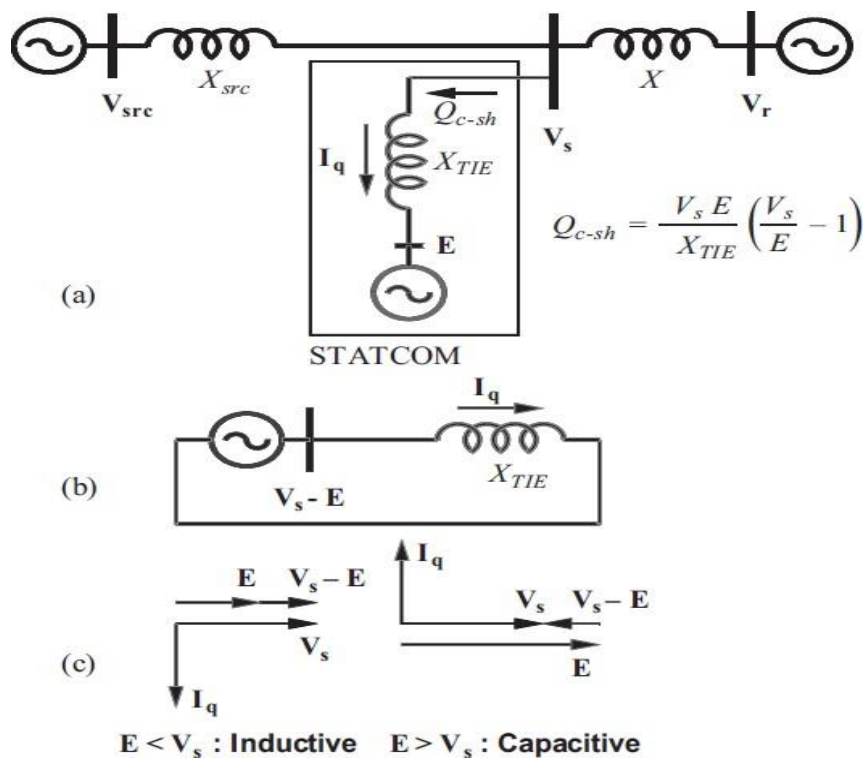


Figure II.21 : Schéma de base d'un STATCOM

II.7.5 Compensateurs Séries

La réactance des lignes est une des limitations principales de la transmission de courant alternatif dans les longues lignes. Pour remédier à ce problème, la compensation série capacitive a été introduite afin de réduire la partie réactive de l'impédance de la ligne. Les dispositifs FACTS de compensation série sont des évolutions des condensateurs série fixes. Ils agissent généralement en insérant une tension capacitive sur la ligne de transport qui permet de compenser la chute de tension inductive.

II.7.5.1 TSSC Compensateur série commuté par thyristor

IEEE définit le TSSC (Thyristor Switcher Séries Capacité) comme un compensateur capacitif qui se compose de plusieurs condensateurs en série. Chaque condensateur commandé par un commutateur de thyristor qui assure une compensation par palier.

Le Compensateur série commuté par thyristor TSSC (Thyristor Switcher Séries Capacité), est le premier qui apparaît dans la famille des compensateurs série. Il est constitué de plusieurs capacités montées en série, chacun étant shunté par une valve à thyristors montée en dérivation.

II.7.5.2 Compensateur série commandé par thyristor (TCSC)

IEEE définit le TCSC comme étant un compensateur à réactance capacitif qui consiste en une série de condensateurs en parallèle avec des inductances commandées par thyristor afin de pouvoir assurer une variation homogène de la réactance capacitive. Le TCSC permet une compensation qui varie entre 20% inductive et 80% capacitive (figure II.22).

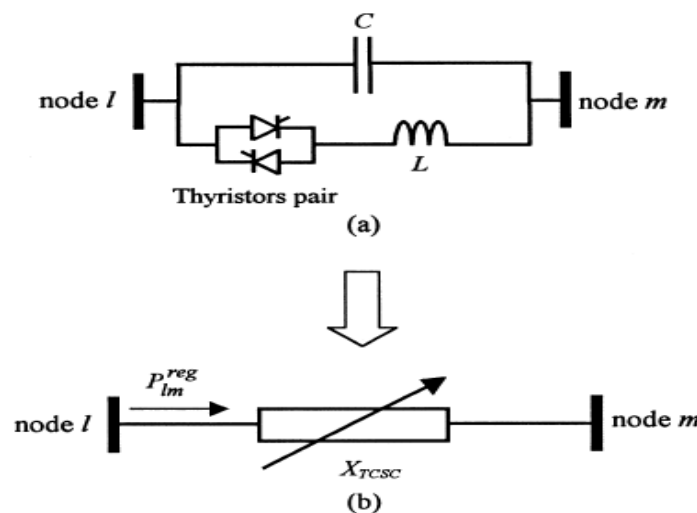


Figure II.22 : la Structure du TCSC

II.7.5.3 SSSC Compensateur série synchrone

IEEE définit le SSSC (Statique Synchrones Séries Compensateur) comme étant un générateur synchrone statique fonctionnant sans source d'énergie électrique extérieure comme les compensateurs série, dont la tension de sortie est contrôlable indépendamment du courant de ligne afin d'augmenter ou de diminuer la chute de tension globale, et ainsi de contrôler la puissance électrique transmise.

Le compensateur série synchrone SSSC est un dispositif FACTS de deuxième génération. Il est formé d'un convertisseur de tension inséré en série dans la ligne par l'intermédiaire d'un transformateur.

Le SSSC agit sur le courant de la ligne en insérant une tension en quadrature avec ce dernier, la tension pouvant être capacitive ou inductive (figure II.23). Un SSSC est capable d'augmenter ou de diminuer le flux de puissance dans une ligne. Le comportement d'un SSSC peut être assimilé à celui d'un condensateur ou d'une inductance série réglable. La différence principale réside dans le fait que la tension injectée n'est pas en relation avec le courant de ligne. De ce fait, le SSSC présente l'avantage de pouvoir maintenir la valeur de tension insérée constante, indépendamment du courant. Il est donc efficace tant pour des petites charges (faibles courants) que pour des grandes charges. Un autre avantage du SSSC réside dans le fait que ce type de compensateur n'insère pas de condensateur en série avec la ligne de transport. De ce fait, il ne peut pas provoquer de résonance hypo-synchrone. De plus sa taille est réduite en comparaison au celle du TCSC.

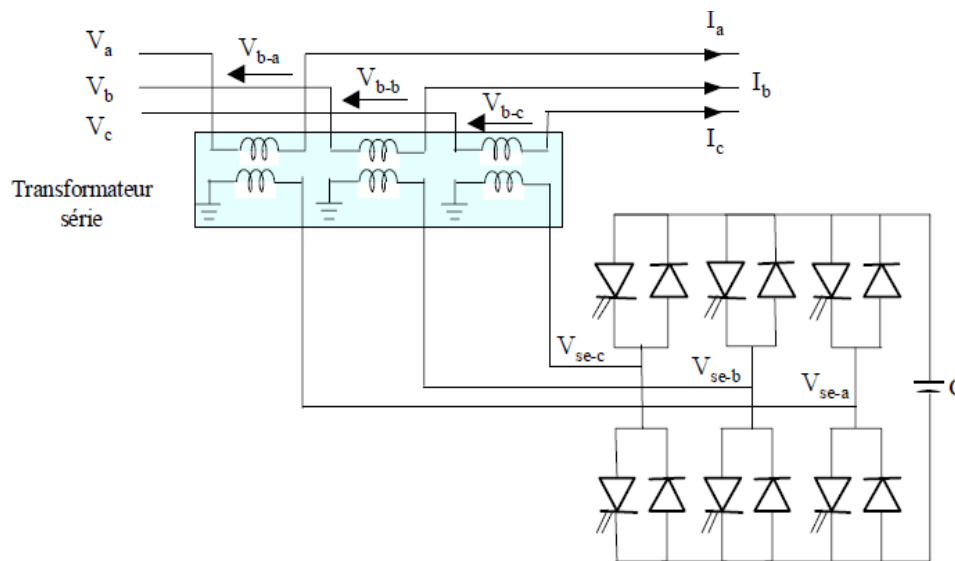


Figure II.23 : Schéma de base du SSSC

II.7.6 Compensateur série parallèle (hybride)

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

II.7.6.1 Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC) [25]

IEEE définit l'UPFC comme étant une combinaison entre un STATCOM et un SSSC couplés via une liaison à courant continu, pour permettre un écoulement bidirectionnel de la puissance active entre la sortie du SSSC et celle du STATCOM.

L'UPFC permet le contrôle de la tension, de l'impédance, et de l'angle ou d'écoulement de la puissance active et réactive de la ligne (figure II.24).

L'UPFC est capable de remplir toutes les fonctions des autres dispositifs FACTS.

Il peut être utilisé particulièrement pour :

- Réglage de la tension ;
- Contrôle de flux de puissance active et réactive ;
- Amélioration de la stabilité ;
- Limitation des courants de court-circuit ;
- Amortissement des oscillations de puissance.

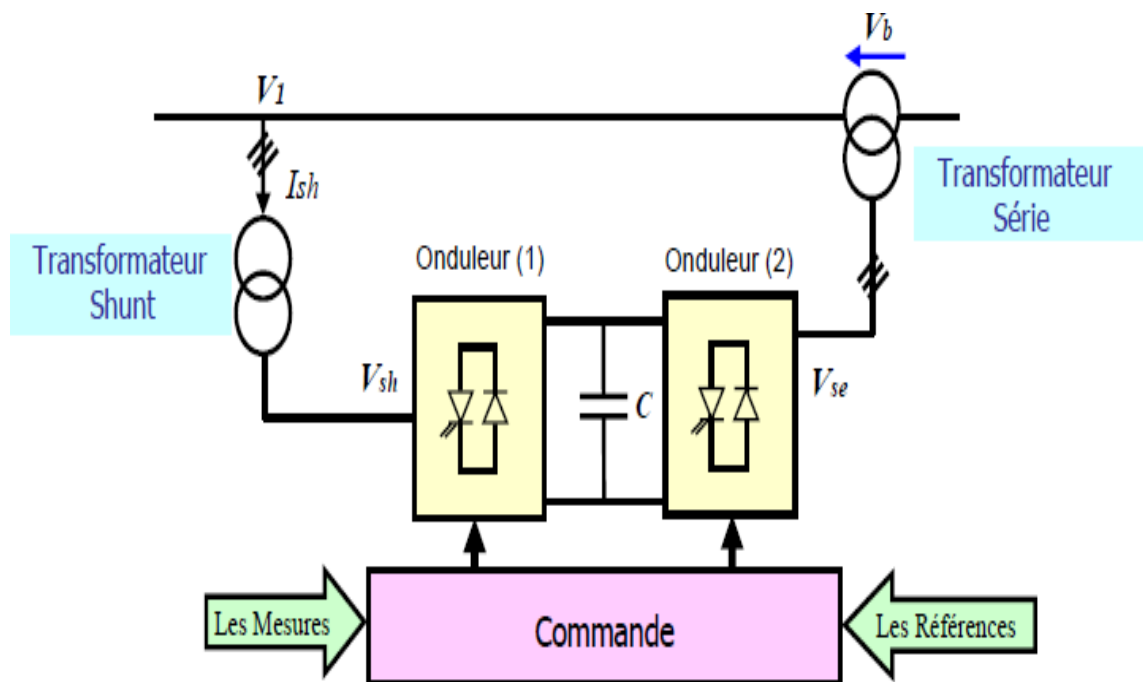


Figure II.24: Schéma de base d'un UPFC

II.7.6.2 Transformateur déphaseur commandé par thyristor (TCPST)

IEEE définit le TCPST (Thyristor Controller Phase Shift-tin Transformer) comme étant un transformateur déphaseur ajusté par thyristor afin de fournir un angle de phase rapidement variable.

Transformateur déphaseur commandé par thyristor TCPST, est le premier équipement FACTS combiné.

II.7.6.3 Régulateur d'angle de phase commandé par thyristor (TCPAR)

IEEE définit le TCPAR (Thyristor Controller Phase Angle Régulateur), comme étant un transformateur déphaseur qui permet le contrôle du déphasage entre ses tensions terminales tout en gardant leurs amplitudes invariables.

Le régulateur d'angle de phase commandé par thyristor TCPAR, contrairement au TCPST, est capable de fournir (ou d'absorber) l'énergie réactive au réseau.

II.7.6.4 Régulateur de tension commandé par thyristor (TCVR)

IEEE définit le TCVR (Thyristor Controller Voltage Régulateur) comme étant un transformateur contrôlé par thyristor qui permet la commande de la phase de tension d'une manière continue.

Le régulateur de tension commandé par thyristor TCVR, est un autre membre de la famille des FACTS combinés. Leur prix relativement réduit, leur confère un avantage certain dans le contrôle de l'écoulement d'énergie réactive.

II.8 Aspect économique des dispositifs FACTS

Les différents dispositifs FACTS présentés dans ce chapitre possèdent tous leurs propres caractéristiques tant en régime permanent qu'en régime transitoire [26]. Chaque type de dispositif sera donc utilisé pour répondre à des objectifs bien définis. Des considérations économiques entreront également dans le choix du type d'installation à utiliser. Le tableau (II.1) synthétise les principaux bénéfices techniques des nouvelles technologies de FACTS. Le nombre "+" est proportionnel à l'efficacité du dispositif.

Dispositif	Contrôle du transit de puissance	Contrôle de la tension	Stabilité transitoire	Stabilité statique
STATCOM	+	+++	++	++
SSSC	++	+	+++	++
UPFC	+++	++	+++	++
				+Petite
				++ Moyenne
				+++Forte

Tableau II.1 : Bénéfices techniques des dispositifs FACTS

II.9 Les avantages et les inconvénients et les contraintes de la technologie des dispositifs FACTS [27]

II.9.1 Les avantages des dispositifs FACTS

Les contrôleurs FACTS permettent dans un système énergétique d'obtenir un sinon plusieurs des bénéfices suivants :

- Contrôle le transit de la puissance active.
- Contrôle des tensions dans les nœuds.
- Réduit le transit de l'énergie réactive.
- Optimise les puissances générées, donc réduit le coût de production de l'énergie.
- Améliorée l'interconnexion et l'échange énergétique.
- Amélioration de la qualité de l'énergie.

II.9.2 Les inconvénients

L'introduction des harmoniques du réseau électrique ce qui le rend pollué, c'est-à-dire le signal sera tendu et non sinusoïdale.

Il rend le réseau vulnérable à la surtension due aux commutations répétitives.

II.9.3 Les contraintes des dispositifs FACTS

Les dispositifs FACTS sont considérés comme des solutions pour aider les systèmes électriques, mais ils présentent des inconvénients, en plus qu'ils ne sont pas une solution universelle, ils existent plusieurs contraintes pour que ces dispositifs soient efficaces et rentables [28] :

- Le choix du modèle du FACTS ;
- Choix de la localisation des FACTS ;
- Protection pour les FACTS et pour le réseau ;
- Interactions entre les dispositifs FACTS et les autres éléments.

Nous avons décidé, pour la suite de notre travail, de ne pas étudier l'impact de chaque catégorie des FACTS dans un réseau électrique. Notre choix s'est porté sur l'étude du système hybrides (UPFC).

Il nous a semblé raisonnable d'essayer d'analyser l'impact de la compensation shunt et de la compensation série de façon séparée avant de regrouper l'étude de ces concepts FACTS à l'aide de la compensation hybride.

II.10 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les différents types de perturbation électrique dégradant la qualité de la tension et nous avons proposé différents moyen et dispositif pour pallier ces perturbations, et parmi ces dispositifs les plus fiables sont les FACTS. Et dans ce même chapitre, nous avons présenté les différents types de FACTS, leurs avantages dans leurs différents domaines d'applications respectives. Cette description est adoptée comme classification universelle des systèmes FACTS. Le chapitre suivant sera dédié à la modélisation du déphaseur universel de charge connecté à une ligne de transmission "UPFC".

Chapitre III

Chapitre III

Modélisation du déphaseur universel de charge 'UPFC'

Modélisation du déphaseur universel de charge 'UPFC'

III.1 Introduction [29]

Après avoir étudié dans le deuxième chapitre la qualité de tension et les différents systèmes FACTS existants, nous abordons dans ce chapitre, la structure, le principe de fonctionnement et la mise en modèle mathématique du système UPFC (Unified Power Flow Controller). La modélisation nous permet la présentation et la simplification des équations afin d'aborder le contrôle de notre système dans le repère de PARK (d-q).

III.2 Structure du l'UPFC [30] [31]

L'UPFC est constitué de deux transformateurs T_1 et T_2 utilisés pour assurer une isolation galvanique et ajuster les niveaux de tension dans le système d'alimentation. Il est composé de deux onduleurs à commande MLI (Modulation de Largeur d'impulsion), [cas de notre étude] qui sont connectés à travers un circuit continu commun. L'un est connecté en parallèle et l'autre en série avec la ligne de transmission, comme illustré par la figure III.1.

On suppose que chaque onduleur est constitué de six thyristors (GTO : Gâtes -Turn- Off) avec des diodes antiparallèles correspondantes.

