

N° Ordre...../FHC/UMBB/2023

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par

BEZZIANE Ahmed

DAOUDI Bachir

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie Electrique : Electricité Industrielle

Thème

**Contribution à l'amélioration de la stabilité d'un réseau
IEEE14 bus par un UPFC**

Devant le jury:

KIFOUCHE Rezki	MAA	UMBB	Président
KHELIFI Fateh	MAA	UMBB	Examineur
HABI Idir	Pr	UMBB	Examineur
TADJER Sid Ahmed	MCA	UMBB	Encadrant

Année universitaire 2022/2023

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département : Automatisation et Electrification des procédés
Filière : Hydrocarbures
Option : Génie Electrique: Electricité Industrielle

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

**Contribution à l'amélioration de la stabilité d'un réseau
IEEE14 bus par un UPFC**

Présenté par :
BEZZIANE Ahmed
DAOUDI Bachir

Avis favorable de l'encadreur :

Signature

TADJER S A

Avis favorable du Président du jury
Nom Prénom **Signature**

Cachet et signature

Résumé

Ce mémoire se concentre sur l'optimisation de l'emplacement de l'UPFC (Unified Power Flow Controller) dans le réseau IEEE 14 Bus pour améliorer le flux de puissance et stabilité. L'UPFC est un dispositif de FACTS (Flexible AC Transmission System) qui offre des possibilités de contrôle et d'optimisation du flux de puissance dans les réseaux électriques. L'objectif est de déterminer l'emplacement optimal de l'UPFC et de développer des stratégies de contrôle appropriées pour améliorer la stabilité et l'efficacité du réseau. La recherche comprend une analyse approfondie du réseau, une étude de l'écoulement de puissance et stabilité, et le développement de stratégies de commande appropriée pour réguler la tension et le flux de puissance. Des simulations approfondies sont effectuées pour évaluer la performance du système avec l'UPFC. Les résultats démontrent une amélioration significative du flux de puissance, et une meilleure régulation de la tension et stabilité. En conclusion, ce mémoire montre l'importance de l'emplacement optimal de l'UPFC dans l'amélioration du flux de puissance et peut guider les décisions des opérateurs de réseau.

Abstract

This report focuses on the optimization of the placement of the Unified Power Flow Controller (UPFC) in the IEEE 14 Bus network to enhance power flow and stability. The UPFC is a Flexible AC Transmission System (FACTS) device that provides control and optimization capabilities for power flow in electrical networks. The objective is to determine the optimal location of the UPFC and develop appropriate control strategies to improve network stability and efficiency. The research includes a comprehensive analysis of the network, a power flow study, and the development of vectoriel control strategies to regulate voltage and power flow. In-depth simulations are conducted to evaluate the system's performance with the UPFC. The results demonstrate a significant improvement in power flow, reduction in power losses, and better voltage regulation and stability. In conclusion, this report showcases the importance of optimal UPFC placement in enhancing power flow and can guide network operator decisions.

Remerciement Remerciement

الحمد لله الذي تتم بنعمته الصالحات

Nous remercions, en premier lieu, ALLAH le tout puissant de nous avoir donné la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

**Nous remercions tous nos professeurs pour nous avoir guidés tout au long
De notre cursus universitaire.**

Nous remercions chaleureusement notre promoteur à Tadjer sid ahmed.

Nous remercions aussi tous les membres du jury.

Nous remercions chaleureusement nos familles, nos parents, en premier lieu, pour leur soutien moral, leurs encouragements et leur patience durant les étapes difficiles de notre cursus universitaire.

**Enfin, merci à tous qui ont contribués de près ou de loin à l'élaboration de
ce**

Présent travail. Et que les personnes qui n'ont pas été citées puissent nous en excuser et trouver dans cette note l'expression de toute notre gratitude.

**Nous garderons un très bon souvenir des moments passés à l'INH en
compagnie de tous nos Amis.**

**Nous tenons à les remercier vivement pour leur sympathie leurs
encouragements et leur Gentilles**

Dédicace (1)

A Allah le Tout Puissant, source de toute connaissance,
qui m'a donné La force et la volonté pour achever ce
modeste travail.

Je dédie ce travail, à tous ceux qui me sont chers,

À *MES CHERS PARENTS* Aucune dédicace ne saurait exprimer
l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours
pour vous. Vous représentez pour moi la source de tendresse et
l'exemple de dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de
prier pour moi. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et
nuit pour mon éducation et mon bien être. Que Dieu vous garde et
vous protège.

A toutes ma grande famille, mes chères frères, mes grands-
parents, mes oncles et mes tantes.

A mon cher binôme et mon frère Bezziane Ahmed

A tous mes camarades de groupe MAEI18

A tous mes amis chacun a son nom

A tous mes enseignants depuis mes premières années
D'études.

BACHIR

Dédicace (2)

A Allah le Tout Puissant, source de toute connaissance,
qui m'a donné La force et la volonté pour achever ce
modeste travail.

Je dédie ce travail, à tous ceux qui me sont chers,

À *MES CHERS PARENTS* Aucune dédicace ne saurait exprimer
l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours
pour vous. Vous représentez pour moi la source de tendresse et
l'exemple de dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de
prier pour moi. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et
nuit pour mon éducation et mon bien être. Que Dieu vous garde et
vous protège.

A toutes ma grande famille, mes chères frères, mes grands-
parents, mes oncles et mes tantes.

A mon cher binôme et mon frère Daoudi Bachir

A tous mes camarades de groupe MAEI18

A tous mes amis chacun a son nom

A tous mes enseignants depuis mes premières années
D'études.

AHMED

Liste des figures

Figure I- 1: Schéma du générateur électrique	7
Figure I- 2: Schéma du transformateur de puissance	8
Figure I- 3: Installation de poste électrique.....	9
Figure I- 4: Les jeux de barre	10
Figure I- 5: Plan du convertisseur statique.....	10
Figure I- 6: Schéma du disjoncteur	12
Figure I- 7: Installation de sectionneur.....	13
Figure I- 8: Appareil de contacteur	13
Figure I- 9: Schéma magnétique de Capteur et réducteur de mesures	14
Figure I- 10: Salle de commande (Relais et automates).....	14
Figure I- 11: Schéma des réseaux électriques aux (smart grids).....	15
Figure I- 12: Schéma des réseaux électriques aux (smart grids).....	16
Figure I- 13: Modèle d'une ligne courte	16
Figure I- 14: Modèle en T	18
Figure I- 15: Modèle en π	19
Figure I- 16: Pylônes nappe	21
Figure I- 17: Pylônes nappe	21
Figure I- 18: Pylône Double drapeaux	22
Figure I- 19: Schéma du triangle des puissances	24
Figure II- 1: Schéma de compensation shunt	32
Figure II- 2: Schéma compensation série.....	33
Figure II- 3: Schéma de types contrôle de FACTS	36
Figure II- 4: Contrôleur connecté en série.....	37
Figure II- 5: Contrôleur de dérivation connecté.....	37
Figure II- 6: Contrôleur série-série combiné.....	38
Figure II- 7: Contrôleur de série de dérivation combinée	38
Figure II- 8: Schéma de (Thyristor Controlled Series Capacitor) (TCSC)	39
Figure II- 9: Schéma de (Thyristor Controlled Series Reactor) (TCSR)	40
Figure II- 10: Schéma de (Static Synchronous Series Compensator) (SSSC)	40
Figure II- 11: Schéma de (Static VAR Compensation) (SVC)	41
Figure II- 12: Schéma de (Thyristor Controlled Reactor) (TCR)	41
Figure II- 13: Schéma de (Thyristor Switched Capacitor) (TSC)	42
Figure II- 14: Schéma de (Static Synchronous Compensator) (STATCOM)	43
Figure II- 15: Schéma de (Interline Power Flow Compensator) (IPFC).....	43
Figure II- 16: Schéma de (Unified Power Flow Controller) (UPFC)	44
Figure II- 17: Réseau d'AEP équipé de l'UPFC	46
Figure II- 18: Ligne de transport avec UPFC.....	47

Figure II- 19: Schéma équivalent de la ligne de transport avec UPFC	48
Figure II- 20: Diagramme vectoriel des tensions et des courants d'un UPFC	50
Figure II- 21: Figure II-21 :Schéma d'une ligne du type $Z_o=R_o+jX_o$	50
Figure II- 22: Représentation unifilaire du schéma équivalent avec une ligne de type $Z = R + jX$	51
Figure II- 23: Diagramme vectoriel pour une ligne avec X et R.....	52
Figure III- 1 : Système a deux J.d.B.....	58
Figure III- 2: Modélisation par injection de puissances: a) ligne avec FACTS, b) ligne avec injections équivalentes	65
Figure III- 3: Modélisation par injection de puissances: a) ligne avec FACTS, b) ligne avec injections équivalentes	66
Figure III- 4: Intégration du dispositif FACTS dans une ligne	67
Figure IV- 1: Représentation d'un UPFC avec ces degrés de liberté.....	70
Figure IV- 2: Représentation physique d'un convertisseur UPFC branché au réseau en vue de sa modélisation	71
Figure IV- 3: Schéma bloc du convertisseur série	74
Figure IV- 4: Schéma bloc convertisseur shunt	76
Figure IV- 5: Model DC link.....	76
Figure IV- 6: Schéma bloc du DC-link	79
Figure IV- 7: Schéma bloc intégrant les références de la commande du convertisseur série	80
Figure IV- 8: Schéma bloc du signal de référence	81
Figure IV- 9: Schéma bloc de calcul des références de la commande du convertisseur shunt	83
Figure IV- 10: Schéma d'un UPFC avec indication de la circulation des puissances	83
Figure IV- 11: Représente le schéma bloc pour le calcul de I_{shd_ref} et I_{shq_ref}	85
Figure IV- 12: Structure de réglage de type PI	85
Figure IV- 13: Régulateur PI implanté dans SIMULINK.....	86
Figure IV- 14: Principe de la commande MLI sinus-triangle	87
Figure IV- 15: Circuit de réglage de l'UPFC	89
Figure V- 1: Schéma unifilaire du réseau IEEE 14 bus	93
Figure V- 2: Représentation du model IEEE14 bus sur Simulink	97
Figure V- 3: Representation de point chaud par ETAP IEEE 14 BUS	98
Figure V- 4: Représentation de point chaud par ETAP des jeux de barres 6 et 5.....	98
Figure V- 5: Voltage au jeu de barre 1	100
Figure V- 6: Voltage au jeu de barre 1 (détaillé)	100
Figure V- 7: Voltage au jeu de barre 6.....	101
Figure V- 8: Voltage au jeu de barre9.....	101

Figure V- 9: Voltage au jeu de barre 13.....	101
Figure V- 10: Voltage au jeu de barre 14.....	102
Figure V- 11: Voltage au jeu de barre 14(détaillé)	102
Figure V- 12: Partie shunt de UPFC implémente par (48 pluse voltage-sourcedconverted)	103
Figure V- 13: Signal de commande de 4 pond niveau 1	104
Figure V- 14: Signal de commande de 4 pond niveau 2	104
Figure V- 15: Signal de commande de 4 pond niveau 3	105
Figure V- 16: Paramètre de transformateur shunt	105
Figure V- 17: Partie série de UPFC implémente par (48 pluse voltage-sourcedconverted)	106
Figure V- 18: Signal de commande de 4 pond niveau 1	106
Figure V- 19: Signal de commande de 4 pond niveau 2	107
Figure V- 20: Signal de commande de 4 pond niveau 3	107
Figure V- 21: Paramètre de transformateur série	108
Figure V- 22: Schéma du Pont de condensateur	108
Figure V- 23: Schéma d'UPFC avec le réseau IEEE 14 bus.....	109
Figure V- 24: Voltage au jeu de barre 1 après UPFC	110
Figure V- 25: Voltage au jeu de barre 1 après UPFC (détaillé).....	110
Figure V- 26: Voltage au jeu de barre 6 après UPFC	111
Figure V- 27: Voltage au jeu de barre 9 après UPFC	111
Figure V- 28: Voltage au jeu de barre 13 après UPFC	112
Figure V- 29: Voltage au jeu de barre 14 après UPFC	112
Figure V- 30: Voltage au jeu de barre 14 après UPFC (détaillé).....	113
Figure V- 31 : schéma du comparaison de profile de tension avant et après UPFC.....	116
Figure V- 32: Le graphe de $V_{dc}(t)$	116
Figure V- 33: Le graphe de $Q(t)$	117
Figure V- 34: Le graphe de $V_{meas}(t)$	117
Figure V- 35: Le graphe de $V_{inij}(t)$	118
Figure V- 36: Le graphe de $V_{dc}(t)$	118
Figure V- 37: Le graphe de $P(t)$	119
Figure V- 38: Le graphe de $Q(t)$	119
Figure VI- 1: Schéma de IEEE 14 bus avec disjoncteur	125
Figure VI- 2: Jeu de barre 7,8, 9(soutension).....	126
Figure VI- 3: Jeu de bar 12(soutension).....	126
Figure VI- 4: jeu de barre 10,11,13 (soutension)	127
Figure VI- 5: jeu de bar 14 (soutension)	127
Figure VI- 6: Schéma de IEEE 14 bus avec disjoncteur après UPFC.....	128
Figure VI- 7: Signal de commande de 4 pont niveau 1	129
Figure VI- 8: Signal de commande de 4 pont niveau 2.....	129
Figure VI- 9: Signal de commande de 4 pont niveau 3.....	130

Figure VI- 10: Signal de commande de 4 pont niveau 1	130
Figure VI- 11: Signal de commande de 4 pont niveau 2	131
Figure VI- 12: Signal de commande de 4 pont niveau 3	131
Figure VI- 13: jeu de barre 7 ,8, 9	132
Figure VI- 14: jeu de barre 12	132
Figure VI- 15: jeu de barre 10,11,13	133
Figure VI- 16: jeu de bar 14	133
Figure VI- 17: Le graphe de $V_{dc}(t)$	135
Figure VI- 18: Le graphe de $Q(t)$	135
Figure VI- 19: Le graphe de $V_{meas}(t)$	136
Figure VI- 20: Le graphe de $V_{inij}(t)$	136
Figure VI- 21: Le graphe de $V_{dc}(t)$	137
Figure VI- 22: Le graphe de $P(t)$	137
Figure VI- 23: Le graphe de $Q(t)$	138

Liste des tableaux

Tableau II- 1: Contribution des systèmes FACTS dans les réseaux électriques	45
Tableau III- 1: Classification des barres.....	57
Tableau V- 1: Les données du réseau étudié.....	94
Tableau V- 2: Les données de lignes	95
Tableau V- 3:La matrice conductance	96
Tableau V- 4: La matrice susceptance	96
Tableau V- 5:Résultats de l'écoulement de puissance (power flow)	99
Tableau V- 6: Le résultat de l'écoulement de puissance est donné.....	114
Tableau V- 7: Comparaison de profile de tension.....	115
Tableau VI- 1: Comparaison de profile de tension avant et après dans le cas de défaut	134

Liste de abréviation

Cc : courant continu

Ac : courant alternative

C.I.G.R.E : conférence internationale des grands réseaux électriques

I.E.E.E: institute for electrical and electronic engineers

C.E.I: commission électro technique international

PV : photovoltaïque

E.P.R.I: Electric Power Research Institute

FACTS: Flexible Ac transmission system alternating system

Svc : static var compensator

Statcom :static synchronous compensator

TCSC : thyrisor controlled series capacitor

UPFC : Unified Power Flow Controller

Vs : Voltage de source

Vr : voltage de récepteur

Sssc : static synchronous series

TSSC : thyristor switched seires capacitor

TCR : thyristor controlled reactor

TSC :thyristor switched capacitor

TSR :thyristor switched reactor

IPFC : interline power flow Controller

VAR : Voltage ampere reactive

HV : High voltage

LV : low voltage

AEP : American electric Power

GS : gauss siedel

NR : Newton-Raphson

P_r : puissance active de récepteur

Q_r : puissance réactive de récepteur

V_{se} : voltage séries d'UPFC

V_{se_d} : composant d séries de tension d'UPFC

I_{se_d} : composant d séries de courant d'UPFC

I_{se_q} : composant q séries de courant d'UPFC

V_{se_q} : composant q séries de tension d'UPFC

V_{sh} : voltage shunt d'UPFC

V_{sh_d} : composant d shunt de de tension d'UPFC

V_{sh_q} : composant q shunt de de tension d'UPFC

I_{sh_d} : composant d séries de courant d'UPFC

I_{sh_q} : composant q séries de courant d'UPFC

P_{se} : puissance active séries d'UPFC

P_{sh} : puissance active shunt d'UPFC

Sommaire

Résumé

Remercîment

Didicace (1)

Didicace (2)

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

Introduction générale:	2
Problématique:	3
I-1-Introduction	5
I-2-Production transmission et distribution	5
I-2-1-Production électrique	5
I-2-2-Transmission	5
I-2-2-1-La transmission primaire	5
I-2-2-2- La transmission secondaire.....	6
I-2-3-Distribution	6
I-3-Les composants d'un réseau électrique.....	6
I-3-1-générateur électrique	6
I-3-2-Transformateur de puissance	7
I-3-4-Les postes électriques.....	8
I-3-5-Matériels entrants dans la constitution d'une ligne aérienne	9
I-3-6-Les jeux de barre	9
I-3-7-Convertisseur statique	10
I-3-7-1-Les redresseurs	10
I-3-7-2-Les onduleurs.....	10
I-3-7-3-Les hacheurs	11
I-3-7-4-Les gradateurs.....	11