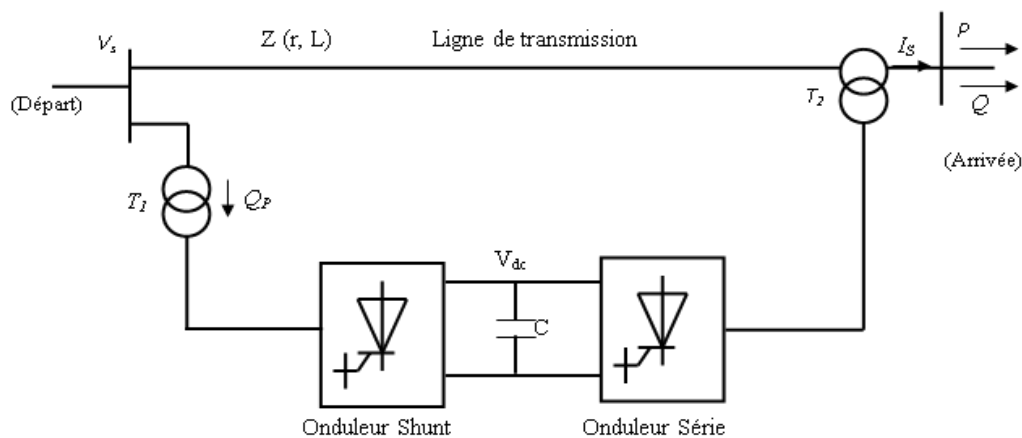


Figure III.1 : Schéma de principe de l'UPFC

III.3 Principe de fonctionnement du système UPFC [31][32]

L'UPFC est connecté dans un système de transmission simplifié comme le montre la figure passée. Il est installé à l'arrivée de la ligne de transmission à laquelle il est connecté par l'intermédiaire des deux transformateurs T_1 et T_2 . Les tensions V_s et V_r représentent respectivement les sources de tension sinusoïdales triphasées du départ et d'arrivée de la ligne de transmission. L'UPFC est composé de deux onduleurs à commande MLI (PWM) placés dos-à-dos

et connectés à un condensateur C . L'onduleur série fournit la tension de compensation V_c à travers le transformateur série T_2 , tandis que l'onduleur shunt ou parallèle fournit ou absorbe de la puissance réactive ainsi que la puissance active demandée par l'onduleur série et règle la tension continue V_{dc} au niveau du condensateur. Les puissances active et réactive sont générées / absorbées indépendamment par chaque onduleur.

III.4 Modélisation du système UPFC

Nous commençons la modélisation par la présentation et la simplification des équations mathématiques de notre système dans le repère triphasé ABC et dans le repère de PARK (d-q)

Le circuit simplifié de l'UPFC est représenté sur (figure III.2.) La modélisation de ce circuit est basée sur les hypothèses suivantes [33] :

- Tous les interrupteurs sont supposés idéaux.
- Les trois tensions de la source alternative sont équilibrées.
- Toutes les chutes de tension à travers la ligne sont représentées par la Résistance.
- L'inductance de la ligne est représentée par l'inductance L .
- Le transformateur parallèle est représenté par la résistance r_p et l'inductance L_p .
- Les harmoniques causées par l'action d'ouverture et de la fermeture des interrupteurs sont négligées.

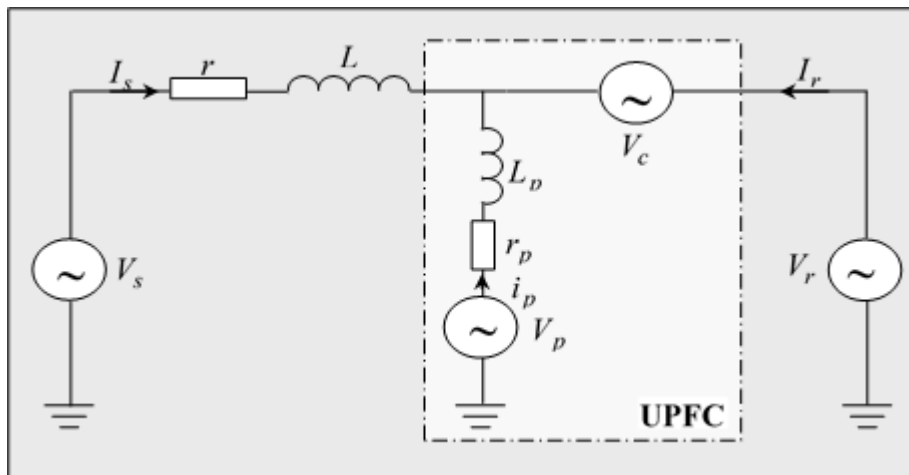


Figure III.2 : Circuit équivalent de l'UPFC

Les équations dynamiques de l'UPFC sont divisées en trois systèmes d'équations : les équations de la branche série, les équations de la branche parallèle et celles du circuit de courant continu. En appliquant les lois de KIRCHOFF on aura les équations suivantes de chaque branche :

III.4.1 Modélisation de la branche série (UPFC série)

On suppose que les onduleurs séries et shunt sont des sources de tension contrôlables idéales. Donc, à partir de la figure III.1.

En appliquant les lois de Kirchhoff sur le système UPFC série de la figure III.2, on aura les équations suivantes :

On peut écrire pour les trois phases :

$$\begin{cases} \frac{di_{sa}}{dt} = -\frac{r}{L}i_{sa} + \frac{1}{L}(V_{sa} - V_{ca} - V_{ra}) \\ \frac{di_{sb}}{dt} = -\frac{r}{L}i_{sb} + \frac{1}{L}(V_{sb} - V_{cb} - V_{rb}) \\ \frac{di_{sc}}{dt} = -\frac{r}{L}i_{sc} + \frac{1}{L}(V_{sc} - V_{cc} - V_{rc}) \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

Où i_{sa} , i_{sb} et i_{sc} sont les courants de phase de la ligne de transmission, et r et L sont respectivement sa résistance et son inductance.

Pour simplifier les calculs, l'impédance du transformateur T_2 a été négligée. L'onduleur série génère la tension de compensation V_c à l'arrivée de la ligne de transmission.

Le système d'équation III.1 peut être réécrit par l'expression III.2 :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r + sL & 0 & 0 \\ 0 & r + sL & 0 \\ 0 & 0 & r + sL \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ca} & V_{ra} \\ V_{cb} & V_{rb} \\ V_{cc} & V_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.2})$$

Ou sous la forme matricielle :

$$[Vs_{abc}] = [r][i_s] + [L]s[i_s] + [Vc_{abc}] + [Vr_{abc}] \quad (\text{III.3})$$

Dont V_{ca} , V_{cb} et V_{cc} sont les tensions de compensation série. En utilisant la représentation matricielle sur le système d'axes a , b et c . Le modèle mathématique de l'UPFC peut être décrit par le système d'équations suivant :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r/L & 0 & 0 \\ 0 & -r/L & 0 \\ 0 & 0 & -r/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} v_{sa} - v_{ca} - v_{ra} \\ v_{sb} - v_{cb} - v_{rb} \\ v_{sc} - v_{cc} - v_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.4})$$

Les sources de tension V_p et V_s représentant respectivement les onduleurs shunt et série du système UPFC. La transformation de Park des courants triphasés i_{ra} , i_{rb} , et i_{rc} et des tensions V_{ra} , V_{rb} , et V_{rc} est donnée comme suit :

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_0 \end{bmatrix} = \sqrt{2/3} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - 120^\circ) & \cos(\omega t + 120^\circ) \\ -\sin(\omega t) & -\sin(\omega t - 120^\circ) & -\sin(\omega t + 120^\circ) \\ \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.5})$$

En appliquant la transformation de PARK sur les tensions de source V_s et V_r on aboutit au système d'équations suivant :

$$\frac{di_{sd}}{dt} = \omega \cdot i_{sq} - \frac{r}{L} \cdot i_{sd} + \frac{1}{L} (v_{sd} - v_{cd} - v_{rd}) \quad (\text{III.6})$$

$$\frac{di_{sq}}{dt} = -\omega \cdot i_{sd} - \frac{r}{L} \cdot i_{sq} + \frac{1}{L} (v_{sq} - v_{cq} - v_{rq}) \quad (\text{III.7})$$

La forme matricielle de l'axe d-q peut être réécrite sous la forme suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r/L & +\omega \\ -\omega & -r/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} v_{sd} - v_{cd} - v_{rd} \\ v_{sq} - v_{cq} - v_{rq} \end{bmatrix} \quad (\text{III.8})$$

Le schéma en blocs qui peut être adopté pour la simulation de la ligne de transmission avec la partie série du système UPFC selon le repère d-q est donné par la figure III.3

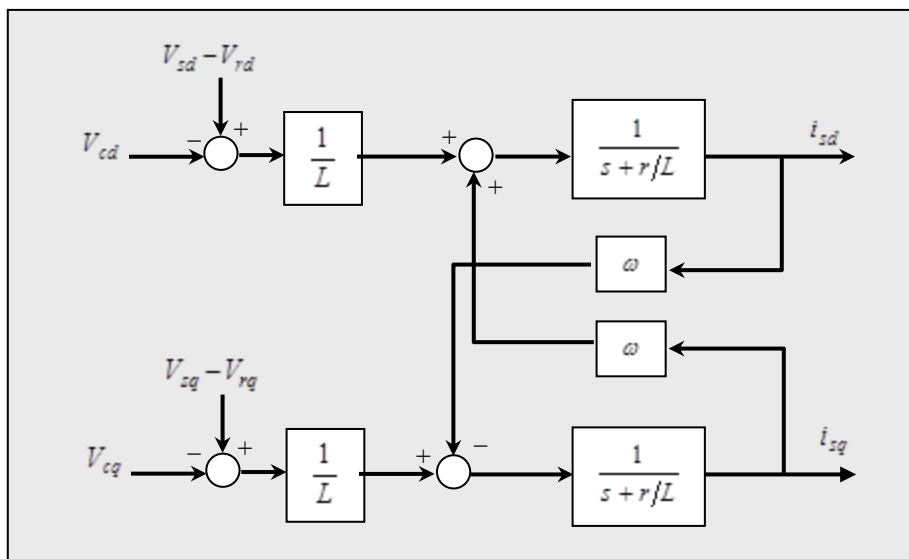


Figure III.3 : Modèle mathématique du système de l'UPFC série

III.4.2. Modélisation de la partie shunt (UPFC shunt)

Le modèle mathématique de l'UPFC shunt est donné dans l'équation (III.6).

$$\begin{cases} \frac{di_{pa}}{dt} = -\frac{r_p}{L_p} \cdot i_{pa} + \frac{1}{L_p} (V_{pa} - V_{ca} - V_{ra}) \\ \frac{di_{pb}}{dt} = -\frac{r_p}{L_p} \cdot i_{pb} + \frac{1}{L_p} (V_{pb} - V_{cb} - V_{rb}) \\ \frac{di_{pc}}{dt} = -\frac{r_p}{L_p} \cdot i_{pc} + \frac{1}{L_p} (V_{pc} - V_{cc} - V_{rc}) \end{cases} \quad (III.9)$$

Où $i_{pa, b, c}$ sont les courants de l'UPFC shunt, $v_{pa, b, c}$ sont les tensions générées par l'onduleur I , r_p et L_p sont respectivement la résistance et l'inductance de l'UPFC shunt.

$$\begin{bmatrix} V_{pa} \\ V_{pb} \\ V_{pc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_p + sL_p & 0 & 0 \\ 0 & r_p + sL_p & 0 \\ 0 & 0 & r_p + sL_p \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{pa} \\ i_{pb} \\ i_{pc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ca} & V_{ra} \\ V_{cb} & V_{rb} \\ V_{cc} & V_{rc} \end{bmatrix} \quad (III.10)$$

$$[V_{pabc}] = [r_p][i_p] + [L_p]s[i_p] + [V_{cabc}] + [V_{rabc}] \quad (III.11)$$

Dont i_{pa} , i_{pb} et i_{pc} représentant les courants shunt. v_{pa} , v_{pb} et v_{pc} : les tensions générées par l'onduleur shunt.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{pa} \\ i_{pb} \\ i_{pc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r_p/L_p & 0 & 0 \\ 0 & -r_p/L_p & 0 \\ 0 & 0 & -r_p/L_p \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{pa} \\ i_{pb} \\ i_{pc} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_p} \begin{bmatrix} v_{pa} - v_{ca} - v_{ra} \\ v_{pb} - v_{cb} - v_{rb} \\ v_{pc} - v_{cc} - v_{rc} \end{bmatrix} \quad (III.12)$$

La représentation de l'UPFC shunt sur les axes d-q peut être dérivée en utilisant la même procédure que dans le cas de la branche série. Dans le repère d-q, on obtient la transformation suivante :

$$\frac{di_{pd}}{dt} = \omega \cdot i_{pq} - \frac{r_p}{L_p} \cdot i_{pd} + \frac{1}{L_p} (v_{pd} - v_{cd} - v_{rd}) \quad (III.13)$$

$$\frac{di_{pq}}{dt} = -\omega \cdot i_{pd} - \frac{r_p}{L_p} \cdot i_{pq} + \frac{1}{L_p} (v_{pq} - v_{cq} - v_{rq}) \quad (III.14)$$

La forme matricielle est donnée comme suite :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{pd} \\ i_{pq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r_p/L_p & -\omega \\ -\omega & -r_p/L_p \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{pd} \\ i_{pq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} v_{sd} - v_{cd} & v_{rd} \\ v_{sq} - v_{cq} & v_{rq} \end{bmatrix} \quad (\text{III.15})$$

Le diagramme de bloc de l'UPFC shunt est donné par la figure III.4 ci-dessous

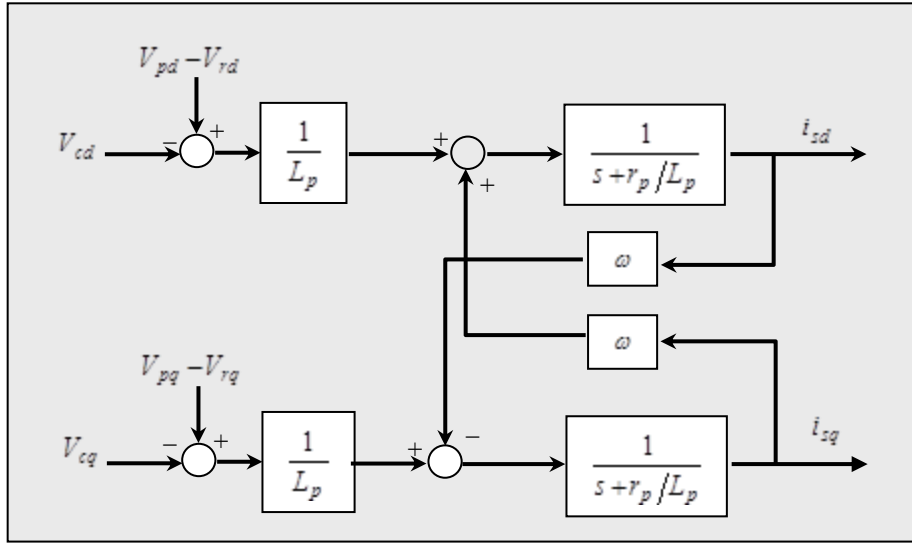


Figure III.4 : Modèle mathématique du système de l'UPFC parallèle

III.4.3 Modélisation de la branche continue de l'UPFC

En se passant sur le principe d'équilibre des puissances et en négligeant les pertes des convertisseurs. La tension continue V_{dc} est déduite de la figure III.4 et est décrite par l'équation (III.11)

$$\frac{1}{2} \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C \cdot V_{dc}} (P_e - P_{ep}) \quad (\text{III.16})$$

D'où :

$$P_e = V_{ca} i_{ra} + V_{cb} i_{rb} + V_{cc} i_{rc} \quad (\text{III.17})$$

$$P_{ep} = V_{pa} i_{pa} + V_{pb} i_{pb} + V_{pc} i_{pc} \quad (\text{III.18})$$

Avec :

P_e : La puissance active absorbée du système AC

P_{ep} : La puissance active injectée par l'onduleur shunt en système AC

En appliquant la transformation de PARK (équation III.5) sur l'équation (III.16), on obtient :

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{3}{2 C v_{dc}} \left(v_{pd} i_{pd} + v_{pq} i_{pq} - v_{cd} i_d - v_{cq} i_q \right) \quad (\text{III.19})$$

L'UPFC série et L'UPFC shunt sont identiques à tout point de vue. Les commandes utilisées pour l'onduleur série sont aussi les mêmes pour l'onduleur shunt.

III.5 Généralité sur les convertisseurs [34]

Nous nous intéressons à l'intégration des structures d'électronique de puissance, mariant ainsi la conversion d'énergie avec l'électronique. En outre, l'utilisation de structures essentiellement d'électronique de puissance dans des systèmes embarqués du fait de leur faible encombrement et de leur légèreté, se doit d'être réalisée de façon à satisfaire un critère primordial, à savoir le rendement de conversion. Les sources d'énergie actuelles devenant de plus en plus coûteuses, les structures de conversion d'énergie se doivent de ne pas les gaspiller inutilement.

L'ensemble des éléments constituant la structure d'électronique de puissance, peut être séparé en trois types distincts : les composants actifs, à savoir les semi-conducteurs, et les composants passifs (inductances, condensateurs, transformateurs), mais également sur leur environnement. Dans cette partie on s'intéresse au convertisseur DC-AC, ou on va parler beaucoup plus

sur le fonctionnement de l'onduleur monophasé ainsi que les différentes techniques de contrôles existants.

III.5.1 Convertisseur Continu-Alternatif (DC- AC)

Un convertisseur continu-alternatif Figure III.5 est nommé un onduleur c'est un dispositif d'électronique de puissance qui permet la conversion d'énergie électrique continu (DC) à la forme alternative (AC) afin d'alimenter des charges en courant alternatif. Cet échange d'énergie est basé sur des composants semi-conducteurs commandés rapidement et robustes.

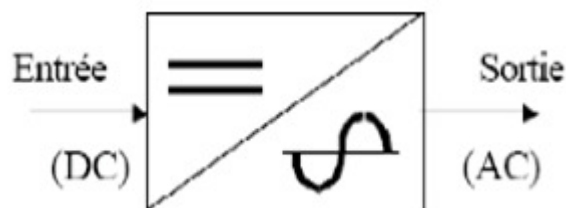


Figure III.5 : Schéma symbolique d'un onduleur

Les onduleurs sont utilisés afin de :

- Fournir de la tension ou du courant alternatif de fréquence et d'amplitude variable. C'est le cas de la variation de vitesse des moteurs asynchrones.
- Fournir une ou des tensions alternatives de fréquence et d'amplitude fixes. C'est le cas des alimentations de sécurité, ils sont alimentés souvent par des batteries.

III.5.2 Classification des onduleurs

Il existe plusieurs classifications des onduleurs.

a. Selon la réversibilité :

- Onduleur autonome (non raccordé au réseau électrique).
- Onduleurs non autonome (raccordés aux réseaux).

b. Selon la nature de l'alimentation :

- Onduleur de tension : On dit onduleur de tension, un onduleur qui est alimenté par une source de tension continue voir Figure III.6.

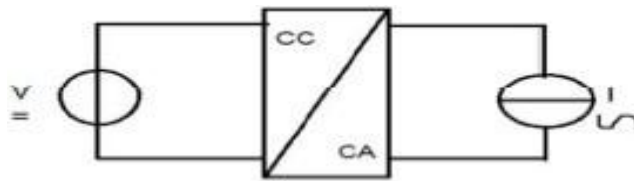


Figure III.6 : Onduleur de tension

La nature de la source continue impose la nature du récepteur alternatif. Puisque la plupart de nos applications électriques actuelles fonctionnent en courant alternatif, l'utilisation d'un onduleur de tension est alors nécessaire.

- Onduleur de courant : C'est un onduleur qui est alimenté par une source de courant continue. Par contre dans cet onduleur le courant est imposé et la tension va dépendre de la charge voire Figure III.7.

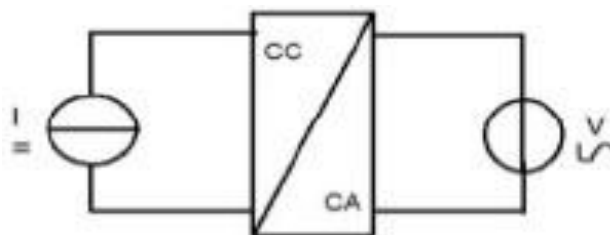


Figure III.7 : Onduleur de courant

c. Selon la nature de la charge :

- Onduleur monophasé : C'est un onduleur qui délivre en sa sortie une tension alternative monophasée, est généralement utilisée aux alimentations de secours.

Onduleur triphasé : Comme pour les onduleurs monophasés, les onduleurs triphasés peuvent posséder plus d'interrupteurs afin d'être plus précis sur la tension réalisée, mais aussi diminuer les harmoniques. Le désavantage majeur des MMC est leur coût, surtout dans le cas d'une production à grande échelle. En effet, si l'objectif est de produire de véhicules électriques (par exemple), il y a un onduleur par véhicule. Alors on comprend aisément que rajouter des IGBT (même si leur coût individuel est faible) peut coûter très cher tant pour l'industriel que pour l'utilisateur. Les interrupteurs du même bras de l'onduleur doivent être complémentaires pour que la tension de la source continue ne soit jamais en court-circuit et pour que les circuits des courants, et ne soient jamais ouverts. Afin que les interrupteurs puissent donner trois tensions de sorties.

III.5.3 Commande d'un onduleur

Les onduleurs se pilotent via une commande fortement non linéaire. Cette non linéarité est due à la structure des onduleurs composés d'IGBT qui ne se pilotent qu'en tout ou rien. Par conséquent il est nécessaire que la commande soit elle aussi en tout ou rien. La commande la plus classique des interrupteurs des onduleurs se fait par comparaison entre deux signaux. En effet cela force la commande à être binaire (soit 0 soit 1). Les signaux en question se nomment modulante et porteuse. La modulante étant classiquement, la tension de référence divisée par la tension de bus et la porteuse est un signal triangulaire compris entre 0 et 1.

La commande est alors générée ainsi : Si la modulante est plus grande que la porteuse alors la commande de l'interrupteur prend 1 et 0 sinon. Il est important de savoir que la modulante définie précédemment n'est pas le seul possible, et qu'il en existe un nombre très important.

La comparaison entre une modulante et une porteuse n'est pas la seule possibilité. Il existe, entre autres la SVM (ou vecteur de modulation spatial en français), qui constitue le Gold standard en industrie, par sa facilité d'implémentation, ses avantages harmoniques ainsi que de l'extension de sa zone de linéarité de 15%¹², par rapport à la MLI classique décrite ci-dessus.

Le principe de commande d'un onduleur est présenté sur la figure III.8, qui est valable pour un bras de commutation.

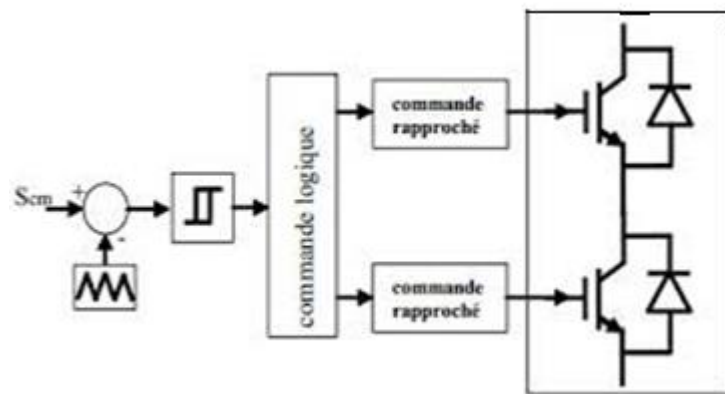


Figure III.8 : le principe de commande du bras d'onduleur

De nombreuses techniques de commande ont été développées au fil du temps, leurs différences, avantages et inconvénient résident dans ces quelques points :

- Facilité d'implémentation ;
- Augmentation de la zone de linéarité
- Réduction des harmoniques indésirables
- Augmentation du rendement.
- Diminution du bruit acoustique.

L'objectif de la commande est de gérer les ordres d'ouverture et de fermeture des interrupteurs de sorte que la tension créée par l'onduleur soit la plus proche de la tension de référence.

III.5.4 La commande d'un onduleur triphasé

III.5.4.1 Commande 180°

Dans la commande 180° chaque interrupteur est commandé pour une durée de demi-période. La fermeture d'un interrupteur coïncide avec l'ouverture de l'autre interrupteur située dans le même bras. La commande des interrupteurs de deux bras différents est décalée de $2\pi/3$.

III.5.4.2 Modulation de largeur d'impulsions ou (MLI)

Cette technique est applicable pour l'onduleur monophasé et triphasé. Elle est déduite de la comparaison entre le signal variable S_{VAR} (sinusoïdal d'amplitude variable et de fréquence f qui détermine la fréquence de la tension de sortie) et de porteuse S_p (triangulaire d'amplitude fixe et de fréquence très élevée). L'utilisation de cette commande permet d'éliminer les premiers rangs d'harmoniques de courant afin d'améliorer le facteur de puissance. Il faut noter que cette technique ne résout pas totalement le problème des harmoniques de courant. Le résultat est un chronogramme de commande.

Le réglage en amplitude et en fréquence de la tension de sortie de l'onduleur est défini par le coefficient de réglage en tension (représentant le rapport de l'amplitude de la tension de référence à la valeur crête de la porteuse), et l'indice de modulation (donnant le rapport des fréquences de la porteuse et de la référence).

III.6 Domaines d'application des onduleurs

L'onduleur est l'un des montages les plus répandus de l'électronique de puissance ; il a de multiples applications :

- Les alimentations de secours.
- Les alimentations sans interruption.
- Le raccord des panneaux solaires au réseau électrique.
- Les nombreux dispositifs nécessitant de fonctionner à une fréquence spécifique :
- Les générateurs d'ultrasons ou d'électricité utilisés dans le domaine médical,
- L'alimentation des lampes dites à cathode froide pour le rétro-éclairage des afficheurs à cristaux liquides,
- Les variateurs de vitesse des machines alternatives : la tension du réseau est redressée puis un onduleur fabrique une tension dont la fréquence et la forme sont réglables ;
- Les convertisseurs de tension continue/continue à découpage : la tension continue est d'abord ondulée en haute fréquence (quelques dizaines ou centaines de kHz) puis appliquée à un transformateur en ferrite et enfin redressée ;

Dans le domaine de la soudure à l'arc les onduleurs sont parfois appelés "inverter", suivant la terminologie anglo-saxonne. Les onduleurs dans les postes à l'arc vont générer un courant alternatif monophasé à moyenne fréquence (entre 5 et 20 kHz), ce qui permet d'utiliser des transformateurs élévateurs de courant nettement plus petits et légers que ceux employés traditionnellement à la fréquence du réseau, soit 50 ou 60 Hz. Ces machines se caractérisent par un rapport poids / puissance faible, un déphasage (cosinus phi) très faible et une bonne adéquation en milieu hostile (conditions de chantier, alimentation fluctuante par groupe électrogène, basses ou hautes températures, etc.) ;

- Dans le domaine de la réception hertzienne nomade TV grand public, les onduleurs (12V > 230 V) permettent, par exemple, de brancher un téléviseur sur la prise allume-cigare d'une automobile ou d'un camion ;

- Dans le domaine des véhicules électriques et hybrides, l'onduleur permet de transformer la tension de batterie continue en tension sinusoïdale, admissible par les machines synchrones et asynchrones.

III.7 Modélisation du convertisseur statique [35]

Pour compléter notre étude il été nécessaire de faire la simulation d'un onduleur triphasé dans ce cas précis un convertisseur MLI triphasés à deux niveaux.

III.7.1 Modèle de l'onduleur

La Figure III.9 donne le schéma de principe de l'onduleur de tension triphasé qui est placé entre une source de tension triphasée parfaite, donc de tension constante et une charge triphasée équilibrée parcourue par des courant i_a , i_b et i_c formant un système triphasé sinusoïdale équilibré. L'onduleur est un assemblage de trois ponts monophasés formés chacun de deux interrupteurs en série (K_1 et K'_1 , K_2 et K'_2 , K_3 et K'_3). Les interrupteurs d'un même demi-pont doivent être complémentaires pour que la source de tension ne soit jamais en court-circuit, et pour que les circuits des courants i_a , i_b et i_c ne sont jamais ouverts. Pour que les six interrupteurs puissent imposer les tensions de sortie, quels que soient les courants i_a , i_b et i_c . Il faut que ces interrupteurs soient bidirectionnels en courant. Chacun d'eux est formé d'un semi-conducteur à ouverture et fermeture commandée

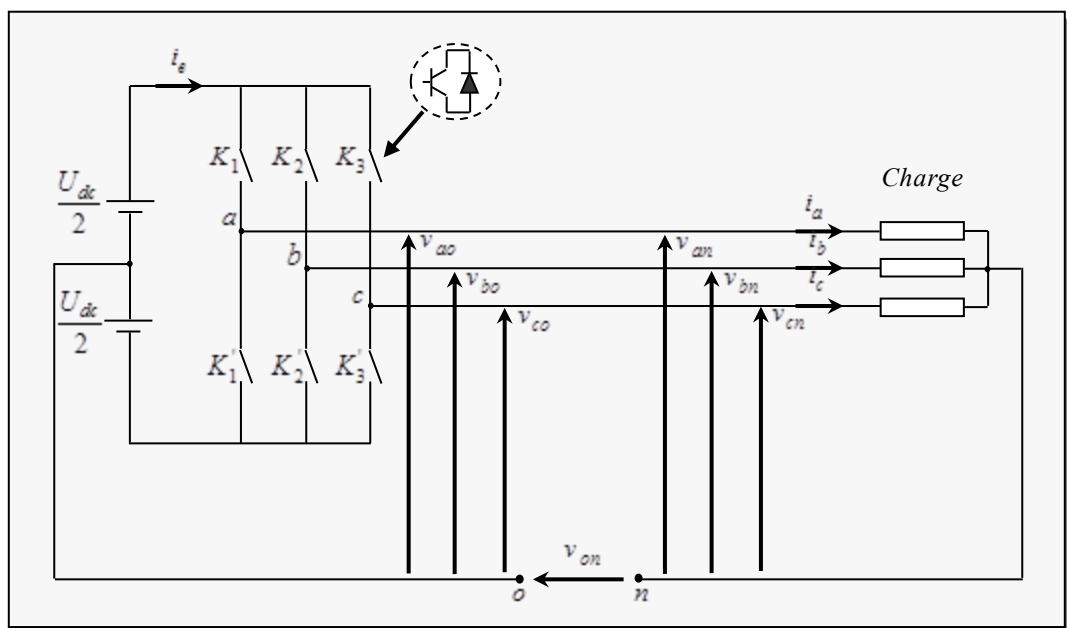


Figure III.9: Schéma de principe de l'onduleur à MLI

Sachant que dans un régime équilibré $v_{an} + v_{bn} + v_{cn} = 0$, nous pouvons écrire, (selon la figure III.9) :

$$\begin{cases} v_{an} = v_{ao} + v_{on} \\ v_{bn} = v_{bo} + v_{on} \\ v_{cn} = v_{co} + v_{on} \end{cases} \quad (III.20)$$

En faisant la somme des équations du système (III.16), on obtient :

$$v_{an} + v_{bn} + v_{cn} = v_{ao} + v_{bo} + v_{co} + 3v_{on} = 0 \quad (III.21)$$

$$\text{D'où :} \quad v_{ao} + v_{bo} + v_{co} = -3v_{on} \quad (III.22)$$

$$\text{Donc :} \quad v_{on} = -\frac{1}{3}(v_{ao} + v_{bo} + v_{co}) \quad (III.23)$$

En substituant l'équation (III.23) dans le système (III.20), il vient alors :

$$\begin{bmatrix} v_{an} \\ v_{bn} \\ v_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ao} \\ v_{bo} \\ v_{co} \end{bmatrix} \quad (III.24)$$

Les deux interrupteurs de chaque branche de l'onduleur sont commandés de manière complémentaire, en appliquant une modulation de largeur d'impulsion.

À partir du schéma de l'onduleur, les tensions fournies par les demi -ponts sont :

$$v_i - v_o = \begin{cases} +\frac{V_{dc}}{2} & \text{si } K_i : \text{fermé} \\ -\frac{V_{dc}}{2} & \text{si } K_i' : \text{fermé} \end{cases} \quad \text{avec : } i = a, b, c \quad (III.25)$$

Les tensions délivrées sont données par :

$$\begin{bmatrix} v_{an} \\ v_{bn} \\ v_{cn} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (III.26)$$

Avec S_i est l'état de l'interrupteur K_i , supposé parfait, tel que pour le $i^{\text{ème}}$ bras de l'onduleur ($i = a, b, c$) :

- ♦ $S_i = 1$ Si l'interrupteur en haut est fermé et l'interrupteur en bas est ouvert ;
- ♦ $S_i = 0$ Si l'interrupteur en haut est ouvert et l'interrupteur en bas est fermé ;

Le courant d'entrée de l'onduleur est donné par :

$$i_e = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c \quad (\text{III.27})$$

La figure III.10 représente le modèle Simulink de l'onduleur de tension à deux niveaux.

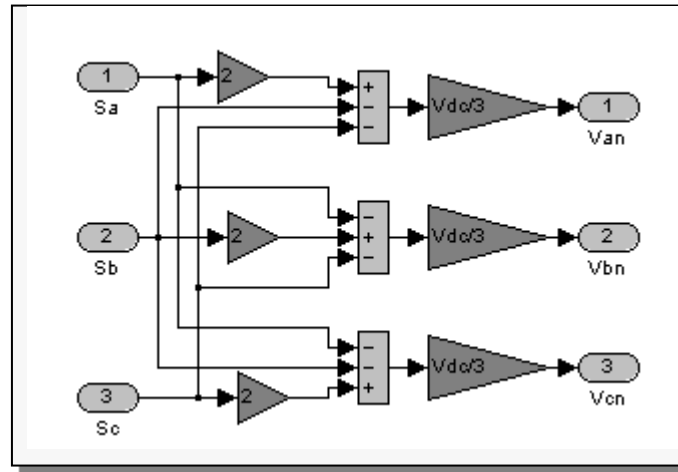


Figure III.10 : Modèle sous SIMULINK de l'onduleur de tension à deux niveaux

L'objectif de la modélisation est de trouver une relation entre les grandeurs de commande et les grandeurs électriques de la partie alternative et continue de l'onduleur.