I-3-7-5-Les cyloconvertisseurs.....	11
I-3-8-Disjoncteur	11
I-3-9-Sectionneur	12
I-3-10-Contacteur	13
I-3-11-Capteurs et réducteurs de mesures	13
I-3-12-Relais et automates	14
I-4-les modèle des lignes et les équations	16
I-4-1-Lignes courtes	16
I-4-2-Lignes moyennes	17
I-4-2-1-Modèle en T.....	17
I-4-2-2-Modèle en π	19
I-5-Supports des lignes aériennes.....	20
I-5-1-Les Pylônes	20
I-5-2- Type des Pylônes	20
I-5-2-1-Pylônes nappe	20
I-5-2-2-Pylônes Triangle.....	21
I-5-2-3-Pylône Double drapeaux.....	21
I-6-Les puissances en régime alternatif.....	22
I-6-1-La puissance active	22
I-6-2-La puissance réactive	22
I-6-2-1-Les inconvénients de la puissance réactive	23
I-6-3-La puissance apparente	23
I-6-4-Facteur de puissance	23
I-6-5-Les pertes dans les réseaux électriques	23
I-7-Stabilité des réseaux	24
I-7-1-Stabilité statique.....	24
I-7-2-Stabilité transitoire	25
I-8-Les perturbations	25

I-8-1-Définition d'une perturbation.....	25
I-8-2-Pollution harmonique.....	25
I-8-3-La surcharge.....	26
I-8-3-La surintensité.....	26
I-8-4-La surtension.....	26
I-8-5-Déséquilibre de phase.....	26
I-9-Protection électrique dans le réseau.....	26
I-9-1-Protection des lignes à haute tension.....	27
I-9-2-Protection contre les ruptures de synchronisme.....	28
I-9-3-Protection des câbles à haute tension.....	28
I-9-4-Protection des jeux de barres.....	28
I-9-5-Protection des transformateurs de puissance.....	28
I-9-6-Protection des ouvrages du réseau de distribution.....	29
I-11-Conclusion.....	29
II-1-Introduction.....	31
II-2-Compensation.....	31
II-2-1-Compensation shunt.....	31
II-2-1-1- compensation Shunt capacitive.....	32
II-2-1-2- compensation Shunt inductive.....	32
II-2-2-compensation série.....	32
II-3-Système de transmission AC flexible (FACTS).....	33
II-4-Applications des dispositifs de FACTS et méthodes de compensation.....	34
II-5-Avantages et inconvénients des dispositifs FACTS.....	35
II-5-1-Les avantages des dispositifs FACTS.....	35
II-5-2-les inconvénients des dispositifs FACTS.....	35
II-6-Types de contrôleurs FACTS.....	36
II-6-1-Contrôleur connecté en série.....	36
II-6-2-Contrôleur de dérivation connecté.....	37

II-6-3-Contrôleur série-série combiné.....	37
II-6-4-Contrôleur de série de dérivation combinée	38
II-7-Types de dispositifs FACTS	38
II-7-1-Compensateur série.....	38
II-7-2-Compensateur de dérivation	38
II-7-3-Compensateur série-série.....	39
II-7-4-Compensateur de dérivation en série.....	39
II-7-1-Compensateur série.....	39
II-7-1-1-Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC).....	39
II-7-1-2-Thyristor Controlled Series Reactor (TCSR).....	39
II-7-1-3-Thyristor Switched Series Capacitor (TSSC).....	40
II-7-1-4-Static Synchronous Series Compensator (SSSC).....	40
II-7-2-Compensateur de dérivation	41
II-7-2-1-Static VAR Compensation (SVC).....	41
II-7-2-2-Thyristor Controlled Reactor (TCR).....	41
II-7-2-3-Thyristor Switched Capacitor (TSC).....	42
II-7-2-4-Thyristor Switched Reactor (TSR).....	42
II-7-2-5-Static Synchronous Compensator (STATCOM).....	42
II-7-3-Compensateur de série.....	43
II-7-3-1-Interline Power Flow Compensator (IPFC)	43
II-7-4-Compensateur de dérivation en série.....	44
II-7-4-1-Unified Power Flow Controller (UPFC) (sujet de mémoire)	44
II-8-Coût des dispositifs FACTS.....	44
II-9-Contribution des systèmes FACTS dans les réseaux électriques.....	44
II-10-Etude profonde d'un dispositif FACTS (UPFC)	45
II-10-1-Première invention de l'UPFC	45
II-10-2-Principes de l'UPFC	46
II-10-2-1- Description d'un UPFC	46

II-10-2-2- Schéma vectoriel d'un UPFC	47
II-10-2-3-Diagramme vectoriel des tensions et des courants d'un UPFC.....	48
II-10-2-4-Description de l'UPFC dans une ligne avec inductance et résistance : [11].....	50
II-11-Conclusion	54
III-1-Introduction	56
III-2-Définition du problème de l'écoulement.....	56
III-2-1-Classification des nœuds des réseaux électrique.....	57
III-2-1-1-Nœuds P-V	57
III-2-1-2-Nœuds P-Q :.....	57
III-2-1-3-Nœuds V-q	57
III-3-Les équations de l'écoulement de puissance	58
III-4-Classification des variables d'équations d'écoulement de puissance.....	61
III-4-1-Les variables de perturbation	61
III-4-1-1-Les variables d'état	62
III-4-1-2-Les variables de contrôle	62
III-5-Les méthodes numériques utilisées	62
III-5-1-La méthode itérative de GAUSS-SEIDEL.....	62
III-5-1-1-Pour une barre SW	62
III-5-1-2- Pour une barre PQ.....	63
III-5-1-3-Pour une barre PV	63
III-5-2- Méthode de Newton-Raphson	63
III-6-Modélisation des dispositifs FACTS	65
III-6-1-Injection de puissance aux extrémités de la ligne	65
III-6-2-Création d'un nœud fictif.....	66
III-6-3-Modification de la matrice d'admittance nodale	67
III-7-Conclusion	68
IV-1-Introduction	70
IV-2-Description mathématique des modèles [18]	71

IV-2-1-Modèle série et équations associées	72
IV-2-1-Modèle shunt et équations associées [12] [17]	74
IV-2-3-Model du DC-link	76
IV-3-Calcul des référentiels convertisseur série	79
IV-4-Calcul des références convertisseur shunt.....	81
IV-5-Calcul des courants de référence $I_{sh_d_réf}$ et $I_{sh_q_réf}$	84
IV-6-Calcul des régulateurs PI.....	85
IV-6-1-Le principe de commande par modulation de largeur d'impulsion (MLI) sinus-triangle consiste en ce qui suit.....	87
IV-6-2-Modélisation de la commande MLI sinus triangle.....	88
IV-6-2-1-Équation de la porteuse.....	88
IV-6-2-2-Équations des tensions de référence	88
IV-6-2-3-Équations des états des interrupteurs	88
IV-8-Conclusion.....	90
V-1-Introduction.....	92
V-2-Le schéma unifilaire du réseau IEEE 14 bus	93
V-3-Les donnés du réseau étudié [19].....	94
V-4-Les donnés de lignes[19]	95
V-5-La matrice admittance [19].....	96
V-5-1-La matrice conductance	96
V-5-2-La matrice susceptance.....	96
V-6-La représentation du model sur Simulink	97
V-6-1-Les résultats de l'écoulement de puissance	99
V-6-2-Les courbes de voltage de chaque jeu de barre sont représentés.....	100
V-7- UPFC avec le réseau IEEE 14 bus.....	109
V-8-Les courbes de Statcom	116
V-9-Les courbes de SSSC	118
V-10-Les courbes de UPFC	119
V-11-Conclusion	120

VI-1-Introduction	124
VI-2-Le réseau IEEE 14 bus avec disjoncteur	125
VI-3-Le réseau IEEE 14 bus avec disjoncteur après utilisé UPFC :.....	128
VI-4- Les signaux de commande des ponts GTO	129
VI-4-1-Les graphes de convertisseur shunt.....	129
VI-4-2-Les graphes de convertisseur série.....	130
VI-4-Les graphes de IEEE 14 bus avec disjoncteur après UPFC	132
VI-5-Comparaison de profile de tension avant et après dans le cas de défaut.....	134
VI-6-Les graphe d'UPFC	135
VI-6-1-Le graphe de Statcom :.....	135
VI-6-2-Le graphe de SSSC :	136
VI-6-3-Le graphe d'UPFC :.....	137
VI-7-Conclusion :.....	139
Conclusion générale :	141
Référence bibliographique.....	142

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale:

L'amélioration du flux de puissance et stabilité dans les réseaux électriques est d'une importance primordiale pour garantir un fonctionnement efficace et fiable du système. Les contrôleurs de flux de puissance unifiés (UPFC) (Unified power flow controller) sont des dispositifs de contrôle avancés utilisés pour réguler et optimiser le flux de puissance pour assurer une stabilité dans les lignes de transmission. L'emplacement optimal de l'UPFC joue un rôle crucial dans l'amélioration du flux de puissance et l'optimisation du réseau électrique.

L'objectif de ce mémoire est d'étudier l'emplacement optimal de l'UPFC sur l'amélioration du flux de puissance dans le réseau IEEE 14 bus et de proposer un contrôle approprié pour maximiser ces améliorations et assurer sa stabilité. L'emplacement optimal de l'UPFC se réfère à la sélection stratégique des nœuds de connexion dans le réseau où l'installation de l'UPFC produirait les résultats les plus significatifs en termes d'amélioration du flux de puissance.

La première partie de ce mémoire consiste à effectuer une analyse approfondie du réseau IEEE 14 bus. Cette analyse comprend la collecte des données de base du réseau, telles que les paramètres des lignes, les charges des bus, les valeurs des transformateurs, etc.

Ensuite, une étude de flux de puissance sera réalisée pour évaluer les conditions initiales du réseau et identifier les zones où des améliorations significatives du flux de puissance sont nécessaires. Cette étape permettra de déterminer les nœuds critiques où l'installation de l'UPFC pourrait avoir le plus grand impact sur l'amélioration du flux de puissance.

Une fois les nœuds critiques sont identifiés, le mémoire se concentrera sur la conception et le développement d'un contrôle approprié pour l'UPFC. Il est utilisé pour évaluer les objectifs spécifiques d'amélioration du flux de puissance et de stabilité.

Des simulations seront ensuite effectuées pour évaluer les performances du réseau électrique avec l'UPFC installé à l'emplacement optimal et avec le contrôle approprié mis en place et une étude de comportement dynamique d'UPFC lors d'une coupure d'une ligne de réseau est étudiée. Les résultats obtenus seront analysés et comparés aux conditions initiales du réseau, démontrant ainsi l'efficacité de l'emplacement optimal de l'UPFC dans l'amélioration du flux de puissance.

En conclusion, ce mémoire vise à contribuer à la recherche sur l'optimisation de l'emplacement de l'UPFC pour l'amélioration du flux de puissance dans le réseau IEEE 14 bus. Les résultats obtenus fourniront des informations précieuses pour les décideurs et les opérateurs du réseau afin de prendre des décisions éclairées pour l'installation et le contrôle efficaces de l'UPFC, conduisant à une meilleure performance globale du réseau électrique.

Problématique:

L'amélioration du flux de puissance dans les réseaux électriques et stabilité est un défi majeur pour assurer une transmission d'énergie efficace et fiable. L'utilisation de dispositifs de (Flexible AC Transmission System) (FACTS) tels que l'UPFC (Unified Power Flow Controller) offre des possibilités intéressantes pour contrôler et optimiser le flux de puissance. L'un des aspects cruciaux de l'utilisation efficace de l'UPFC est de déterminer son emplacement optimal dans le réseau électrique.

La problématique de ce mémoire se concentre sur la recherche de l'emplacement optimal de l'UPFC dans le réseau IEEE 14 Bus afin d'améliorer le flux de puissance grâce à la commande vectorielle. Les questions clés qui doivent être abordées sont les suivantes :

- Quelle est la stratégie de contrôle qui peut être utilisées pour exploiter efficacement les capacités de l'UPFC en termes de régulation de la tension et de contrôle du flux de puissance ?
- Comment peut-on identifier l'emplacement optimal pour l'installation de l'UPFC dans le réseau IEEE 14 Bus afin de maximiser son impact sur l'amélioration du flux de puissance et stabilité ?
- Quelles est le comportement dynamique d'UPFC suite à une perturbation dans le réseau?

En répondant à ces questions, ces travaux visent à proposer des méthodes et des techniques pour déterminer l'emplacement optimal de l'UPFC dans le réseau IEEE 14 Bus et pour développer des stratégies de commande vectorielle. Les résultats de cette recherche permettront de mieux comprendre l'impact de l'UPFC sur le flux de puissance et de fournir des recommandations pour son déploiement et son utilisation optimale dans les systèmes électriques.

CHAPITRE 1

Généralités 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.

I-2-Production transmission et distribution

I-2-1-Production électrique

Un réseau électrique est connu comme un vaste réseau de centrales électriques connectées aux charges des consommateurs. Comme, il est bien connu que " l'énergie ne peut être ni créée ni détruite mais peut seulement être convertie d'une forme d'énergie à une autre forme d'énergie". L'énergie électrique est une forme d'énergie où nous transférons cette énergie sous forme de flux d'électrons. Ainsi, l'énergie électrique est obtenue en convertissant diverses autres formes d'énergie. Historiquement, nous l'avons fait à partir d'énergie chimique en utilisant des piles ou des batteries. les différents types des sources d'énergies pour la génération de l'électricité c'est la vapeur obtenu en brûlant le charbon, gaz naturel, l'eau, diesel D'autre part, les énergies renouvelables sont introduits pour produire l'électricité mais avec faible rendement tel que : (l'énergie solaire, éolienne, thermique) .[1]

I-2-2-Transmission

L'aide des lignes de transport, l'énergie électrique est transmise à des grandes distances. Le dimensionnement de ces lignes dépend de plusieurs facteurs (voltage de transmission, résistance, interférence avec des lignes voisins, réactance). Pour assurer la continuité d'alimentation pendant le maintenance et pour satisfaire les besoin de future, le transmission se fait avec des lignes en parallèle avec les lignes de transport principale on distingue :

I-2-2-1-La transmission primaire

Il se fait par des lignes aériennes, pour des raisons économiques Le niveau de tension est augmenté à 220kv ou plus, cette transmission s'appelle HVT (High voltage transmission), il utilise un system triphasé.

I-2-2- La transmission secondaire

La transmission primaire arrive à des stations de réception où la tension est diminuée à 22KV ou 33kv et puis la puissance est transmise à différentes sous-stations par système triphasé (feeders).

I-2-3-Distribution

A partir de la sous-station la puissance est distribuée à des centres de distribution, parfois les grands consommateurs (usines) sont alimentés directement. Pour les petites charges des transformateurs de distribution permettent d'abaisser la tension à 230V ou 400V. c'est la distribution primaire.

- L'énergie électrique est transférée par la ligne de distribution primaire, (c'est-à-dire 11 kV) à la sous-station de distribution, appelée distribution secondaire. Cette sous-station est située à proximité des zones domestiques et de consommation où le niveau de tension est réduit à 440 V par des transformateurs abaisseurs. Ces transformateurs appelés transformateurs de distribution, système triphasé à quatre fils (3 phases - 4 fils, également connu sous le nom de connexion en étoile). Il y a donc 400 volts (système d'alimentation triphasé) entre deux phases et 230 volts (alimentation monophasée) entre un fil neutre et un fil de phase (sous tension).

I-3-Les composants d'un réseau électrique

I-3-1-générateur électrique

Dans la production d'électricité, un générateur est un dispositif qui convertit la puissance motrice (énergie mécanique) ou la puissance à base de carburant (énergie chimique) en puissance électrique pour une utilisation dans un circuit externe. La conversion inverse de l'énergie électrique en énergie mécanique est effectuée par un moteur électrique, et les moteurs et générateurs présentent de nombreuses similitudes. De nombreux moteurs peuvent être entraînés mécaniquement pour générer de l'électricité; souvent, ils fabriquent des générateurs manuels acceptables. Le générateur contient un ensemble de pièces fixes et mobiles enfermés dans un boîtier. Les composants fonctionnent ensemble pour provoquer un mouvement relatif entre les champs magnétique et électrique, qui à son tour génère de l'électricité.

(a) **Stator** - Il s'agit du composant fixe. Il contient un ensemble de conducteurs électriques enroulés en bobines sur un noyau de fer.

(b) **Rotor / Armature** - Il s'agit du composant mobile qui produit un champ magnétique rotatif de l'une des trois manières suivantes :

-**Par induction** - Ceux-ci sont connus sous le nom d'alternateurs sans balais et sont généralement utilisés dans les grands générateurs.

- **Par des aimants permanents** - Ceci est courant dans les petites unités d'alternateur.

-**En utilisant un exciteur** - Un exciteur est une petite source de courant continu (CC) qui alimente le rotor par un assemblage de bagues collectrices conductrices et de balais.

Le rotor génère un champ magnétique mobile autour du stator, qui induit une différence de tension entre les enroulements du stator. Cela produit la sortie de courant alternatif (AC) du générateur.