III.7.2 La commande MLI sinus triangle

Le bloc de commande du convertisseur reçoit les tensions de référence pour les trois phases. Ces tensions sont comparées avec un signal triangulaire, et en fonction du signal d'erreur, on commande les semi-conducteurs de l'onduleur ; le mode de fonctionnement est très simple :

- Si $v_{ref} > v_p$: l'interrupteur supérieur du bras de pont conduit ;
- Si $v_{ref} < v_p$: l'interrupteur inférieur du bras de pont conduit ;

Où v_{ref} représente une des trois tensions de référence, et v_p représente le signal triangulaire ou l'onde porteuse.

Ce type de commande est appelé commande par modulation de largeur d'impulsion où commande MLI (PWM en anglais). Cette technique exige une commande séparée pour chaque phase de l'onduleur. La détermination des instants d'ouverture et de fermeture des interrupteurs est réalisée en temps réel, par une électronique de commande analogique ou numérique ou parfois hybride. La figure III.11 illustre le principe de base de cette technique.

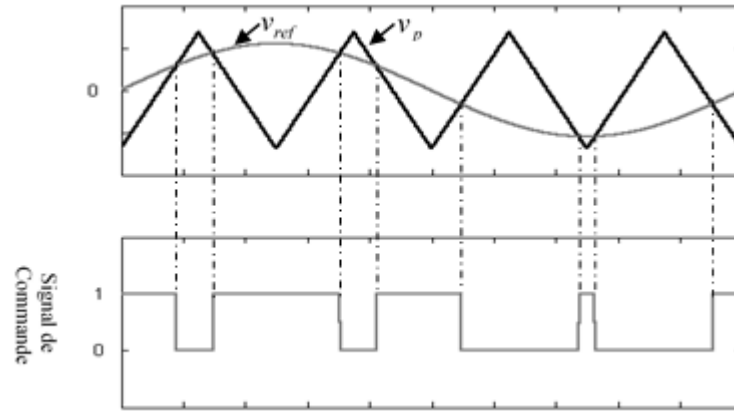


Figure III.11 : Principe de la commande MLI sinus-triangle

III.7.3 Caractéristiques de la MLI sinus triangle

Si la tension de référence est sinusoïdale, deux paramètres caractérisent la commande : l'indice de modulation m et le taux de modulation r .

- *Indice de modulation*

$$m = \frac{f_p}{f_r} \quad (\text{III.28})$$

Où f_r est la fréquence de la tension de référence et f_p est celle de la porteuse.

- *Taux de modulation*

$$r_m = \frac{V_r}{V_p} \quad (\text{III.29})$$

Où V_r est l'amplitude de la tension de référence et V_p est celle de la porteuse.

III.7.4 Modélisation de la commande MLI sinus triangle

- *Équation de la porteuse*

La porteuse est un signal triangulaire caractérisé par sa fréquence f_p et sa valeur de crête V_p . On définit l'équation de la porteuse dans sa période $[0, T_p]$ par :

$$\begin{cases} v_p = V_p \left(-1 + 4 \frac{t}{T_p} \right) & \text{si } t \in \left[0, \frac{T_p}{2} \right] \\ v_p = V_p \left(3 - 4 \frac{t}{T_p} \right) & \text{si } t \in \left[\frac{T_p}{2}, T_p \right] \end{cases} \quad (\text{III.30})$$

▪ Équations des tensions de référence

La référence est un signal sinusoïdal d'amplitude V_r et de fréquence f_r . En triphasé, les trois tensions sinusoïdales de référence sont données par :

$$\begin{cases} v_{ref_a} = V_r \sin(2\pi f_r t) \\ v_{ref_b} = V_r \sin\left(2\pi f_r t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ v_{ref_c} = V_r \sin\left(2\pi f_r t - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (III.31)$$

▪ Équations des états des interrupteurs

La commande à MLI sinus triangle utilise la comparaison avec les trois composantes de la tension de référence afin de calculer les états S_a , S_b et S_c des interrupteurs de l'onduleur. Ceux-ci sont donnés par l'équation III.31 suivantes :

$$S_i = \begin{cases} 1 & \text{si } (v_{ref_i} - v_p) \geq 0 \\ 0 & \text{si } (v_{ref_i} - v_p) < 0 \end{cases} \quad \text{avec } i = a, b, c \quad (III.32)$$

III.7.5 Simulation de la commande MLI sinus triangle

La figure III.12 représente le modèle en Simulink de la commande MLI sinus triangle et la figure III.13 montre la simulation des états S_a , S_b , S_c des interrupteurs de l'onduleur ainsi que des tensions de sortie v_{an} , v_{bn} , v_{cn} et leurs spectres quand les tensions d'entrées sont triphasées sinusoïdales de fréquence 50Hz et d'amplitude 220V. Dans la simulation on a pris $r=0.8$, $m=6$ et $m=18$ et $V_{dc}=280$ V.

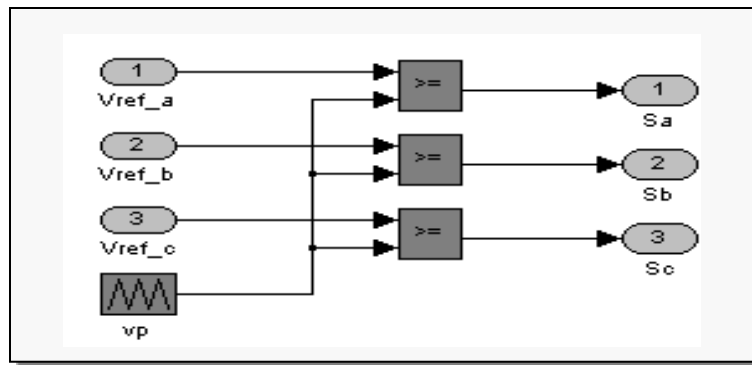


Figure III.12 : Modèle sous SIMULINK de la commande MLI sinus triangle

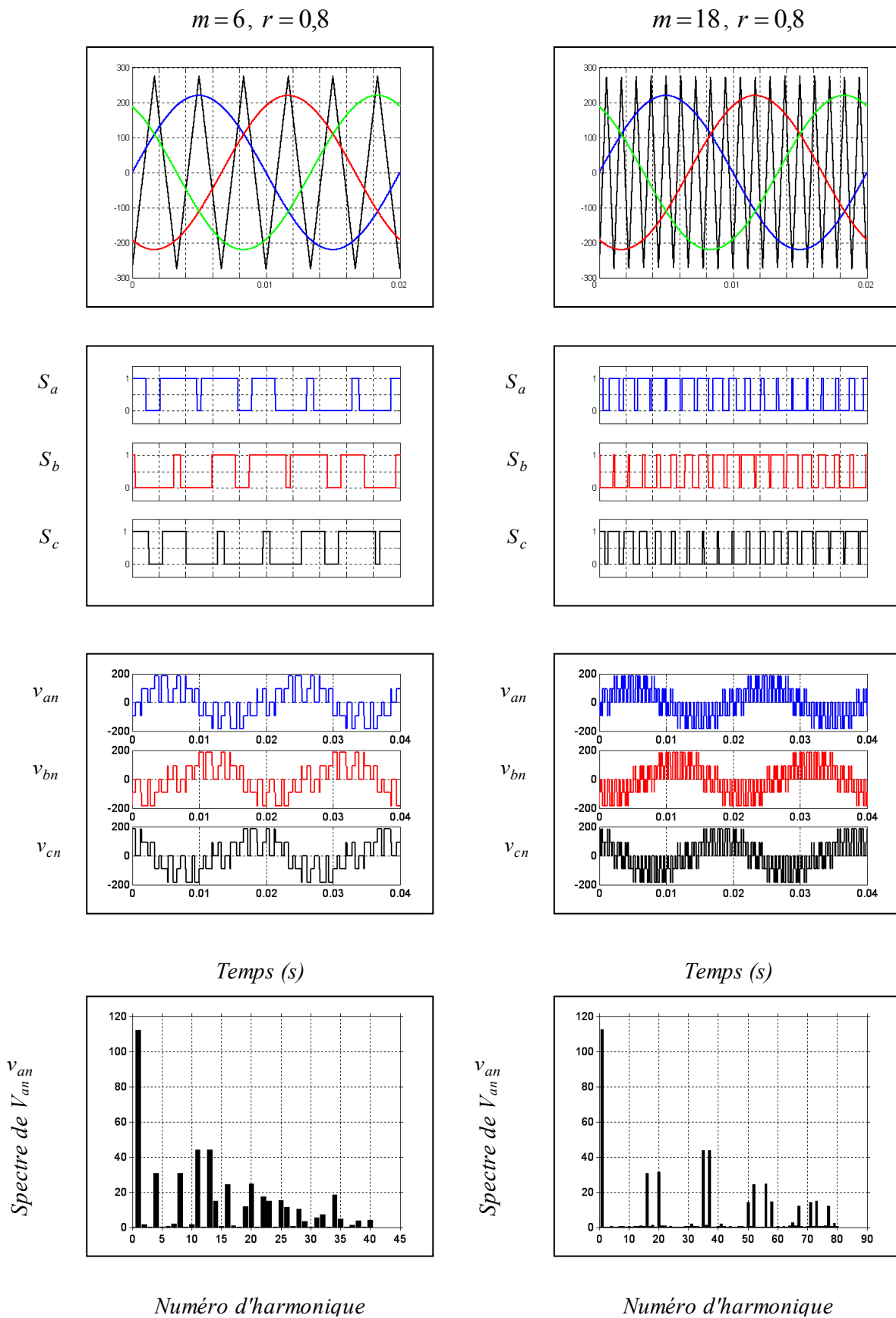


Figure III.13 : Principe de la commande MLI sinus-triangle et enveloppes de tension

III.8 Conclusion

La modélisation du processus nous a permis de mettre en équations les différents paramètres des différentes parties du système. A l'issue de cette opération on se trouve face au problème suivant : plus le modèle se rapproche de la réalité qu'on ne pourra jamais atteindre, plus le contrôle devient complexe et demande un moyen de calcul très important. Par contre si le système est simplifié ; les calculs deviennent faciles mais on s'éloigne de la réalité. Un choix judicieux consiste à idéaliser le processus et par conséquent garder les phénomènes les plus importants et négliger les phénomènes secondaires. Il est important donc que les modèles soient utilisables aussi bien en régime statique que dynamique.

La modélisation de notre système (UPFC) selon PARK nous a permis d'avoir un modèle convenable, où on peut faire apparaître les paramètres d'un tel réglage approprié ce qui sera l'objectif du chapitre suivant avec des résultats du simulation d'un banc d'essai et d'un modèle pratique.

Chapitre IV

Chapitre IV

Réglage du système UPFC et Résultats de simulation

Réglage du système UPFC et Résultats de simulation

IV.1 Réglage du système UPFC [35] [36]

Le système de commande de l'UPFC se compose de l'onduleur parallèle avec le circuit de réglage, ainsi que de l'onduleur série. D'abord, on justifiera la possibilité de séparation les deux circuits de réglage et de même nous nous sommes intéressés au réglage de l'onduleur pour la tension additionnelle et plus particulièrement au réglage de la puissance active et réactive transmise.

Ensuite on développera les différents réglages considérés dans cette étude et on montrera le comportement transitoire des circuits de réglage à l'aide d'une simulation des régulateurs considérés dans le réglage du système UPFC en boucle fermée afin d'améliorer les performances dans le cas de changement de puissance active ou réactive, (changement de l'un des trois paramètres de la ligne).

Le type de commande présenté est évalué à savoir :

- Commande Proportionnel-Intégral (PI – Découplé) ;

IV.1.1 Configuration du circuit de réglage

Théoriquement, l'UPFC devrait être traité comme un système multi variables car les deux convertisseurs série et parallèle sont connectés d'un coté à la ligne de transmission et l'autre coté au circuit continu DC et donc comportent chacun deux sorties. Cependant, pour faciliter la synthèse des réglages, le traitement des deux convertisseurs se fera séparément. La possibilité de cette séparation est justifiée par deux facteurs principaux. Premièrement, le couplage entre les deux convertisseurs sur la ligne de transmission est assez faible. Deuxièmement, la variation dynamique de la tension du côté du continu DC est dominé par le convertisseur parallèle. Ceci est justifié par le fait que la variation de la tension du côté DC est beaucoup moins sensible au contrôle du convertisseur série. Donc pour contrôler le flux de puissance active dans la ligne de transmission, le régulateur de l'UPFC série doit ajuster l'angle de la phase de la tension de compensation (V_s) tandis que pour régler le flux de puissance réactive, l'amplitude de la tension injectée série doit être contrôlé. Pour assurer la stabilité du système, une chaîne de contrôle est implémentée avec le contrôleur PI (le cas général) pour :

Illustre le mode choisi pour la branche série ainsi que pour la branche shunt. L'idée du schéma de contrôle Figure III.14 se déduit du système d'équations III.8 et III.15.

Les entrées sont les composantes d-q des tensions à la sortie des branches série ou shunt et les sorties sont les composantes d-q des courants de ligne de transport I_d et I_q .

Les références des courants de ligne sont dérivées des références de puissance active et réactive et les tensions de bus infini AC mesurés.

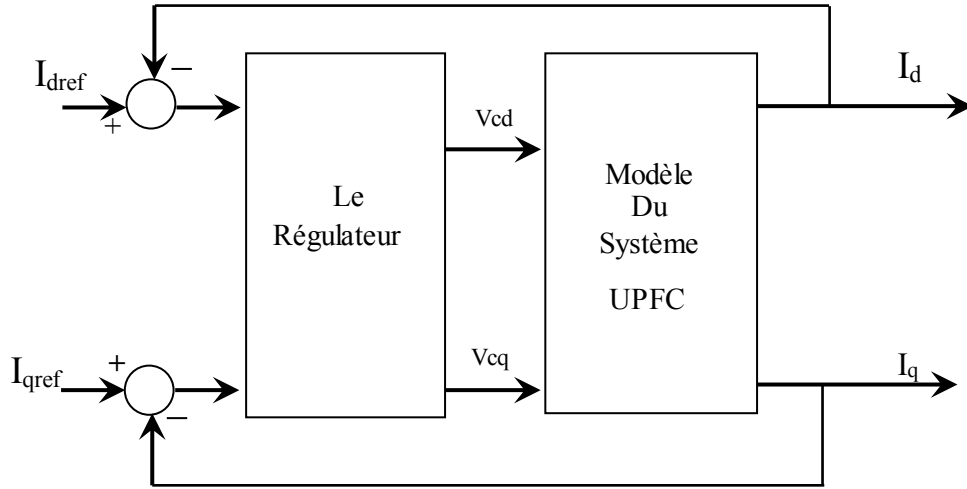


Figure IV.1 : Schéma de contrôle de l'UPFC

Pour assurer la stabilité du système, une chaîne de contrôle est implémentée avec le contrôle PI.

- Contrôle de la branche série
- Contrôle de la branche parallèle et la partie continue.

IV.1.2 Description du système de commande de l'UPFC série

Les puissances actives et réactives P et Q (générées(s) et absorbées (r)) sont donnés par les équations IV.1 et IV.2.

$$p_{s,r} = \frac{3}{2}(v_{sd} \cdot i_{sd} + v_{sq} \cdot i_{sq}) \quad (IV.1)$$

$$Q_{s,r} = \frac{3}{2}(v_{sd} \cdot i_{sq} - v_{sq} \cdot i_{sd}) \quad (IV.2)$$

$$\text{Ou : } i_{rd} = i_{sd} + i_{pd} \quad (IV.3)$$

$$i_{rq} = i_{sq} + i_{pq} \quad (IV.4)$$

Les puissances de référence active et réactive P^* et Q^* des puissances réelles désirées P et Q sont utilisées comme entrée au système de commande de l'UPFC. A partir des équations (IV.1) et (IV.2), les courants de référence i_{sd}^* et i_{sq}^* peuvent être calculés comme suit :

$$i_d^* = \frac{2}{3} \left(\frac{p^* v_{sd} - Q^* v_{sq}}{\Delta} \right) \quad (IV.5)$$

$$i_q^* = \frac{2}{3} \left(\frac{p^* v_{sq} - Q^* v_{sd}}{\Delta} \right) \quad (IV.6)$$

Où :

$$\Delta = v_{sd}^2 + v_{sq}^2 \quad (IV.7)$$

IV.2 Les schémas de contrôle du système UPFC

IV.2.1 Schéma de contrôle de la branche série

Les courants de référence I_{rdref} et I_{rqref} sont calculés suivant les équations IV.5 et IV.6

Ces valeurs de référence I_{rdref} et I_{rqref} sont ensuite comparées aux courants de ligne réels du récepteur. Les sorties des correcteurs PI en courants fournissent les valeurs des tensions de commandes V_{cd} et V_{cq} figure IV.2

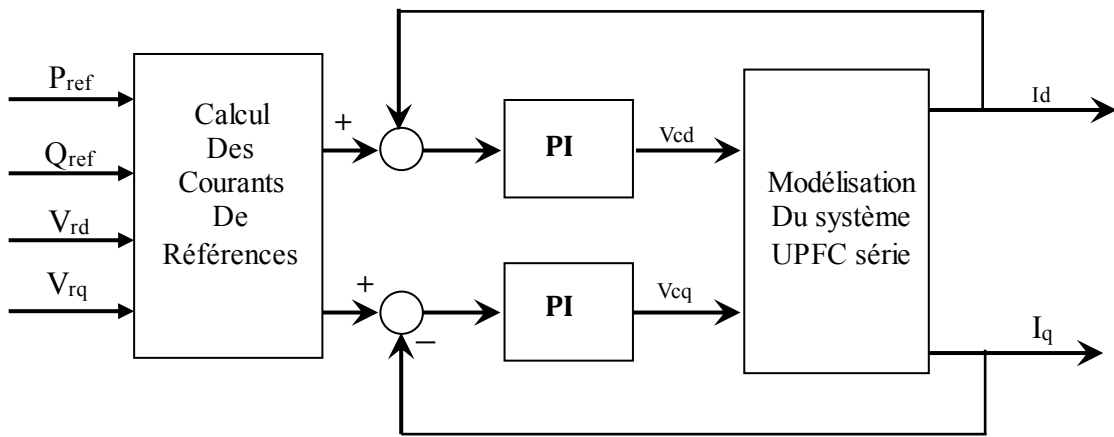


Figure IV.2 : Schéma de contrôle de la branche série de l'UPFC

IV.2.2 Le schéma de contrôle de la branche shunt et la branche continue de l'UPFC

Le schéma de contrôle de l'UPFC shunt détermine les courants shunts I_{pd} et I_{pq} .

Les courants de référence de la branche shunt sont déterminés à partir des puissances de référence et les tensions mesurées du côté du réseau. Le schéma de contrôle de l'UPFC shunt est présenté sur (la figure IV.3)

Dans le contrôleur shunt la tension continue DC est utilisée pour déterminer la composante des pertes de puissance P_{loss} .

Les pertes de puissance P_{loss} et la référence de puissance de côté du récepteur P_{ref} ensemble avec la référence de puissance réactive du côté du réseau Q_{ref} sont utilisées pour calculer les courants du côté du réseau I_{sdref} et I_{sqref} .

Les courants de référence de l'UPFC shunt I_{pdref} et I_{pqref} sont alors déterminés

par les courants de référence du côté du récepteur en arrangeant les équations (IV.5) et (IV.6). L'erreur entre le courant de référence I_{ref} et le courant I_p et ensuite utilisé par deux contrôleurs PI pour produire les signaux V_{pd} et V_{pq} .

En utilisant ces signaux de référence pour l'onduleur shunt, il est possible de contrôler le courant I_p .

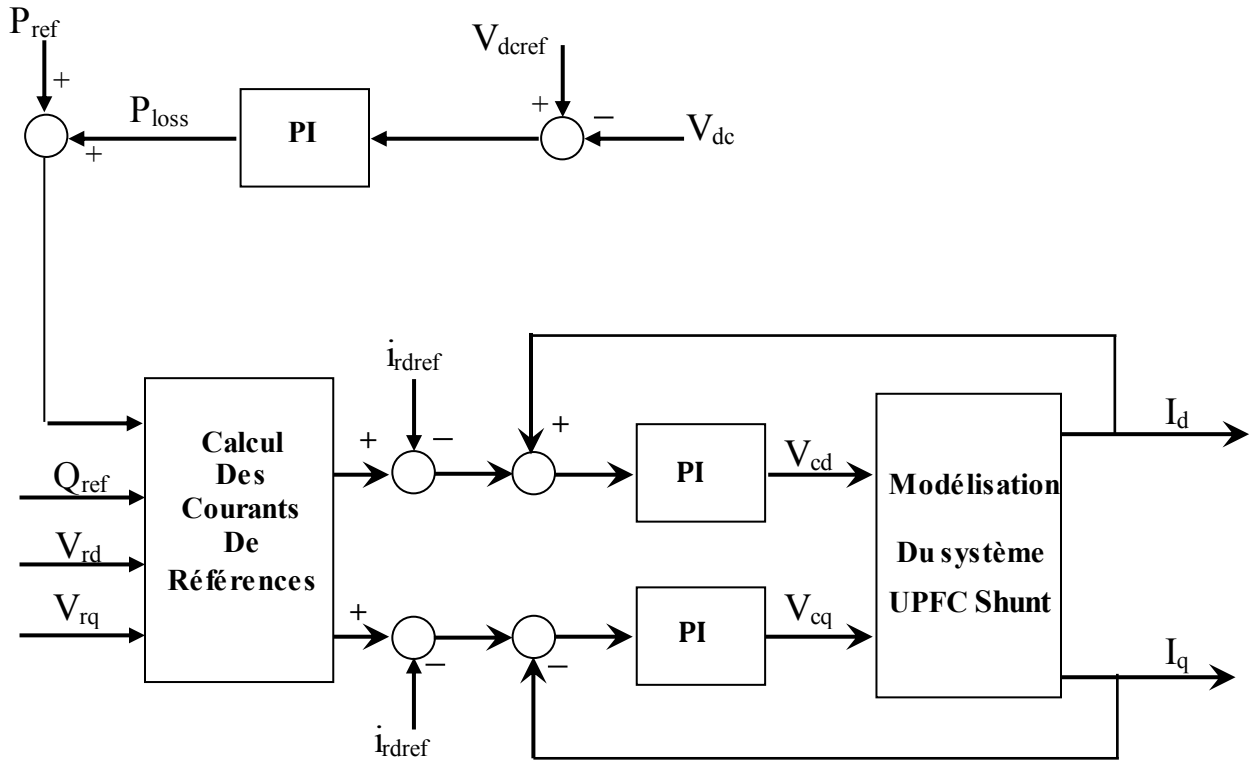
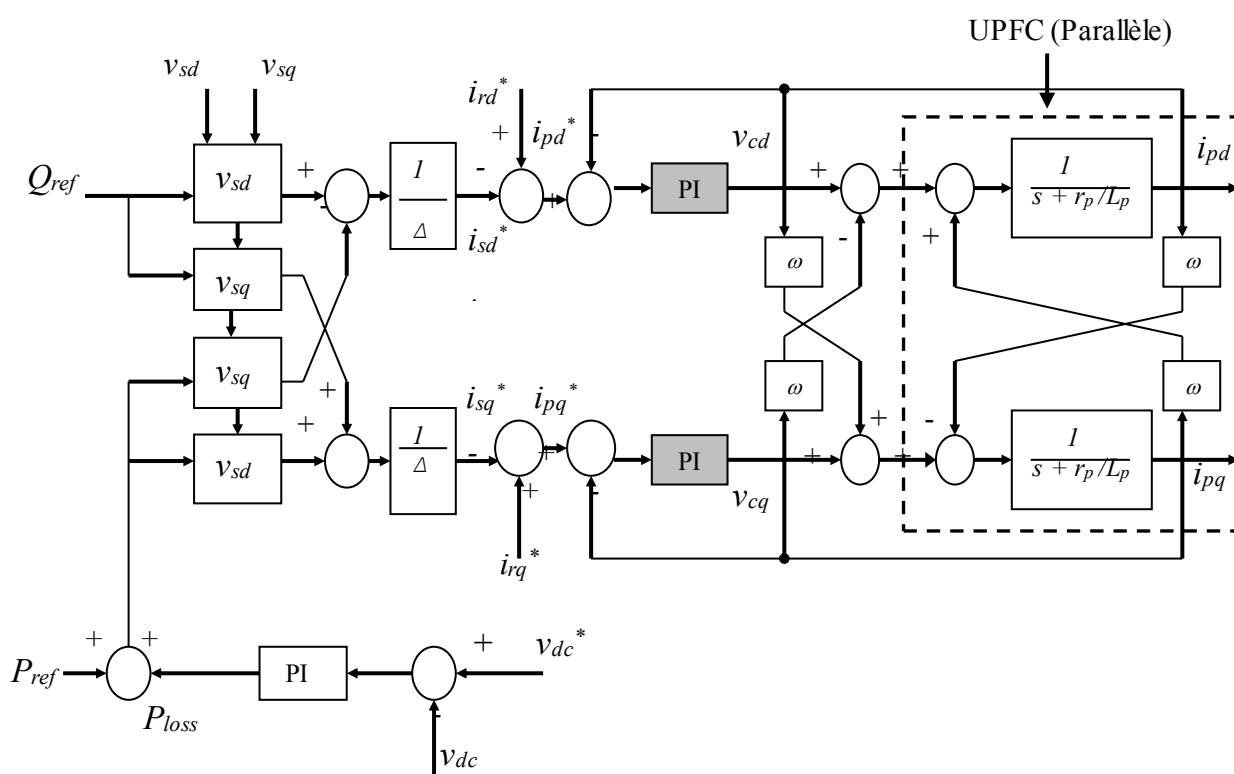
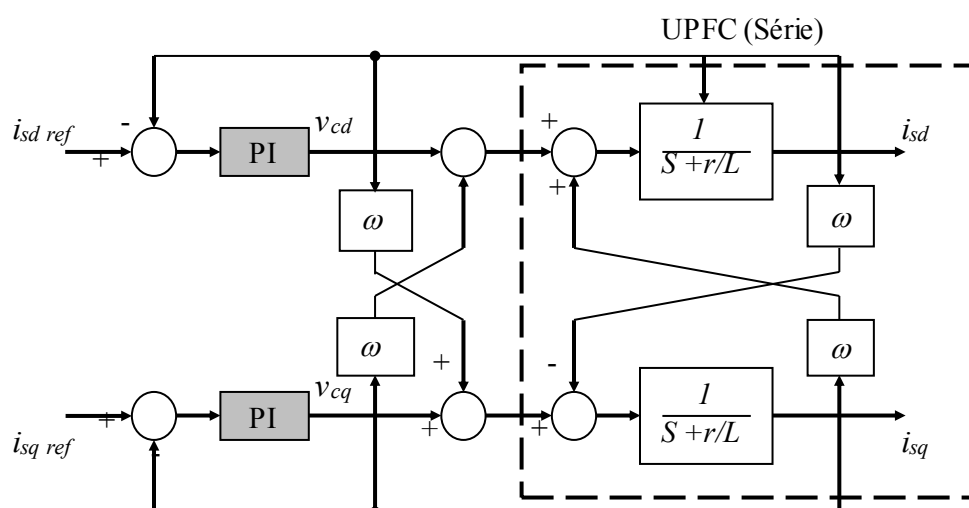


Figure IV.3 : Schéma de contrôle de la branche shunt et la branche continue de l'UPFC

IV.2.3 Les schémas de contrôle avec régulateur PI-Découplé

D'après le système d'équation III.8 ou III.15, on peut voir que le système contient un couplage entre les courants actifs I_d et réactif I_q . L'interaction entre les boucles de courant est causée par le terme $(\omega \cdot i)$. Cela explique la déviation de la puissance réactive par rapport à la référence. Pour réduire l'interaction entre la puissance active et réactive, un découplage des deux boucles de courants est nécessaire.

La fonction de découplage est de soustraire le produit de ωL et I_q du contrôleur selon l'axe d et d'ajouter le produit de terme ωL et I_d au contrôleur selon l'axe q.



IV.3 Commande par régulateur proportionnel intégral découplé (PI-D)

Les figures IV.4 et IV.5 représentent la commande de l'UPFC série et shunt respectivement, G_s est la fonction de transfert de la ligne de transmission déterminée par :

$$G_s = 1/(s+r/L) \quad (IV.8)$$

Remarque :

On traitera seulement le cas du système UPFC série, car la partie de l'UPFC shunt est identique vue que la tension du point de départ (sending end) V_s est égale à la tension du point d'arrivée (receiving end) V_r , les réponses des puissances actives et réactives dans chacun des deux points sont identiques, cette remarque sera valable pour toutes les commandes traitées dans ce travail. Les courants i_{sd} et i_{sq} sont comparés à la sortie du système à leurs valeurs de référence et l'erreur ainsi obtenu passe à travers les deux régulateurs PI. Les tensions de commande V_{cd} et V_{cq} sont relevées à la sortie des régulateurs PI, par la transformation inverse de Park donnée par l'équation IV.3, on détermine les tensions triphasées V_{ca} , V_{cb} et V_{cc} des tensions de commande V_{cd} et V_{cq} , ces tensions de commande triphasées (V_{ca} , V_{cb} et V_{cc}) sont ensuite utilisées comme entrées de référence de l'onduleur MLL série.

$$\begin{bmatrix} V_{ca} \\ V_{cb} \\ V_{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \cos(\omega t - 120^\circ) & -\sin(\omega t - 120^\circ) \\ \cos(\omega t + 120^\circ) & -\sin(\omega t + 120^\circ) \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \quad (IV.9)$$

$$\frac{di_{sd}}{dt} = \omega \cdot (1 - \varepsilon) \cdot i_{sq} - \frac{r}{L} i_{sd} + \frac{1}{L} (V_{sd} - V_{cd} - V_{rd}) \quad (IV.10)$$

$$\frac{di_{sq}}{dt} = -\omega \cdot (1 - \varepsilon) \cdot i_{sd} - \frac{r}{L} i_{sq} - \frac{1}{L} (V_{sq} - V_{cq} - V_{rq}) \quad (IV.11)$$

Le terme ε représente le paramètre de découplage. Par exemple quand $\varepsilon=1$ on obtient un découplage parfait, et quand $\varepsilon=0$, alors les équations IV.10 et IV.11 seront identiques aux équations III.13 et III.14 et III.15.

En pratique, ε est supérieur à 1, ce qui revient à dire que le paramètre de découplage est supérieur au paramètre de couplage et le système est surcompensé.

Dans ce cas, les performances du système diminuent car le couplage réapparaît ce qui

engendre un temps de réponse assez lent du système. Les auteurs pensent que ce cas est dû aux facteurs non –linéaires du système.

IV.3.1 Calcul des régulateurs PI [37]

La structure du correcteur PI est représenté par le schéma bloc de la figure IV.6 :

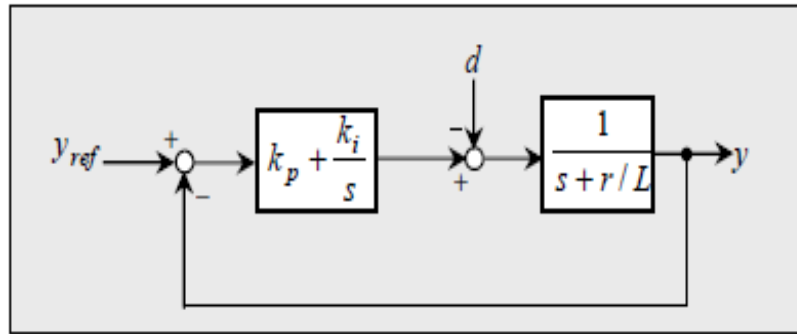


Figure IV.6: Structure de réglage de type PI

Il existe différentes techniques d'ajustements bien adaptés au régulateur PI. Il existe deux approches empiriques bien connues proposées par Ziegler et Nichols, pour la détermination des paramètres optimaux du régulateur PI.

La méthode de Ziegler-Nichols, utilisée dans ce présent mémoire, est basée sur un essai conduit en boucle fermée avec un simple régulateur proportionnel analogique. Le gain K_p de ce régulateur est graduellement augmenté jusqu'à la limite de stabilité, ce qui se manifeste par un régime permanent oscillatoire.