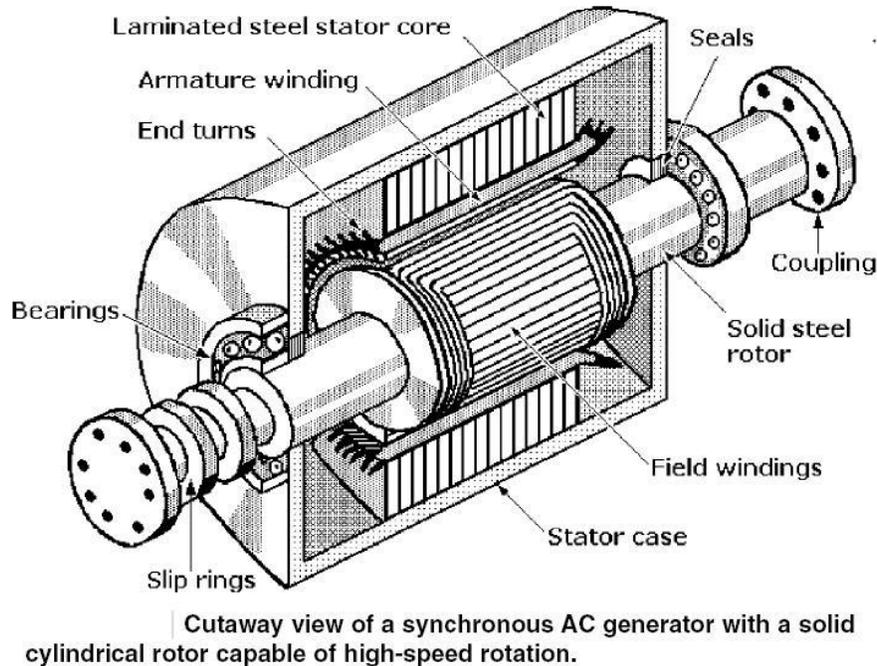


Figure I- 1: Schéma du générateur électrique

I-3-2-Transformateur de puissance

On trouve sur les réseaux électriques deux types de transformateurs de puissance :

Les autotransformateurs qui n'ont pas d'isolement entre le primaire et le secondaire. Ils ont un rapport de transformation fixe quand ils sont en service, mais qui peut être changé si l'autotransformateur est mis hors service.

Les transformateurs avec régleurs en charge sont capables de changer leur rapport de transformation quand ils sont en service. Ils sont utilisés pour maintenir une tension constante au secondaire (la tension la plus basse) et jouent un rôle important dans le maintien de la tension.

Les transformateurs étant des matériels particulièrement coûteux, leur protection est assurée par différents mécanismes redondants.

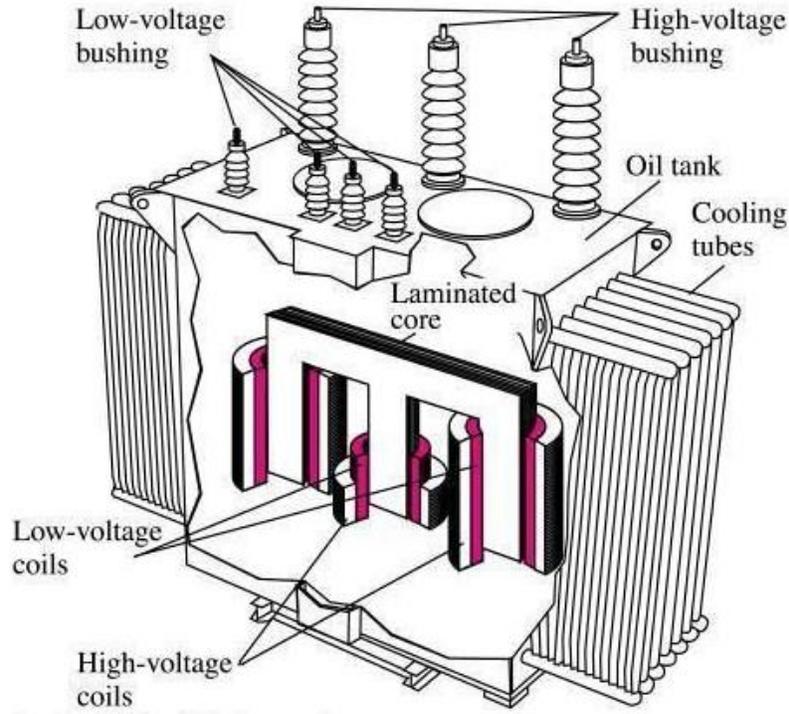


Figure I- 2: Schéma du transformateur de puissance

I-3-4-Les postes électriques

Les postes électriques sont les nœuds du réseau électrique. Ce sont les points de connexion des lignes électriques. Les postes des réseaux électriques peuvent avoir 2 finalités :

- l'interconnexion entre les lignes de même niveau de tension : cela permet de répartir l'énergie sur les différentes lignes issues du poste ;
- la transformation de l'énergie : les transformateurs permettent de passer d'un niveau de tension à un autre.

De plus, les postes électriques assurent des fonctions stratégiques :

- Assurer la protection du réseau : un système complexe de protection permet qu'un défaut sur un seul ouvrage n'entraîne pas la mise hors tension de nombreux ouvrages, ce qui risquerait de mettre une vaste zone hors tension. Cette protection est assurée par des capteurs qui fournissent une image de la tension et du courant à des relais de protection, lesquels élaborent des ordres de déclenchement à destination des disjoncteurs.
- Permettre l'exploitation normale du réseau : présence de plusieurs jeux de barre et de couplage afin de pouvoir prendre différents schéma électriques.
- Assurer la surveillance du réseau : la tension du réseau et l'intensité dans les lignes sont surveillées dans les postes électriques, via des transformateurs de mesure, de tension et de courant.



Figure I- 3: Installation de poste électrique

I-3-5-Matériels entrants dans la constitution d'une ligne aérienne

Les conducteurs utilisés dans la construction des lignes aériennes sont, d'une façon générale, des câbles et, exceptionnellement, des fils ronds uniques, mais seulement en fils de cuivre de diamètre inférieur ou égal à 5 mm. Nous pouvons trouver des conducteurs en :

- **Cuivre** : ce matériau n'est plus utilisé pour les lignes à haute tension
- **Aluminium – Acier** : les câbles sont une combinaison de fils d'acier galvanisé formant l'âme du conducteur, sur laquelle est câblé un nombre convenable de couches de fils d'aluminium.
- **Alliage d'aluminium (Almélec)** : c'est le matériel le plus fréquemment utilisé : c'est un alliage comprenant du magnésium et du silicium. L'avantage de cet alliage est sa contrainte de rupture en traction qui permet de l'utiliser en câble homogène, même pour des portées de longueur importante.

Les câbles sont normalement formés de couches successives de brins ronds à sens d'enroulement alternés, de façon à limiter le plus possible les réactions de torsion. Lorsque tous les brins ont le même diamètre, le câble est dit équilibré.

I-3-6-Les jeux de barre

Dans la distribution électrique un jeu de barres désigne un conducteur de cuivre ou d'aluminium qui conduit de l'électricité dans un tableau électrique, à l'intérieur de l'appareillage électrique ou dans un poste électrique. Le terme officiel est barre omnibus, mais il n'est guère employé. Selon la définition donnée par la Commission électrotechnique internationale, il s'agit d'« un conducteur de faible impédance auquel peuvent être reliés plusieurs circuits électriques en des points séparés ».[2]



Figure I- 4: Les jeux de barre

I-3-7-Convertisseur statique

Les convertisseurs statiques sont des circuits électriques utilisant des semi-conducteurs de puissance (diode, thyristor, transistor ,.....) comme d'un interrupteur, dans le but de transformer le spectre du signal (amplitude, fréquence, phase) pour adapter la source à la charge. On distingue le redresseur, onduleur, hacheur, gradateur, cycle convertisseur.

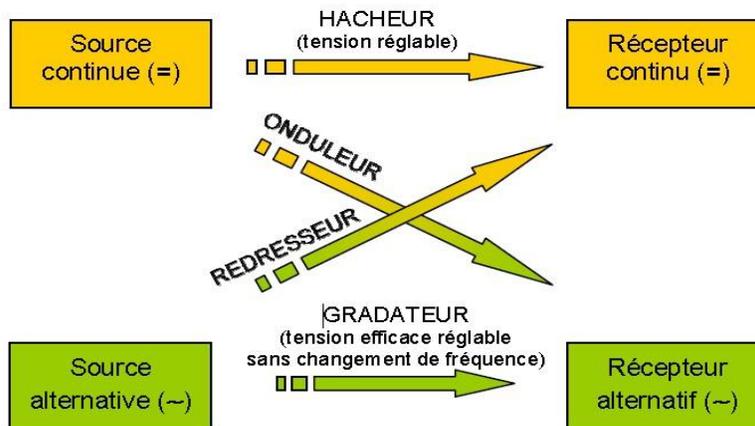


Figure I- 5: Plan du convertisseur statique

I-3-7-1-Les redresseurs

C'est un convertisseur alternatif-continu. La tension de sortie est non alternative (valeur moyenne non nulle). Cette valeur moyenne peut être réglée dans le cas d'un redresseur commandé.

I-3-7-2-Les onduleurs

L'onduleur est un convertisseur continu-alternatif, utilisé principalement pour alimenter les charges fonctionnant avec une tension alternative lorsqu'on dispose d'une source continue

(batteries par exemple) ou pour injecter l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques dans le réseau.

I-3-7-3-Les hacheurs

Ce sont des convertisseurs continu-continu, permettant la variation d'une tension continue pour l'adapter à la care ou pour varier la vitesse d'un moteur à courant continu ou pour régler le degré de luminosité d'une lampe. Le découpage se fait à une fréquence élevée. C'est l'analogie, pour les sources de tensions continues, du gradateur utilisé en régime alternatif.

I-3-7-4-Les gradateurs

C'est un convertisseur alternatif-alternatif, qui donne en sortie une tension alternative de même fréquence que la tension d'entrée et dont on peut réduire la valeur efficace de façon continue. Ce convertisseur est essentiellement utilisé pour la varier la vitesse des moteurs alternatifs comme les moteurs asynchrones ou synchrones en variant leur tension d'alimentation.

I-3-7-5-Les cycloconvertisseurs

C'est un convertisseur alternatif-alternatif, qui donne en sortie une tension alternative de fréquence et valeur efficace différentes de celles de la tension d'entrée. Les cycloconvertisseurs sont utilisés pour la varier la vitesse des moteurs alternatifs en variant la fréquence ou la valeur efficace de la tension d'alimentation.

I-3-8-Disjoncteur

Un disjoncteur est un interrupteur électrique à commande automatique conçu pour laisser circuler le courant électrique, et, protéger un circuit électrique contre les dommages causés par un courant excessif provenant d'une surcharge, d'un court-circuit ou d'une fuite à la terre (disjoncteur différentiel). Il est capable d'interrompre un courant de surcharge ou un courant de court-circuit dans une installation. Suivant sa conception, il peut surveiller un ou plusieurs paramètres d'une ligne électrique.

Sa principale caractéristique par rapport au fusible est qu'il est réarmable manuellement (il est conçu pour ne subir aucune avarie lors de son fonctionnement).

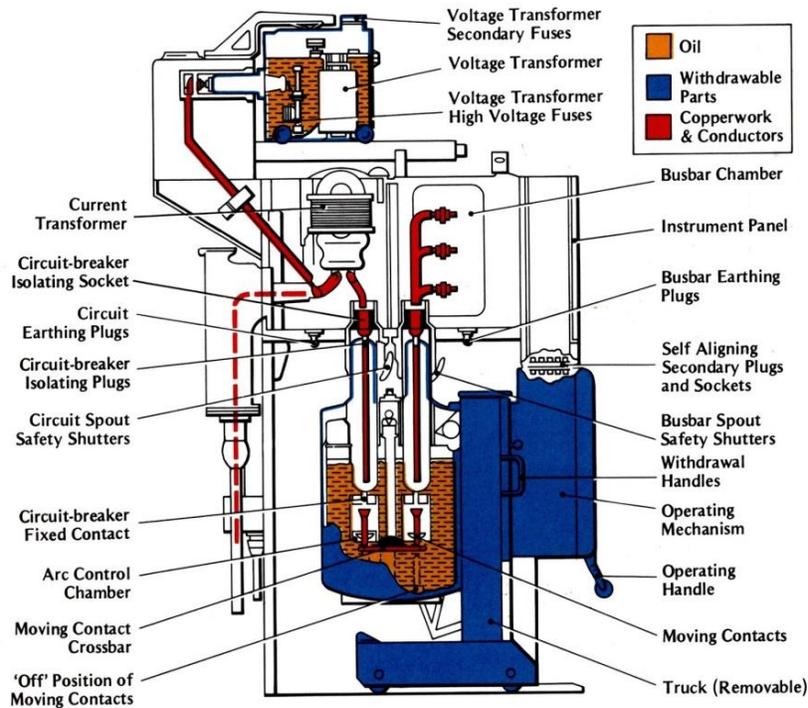


Figure I- 6: Schéma du disjoncteur

I-3-9-Sectionneur

Le sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer, de façon mécanique, un circuit électrique et son alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisante électriquement. L'objectif peut être d'assurer la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique ou bien d'éliminer une partie du réseau en dysfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties.

Le sectionneur, à la différence du disjoncteur ou de l'interrupteur, n'a pas de pouvoir de coupure, ni de fermeture. Il est impératif d'arrêter l'équipement aval pour éviter une ouverture en charge. Dans le cas contraire de graves brûlures pourraient être provoquées, liées à un arc électrique provoqué par l'ouverture.

Le sectionneur, pour satisfaire aux normes en vigueur, doit pouvoir être condamné en position ouverte.



Figure I- 7: Installation de sectionneur

I-3-10-Contacteur

Un contacteur est un appareil électrotechnique destiné à établir ou interrompre le passage du courant, à partir d'une commande à distance, électrique ou pneumatique.



Figure I- 8: Appareil de contacteur

I-3-11-Capteurs et réducteurs de mesures

Pour agir, les protections doivent pouvoir détecter le défaut. Elles ont donc besoin de capteurs pour mesurer les différentes mesures physiques nécessaires à l'évaluation de la situation ou au moins de réducteurs de mesures qui permettent d'abaisser l'amplitude des valeurs à mesurer pour les rendre lisibles par des capteurs électroniques.

Les instruments les plus courants dans les protections électriques sont ceux abaissant le courant, appelés transformateurs de courant qui transforment le courant traversant la ligne en un courant proportionnel de l'ordre de quelques ampères et ceux abaissant la tension, appelés transformateurs de tension, qui transforment une tension en kilovolts en tension de l'ordre de quelques volts. Les mesures de la fréquence, de la température au moyen de thermomètre ou encore de la pression sont aussi effectuées.

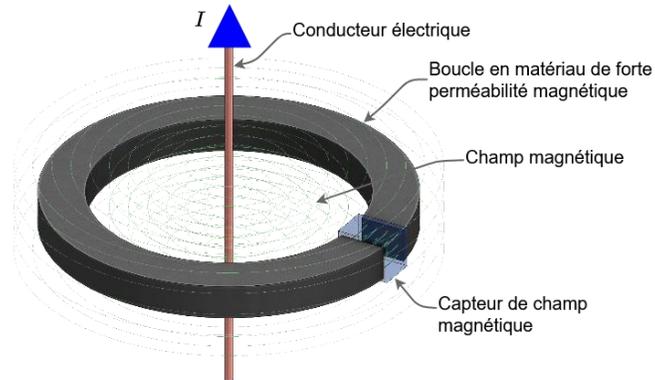


Figure I- 9: Schéma magnétique de Capteur et réducteur de mesures

I-3-12-Relais et automates

Aux débuts électromécaniques et statiques, puis analogiques, les relais sont en 2013 principalement de type numérique. Ces derniers sont basés sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. Ils permettent de combiner différentes fonctions de protection dans le même appareil, de faire du traitement de signal, d'enregistrer les événements et de diagnostiquer les éléments auxquels ils sont connectés comme les disjoncteurs.

Quand un relais donne l'ordre au disjoncteur d'ouvrir le circuit, on dit qu'il déclenche. Quand un élément extérieur vient empêcher le relais de déclencher, on dit qu'il est bloqué.



Figure I- 10: Salle de commande (Relais et automates)

Les automates sont chargés d'effectuer les manœuvres automatiquement et surtout sans délais. Ils servent typiquement pour les fonctions de réenclenchement. Les défauts causés par la foudre disparaissent en effet en général après mise hors tension de l'ouvrage au bout de quelques

dixièmes de seconde. L'automate va donc ouvrir la ligne puis la refermer très rapidement sans intervention humaine afin de maintenir une bonne disponibilité de l'ouvrage.

Un autre type d'automate essentiel au réseau est celui qui agit sur défaillance du disjoncteur. Sa fonction est de détecter la non - ouverture d'un disjoncteur en constatant que l'ordre émis n'est pas retombé au bout d'un intervalle sélectif après le début de son émission. Il émet alors un ordre de déclenchement à tous les disjoncteurs du même jeu de barres.

L'émission d'un ordre de déclenchement est validée par des relais de courant, qui vérifient qu'un courant existe toujours dans les phases du départ.

Par ailleurs, lorsqu'une protection différentielle de barres existe, l'automate contre les défaillances de disjoncteur lui est associé : il utilise les aiguillages de la protection différentielle de barres, qui utilise elle-même les circuits de déclenchement de l'automate.