Sur la base des résultats ainsi obtenus, les paramètres du régulateur PI analogique sont donnés par la fonction de transfert suivante :

$$k(s) = k_p \left(1 + \frac{1}{\tau_i s} \right) \quad (\text{IV.12})$$

Par conséquent, l'introduction d'une condition simple $k_i = \left(\frac{r}{L} \right) k_p$ (IV.13)

On obtient la fonction de transfert sous la forme $F(s) = \frac{k_p}{k_p} + s$ (IV.14)

Qui est de premier ordre avec une constante de temps $\tau = 1/k_p$ (IV.15)

D'où :
$$F(s) = \frac{1}{1 + \tau s} \quad (\text{IV.16})$$

$$\begin{cases} k_p = 2\zeta\omega_N - a \\ k_i = \omega_N^2 \end{cases} \quad (\text{IV.17})$$

Dans cette section, nous allons effectuer des simulations de la régulation de l'UPFC, dont les paramètres de réglage sont donnés par le tableau suivant :

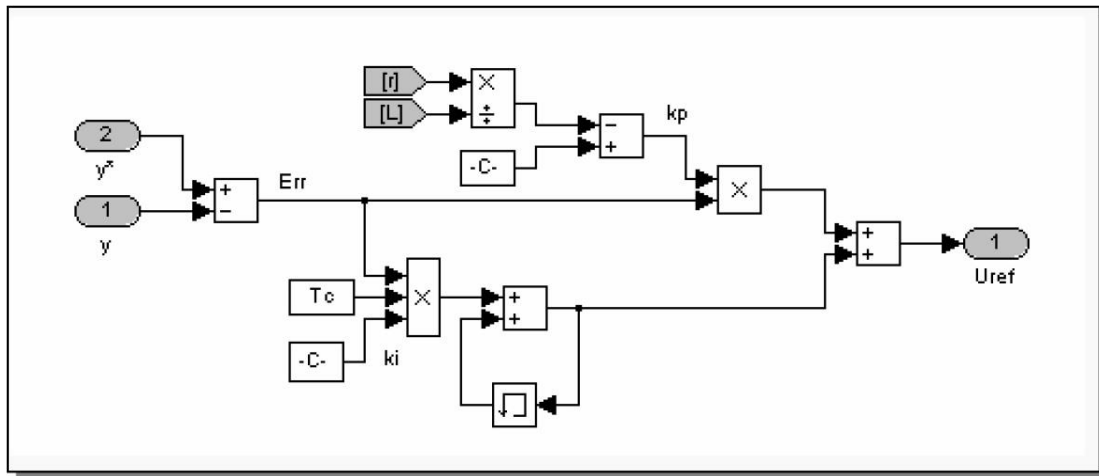


Figure IV.7 : Régulateur PI implanté dans SIMULINK

Nous avons calculé les coefficients du régulateur pour chaque partie de l'UPFC comme suit :

Partie série :

Nous considérons l'équation IV.13 ainsi que le système d'étude de la figure IV.6, et supposons $k_p = 200$. Nous pouvons calculer la valeur de k_i pour la partie série de la manière suivante :

$$k_i = \frac{0.8}{0.01} \cdot 200 = 16000 \quad (\text{IV.18})$$

Partie parallèle

De la même façon que pour la partie série, nous pouvons calculer la valeur de k_i pour la partie parallèle :

$$k_i = \frac{0.4}{0.01} \cdot 200 = 8000 \quad (\text{IV.19})$$

IV.3.2 Régulation de la tension continue

La capacité absorbe les fluctuations des puissances occasionnées par :

- ❖ La compensation du courant réactif.
- ❖ La présence des harmoniques.
- ❖ La régulation du courant actif.

La tension aux bornes du condensateur doit être maintenue à une valeur constante. La régulation de cette tension s'effectue en absorbant ou en fournissant la puissance active sur réseau. Suite à un écart entre V_{dcref} et V_{dc} , la puissance p_r à la sortie du régulateur s'ajoute à la valeur de référence P_{ref} , nous avons choisi un régulateur de type PI ce dernier est souvent préférable du fait qu'il permet d'annuler l'erreur statique.

Les paramètres du régulateur PI de V_{dc} sont : $k_p = 0.11$ et $k_i = 4.8$

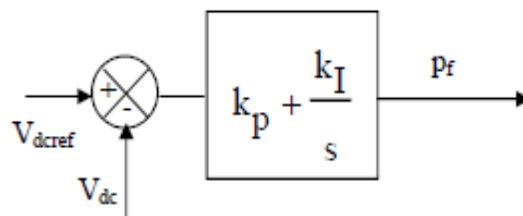


Figure IV.8 : Régulation de la tension continue.



Ainsi, la détermination de la constante de temps dépend des changements admissibles maximaux des grandeurs de contrôle V_{cd} et V_{cq} pour le contrôleur série et de même pour le convertisseur shunt. Donc d'après la méthode de Ziegler- Nichols, le gain critique K_{pc} et la période T_c des oscillations sont mesurés d'après le choix du tableau comme suit :

$$K_p = 0,45 K_{pc} \quad \text{et} \quad T_i = 0,83 T_c$$

Comme on l'a montré à la figure IV.10, l'onduleur shunt et l'onduleur série sont liés au circuit intermédiaire à tension continue. Ils travaillent donc avec la même tension continue V_{dc} . On rappelle que cette dernière est réglée par l'intermédiaire de l'onduleur shunt.

Donc il est capable de fournir aussi bien de la puissance active à l'onduleur série que de la puissance réactive au système d'alimentation.

Le principe de ce dernier, est que la puissance active de la fin de la ligne de transmission (départ) doit être fournie par le début de celle-ci. Le contrôle de la tension continue V_{dc} est réalisé en utilisant un régulateur PI où la tension continue V_{dc} est comparée à sa tension de référence V_{dc}^* .

A la sortie du PI, les pertes de puissance P_{loss} sont ensuite ajoutées à la puissance de référence de départ P_s^* et avec la puissance réactive shunt de référence Q_p^* , les courants de référence shunt i_p^* d'arrivé et de départ sont déterminés.

Les tensions de commande des régulateurs série et parallèle génèrent les tensions de référence des onduleurs MLI série et shunt.



IV.4 Paramètres du modèle UPFC

Les paramètres du modèle UPFC de la simulation sont donnés comme suite :

- Tension du réseau : $V_s = 220V$
- Tension du récepteur : $V_r = 220V$
- Tension continue : $V_{dc} = 280V$
- Fréquence du réseau : 50 Hz
- La résistance de la ligne : $r = 0.8\Omega$
- L'inductance de la ligne : $L = 10\text{ mH}$
- Les chutes de tension du compensateur parallèle : $r_p = 0.4\Omega$
- L'inductance de fuite du transformateur parallèle : $L_p = 10\text{ mH}$
- La capacité du circuit commun DC : $C = 2000\text{ }\mu\text{F}$

On peut maintenant simuler le comportement de notre système muni de son régulateur de puissances active et réactive. Cela a été réalisé avec l'outil MATLAB /SIMULINK.

IV.5 Résultats de simulation de système UPFC avec un régulateur (PI-Découplé)

La simulation de notre système UPFC pour le contrôle de flux de puissance est établie selon le choix de la commande MLI de régulateur (PI-D).

IV.5.1 Les graphes des puissances active et réactive

Cette simulation comporte un changement de la puissance active au moment où la puissance réactive passe de -800 VAR à $+800\text{ VAR}$ (à l'instant $t = 0.35s$), et un changement de la puissance réactive au moment où la puissance active passe de -1200 W à $+1200\text{ W}$ (à l'instant $t = 0.55s$) figure IV.11. Sous forme d'un échelon initialement le système est dans l'état constant avec une puissance active à l'arrivée de la ligne de transmission égale à -1200 W , et une puissance réactive égale à -800 VAR .

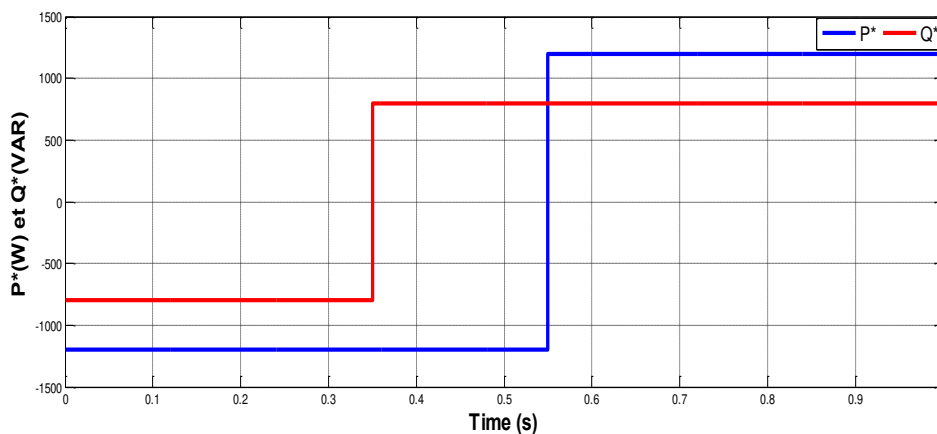


Figure IV.11 : La puissance active et La puissance réactive de référence (P^* et Q^*)

D'après le choix des échelons des puissances on a simulé notre système et on a obtenu les résultats de simulation des puissances active figure IV.12 et réactive figure IV.13 suivantes :

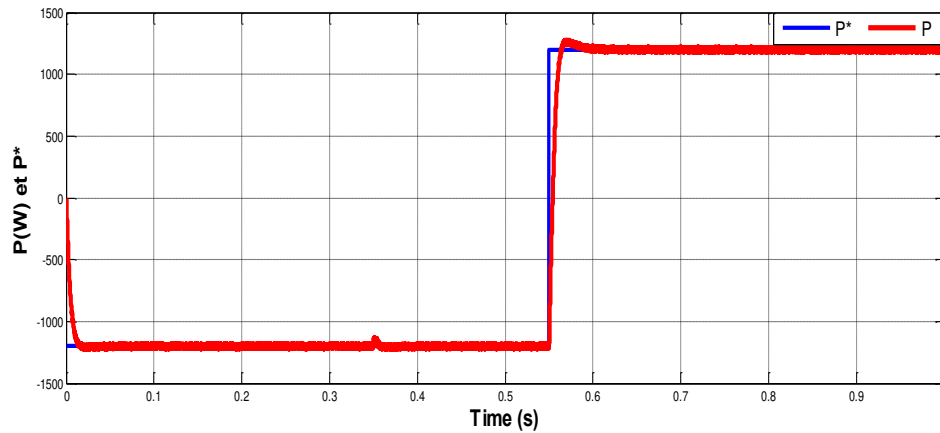


Figure IV.12 : La puissance active et sa référence (P et P*)

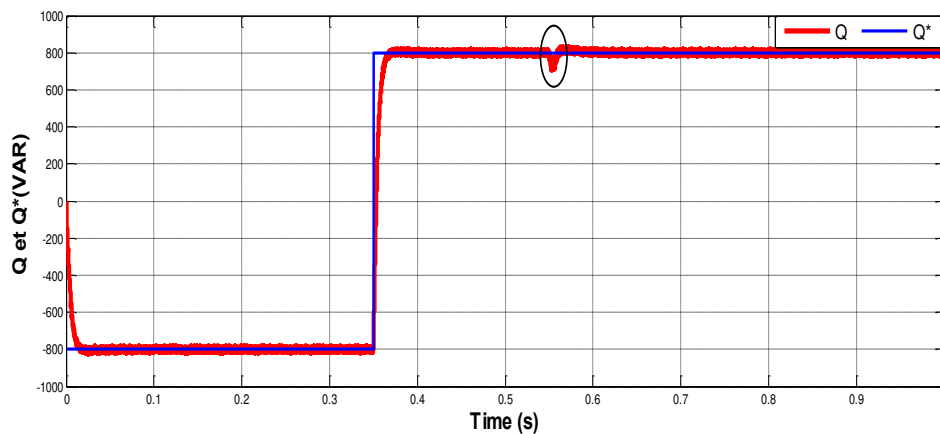


Figure IV.13: La puissance réactive et sa référence (Q et Q*)

Pour illustrer les allures deux puissances active et réactive dans les instants 0.55s et 0.35s et voir la variation qui est considérée comme une petite perturbation et l'interaction entre eux à cause de l'effet de découplage d'après la figure IV.14.

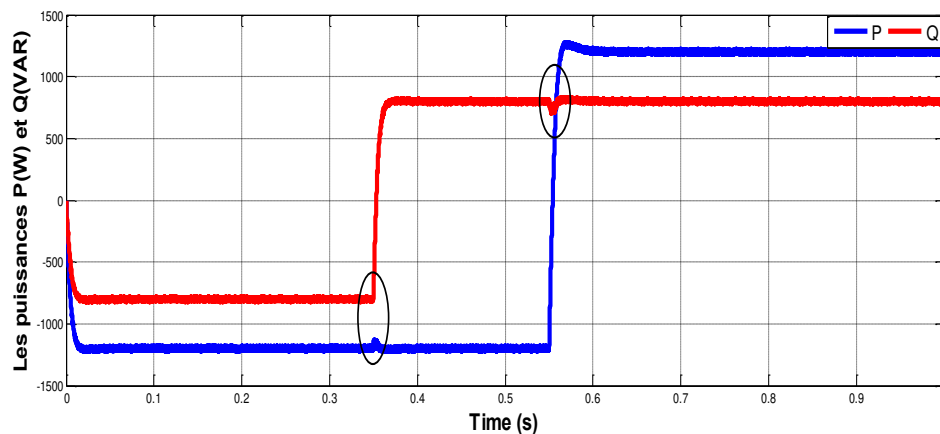


Figure IV.14 : La puissance active P et réactive Q

IV.5.2 Les allures des courants et la tension de la branche continue :

On constate que les allures des courants sont perturbées avec une légère variation dans les deux instants (0.35s et 0.55s) qui montré dans les figures IV.15 et IV.16 mais après ces instants. Les courbes suivent leurs références à cause de notre régulateur (PI - D)

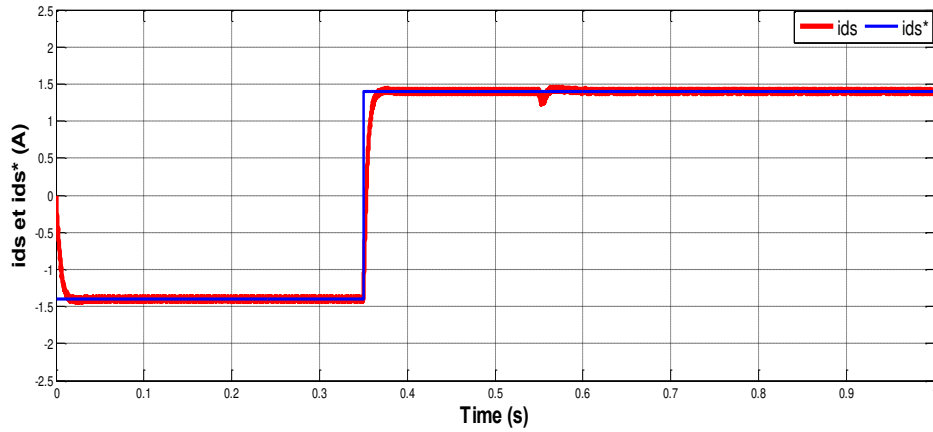


Figure IV.15 : les allures des courants Ids et Ids*

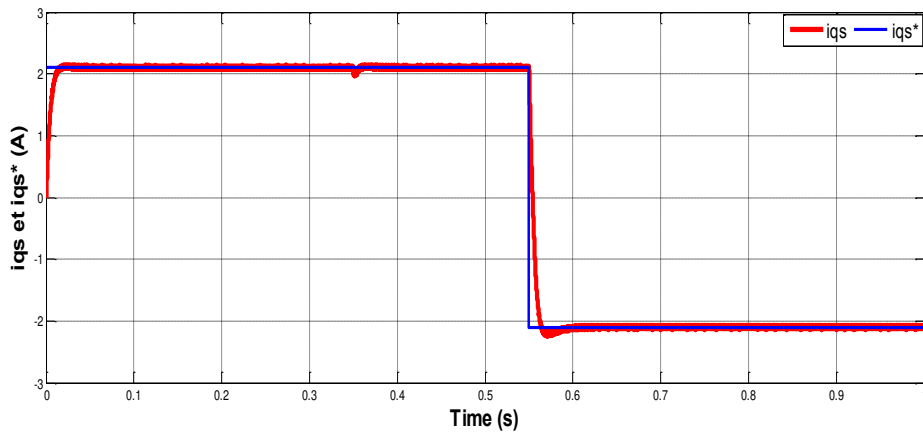


Figure IV.16 : les allures des courants Iqs et Iqs*

La figure IV.17, suivantes illustre respectivement le courant de phase (a).

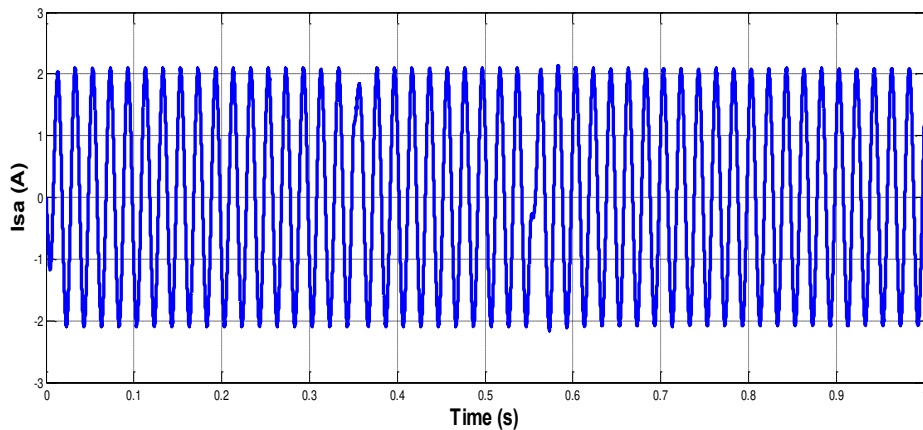


Figure IV.17: le Courant Isa

Les courants figure IV.18 sont plus ou moins perturbés aux instants 0.35s et 0.55s

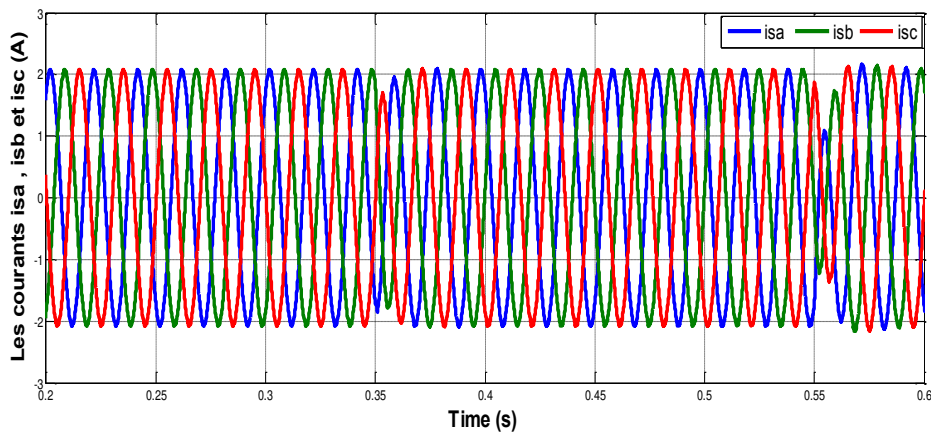


Figure IV.18 : Les courants des phases isa , isb et isc

Voilà les deux composants de la tension de commande V_{cd} et V_{cq} qui assurent l'alimentation l'un des deux onduleurs (série et shunt) figure IV.19 et IV.20 avec la présence de notre régulateur.