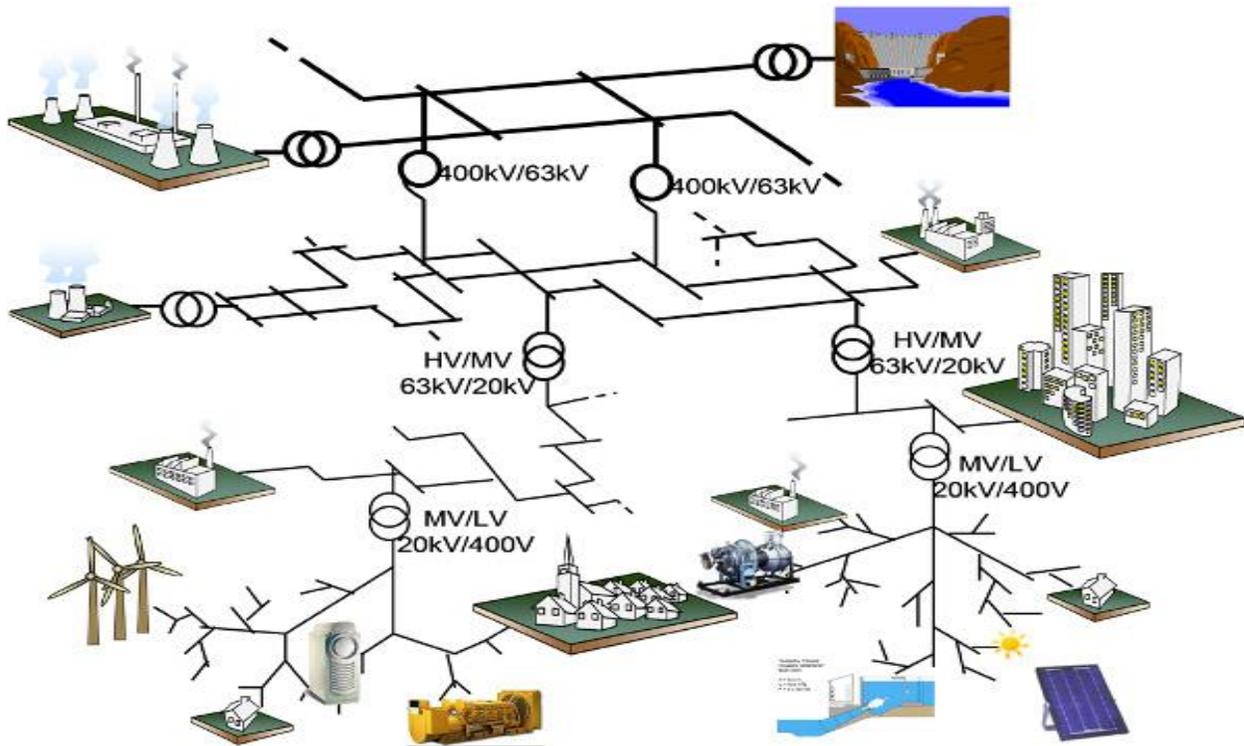


Figure I- 11: Schéma des réseaux électriques aux (smart grids)

I-4-les modèle des lignes et les équations

Les lignes de transport sont représentées dans trois catégories :

I-4-1-Lignes courtes

De longueurs inférieures à 80 km. La capacité de la ligne peut être négligée, l'inductance et la résistance en série peuvent être considérées comme des paramètres locaux, voir figure ci-dessous :

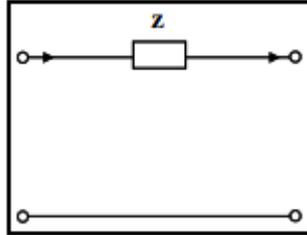


Figure I- 12:Schéma des réseaux électriques aux (smart grids)

Le modèle d'une ligne courte de transport et son diagramme de phase sont donnés sur la figure ci-dessous :

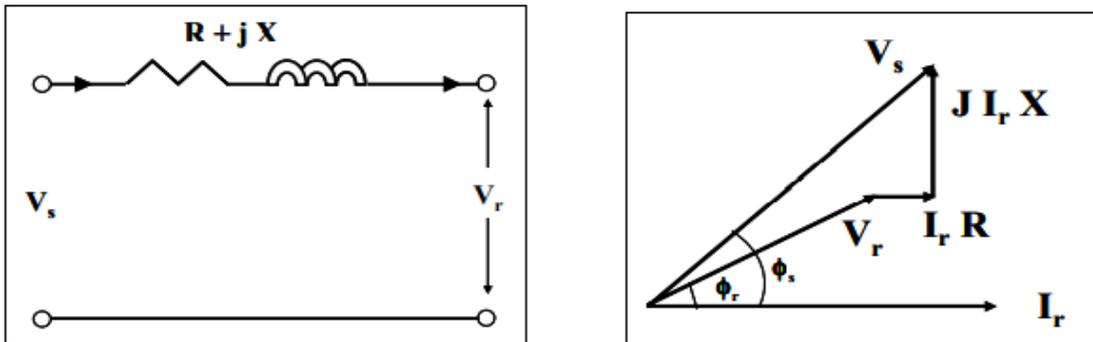


Figure I- 13: Modèle d'une ligne courte

Le courant de sortie (I_r) est pris comme référence. R et X sont respectivement les résistances et inductance par phase de la ligne de transport. Du diagramme de phase, nous avons :

$$V_S \cos(\Phi_s) = V_r \cos(\Phi_r) + I_r R \tag{I-1}$$

$$V_S \sin(\Phi_s) = V_r \sin(\Phi_r) + I_r X \tag{I-2}$$

En additionnant le carré des deux équations ci-dessus, nous obtenons :

$$V_S = V_r \sqrt{1 + \frac{2I_r R \cos(\Phi_r)}{V_r} + \frac{2I_r X \sin(\Phi_r)}{V_r} + \frac{I_r^2 (R^2 + X^2)}{V_r^2}} \tag{I-3}$$

En utilisant le développement de la série de Taylor et en négligeant les termes de rang supérieur, nous obtenons :

$$V_s = V_r + I_r R \cos(\Phi_r) + I_r X \sin(\Phi_r) \quad \text{I-4}$$

Etant donné qu'il n'y a pas une partie shunt (capacité), nous avons :

$$I_s = I_r$$

et à vide

$$V_s = V_r$$

Nous obtenons ainsi :

$$\text{Régulation} = \frac{V_s - V_r}{V_r} = V_r \cos(\Phi_r) + V_x \sin(\Phi_r) \quad \text{I-5}$$

En prenant la tension et le courant de sortie comme base, v_r et v_x représente respectivement la résistance et l'inductance par unité de la ligne.

$$\tan(\Phi_r) = \frac{-R}{X} \rightarrow \Phi_r = \frac{-\pi}{2} + \tan^{-1}\left(\frac{X}{R}\right) \quad \text{I-6}$$

Cette dernière équation montre que pour une régulation nulle, le facteur de puissance de la charge doit être en avance. Si la puissance délivrée à la sortie est P , le rendement de la ligne en pourcentage est donné par :

$$\text{Rendement} = \frac{P}{P + 3I_r^2 R} \quad \text{I-7}$$

I-4-2-Lignes moyennes

Quand la longueur de la ligne est supérieure à 80 km, la capacité de la ligne ne peut plus être négligée. Même si cette capacité est distribuée le long de la ligne, nous pouvons supposer qu'elle a une valeur localisée soit au centre de la ligne (modèle T) ou à chacune de ces extrémités (modèle en π).

I-4-2-1-Modèle en T

Le modèle en T d'une ligne de transport est donné sur la figure ci-dessous. Pour l'étude, il est préférable de prendre le courant de sortie comme référence. Le diagramme de phase est représenté dans la figure ci-dessous :

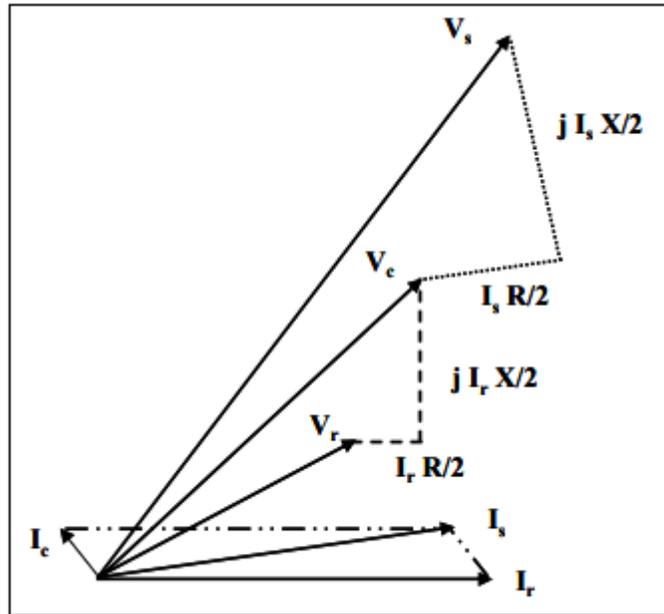
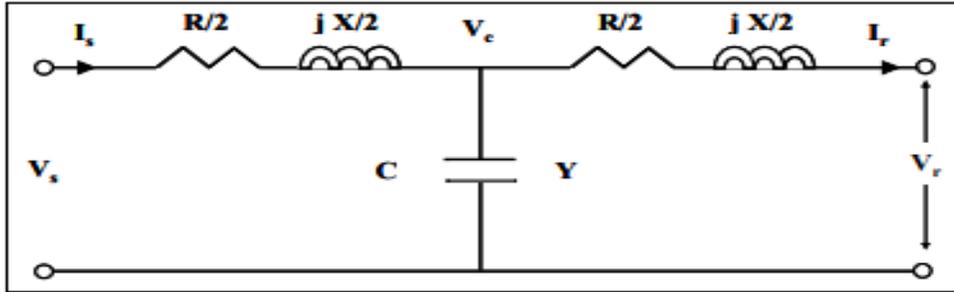


Figure I- 14: Modèle en T

Calculons la tension d’entrée. La tension au point C (entre les deux demi-impédances $Z/2 = R / 2 + j X / 2$) est donnée par :

$$V_c = V_r(\cos(\Phi_r) + j \sin(\Phi_r) + I_r(\frac{R}{2} + j \frac{X}{2})) \tag{I-7}$$

où φ_r est le déphasage entre V_r et I_r .

Si le courant parcourant la capacité est $c I_c$, il peut être calculé de la manière suivante :

$$I_c = j\omega C V_c \quad \text{et} \quad I_s = I_c + I_r \tag{I-8}$$

d’où :

$$V_s = V_c + I_s(\frac{R}{2} + j \frac{X}{2}) = V_r(\cos(\Phi_r) + j \sin(\Phi_r) + I_r(\frac{R}{2} + j \frac{X}{2}) + I_s(\frac{R}{2} + j \frac{X}{2})) \tag{I-9}$$

La tension de sortie à vide ($I_r = 0$, $s.c I = I$) est égale à $V'_r = V_c$

D'où:

$$\text{Régulation} = \frac{V_s - V_r}{V_r} \tag{I-10}$$

$$\text{Rendement} = \frac{P}{P + 3\left(\left(I_r^2 \frac{R}{2}\right) + \left(I_s^2 \frac{R}{2}\right)\right)} \tag{I-11}$$

I-4-2-2-Modèle en π

Le modèle en π d'une ligne de transport est donné sur la figure ci-dessous. Pour l'étude, il est préférable de prendre la tension de sortie comme référence. Le diagramme de phase est représenté dans la figure ci-dessous.

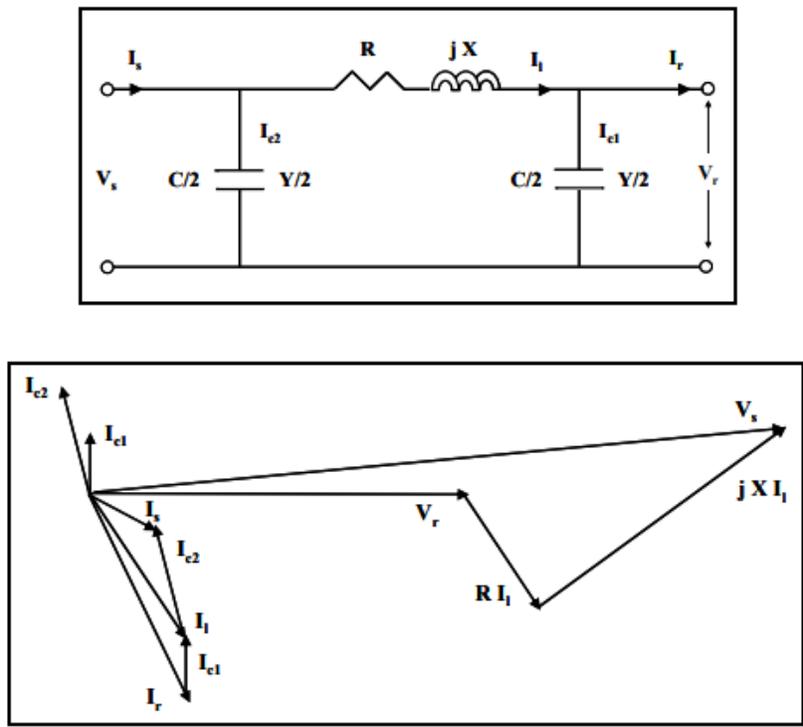


Figure I- 15: Modèle en π

Calculons la tension (V_s) et le courant (I_s) d'entrée, en prenant comme référence la tension de sortie. Nous avons :

$$I_{c1} = \frac{J\omega C V_r}{2} \tag{I-12}$$

$$I_1 = I_r (\cos(\Phi_r) - J \sin(\Phi_r)) + \frac{J\omega C V_r}{2} \tag{I-13}$$

Où φ_r est le déphasage entre V_r et $r I$.

Nous avons également :

$$V_s = V_r + I_1 Z = V_r + (R + jX) (I_r (\cos(\Phi_r) - j \sin(\Phi_r))) + \frac{j\omega C V_r r}{2} \quad \text{I-14}$$

Le courant d'entrée devient :

$$I_s = I_1 + I_{c2} \quad \text{et} \quad I_{c2} = \frac{j\omega C V_s}{2} \quad \text{I-15}$$

Pour le calcul de la régulation, la tension de sortie à vide ($I_r = 0$) est donnée par :

$$V'_r = \frac{V_s}{(R + jX - \frac{j}{\omega C})} \left(-\frac{2j}{\omega C} \right) \quad \text{I-16}$$

En utilisant cette dernière équation, la régulation et le rendement sont donnés par :

$$\text{Régulation} = \frac{V'_r - V_r}{V_r} \quad \text{et} \quad \text{Rendement} = \frac{P}{P + 3I_1^2 R} \quad \text{I-17}$$

I-5-Supports des lignes aériennes

I-5-1-Les Pylônes

Le rôle des pylônes est de maintenir les câbles à une distance minimale de sécurité du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées aux voisinages des lignes. Le choix des pylônes se fait en fonction des lignes à réaliser, de leur environnement et des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la zone. Leur silhouette est caractérisée par la disposition des câbles conducteurs.

I-5-2- Type des Pylônes

I-5-2-1-Pylônes nappe

C'est le pylône le plus utilisé pour les lignes de transport. Il sert aux paliers de tension allant de 110 KV à 735 KV. Ce pylône convient aux lignes qui traversent des terrains très accidentés, car il peut être assemblé facilement.



Figure I- 16: Pylônes nappe

I-5-2-2-Pylônes Triangle

Occupant une place réduite au sol, ce pylône est utilisé pour des paliers de tension allant de 110 KV à 315 KV. Sa hauteur varie entre 25 et 60 mètres.

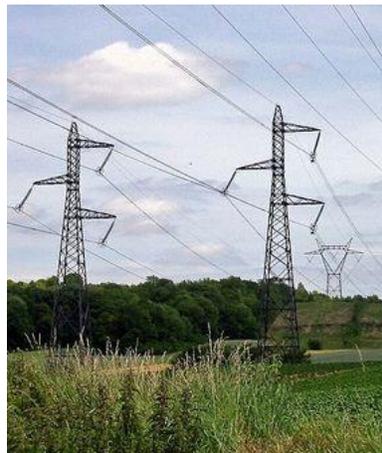


Figure I- 17: Pylônes nappe

I-5-2-3-Pylône Double drapeaux

Courant sur le réseau 400 kV. Installé depuis les années 1960.



Figure I- 18: Pylône Double drapeaux

I-6-Les puissances en régime alternatif

La puissance en régime alternatif s'exprime de façon particulière en raison de caractère périodique des fonctions manipulées, il est possible de déterminer plusieurs types de grandeurs homogènes à des puissances, ayant chacune une signification particulière.

I-6-1-La puissance active

Selon le fournisseur d'électricité EDF « la partie de l'énergie exploitable directement est appelée énergie active ». pour une tension sinusoïdale triphasé de valeur efficace U_{eff} et un courant sinusoïdal de valeur efficace I_{eff} déphasé d'un angle α par rapport à la tension, l'expression pour la puissance active devient :

$$P(W) = \sqrt{3} U_{\text{eff}} I_{\text{eff}} \cos(\alpha) \quad \text{I-18}$$

I-6-2-La puissance réactive

Contrairement à la puissance active qui permet de générer un travail ou de la chaleur, la puissance réactive sert à créer un champ magnétique qui va faire fonctionner certaines machines électriques dotées d'un bobinage, il s'agit d'une énergie dite improductive c'est-à-dire que son action ne peut pas être distingué, bien qu'elle soit essentielle.

$$Q(\text{VAR}) = \sqrt{3} U_{\text{eff}} I_{\text{eff}} \sin(\alpha) \quad \text{I-19}$$

I-6-2-1-Les inconvénients de la puissance réactive

-Accroissement de la chute de tension des câbles.