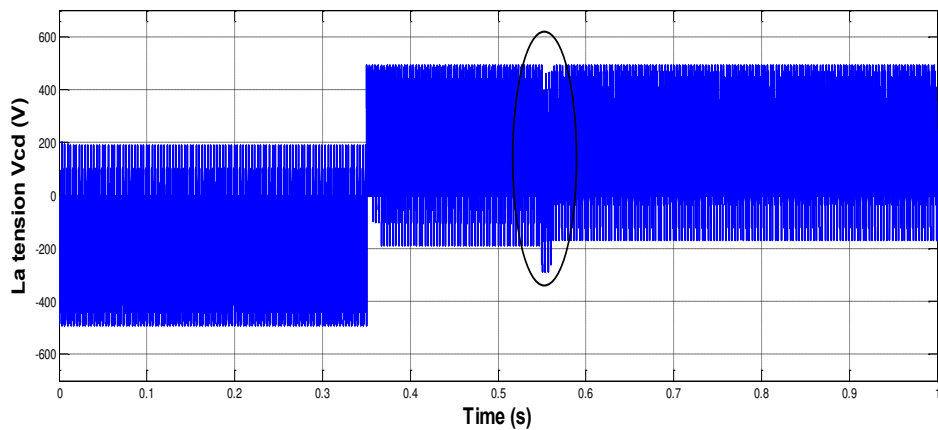


Figure IV.19: Allure de la tension V_{cd}

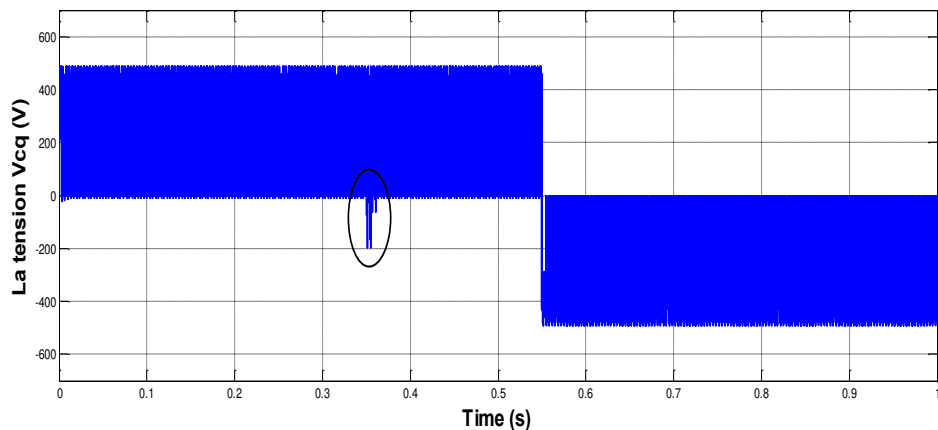


Figure IV.20 : Allure de la tension V_{cq}

IV.5.3 Les allures des tensions de récepteur

La figure IV.21 représente la Tensions V_{sa}

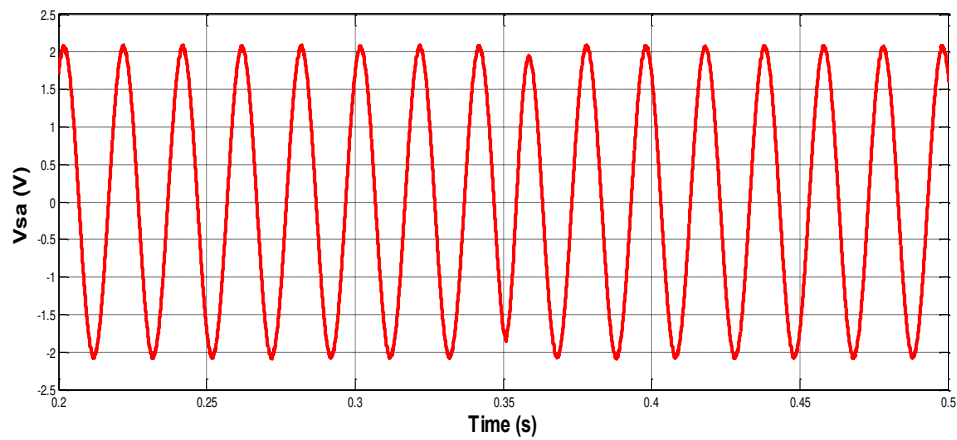


Figure IV.21 : la Tensions V_{sa}

La figure IV.22 représente Les trois tensions V_{sa} , V_{sb} et V_{sc} :

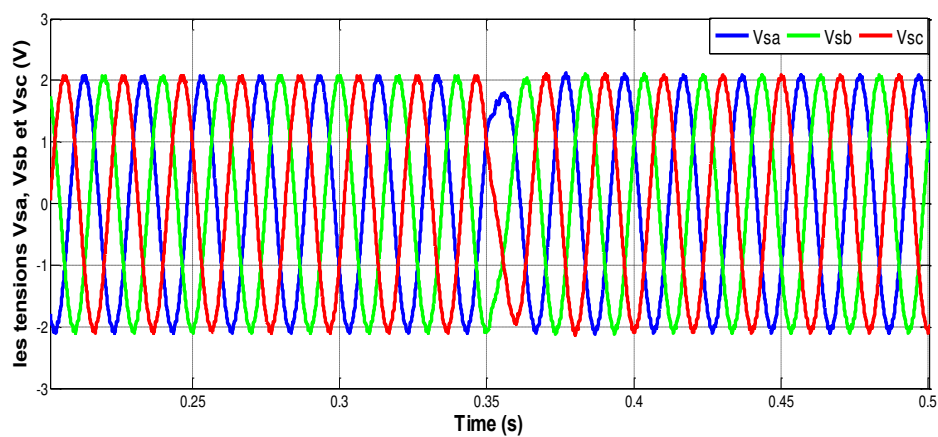


Figure IV.22 : Les tensions V_{sa} , V_{sb} et V_{sc}

IV.5.4 Test de stabilité

Pour tester la stabilité du l'UPFC, cette fois-ci on a simulé le système en introduisant une perturbation de durée 25ms et d'amplitude 1, 6 à l'instant 0.8s.

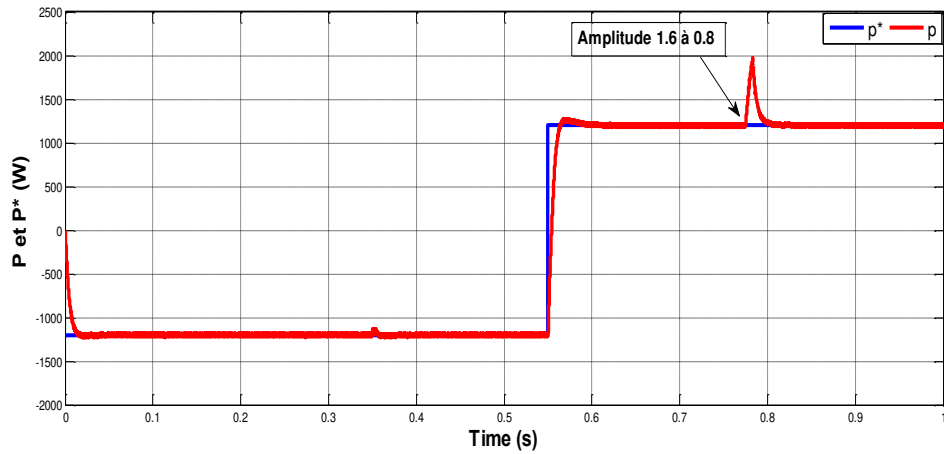


Figure IV.23 : Les puissances actives (P et P^*) avec une perturbation.

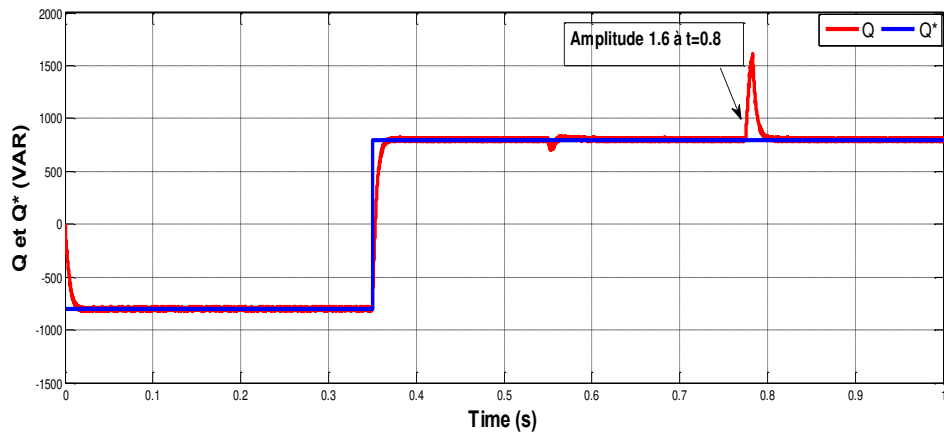


Figure IV.24 : Les puissances réactives (Q et Q^*) avec une perturbation

On constate que les réponses des puissances active et réactive plus perturbées avec un léger dépassement aux temps 0.8s cela conduit à l'instabilité du système.

IV.5.5 Test de robustesse

Pour tester la robustesse de notre système on vari la réactance de la ligne X_l à $\pm 45\%$ de sa valeur nominale. Les variations sur la puissance active P X_l à $\pm 45\%$ de (PI-D) on donne d'allure suivant la figure IV.25 :

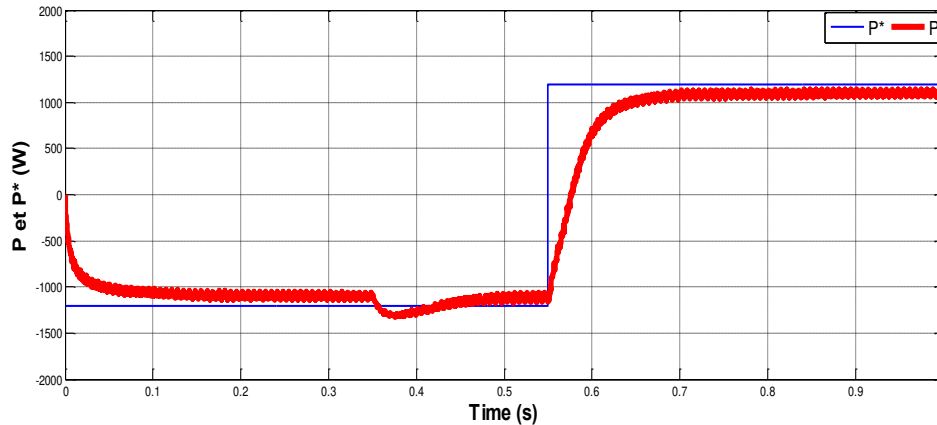


Figure IV.25 : Les puissances actives P^* et P avec le test de robustesse.

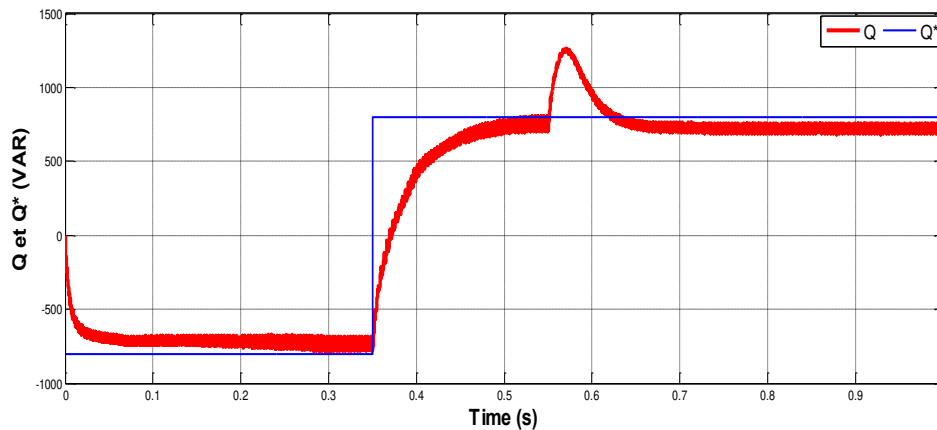


Figure IV.26: Les puissances réactive Q^* et Q avec le test de robustesse

IV.6 Résultats de simulation d'un système pratique étudié

IV.6.1 Exemple montre un déphaseur de charge universel utilisé pour contrôler le flux de puissance sur le réseau 500/230 kV (Hydro-Québec)

Après avoir un modèle simple comme un banc d'essai dans un système monophasé de basse tension (220 V) avec les résultats de simulation tirés on a constaté d'après les deux testes (robustesse et stabilité), notre système a démontré que le régulateur classique (PI – découplé) se débat pour avoir un système stable en un temps très court.

Donc on a opté pour utiliser un modèle pratique [38] et [39]. On a choisi un système étudié par les deux chercheurs canadiens Mr. Gibert Sybille et Mr. Pierre Giroux suivant l'article intitulé "model of the UPFC controlling power on a 500 KV/230KV power system (power_upfc)", sans citer les étapes suivantes (le modèle mathématique qui demande la modélisation de chaque élément du system étudié, puisque nous sommes intéressés que par la simulation pour tirer des remarques correspondantes à ce système et le banc d'essai pour faire une comparaison entre ces deux.

IV.6.2 Description du système utilisé

Ce système contient un déphaseur de charge universel (UPFC) pour contrôler le flux de puissance dans un système de transmission de 500 kV/230 kV (figure IV.27), il est connecté en boucle (réseau maillé), il se compose de cinq nœuds (B1 à B5) interconnectés par des lignes de transmission (L1, L2, L3), de deux transformateurs de puissance 500 kV/230 kV Tr1 et Tr2, Deux centrales situées sur le réseau 230 kV génèrent une puissance de 1500 MW transmise à un équivalent 500KV / 15000 MVA à une charge 200MW connectée au nœud B3. les modèles de centrale comprennent un régulateur de vitesse, un système d'excitation ainsi qu'un stabilisateur de système d'alimentation (PSS).