-Augmentation des pertes joule dans les câbles.

-Facture énergétique élevée.

-surdimensionnement des installations.

-Usure prématurée de l'appareillage.

I-6-3-La puissance apparente

Elle correspond à la puissance maximale qu'un consommateur du réseau électrique peut appeler à un instant particulier et elle est égale à la somme trigonométrique de la puissance active et réactive

$$S(\text{VA}) = \sqrt{3}UI = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \text{I-20}$$

I-6-4-Facteur de puissance

Il est une caractéristique d'un récepteur électrique qui rend compte de son efficacité pour consommer de la puissance lorsqu'il est alimenté par un réseau électrique.

$$\text{FP} = \cos(\phi) = \frac{P}{S} = \frac{\text{La puissance active}}{\text{La puissance apparente}} \quad \text{I-21}$$

I-6-5-Les pertes dans les réseaux électriques

Lors du transport de l'électricité entre les points de production et les points de livraison il se produit des pertes qui dépendent quantitativement de la valeur du courant, de la longueur des lignes et des caractéristiques du réseau, on parle alors de perte en ligne.

La plus part des pertes proviennent de la déperdition d'énergie qui s'opère dès qu'un courant circule dans le matériau conducteur des liaisons. Le transport de l'électricité fait chauffer le câble et génère des pertes d'énergie, en appelé cette dissipation de chaleur effet joule :

$$P_{\text{perte joule}} = RI^2$$

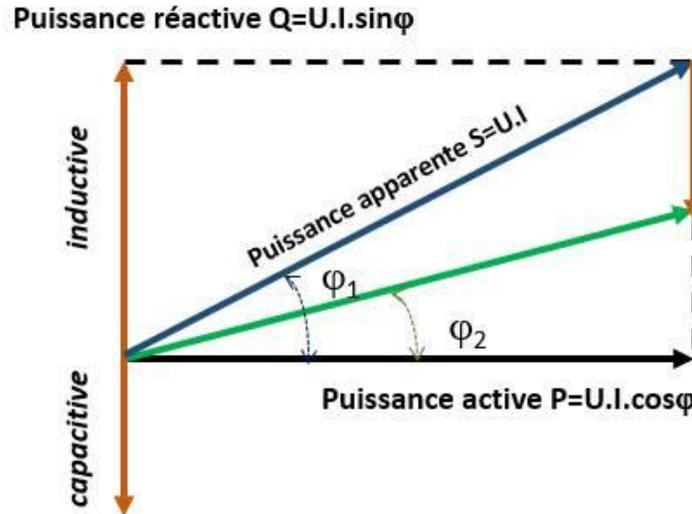


Figure I- 19: Schéma du triangle des puissances

I-7-Stabilité des réseaux

Un réseau d'énergie électrique est caractérisé par l'étendue du réseau interconnecté, le grand nombre des générateurs liés au réseau, la dispersion des centres de consommation et aussi la disponibilité de l'équipement du réseau. Le mode de fonctionnement normal d'un réseau à courant alternatif est celui de la "marche synchrone", dans lequel les vitesses électriques de toutes les machines sont égales, et les écarts entre angles sont constants. Au niveau de chaque machine, la stabilité du mouvement rotorique est intimement liée à l'équilibre entre les couples mécaniques et électromagnétiques.

I-7-1-Stabilité statique

Un réseau électrique est constamment le siège de petites perturbations, telles que : variations des consommations, ajustements des productions, divers réglages et manœuvres, incidents légers tels que déclenchement d'ouvrages peu chargés, etc.....

Dans les réseaux électriques, la stabilité vis-à-vis de petites perturbations est appelée stabilité statique. En fonctionnement normal, le réseau répond à ces petites sollicitations par un régime transitoire amorti qui le ramène à l'équilibre. En revanche si ces perturbations donnent lieu à des oscillations croissantes ou à une évolution aperiodique non bornée, on dit qu'il est le siège d'une instabilité statique.

La définition donnée par la C.I.G.R.E (conférence internationale des grands réseaux électriques) est la suivante :

Un réseau électrique est dit en régime de stabilité statique si, à la suite d'une " petite " perturbation quelconque, il atteint un état de régime permanent identique au régime initial ou très voisin de celui-ci.

On appelle petite perturbation une perturbation pour laquelle la linéarisation des équations est pratiquement justifiée.

La stabilité statique d'un réseau est évidemment une condition nécessaire à son fonctionnement. Elle est liée aux paramètres qui interviennent dans son modèle et/ou à son point de fonctionnement mais pas à la perturbation, que l'on suppose infinitésimale et arbitraire.

I-7-2-Stabilité transitoire

La stabilité transitoire est liée à une perturbation sévère (typiquement un court-circuit dans le réseau) provoquant des déséquilibres importants entre couples mécaniques et électromagnétiques des machines synchrones proches. Sous l'effet de ces déséquilibres, les angles rotoriques subissent d'importantes variations ; s'ils ne peuvent revenir à une position d'équilibre, une ou plusieurs machines perdent le synchronisme. En pratique, ceci conduit au déclenchement de la machine par une protection de survitesse et donc à la perte d'une unité de production.

La définition donnée par la C.I.G.R.E est la suivante :

"Un réseau électrique est dit en régime de stabilité transitoire relativement à une séquence de perturbations (non petites au sens défini précédemment) si à la suite de celles-ci, il retrouve un régime permanent de marche synchrone".

Une définition équivalente de L'I.E.E.E (Institute for Electrical and Electronics Engineers) ajoute que le régime permanent retrouvé doit être acceptable. Notons que le régime permanent de marche synchrone retrouvé dans le cas stable sera différent du régime de fonctionnement avant perturbation s'il y a eu modification de topologie du réseau.

La stabilité transitoire d'un réseau se définit donc vis-à-vis d'une perturbation donnée : il peut y avoir stabilité pour une perturbation et pas pour une autre, plus grave. Rappelons que, rigoureusement parlant, la stabilité d'un système est une caractéristique d'un point de fonctionnement. En fait, un point d'équilibre stable à autour de lui un certain domaine d'attraction et c'est par abus de langage que l'on dit qu'un système est instable quand une perturbation non infinitésimale le fait quitter ce domaine d'attraction.

I-8-Les perturbations

I-8-1-Définition d'une perturbation

Tout phénomène électromagnétique susceptible de dégrader les performances d'un dispositif, équipement ou un système donne une perturbation électromagnétique qui peut être un bruit électromagnétique, un signal non désiré ou une modification du milieu de propagation lui-même.

I-8-2-Pollution harmonique

Les harmoniques proviennent principalement des charges non linéaires dont la caractéristique est d'absorber un courant qui n'a pas la même forme que la tension qui les alimente. Ce courant est

riche en composantes harmoniques dont le spectre sera fonction de la nature de la charge. Ces courants harmoniques circulant à travers les impédances du réseau créent des tensions harmoniques qui peuvent perturber le fonctionnement des autres utilisateurs raccordés à la même source. L'impédance de la source aux différentes fréquences harmoniques a donc un rôle fondamental dans la sévérité de la distorsion en tension. [3]

I-8-3-La surcharge

La surcharge électrique est due au passage d'une intensité supérieure à celle prévue par le circuit électrique. En pratique, cela arrive lorsque trop d'appareils électriques sont branchés sur le même circuit ou lorsque l'un de ces appareils utilise trop de puissance.

I-8-3-La surintensité

La surintensité c'est un excès de courant ou d'ampérage dans un circuit électrique. Une surintensité se produit lorsque le courant dépasse la capacité nominale de l'ampérage de ce circuit ou de l'équipement connecté (tel qu'un appareil) sur ce circuit.

I-8-4-La surtension

La surtension électrique intervient lorsque la tension apportée dans le circuit électrique est plus élevée que la tension maximale supportée par le circuit.

I-8-5-Déséquilibre de phase

Lorsque l'asymétrie de charge apparaît, une perte de tension de phase est observée dans l'une des phases, tandis que la tension de ligne reste constante. Le circuit selon lequel les charges triphasées sont connectées peut être considéré comme un diviseur de tension: sa chute dans la phase la plus chargée sera maximale en raison de la faible résistance, tandis que dans les phases les moins chargées, la tension augmentera et tendra à être linéaire. En d'autres termes, la tension aux bornes des phases est répartie proportionnellement à la charge connectée.

I-9-Protection électrique dans le réseau

La Commission électrotechnique internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

La plupart des systèmes de fourniture d'énergie électrique sont interconnectés et doivent bénéficier de telles protections.

Elles doivent être réglées en fonction de nombreux paramètres : architecture du réseau, régime de neutre, courant de court-circuit, quels sont les capteurs de mesure en place, sélectivité. Une étude réseau est donc nécessaire. La sélectivité est une qualité très importante pour la protection électrique, différentes méthodes existent pour la réaliser. Pour la protection, on divise le réseau

électrique en zones délimitées par les disjoncteurs. Chaque zone doit être correctement protégée. Les zones se recouvrent pour ne laisser aucun point du réseau sans protection.

Les protections électriques mettent en œuvre différents éléments : des capteurs, des relais, des automates et des disjoncteurs. Elles fonctionnent typiquement en l'espace de quelques centaines de millisecondes.

Chaque composant du réseau nécessite des types de protections spécifiques. [4]

I-9-1-Protection des lignes à haute tension

Les défauts de type court-circuit sur les lignes à haute tension sont relativement fréquents, ils sont causés par : des coups de foudre, des arbres mal élagués, des grues et des engins de grande hauteur travaillant au voisinage, vent, pollution

Elles sont principalement protégées par des protections de distance, parfois aussi appelées protection à minimum d'impédance. Le principe de fonctionnement est qu'un défaut se caractérise par une impédance mesurée qui devient faible en amplitude et de déphasage élevé, alors qu'en fonctionnement normal l'impédance est plutôt grande et le déphasage faible. Ces protections sont généralement directionnelles, ce qui permet une bonne sélectivité.

Les protections différentielles sont également utilisées, elles sont très sélectives et moins coûteuses que celle de distance. La protection étant réalisée en comparant la valeur des mesures de courant aux extrémités de la ligne, une ligne de communication est nécessaire pour échanger les informations.

Enfin d'autres protections sont utilisées contre les court-circuits : Protections watt métriques homopolaires pour détecter les défauts résistants, protections dites "source faible" pour les cas où l'apport en courant de court-circuit est très faible.

Il existe par ailleurs des protections des liaisons non liées aux courts-circuits :

Les protections de surcharge ligne sont des protections à maximum de courant. Elles sont réglées pour éviter un échauffement trop important du conducteur, qui conduirait à une dilatation provoquant un abaissement de la flèche de la ligne trop important et donc à un risque d'arc électrique. L'échauffement du conducteur étant dépendant de la température de l'air ambiant refroidissant la ligne, les valeurs de courant maximales dépendent, en France, de la saison. On parle d'« intensité de secours temporaire ».

Des protections contre les surtensions peuvent également être installées sur les lignes.

I-9-2-Protection contre les ruptures de synchronisme

Dans les deux cas il faut :

Eviter le déclenchement anarchique des disjoncteurs par les protections contre les courts-circuits. C'est le rôle des dispositifs anti pompage des protections de distance.

Créer, en ouvrant des disjoncteurs prédéterminés, des zones où production et consommation s'équilibrent, de manière à isoler la zone "perturbé" des zones saines. Après quoi, si dans la zone malade les alternateurs ne réussissent pas à retrouver le synchronisme, les centrales sont si possible îlotées, puis le réseau est progressivement remis en service à partir des zones saines.

I-9-3-Protection des câbles à haute tension

Les câbles électriques à haute tension peuvent être protégés par une protection masse-câble, c'est-à-dire une protection à maximum de courant entre la gaine du câble et la terre. En temps normal, aucun courant ne la traverse, en cas de défaut dans l'isolation interne du câble, le courant s'écoule vers la terre provoquant le déclenchement.

I-9-4-Protection des jeux de barres

Les jeux de barres sont protégés principalement par des protections différentielles. La difficulté vient du fait que la position des sectionneurs d'aiguillage doit être connue pour savoir quels sont les départs qui alimentent un nœud donné. La protection différentielle est décomposée en autant de relais que de nœuds électriques. Les nœuds constituent autant de zones de protection différentielle ; ces zones sont définies par la position "fermé" ou "ouvert" des sectionneurs d'aiguillage, et du (ou des) disjoncteur(s) de couplage. Une zone de protection différentielle globale du poste ou "check zone", est utilisée pour confirmer tout défaut dans une zone considérée.

I-9-5-Protection des transformateurs de puissance

Pour la protection contre les surcharges, des protections à maximum de courant de phase temporisées) ou des protections à image thermique sont utilisées. Un capteur de débit d'huile permet de s'assurer de la bonne circulation de l'huile dans le circuit de refroidissement.

Pour les courts-circuits, des relais Buchholz sont utilisés dans le cas des transformateurs respirant. Pour les transformateurs hermétiques, des détecteurs de gaz et de pression sont utilisés. Par ailleurs une protection différentielle (87T) mesure, par l'intermédiaire des transformateurs de courant comme toutes les protections liées au courant, la différence entre les courants entrants dans le transformateur et ceux en sortant et protège le transformateur contre les courts-circuits entre phases. Ces protections peuvent être également capables de détecter les défauts entre spires. Par ailleurs une protection à maximum de courant de phase instantanée (50) protège des courts-circuits violents au primaire. Pour éviter un déclenchement abusif lors de la connexion du transformateur à cause des courants d'enclenchement, un système mesurant en général la 2^{ème}

harmonique, caractéristique de la saturation du noyau magnétique, « bloque » (empêche le déclenchement) les protections différentielles et de maximum de courant.

I-9-6-Protection des ouvrages du réseau de distribution

Sur un réseau de distribution, les mêmes considérations peuvent s'appliquer, mais les conséquences d'un dysfonctionnement sont à une échelle moindre. C'est en général au niveau du réseau de distribution qu'on implante un plan de délestage électrique.

I-11-Conclusion

En conclusion, les réseaux électriques sont un pilier fondamental de notre société moderne, fournissant de l'électricité de manière fiable et continue à nos foyers, nos entreprises et nos infrastructures. Ils évoluent constamment pour relever les défis actuels tels que l'intégration des sources d'énergie renouvelable, l'adoption des technologies intelligentes et la décentralisation.

La décentralisation des réseaux électriques est une tendance émergente. Ces systèmes offrent une résilience accrue, une gestion de l'énergie locale et une flexibilité dans l'intégration des sources d'énergie décentralisées. Ils permettent également une meilleure adaptation aux besoins spécifiques des communautés locales, favorisant ainsi la durabilité et la résilience.

Cependant, les réseaux électriques sont confrontés à des défis tels que la modernisation des infrastructures existantes, la protection contre les perturbations et la gestion de la demande croissante en énergie. Ces défis nécessitent des investissements continus dans les infrastructures, des mesures de sécurité robustes et une planification stratégique pour répondre aux besoins futurs.

En somme, les réseaux électriques sont en constante évolution pour répondre aux exigences de durabilité, de fiabilité et d'efficacité. L'intégration des énergies renouvelables, l'utilisation des technologies intelligentes et la décentralisation sont autant d'aspects clés qui façonnent l'avenir des réseaux électriques, tout en garantissant un approvisionnement en électricité stable et durable pour les générations à venir.

CHAPITRE 2

Systeme de transmission à
courant alternatif flexible
(FACTS)

II-1-Introduction

FACTS, abréviation de Flexible AC Transmission System, est une technologie utilisée dans les réseaux électriques pour contrôler les tensions et les flux de puissance. Les contrôleurs FACTS, tels que le SVC (Static Var Compensator), le STATCOM (Static Synchronous Compensator), et le TCSC (Thyristor-Controlled Series Capacitor), sont des dispositifs électroniques de puissance qui permettent d'améliorer la stabilité et la capacité de transfert de puissance des systèmes d'alimentation en courant alternatif (CA).

Les contrôleurs FACTS utilisent des semi-conducteurs de puissance pour permettre des réponses plus rapides que les systèmes à commutation électromécanique. Ils peuvent moduler l'injection de puissance réactive pour stabiliser le système après une perturbation importante et injecter de la puissance active pour amortir le système. Cela les rend particulièrement bénéfiques dans les systèmes CA présentant des limites de stabilité transitoire ou dynamique.

La puissance réactive est une composante de l'énergie stockée dans les inductances et les capacitances des systèmes électriques. Elle doit être contrôlée car une quantité excessive de puissance réactive limite la capacité des lignes de transmission et peut entraîner des problèmes de stabilité du réseau. Les contrôleurs FACTS permettent de contrôler et de réguler la puissance réactive aux points clés du réseau, en fournissant ou en absorbant cette puissance là où elle est nécessaire.

L'UPFC (Unified Power Flow Controller) est l'un des dispositifs FACTS les plus avancés. Il permet de contrôler simultanément et indépendamment la puissance active et la puissance réactive sur la ligne de transmission. Cela permet d'améliorer la stabilité transitoire des générateurs connectés au réseau et de garantir le bon fonctionnement des générateurs de production.

II-2-Compensation

II-2-1-Compensation shunt

La compensation shunt est une technique couramment utilisée dans les réseaux électriques pour la correction de la puissance réactive et l'amélioration de la qualité de l'électricité. Elle consiste à ajouter des dispositifs de compensation réactive, tels que des condensateurs ou des batteries de condensateurs, en parallèle avec le réseau électrique.

L'objectif de la compensation shunt est de compenser la réactance inductive du réseau électrique, qui est généralement causée par des charges inductives telles que les moteurs, les transformateurs ou les bobines. Ces charges inductives nécessitent une puissance réactive pour fonctionner, ce qui entraîne une augmentation du courant réactif et des pertes d'énergie dans les lignes de transmission et de distribution.

En ajoutant des dispositifs de compensation shunt, tels que des condensateurs, la réactance inductive est compensée par une réactance capacitive. Cela permet de réduire le courant réactif, d'améliorer la tension du réseau et de diminuer les pertes d'énergie. [6]

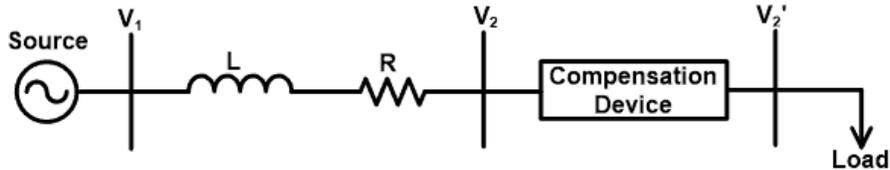


Figure II- 1: Schéma de compensation shunt

Il existe deux méthodes de compensation de shunt :

II-2-1-1- compensation Shunt capacitive

Cette méthode est utilisée pour améliorer le facteur de puissance. Lorsqu'une charge inductive est connectée à la ligne de transport, le facteur de puissance est décalé en raison du courant de charge décalé. Pour la compenser, un condensateur de dérivation est connecté, qui tire le courant conduisant à la tension de la source. Le résultat net est l'amélioration du facteur de puissance.

$$Q = \frac{|V_2|^2}{X_c} = |V_2|^2 \omega C$$

II-2-1-2- compensation Shunt inductive

Cette méthode est utilisée lors du chargement de la ligne de transport ou lorsqu'il y a une charge très faible à l'extrémité de réception. En raison d'une charge très faible ou nulle, un courant très faible traverse la ligne de transport. La capacité de dérivation dans la ligne de transmission provoque une amplification de la tension (effet Ferranti). La tension de fin de réception (V_r) peut devenir le double de la tension de fin d'émission (V_s) (généralement dans le cas de lignes de transmission très longues). Pour compenser, des inducteurs de dérivation sont connectés à travers la ligne de transmission.[6]

$$Q = \frac{|V_2|^2}{X_L} = \frac{|V_2|^2}{\omega L}$$

II-2-2-compensation série

La compensation série est une technique utilisée dans les systèmes de transmission d'énergie à haute tension pour améliorer le transfert d'énergie, la stabilité du réseau et la qualité de l'électricité. Contrairement à la compensation shunt, qui est connectée en parallèle avec le réseau, la compensation série est connectée en série avec la ligne de transmission.

Dans la compensation série, des dispositifs tels que des bobines ou des condensateurs sont insérés en série avec la ligne de transmission. Ces dispositifs génèrent une impédance réactive qui peut

compenser les effets indésirables tels que la chute de tension, la réactance inductive et les distorsions harmoniques.

L'ajout de la compensation série modifie les caractéristiques électriques de la ligne de transmission. Elle permet notamment de:

1. Augmenter la capacité de transfert d'énergie : En introduisant une impédance réactive en série, la compensation série réduit la réactance inductive de la ligne, ce qui permet d'augmenter la capacité de transmission d'énergie sur la même ligne.
2. Améliorer la stabilité du système : La compensation série peut contribuer à atténuer les oscillations électromécaniques et les instabilités du réseau en améliorant le contrôle de la tension, en augmentant la réactance effective et en réduisant les perturbations de tension.
3. Réduire les pertes d'énergie : En compensant la réactance inductive de la ligne, la compensation série réduit le courant réactif et, par conséquent, les pertes d'énergie associées.

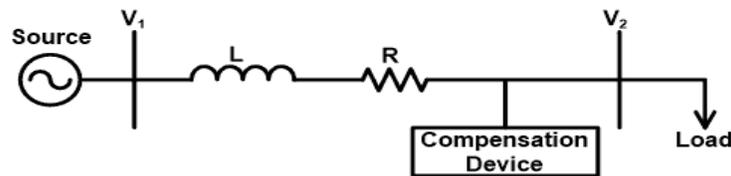


Figure II- 2:Schéma compensation série

II-3-Système de transmission AC flexible (FACTS)

Les dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems) sont des technologies innovantes utilisées dans les réseaux électriques pour améliorer la flexibilité, la stabilité et l'efficacité de la transmission de l'énergie électrique en courant alternatif (CA). Ils permettent de contrôler les paramètres électriques tels que la tension, la puissance réactive et le flux de puissance sur les lignes de transmission.

L'objectif principal des dispositifs FACTS est d'optimiser la performance du réseau électrique en fournissant des solutions flexibles pour résoudre les problèmes de stabilité, de contrôle de tension et de transfert de puissance. Ils permettent d'accroître la capacité de transmission, de réduire les pertes d'énergie, d'améliorer la qualité de l'électricité et de réagir rapidement aux changements de charge et aux conditions du réseau.

Les dispositifs FACTS utilisent des technologies de conversion d'énergie, des équipements électroniques de puissance et des systèmes de contrôle avancés pour réguler et ajuster dynamiquement les caractéristiques électriques du réseau. Ils peuvent être installés sur les lignes de transmission, les transformateurs, les bus de tension ou les interconnexions de sous-stations.

Certains exemples courants de dispositifs FACTS comprennent le SVC (Static Var Compensator), le STATCOM (Static Synchronous Compensator), le TCSC (Thyristor-Controlled Series Capacitor), le TCPAR (Thyristor-Controlled Phase Angle Regulator), l'UPFC (Unified Power Flow Controller) et bien d'autres.

Chaque dispositif FACTS a sa propre fonctionnalité et capacité de contrôle spécifique. Par exemple, le SVC permet de contrôler la puissance réactive et d'améliorer la stabilité de tension, tandis que l'UPFC offre un contrôle complet du flux de puissance en combinant les fonctionnalités du SVC et du TCSC.

En conclusion, les dispositifs FACTS sont des technologies avancées qui offrent des solutions flexibles pour optimiser la transmission d'énergie électrique en courant alternatif. Ils jouent un rôle essentiel dans l'amélioration de la stabilité, de la flexibilité et de l'efficacité des réseaux électriques modernes.

II-4-Applications des dispositifs de FACTS et méthodes de compensation

Plusieurs dispositifs FACTS ont été introduits pour diverses applications dans le monde entier. Un certain nombre de nouveaux types de dispositifs sont actuellement introduits dans la pratique. Encore plus de concepts de configurations de FACTS-dispositifs sont discutés dans la recherche et la littérature. Dans la plupart des applications la contrôlabilité est utilisé pour éviter les coûts élevés ou le paysage nécessitant des extensions de systèmes électriques, par exemple des mises à niveau ou des ajouts de sous-stations et de lignes électriques. Les dispositifs FACTS permettent une meilleure adaptation aux différentes conditions opérationnelles et améliorent l'utilisation des installations existantes. Les applications de base de FACTS-dispositifs sont : Contrôle de flux de puissance, Augmentation de la capacité de transmission, Contrôle de tension, Compensation de puissance réactive, Amélioration de la stabilité, Amélioration de la qualité de l'énergie, Conditionnement de puissance, Atténuation de scintillement, Interconnexion de systèmes de production et de stockage renouvelables et distribués.

II-5-Avantages et inconvénients des dispositifs FACTS

II-5-1-Les avantages des dispositifs FACTS

- Il augmente la capacité de charge de la ligne de transmission de leur capacité thermique.
- Il réduit la quantité de puissance réactive dans la ligne de transmission. De cette façon, la ligne de transmission peut transférer plus de puissance active à la charge.
- Les dispositifs FACTS sont utilisés pour contrôler le débit d'électricité dans la ligne de transport. Ainsi, il aide à suivre la ligne directrice et le contrat de service public et assurer le flux optimal de l'énergie.
- Il réduit le coût de la puissance comme il réduit le coût de transmission.
- Il augmente la qualité de la puissance, la stabilité de tension, la stabilité thermique et la stabilité transitoire du système.
- Les dispositifs FACTS ne contiennent pas de déchets dangereux pour l'environnement. Par conséquent, cette technologie écologique.
- Il améliore le facteur de puissance du réseau du système d'alimentation.
- Il augmente la fiabilité et la flexibilité du réseau de transport.

II-5-2-les inconvénients des dispositifs FACTS

- les dispositifs FACTS sont des commutateurs électroniques de puissance utilisés pour contrôler l'alimentation ou absorber la puissance. Le principal inconvénient de l'utilisation de l'interrupteur électronique de puissance est qu'il induit des harmoniques dans les signaux de sortie. Ces harmoniques entrent dans le réseau du système d'alimentation. Ainsi, les filtres actifs sont utilisés pour supprimer les harmoniques.
- Le coût initial des appareils FACTS est très élevé.
- Il transmet une quantité limitée de puissance.
- Il nécessite un entretien continu et le coût de réparation de ces appareils est très élevé.
- Il utilise des convertisseurs. Par conséquent, la quantité de perte de puissance se produit dans les commutateurs.
- Si le courant provenant des dispositifs FACTS est augmenté pour une raison quelconque, il peut y avoir un risque d'endommager les commutateurs électroniques de puissance utilisés dans le convertisseur. Et le coût de ces commutateurs est très élevé. [7]

II-6-Types de contrôleurs FACTS

Selon le type de connexion FACTS contrôleur avec le système d'alimentation, il est classé comme:

- Series Connected Controller
- Shunt Connected Controller
- Combined Series-Series Controller
- Combined Shunt-Series Controller

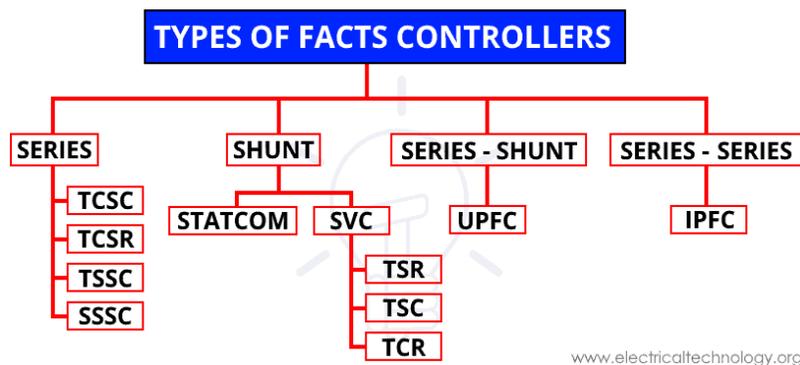


Figure II- 3: Schéma de types contrôle de FACTS

II-6-1-Contrôleur connecté en série

Les régulateurs de série sont utilisés pour introduire la tension en série avec la tension de ligne. Il se compose d'un condensateur ou réacteur (dispositifs d'impédance). Ce type de contrôleur est utilisé pour fournir ou consommer une puissance réactive variable.

Lorsque la charge de la ligne de transport est plus élevée, il faut une puissance réactive supplémentaire. Dans cette condition, il est utilisé pour fournir une puissance réactive à l'aide d'un condensateur. Lorsque la ligne de transport fonctionne avec une charge très légère, la tension d'extrémité réceptrice augmente par rapport à la tension d'extrémité d'émission en raison d'une demande moindre de puissance réactive. Dans cette condition, il est utilisé pour consommer de la puissance réactive à l'aide d'un inducteur.

Dans la plupart des cas, les condensateurs sont installés en fin de ligne pour compenser la demande de puissance réactive. À cette fin, on utilise le condensateur de série contrôlé par thyristor (TCSC) et le compensateur de série synchrone statique (SSSC). La figure ci-dessous montre le schéma de base du contrôleur connecté en série.

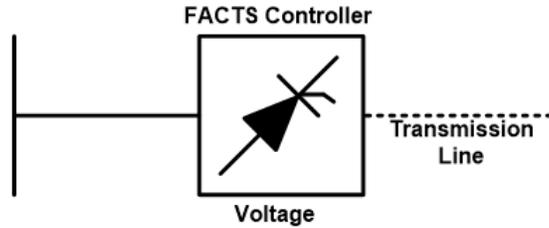


Figure II- 4: Contrôleur connecté en série

II-6-2-Contrôleur de dérivation connecté

Ce type de dispositif est utilisé pour injecter du courant au système d'alimentation au point de connexion. Semblable aux contrôleurs connectés en série, il se compose également d'impédance variable comme condensateur et inducteur. Lorsqu'un condensateur est utilisé pour se connecter parallèlement au système d'alimentation, la méthode est connue sous le nom de compensation capacitive de shunt. Lorsque la ligne de transport est constituée d'une charge plus inductive, elle fonctionne sur un facteur de puissance décalant. Cette méthode est utilisée pour tirer le courant conduisant à la tension source pour compenser la charge résiduelle à l'aide d'un condensateur connecté à la dérivation.

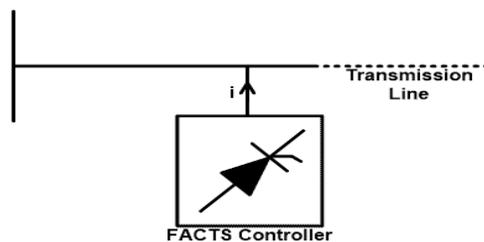


Figure II- 5: Contrôleur de dérivation connecté

l'exemple de ce type de système est SVC (compensateur VAR statique) et compensateur synchrone statique).

II-6-3-Contrôleur série-série combiné

Dans les lignes de transmission multivoies, une combinaison de régulateurs de série distincts est utilisée de manière coordonnée pour fournir une compensation réactive de série indépendante pour chaque ligne. Mais il peut transférer l'énergie réelle avec des lignes via une liaison électrique. Ou il peut être connecté avec des contrôleurs unifiés que les terminaux DC des convertisseurs sont interconnectés. Cela aidera à transférer la puissance réelle à la ligne de transmission. Un exemple de ce type de système est le contrôleur de flux de puissance Interlink (IPFC).

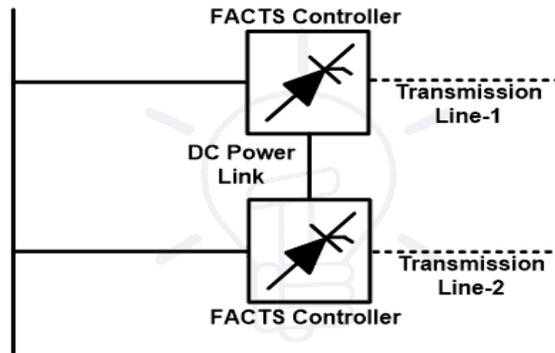


Figure II- 6: Contrôleur série-série combiné

II-6-4-Contrôleur de série de dérivation combinée

Ce type de contrôleur est utilisé pour introduire la tension en parallèle en utilisant le contrôleur shunt et avec lui utilisé pour introduire le courant est série en utilisant le contrôleur de série. Mais les deux contrôleurs doivent fonctionner avec coordination. L'exemple de ce type de contrôleur est le contrôleur de flux de puissance unifié (UPFC).

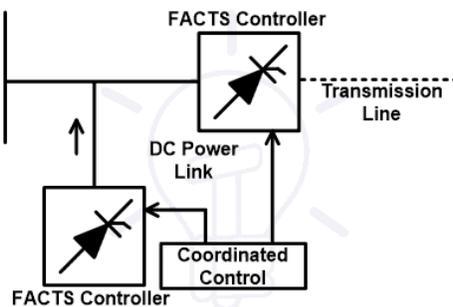


Figure II- 7: Contrôleur de série de dérivation combinée

II-7-Types de dispositifs FACTS

Divers appareils FACTS sont présentés pour remplir leur application. Ici, nous allons discuter des appareils FACTS les plus utilisés ou contrôleur comme indiqué ci-dessous :

II-7-1-Compensateur série

- Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)
- Thyristor Controlled Series Reactor (TCSR)
- Thyristor Switched Series Capacitor (TSSC)
- Static Synchronous Series Compensator (SSSC)

II-7-2-Compensateur de dérivation

- Static VAR Compensator (SVC)
- Thyristor Controlled Reactor (TCR)

- Thyristor Switched Capacitor (TSC)
- Thyristor Switched Reactor (TSR)
- Static Synchronous Compensator (STATCOM)

II-7-3-Compensateur série-série

- Interline Power Flow Controller (IPFC)

II-7-4-Compensateur de dérivation en série

- Unified Power Flow Controller (UPFC)

Comprenons-nous brièvement pour chaque type de compensateur.