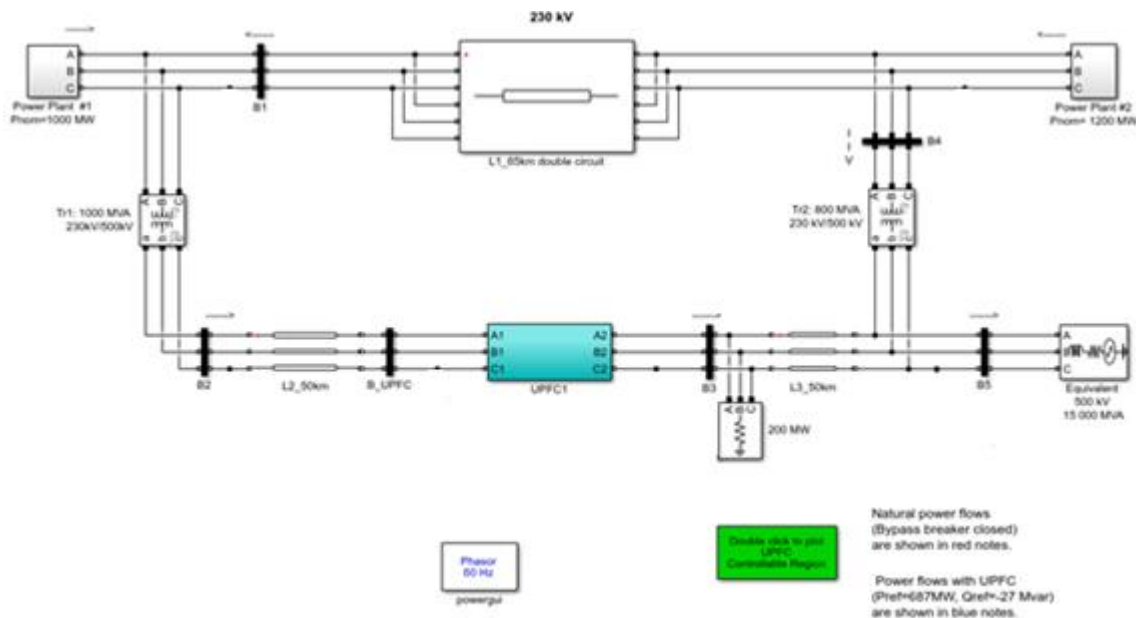
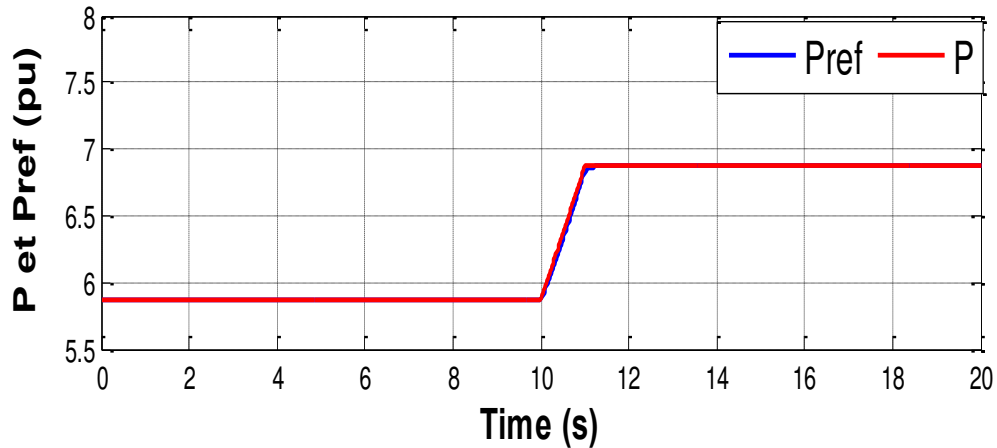


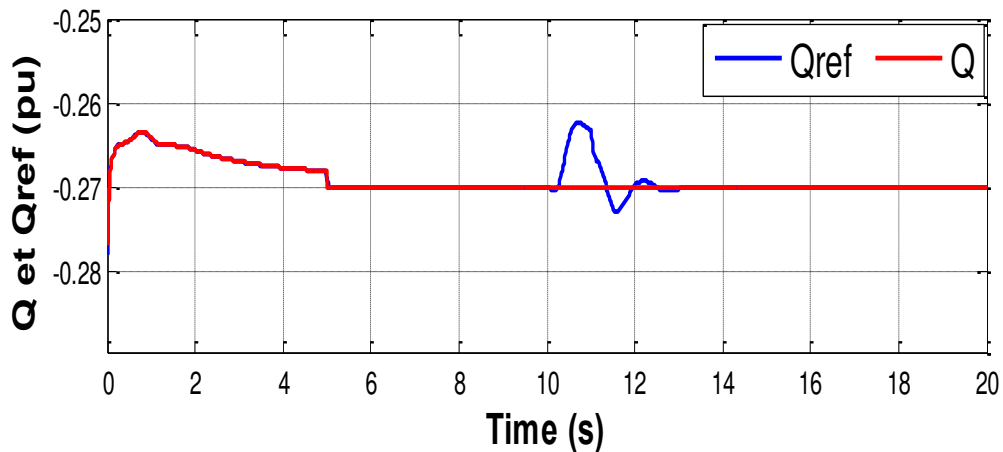
Figure IV.27 : Contrôle de flux de puissance par un système UPFC sur un réseau 500KV/230KV (power_upfc)

IV.6.3 Résultats de Simulation du système pratique

Les puissances active et réactive de référence UPFC sont définies dans les graphes des figures IV.28 et IV.29



La figure IV.28 : La puissance active et de référence de l'UPFC



La figure IV.29 : La puissance réactive et de référence de l'UPFC

Les paramètres du système UPFC sont donnés dans le bloc de simulation ($K_p=0.025$ et $K_i=1.5$) Le système est en marche, après simulation (figures IV.28 et IV.29) les puissances active et réactive (P_{ref} et Q_{ref}) le flux de puissance résultant au nœud B3 est de 587 MW et -27 Mvar. Le step de puissance active P_{ref} est programmé avec une puissance active initiale de 5,87 pu correspondant au flux de puissance active normal. Ensuite, à $t=10s$, P_{ref} est augmenté de 1 pu (100 MW), de 5,87 pu à 6,87 pu, tandis que la puissance réactive de référence Q_{ref} est maintenu constante à -0,27 pu.

La tension injectée par convertisseur série et son angle sont définis dans les graphes des figures IV.30 et IV.31

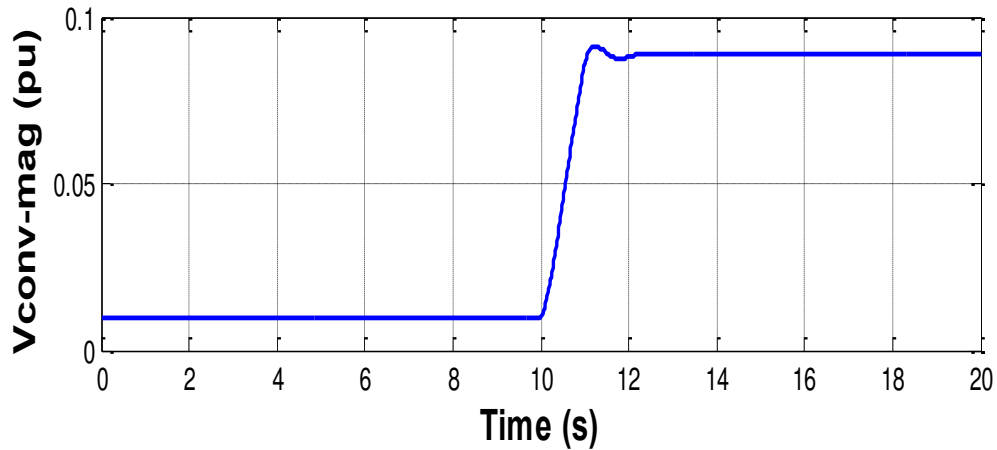


Figure IV.30 : La tension injectée du convertisseur connecté en série.

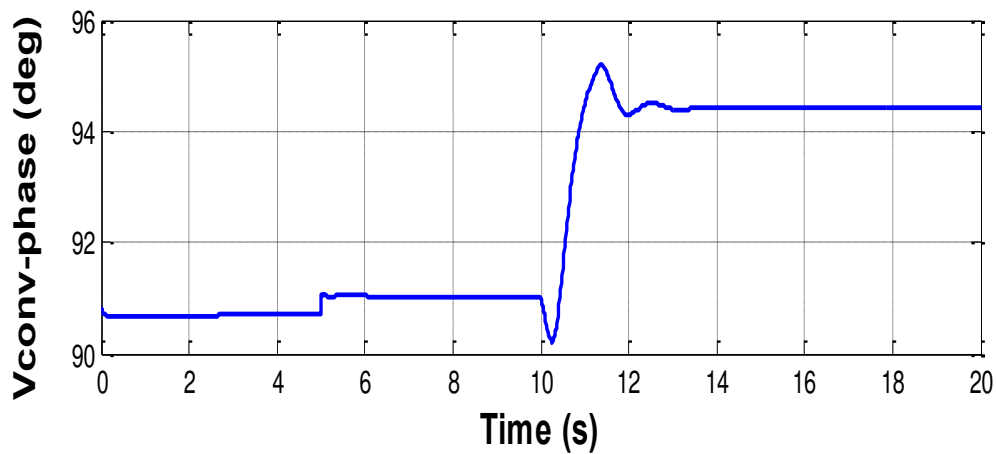


Figure IV.31 : La vitesse de l'angle de tension

Pendant les cinq premières secondes, notre système reste en marche pour une sortie des puissances active (P) et réactive (Q) restent constantes au point (587 MW, -27 Mvar) et de même pour la tension (0.089 pu) avec un angle de 91 deg. À $t = 10$ s l'angle de la tension injectée commence à varier à une vitesse de 45 deg/s.

IV.7 Conclusion

Différents réglages sont à prévoir pour ce compensateur : réglage pour le courant triphasé (onduleurs parallèle et série) et un réglage pour la tension continue. Notre intérêt porte sur le réglage des courants de chacun des deux onduleurs pour pouvoir gérer le flux des puissances active et réactive à travers la ligne de transmission d'un réseau d'énergie.

Le réglage par (PI-Découplé) du système UPFC a donné de bonnes performances dynamiques : le comportement du système, la stabilité et la poursuite des valeurs réels à leurs références. Sur un autre plan ces régulateurs restent incapables à surmonter totalement les variations des paramètres du système (problèmes et perturbations dans le réseau) ce qui dégrade les performances du système d'où la solution reste à prévoir de nouvelles techniques de commandes avancées qui peuvent définir n'importe quel changement du modèle sur le contrôleur. Ce qui peut être l'objet d'autres études plus avancées.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les problèmes que rencontre actuellement les grands réseaux électriques la qualité d'énergie électrique tels que le déséquilibre des phases, les chutes de tension, la gestion de compensation d'énergie réactive, les congestions des réseaux, un faible rendement des lignes de transport et le contrôle des transits de flux de puissance peut performants peuvent désormais être résolu avec le développement des technologies FACTS, et parmi ces dispositifs on a opté pour l'UPFC qui englobe toutes les performances des systèmes FACTS qui améliore et contrôle les transits de puissance et régule mieux les tensions, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

Notre travail a été consacré à l'état d'art sur les réseaux électriques et leurs défauts qui dégradent la tension et la qualité de l'énergie électrique, la modélisation, l'identification des références et l'élaboration de la commande de l'UPFC dans le but de contrôler le flux de puissance sur une ligne de transmission. Dans la partie modélisation, nous avons présenté le modèle mathématique d'un UPFC connecté à un réseau électrique. Afin d'analyser l'influence de l'UPFC sur le réseau, nous avons démontré les relations entre les différentes variables du réseau en fonction des paramètres du contrôle de l'UPFC. Nous avons opté pour la commande MLI. Pour la commande des onduleurs de tension, nous avons utilisé la commande MLI (Modulation à Largeur d'Impulsion). Nous avons étudié premièrement des régulateurs de type PI-Découplé pour les deux parties de l'UPFC.

Pour valider cette étude théorique, nous avons effectué la simulation dans l'environnement Matlab-Simulink, afin de montrer l'apport de ce dispositif et visualiser ainsi que commenter les résultats obtenus. Les résultats obtenus sont satisfaisants. Mais lorsque on a simulé notre système d'un banc d'essai de base tension par deux tests (stabilité et robustesse) ; on a constaté que le réseau électrique est légèrement perturbé ce qui nous a amené à examiner un autre système pratique (Hydro-Québec).

Ce système étudié par les deux chercheurs canadiens Mr. Gibert Sybille et Mr. Pierre Giroux suivant l'article intitulé " model of the UPFC controlling power on a 500 KV/230KV power system (power_upfc) " suivant le choix des paramètres de régulateur classique PI de ce système garde les mêmes perturbations. ce qui dégrade les performances du système et peut être l'objet d'autres études plus avancées.

Comme perspectives, nous espérons fonder notre travail sur l'application de cette étude sur un système réel avec données pratiques sur le réseau électrique national, et évaluer les performances du dispositif (UPFC) dans le contrôle des puissances, des tensions et des courants pour un système multi machines.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] P.Lemerle, D.Cortinas, S.Vittet, J.L.Meyer, J.L.Fraisse, "Connection of Embedded Generation to LV Network", CIRED 99, June 1999.
- [2] G. Naudet et P. Reuss, « Énergie, électricité et nucléaire », EDP Sciences, France, 2008.
- [3] J. C. Sabonnadière, Nourdine Hadj-Said, «lignes et réseaux électriques», Lavoisier, Paris 2003.
- [4] <https://sitelec.org> › schneider › guide_conception_reseau_industriel.
- [5] J.M. DELBARRE, « Postes à HT et THT - Rôle et Structure », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.
- [6] Groupe Sonelgaz, XD « Guide Technique de Distribution », Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984.
- [7] Schneider Electric, « Architecteur de Réseau de Distribution », 2007.
- [8] K. Benrehal, " Modélisation et simulation d'un système FACTS : UPFC", thèse de magistère, Université de Batna, Janvier 2009
- [9] I. Noui, « Réduction des pertes dans les réseaux électriques par la compensation série TCSC », Mémoire de Magister en électrotechnique, Université Mohamed Khider Biskra, juin 2012.
- [10] V. Ignatova, « Méthodes d'analyse de la qualité de l'énergie Électrique Application aux creux de tension et à la pollution harmonique », Thèse de doctorat, Université Joseph Fourier - Grenoble I, 2006.
- [11] C. Apraëz, « Etude comparative de méthodes de simulation de la stabilité transitoire », Mémoire présenté à l'école de technologie supérieure université de Québec ,2012.
- [12] B.Crappe, "Commande et régulation des réseaux électriques ", Hermes sciences 2003.
- [13] Michel Crappe : « Commande et régulation des réseaux électriques » Chap.2 Traité EGEM série génie électrique, LAVOISIER 2003.
- [14] C. Jacques, Guillaume de Preville, Jean-Louis Sanhet : « Fluctuations de tension et flicker - Évaluation et atténuation (partie I et II) » Techniques de l'ingénieur D 4315.
- [15] H. Kouara : « Application d'un filtre actif série au contrôle de la tension d'un réseau basse tension » mémoire de magister, université de Batna 28/02/2006.

- [16] H.Akagi, Y.Kanazawa and A.Nabae: « Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components », IEEE transaction on Industry Application, vol.Ia-20, N°3, May/Juin 1984.
- [17] S.Philipe et Jean Verseille : « Compensation de l'énergie réactive et tenue de tension dans les réseaux publics », Technique de l'ingénieur, D 4305, pp-1-10.
- [18] B. Ha Lee and K. Y. Lee, "A Study on Voltage Collapse Mechanism in Electric Power System." IEEE Trans. PS, Vol.6No.3, pp.966-974, August 1991.
- [19] L. de Heredia Bermeo, « Commandes avancées des systèmes dédiés à l'amélioration de la qualité de l'énergie : de la base tension à la montée en tension » thèse Institute National Polytechnique de Grenoble, France, 2006.
- [20] T. Wildi, G. Sybille « Electrotechnique », Ed. De Boeck, 2005
- [21] M.Karim Sebaa, "Commande intelligente pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux d'énergie électrique ", thèse de doctorat en Electrotechnique Université des Sciences & des Technologies Houari Boumediene , USTHB, 2008.
- [22] A. Alibi "Contrôle des réseaux électrique par les systèmes FACTS : Flexible AC Transmission Systems " mémoire magister, université de Batna 2009.
- [23] H.Laib "Contribution à l'étude du contrôle du flux de puissance par l'UPFC " mémoire de magister, université de Batna 2009
- [24] R.Benabid, "Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques", Mémoire de Magister Soutenu au département d'électrotechnique Université de Jijel 2007.
- [25] D. Louardi, " Contrôle de l'écoulement de puissance active par système FACTS", Mémoire de Magister Soutenu au département d'électrotechnique Université de Batna 2009.
- [26] R. Haimour, «Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Électrique», Mémoire de Magister ENSET – ORAN -2009.
- [27] A.Kerbaa, « Etude de l'influence des systèmes FACTS sur la qualité de l'énergie électrique», Mémoire de Master, 02 Juin 2013.

- [28] A. Abdelouahab, « Modélisation et Analyse d'un Compensateur Statique: SVC », Mémoire de Magister, Université Batna 1, 02 mai 2013.
- [29] S.Zebirate « Réglage multi variables d'un UPFC pour la compensation des puissances active et réactive », thèse magister, ENSET, Oran, mai 2002.
- [30] L.Gygyi, and al «the unified power flow controller: a new approach to power transmission control», IEEE turns on power delivery, vol 10N02, pp 1085-1097, April 1995.
- [31] S. D. Roud, Q, Yu, L. E Nowm, T. M Undeland «performance of a unified power flow controller using a D-Q control system », IEEE conference publication N0 423: 357-362, April-may 1996.
- [32] R.Grunbaum « FACTS- les système performants pour le transport flexible de l'énergie électrique », Revue ABB 3/1998, pp. 04-17, 1998.
- [33] S.M. Sadeghzadeh, M.Ehsen, N.Hajd Said et al, «Improvement of Transient Stability limit in power system transmission lines using fuzzy control of FACTS devices », IEEE Trans. On power systems, vol. 13, No.3, pp.917-922, August 1998.
- [34] A. BOUKAROURA. Modélisation et Diagnostic d'un Onduleur Triphasé par l'Approche BondGraph. Mémoire de magister. Université de Sétif.Décembre 2009.
- [35] B.Kaid et H. Hadj daoud " Amélioration des performances de réglage d'un système UPFC appliqué au contrôle des puissances dans les réseaux électriques",Mémoire de Master en Electrotechnique de l'université de SAIDA 2015.
- [36] M.SEBA, «Commande Robuste d'un UPFC dans un Réseau d'Énergie Électrique Multi Machines», thèse de doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed BOUDIAF, 2012.
- [37] H. Rasmussen. 'Automatic tuning of PID – regulators.' Dk 9290 Aalborg , Denmark September 6, 2000.
- [38] https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/upfc-phasor_model.html#d123e51962
- [39] P.Giroux,G. Sybille et H. Le-Huy 'Modeling and simulation of a distribution STATCOM using Simulink's PowerSystem Blockset'.The 27Th Annual Conference of the IEEE Industrial electronics society .IECON'01.2001.