II-7-1-Compensateur série

II-7-1-1-Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)

Il contient de la série condensateur de compensation shunted par un réacteur contrôlé par thyristor (TCR). Sa pensée élémentaire de Le CIRC doit offrir une capacité à variation perpétuelle de la capacité rémunératrice variable en le RCT. Le RCT à la fréquence essentielle peut être une réaction variable. Impédance, affectée par l'angle de retard (α), la réactance à l'état d'équilibre du TCSC est celle de Circuit LC, comprenant une réaction capacitive montée, XC et une réactance inductive variable XL. Le TCSC peut être un circuit LC parallèle accordable à la ligne approvisionnement en courant de travail progressif.

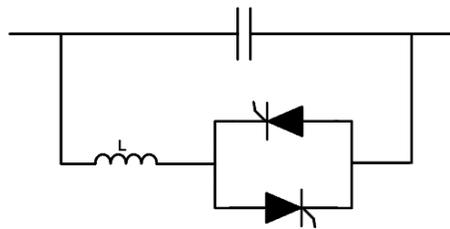


Figure II- 8: Schéma de (Thyristor Controlled Series Capacitor) (TCSC)

II-7-1-2-Thyristor Controlled Series Reactor (TCSR)

Il s'agit d'un dispositif compensateur de série qui fournit une réaction inductive variable lisse. Ce dispositif est le même que le TCSC, seul le condensateur est remplacé par le réacteur. Le réacteur cesse de conduire lorsque l'angle de tir est de 180° et il commence à conduire lorsque l'angle de tir est inférieur à 180° . Le schéma de base du réacteur de la série contrôlée Thyristor (TCSR) est présenté dans la figure ci-dessous.

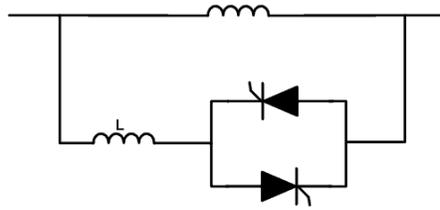


Figure II- 9: Schéma de (Thyristor Controlled Series Reactor) (TCSR)

II-7-1-3-Thyristor Switched Series Capacitor (TSSC)

Cette technique de compensation est similaire au TCSR. Dans le TCSR, la puissance est contrôlée en contrôlant l'angle de tir d'un thyristor. Par conséquent, il fournit un contrôle progressif. Mais dans le cas de la TSSC, le thyristor ne peut être activé ou désactivé. Il n'y a pas d'angle de tir. Ainsi, le condensateur soit entièrement connecté ou complètement déconnecté de la ligne. Cela réduira le coût du thyristor et le coût du contrôleur. Le diagramme de base de la TSSC est le même que celui du TCSC.

II-7-1-4-Static Synchronous Series Compensator (SSSC)

Il s'agit d'une technique de compensation en série utilisée dans le système de transmission. Le flux d'énergie à travers la ligne de transport est régulé en contrôlant l'impédance équivalente de la ligne de transport. La tension de sortie de SSSC est entièrement contrôlée et indépendante du courant de ligne. Par conséquent, en contrôlant la tension de sortie de SSSC, nous pouvons contrôler l'impédance de la ligne.

Il est également considéré comme un générateur synchrone statique connecté en série avec la ligne de transmission. Ce système vise à augmenter ou diminuer la chute de tension à travers la ligne. Et donc il contrôle le flux d'énergie à travers la ligne de transmission. Ce système injecte la tension en quadrature avec le courant de ligne. Si le courant des conducteurs de tension fourni, il fournit une compensation capacitive et si le courant de décalage de tension fourni, il fournit une compensation inductive. La figure ci-dessous montre le schéma de base du compensateur de série synchrone statique.

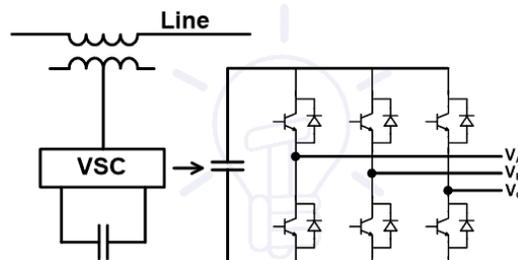


Figure II- 10: Schéma de (Static Synchronous Series Compensator) (SSSC)

II-7-2-Compensateur de dérivation

II-7-2-1-Static VAR Compensation (SVC)

Dans Static VAR Compensator, un banc de condensateurs fixe est connecté en parallèle avec l'inducteur contrôlé par thyristor. L'angle de tir du thyristor contrôle le réacteur et donc la tension à travers l'inducteur. Par conséquent, la puissance tirée par l'inducteur peut être contrôlée. Le schéma de base du compensateur VAR statique est comme indiqué dans la figure ci-dessous.

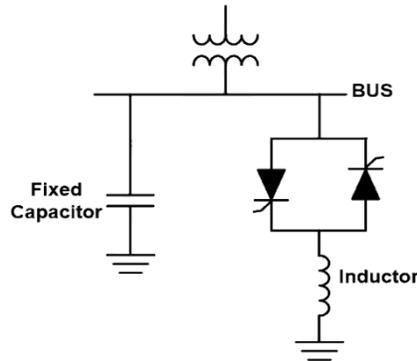


Figure II- 11: Schéma de (Static VAR Compensation) (SVC)

Le SVC est utilisé pour améliorer le facteur de puissance, réguler la tension, réduire les harmoniques, stabiliser le réseau de transmission. Ce type de dispositif est également utilisé dans les industries pour le contrôle de la puissance réactive et améliorer la qualité de l'énergie.

II-7-2-2-Thyristor Controlled Reactor (TCR)

Dans ce type de régulateur, le réacteur est relié en série à la vanne du thyristor. Il se compose de deux thyristors reliés en antiparallèle. Ces thyristors effectuent un demi-cycle alternatif de l'alimentation. Le circuit de commande est utilisé pour donner l'impulsion au thyristor à chaque demi-cycle. L'angle de tir du thyristor contrôle la quantité de puissance résiduelle du système d'alimentation. En règle générale, cet appareil est utilisé dans la ligne de transmission VHE pour fournir de l'énergie réactive pendant une charge légère ou sans charge. Le schéma de base d'un réacteur contrôlé par thyristor est présenté dans la figure ci-dessous.

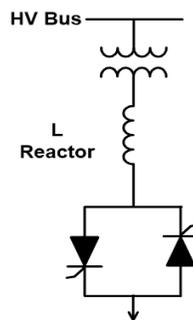


Figure II- 12: Schéma de (Thyristor Controlled Reactor) (TCR)

II-7-2-3-Thyristor Switched Capacitor (TSC)

Dans des conditions de charge élevée, la demande de puissance réactive augmente. Dans cette condition, le condensateur à commutation de thyristor (TSC) est utilisé pour répondre à la demande de puissance réactive. Généralement, ce type de dispositif est utilisé dans la ligne de transmission EHV et utilisé dans des conditions de charge élevée. Ce dispositif est le même que TCR juste un réacteur est remplacé par un condensateur. Tout comme le TCR, la quantité de puissance fournie à la ligne de transmission est contrôlée en contrôlant l'angle de tir d'un thyristor. Le schéma de base du condensateur à commutation de thyristor (TSC) est illustré ci-dessous.

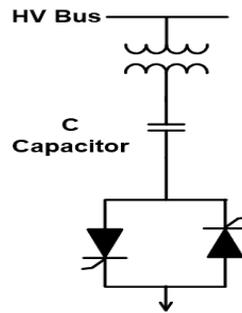


Figure II- 13: Schéma de (Thyristor Switched Capacitor) (TSC)

II-7-2-4-Thyristor Switched Reactor (TSR)

Ceci est similaire au réacteur contrôlé par thyristor (TCR). En TCR, l'angle de tir du thyristor est contrôlé pour contrôler le courant du dispositif. Mais dans le cas du RSV, le thyristor est activé ou désactivé. Il n'y a pas de contrôle de phase. Ainsi, en raison de l'absence de contrôle de tir, le coût du thyristor est moindre et il réduit la perte de commutateur. Le schéma de base du réacteur à commutation thyristor est le même que celui du réacteur contrôlé thyristor.

II-7-2-5-Static Synchronous Compensator (STATCOM)

STATCOM est un convertisseur de source de tension basé sur l'électronique de puissance qui peut réguler l'électricité dans le système de transmission par la source ou le puits de puissance réactive. Elle fournissait aussi de l'énergie active à la ligne de transport. Généralement, le STATCOM est utilisé dans la ligne de transmission qui a un facteur de puissance très faible et une mauvaise régulation de la tension. Il est le dispositif le plus couramment utilisé pour améliorer la stabilité de la tension du système d'alimentation.

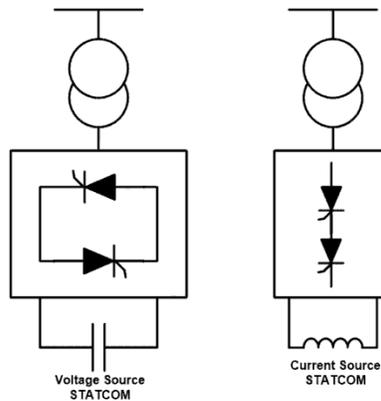


Figure II- 14: Schéma de (Static Synchronous Compensator) (STATCOM)

Il utilise le condensateur chargé comme source CC d'entrée et le convertit en tension CA triphasée comme sortie par l'onduleur à tension contrôlée. La sortie de l'onduleur est synchronisée avec l'alimentation CA du système d'alimentation. L'onduleur est relié à la ligne de transmission par un transformateur de couplage. La sortie de STATCOM peut être contrôlée en contrôlant la sortie d'un onduleur.

II-7-3-Compensateur de série

II-7-3-1-Interline Power Flow Compensator (IPFC)

Dans ce type de technique de compensation, le nombre de convertisseurs est connecté à une liaison CC commune et chaque convertisseur est connecté à une ligne séparée. Par conséquent, cette technique de compensation est utilisée dans un seul système de transmission multiligne. Ces convertisseurs sont également capables de transférer la puissance réelle. Ainsi, dans cette méthode, les pouvoirs réels et réactifs peuvent s'égaliser entre les lignes. Le schéma de base de cette technique est illustré ci-dessous.

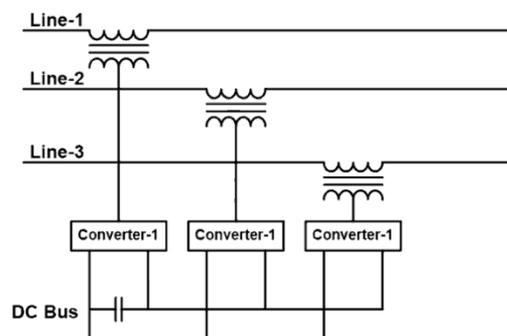


Figure II- 15: Schéma de (Interline Power Flow Compensator) (IPFC)

II-7-4-Compensateur de dérivation en série

II-7-4-1-Unified Power Flow Controller (UPFC) (sujet de mémoire)

Il s'agit d'une combinaison de STATCOM et de SSSC couplés via une liaison de tension DC commune. Pour produire du courant, il utilise une paire de ponts triphasés contrôlables. Et ce courant est injecté dans la ligne de transmission à l'aide d'un transformateur. Il est utilisé pour améliorer la stabilité de la tension, la stabilité de l'angle de puissance et l'amortissement du système. Ce dispositif peut contrôler le flux de puissance réel ou active et réactive dans la ligne de transmission. Dans des conditions anormales, l'UPFC ne fonctionnera pas. Il ne fonctionne que sous une source d'onde sinusoïdale équilibrée. Il est également utilisé pour supprimer le système de puissance d'oscillation et améliorer la stabilité transitoire du système de puissance. Le schéma de base du contrôleur de débit de puissance unifié (UPFC) est illustré ci-dessous.

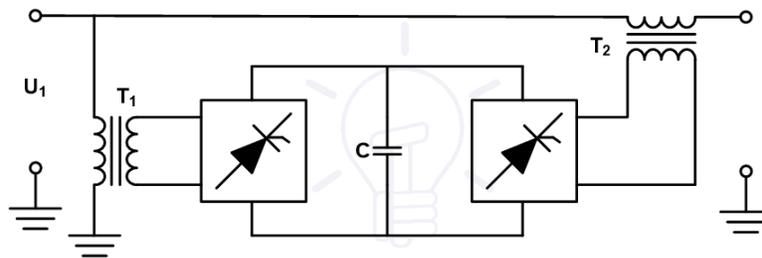


Figure II- 16: Schéma de (Unified Power Flow Controller) (UPFC)

II-8-Coût des dispositifs FACTS

Mis à part les avantages techniques apportés par les dispositifs FACTS, d'autres critères liés au coût doivent être pris en considération dans la décision d'installer un dispositif. Sur le plan économique, le critère généralement adopté dans l'évaluation des bénéfices obtenus par un dispositif FACTS est que l'accroissement des revenus doit excéder les coûts d'exploitations, de maintenance et d'amortissement de l'installation. Le coût d'une installation FACTS dépend principalement des facteurs tels que: les performances requises, la puissance de l'installation, le niveau de tension du système et la technologie du semi-conducteur utilisée.

II-9-Contribution des systèmes FACTS dans les réseaux électriques

L'application de compensateurs séries, shunts ainsi que les compensateurs hybrides dépend du problème à résoudre. Le tableau ci-dessous résume l'utilisation des FACTS dans les différents problèmes rencontrés dans les réseaux électriques.[10]

Tableau II- 1: Contribution des systèmes FACTS dans les réseaux électriques

Sujet	Porblème	Action corrective	Element FACTS
Limite des tensions	Chute de tension à une charge extrême	Fournir de l'enerie réactive	SVC ,STATCOM
		Reduire la réactance de la ligne	TCSC
	Surtenion suite à une ouverture d'ube grande charge	Absorbtion de l'énergie réactive	SVC,STATCOM
	Surtension à charge réduite	Absorbtion de l'énergie réactive	SVC,STATCOM
	Chute de tension suite de ligne	Fournir de l'énergie reactive	SVC,STATCOM
Limite Thermique	Surcharge des lignes de transport	Augmenter la capacité de transport	TCSC,UPFC,SSSC
Ecoulement de puissance	Distribution de la puissance sur des lignes en parallèle	ajuster la réactance de la ligne	TCSC,UPFC,SSSC
	Inverser l'ecoulement de puissance	Ajuster l'angle de transport	UPFC ,SSSC
Court-circuit	Les courant intenses des court-circuit	Limitaion des courant des court-circuit	TCSC,UPFC
Stabilité	Puissance transmissible limité	Réduire la réactance de ligne	TCSC,SSSC

II-10-Etude profonde d'un dispositif FACTS (UPFC)

L'évolution progressive vers un réseau électrique plus intelligent demande de nombreuses avancées technologiques. Le contrôle de flux de puissance est un problème qui provient typiquement des réseaux de transport. Il existe un dispositif flexible avec topologie universelle appelé contrôleur de transit de puissance unifié "UPFC", qui sert surtout à contrôler le flux de puissance en régime permanent mais il présente aussi d'autres fonctionnalités telles que l'amélioration de la stabilité transitoire du réseau face aux évènements, l'amortissement des oscillations dynamiques (habituellement de basse fréquence) et l'augmentation de la capacité de transport.

II-10-1-Première invention de l'UPFC

Ce dispositif a été installé depuis 1998 à Inez (Kentucky - USA), dans le système d'interconnexion du réseau "138 (kV)" d'AEP (American Electric Power).

Il est caractérisé par:

- Double ligne de transmission, 138 Kv.
- UPFC avec deux onduleurs de tension de 3 niveaux, 48 impulsions, 160 MVA
- Différents modes d'opération

- Pourquoi on utilise l'UPFC dans le réseau?

- Pour optimiser l'utilisation du système de transmission existant
- Pour avoir une capacité de transmission suffisante (charge de 2000 MW)
- Pour minimiser le besoin de nouveaux équipements
- Pour diminuer les pertes de puissance active et les émissions de CO₂. [10]



Figure II- 17: Réseau d'AEP équipé de l'UPFC

II-10-2-Principes de l'UPFC

II-10-2-1- Description d'un UPFC

La structure de l'UPFC est représentée dans la figure ci-dessus, où les connexions des deux convertisseurs peuvent être observées: un des convertisseurs (celui de gauche) est branché en parallèle dans le point s (dispositif STATCOM), l'autre convertisseur (celui de droite) est connecté en série avec la ligne entre le point s et le point seff (dispositif SSSC). Les deux convertisseurs sont reliés par une liaison en courant continu (DC-link) pour permettre un flux bidirectionnel de la puissance active entre la sortie série du SSSC et la sortie shunte du STATCOM. La tension de DC-link est soutenue par un condensateur. Le convertisseur série remplit la principale fonction de l'UPFC: l'injection de la tension V_{pq} . En effet, grâce au contrôle de la grandeur V_{pq} et de l'angle de phase ρ , on peut faire varier à volonté les puissances active et réactive qui circulent par la ligne. La valeur de l'amplitude V_{pq} atteint des valeurs entre zéro et V_{pqmax} , et le vecteur V_{pq} peut tourner sans contrainte. La valeur maximale de V_{pq} est imposée par les limites de tension du transformateur et du convertisseur ($0 \leq V_{pq} \leq V_{pqmax}$) et l'angle de phase peut tourner dans toutes les directions ($0 \leq \rho \leq 2\pi$). L'angle de phase ρ est

référencé par rapport à la tension V_s . Le convertisseur shunt fournit par la liaison DC la puissance active dont le convertisseur série aura besoin. A cet effet, le convertisseur shunt assure que la tension UDC reste constante au niveau de DC-link. Donc, [11] l'UPFC est capable d'assurer un contrôle de la tension, l'impédance et l'angle de ligne ainsi qu'assurer une compensation en énergie réactive. Ceci rend l'UPFC un des éléments FACTS clé dans l'exploitation moderne des réseaux électriques.

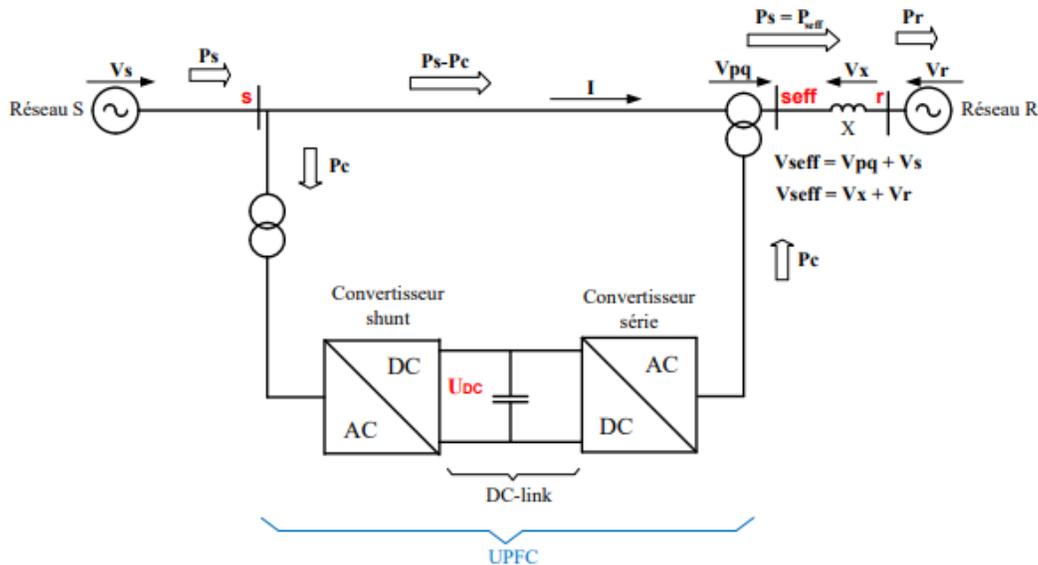


Figure II- 18: Ligne de transport avec UPFC

II-10-2-2- Schéma vectoriel d'un UPFC

Le schéma équivalent de la Figure II-19 est un circuit unifilaire. En réalité, il y a un circuit de même type pour chaque phase. Si le réseau est équilibré, les trois phases auront des schémas équivalents similaires. Dans le cas contraire, les valeurs de leurs composants seront différentes. Dans les schémas de la Figure II-18 et de la Figure II-19, on suppose que la résistance du réseau est négligeable devant sa réactance. On considère que la tension V_s du réseau « S » est en avance par rapport à la tension V_r du réseau « R ». Par conséquent, la puissance active circulera du réseau « S » au réseau « R » de la façon suivante :

- Nous souhaitons que le réseau « R. » reçoive une puissance P_r provenant du réseau « S ».
- Comme la tension V_r est connue, on peut calculer l'intensité I qui doit circuler par la ligne pour obtenir la puissance P_r .
- Si on connaît l'intensité I qui doit circuler par la ligne, on peut calculer la tension V_{pq} que le convertisseur série doit injecter pour établir cette intensité et obtenir la puissance P_r désirée au point r.
 - Pour créer et injecter la tension V_{pq} , le convertisseur série aura besoin d'absorber une puissance P_c , et cette puissance sera fournie par le convertisseur shunt.

- Le convertisseur shunt absorbe la puissance P_c du réseau « S ».
- Si il n'y a pas de pertes ni dans l'UPFC, ni dans la ligne, le réseau « S » fournira une puissance P_s de valeur $P_s = P_{seff} = P_r$.
- La puissance P_s sera fournie par deux chemins : par l'UPFC la puissance P_c , et par la ligne le reste de la puissance (la différence $P_s - P_c$).

En se référant à la Figure II-3, on peut écrire les équations de Kirchoff suivantes :

$$-V_s - V_{pq} + JXI + V_r = 0 \tag{II-1}$$

$$-V_s - V_{pq} + V_x + V_r = 0 \quad \text{Ou : } JXI = V_x \tag{II-2}$$

On choisit la tension V_{seff} qui existe au point seff de la Figure II-19 comme vecteur auquel on va référencer les puissances active et réactive qui circulent sur la ligne. Comme la ligne est purement inductive la puissance active au point seff est égale à la puissance active au point r ($P_{seff} = P_r$), mais les puissances réactives ne se correspondent pas ($Q_{seff} \neq Q_r$) . On suppose également que le vecteur V_s est en avance sur V_r d'un angle δ . On obtient alors le diagramme vectoriel de la Figure II-20. Dans ce diagramme, le vecteur I est nécessairement perpendiculaire au vecteur V_x ($V_x = jXI$, V_x est toujours en avance de 90° sur le vecteur I) tandis que le vecteur I est en retard par rapport au vecteur V_{seff} d'un angle .

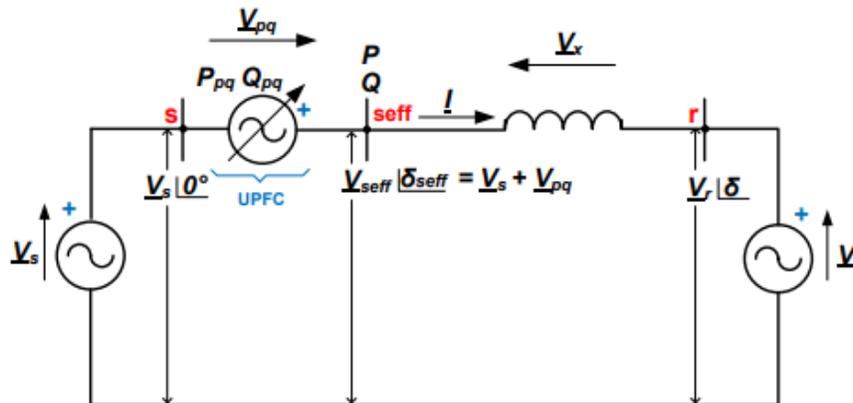


Figure II- 19: Schéma équivalent de la ligne de transport avec UPFC

II-10-2-3-Diagramme vectoriel des tensions et des courants d'un UPFC

La projection du vecteur de courant I sur les axes p et q qui sont l'axe parallèle et perpendiculaire à la tension V_{seff} de la Figure II-19 respectivement donnent les valeurs de I_p et I_q . On pourra également remarquer qu'on aurait pu aussi référer le courant à la tension V_s ou à la tension V_r pour calculer les puissances dans le point s ou le point r, respectivement. Par conséquent, en prenant V_{seff} comme vecteur de référence, on va exprimer les puissances active et réactive qui

circulent par la ligne au point seff. Pour la puissance active, on tient compte des équations obtenues à partir de la Figure II-20:

$$P_{seff} = V_{seff} I_p = V_{seff} I \cos \varphi$$

$$V_{seff} \sin \delta_{seff} = V_r \cos \varphi \quad \text{II.3}$$

$$I = \frac{Vx}{x}$$

A partir des équations (II-1), nous obtenons l'expression de la puissance active suivante :

$$P_{seff} = \frac{V_{seff} V_r}{X} \times \sin \delta_{seff} \quad \text{II-4}$$

L'équation ainsi obtenue est une relation majeure qui va exprimer le transfert de la puissance active. Nous avons plusieurs paramètres sur lesquels nous pouvons agir :

Si on change l'impédance X de la ligne, on va modifier le transfert de puissance P_{seff} . Ceci peut être réalisé par un compensateur série ou par une réactance variable (type TCSC) qui est insérée dans la ligne et qui va donc nécessairement modifier la réactance de la ligne. Par conséquent, on peut agir sur la valeur du transfert de puissance à travers le dénominateur de l'équation (II-2).

Nous avons aussi la possibilité de modifier l'angle relatif δ_{seff} entre les deux tensions V_{seff} et V_r . L'angle δ_{seff} est également un paramètre sur lequel nous avons la possibilité d'agir.

Nous pouvons aussi agir sur les amplitudes des tensions V_{seff} et V_r .

Par ailleurs, pour la puissance réactive, on utilise les équations suivantes qui ont été obtenues à partir de la Figure II-20.

$$Q_{seff} = V_{seff} I_q = V_{seff} I \sin \varphi$$

$$V_s \sin \varphi = V_{seff} - V_r \cos \delta_{seff} \quad \text{II-5}$$

$$I = \frac{Vx}{x}$$

Selon les équations (II-5), nous obtenons la puissance réactive suivante :

$$Q_{seff} = \frac{V_{seff}^2 - V_{seff} V_r \cos \delta_{seff}}{X} = \frac{V_{seff}}{X} (V_{seff} - V_r \cos \delta_{seff}) \quad \text{II-6}$$

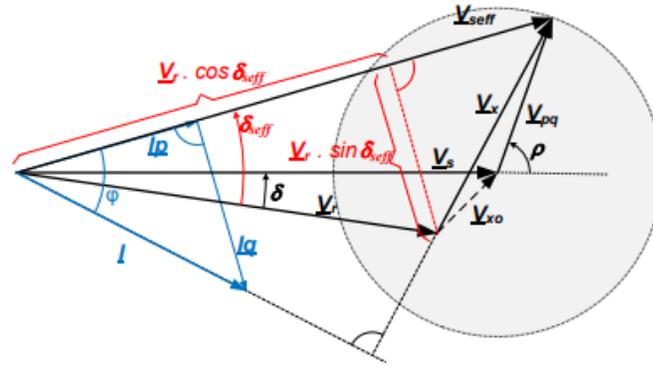


Figure II- 20: Diagramme vectoriel des tensions et des courants d'un UPFC

II-10-2-4-Description de l'UPFC dans une ligne avec inductance et résistance :
[11]

Pour mieux expliquer le cas du comportement d'une UPFC dans une ligne avec inductance et. Résistance, on va représenter au début la ligne de base et puis la ligne avec l'UPFC.

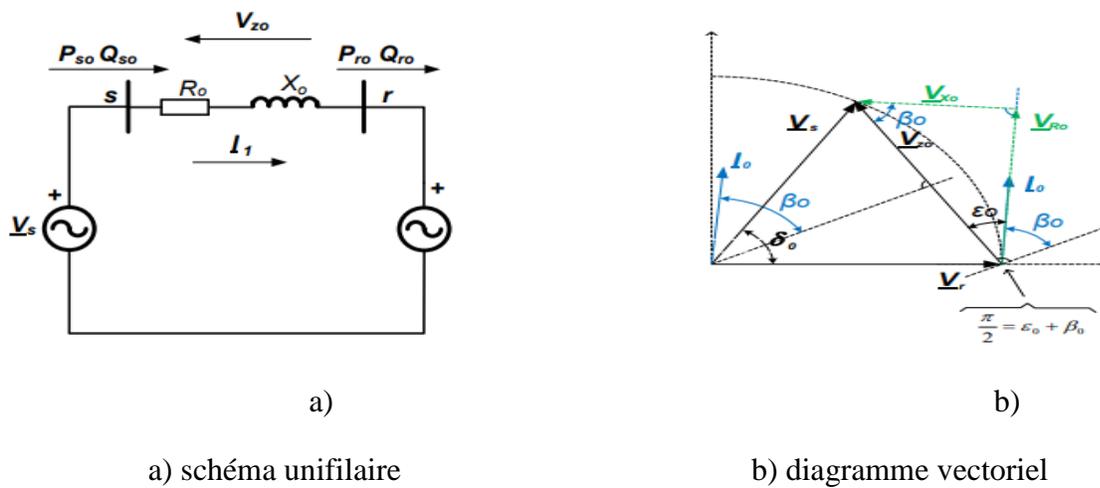


Figure II- 21: Schéma d'une ligne du type $Z_o=R_o+jX_o$

Dans cette ligne, la valeur de l'intensité peut s'exprimer comme :

$$I_o = \frac{V_s - V_r}{Z_o} = \frac{V_s e^{j\delta} - V_r}{jZ_o e^{-j\beta_o}} = \frac{V_s \sin(\delta_o + \beta_o) - V_r \sin \beta_o}{Z_o} + j \frac{V_r \cos \beta_o - V_s \cos(\delta_o + \beta_o)}{Z_o} \quad \text{II-7}$$

$$Z_o = R_o + jX_o = Z_o e^{j\epsilon_o} = jZ_o e^{-j\beta_o} \quad \text{II-8}$$

et où ϵ_o dénote l'angle de l'impédance ($\epsilon_o = \arctg(X_o/R_o)$) et β_o est l'angle « des pertes » ($\beta_o = \arctg(R_o/X_o)$).

La puissance active du côté de la source r peut être écrite de la forme suivante :

$$S_{r0} = P_{r0} + jQ_{r0} = V_r I_0^* = V_r \left(\frac{V_s - V_r}{Z_0} \right)^* = V_r \left(\frac{V_s e^{j\delta_0} - V_r}{jZ_0 e^{-j\beta_0}} \right)^* = \frac{V_r}{Z_0} [V_s \sin(\delta_0 + \beta_0) - V_r \sin \beta_0] + j \frac{V_r}{Z_0} [V_s \cos(\delta_0 + \beta_0) - V_r \cos \beta_0] \quad \text{II-9}$$

De la même façon, on peut arriver aux valeurs de la puissance active P_{s0} et réactive Q_{s0} du côté « s » du réseau

$$P_{s0} = \frac{V_s}{Z_0} [V_s \sin \beta_0 + V_r \sin(\delta_0 - \beta_0)] \quad \text{II-10}$$

$$Q_{s0} = \frac{V_s}{Z_0} [V_s \cos \beta_0 - V_r \cos(\delta_0 - \beta_0)] \quad \text{II-11}$$

UPFC dans une ligne avec impédance X et résistance R En intégrant au schéma de la Figure II-19 la résistance R dans la ligne, on obtient le schéma unifilaire suivant.

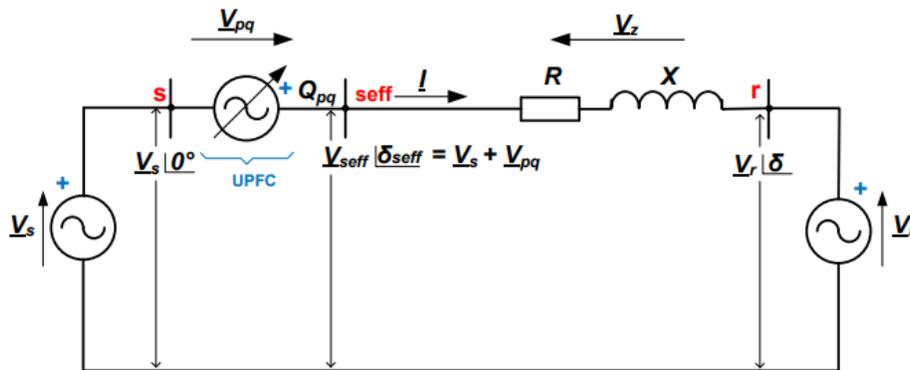


Figure II- 22: Représentation unifilaire du schéma équivalent avec une ligne de type $Z = R + jX$

Le diagramme vectoriel obtenu aura la forme suivante :

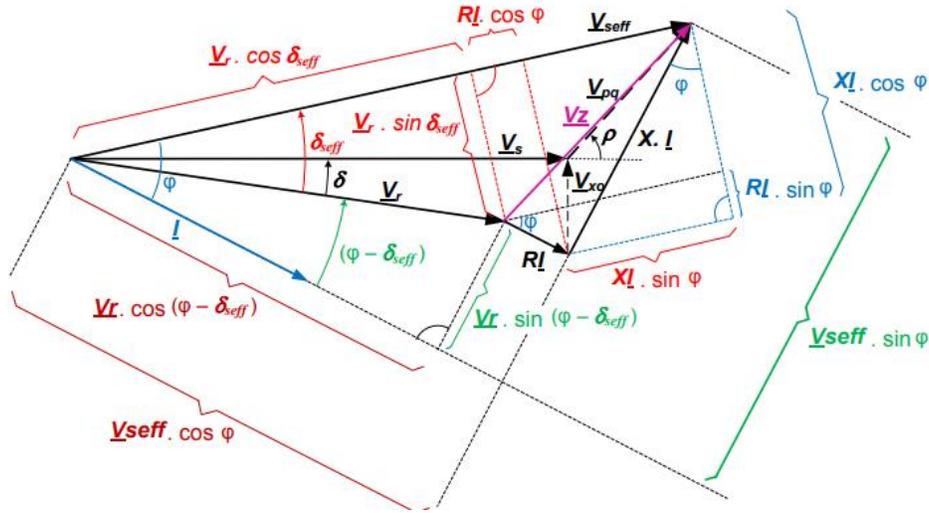


Figure II-23: Diagramme vectoriel pour une ligne avec X et R

Pour déterminer l'équation de la puissance active, on tient compte des relations suivantes. Elles sont obtenues à partir de la Figure II-23.

$$X I \cos \varphi = V_r \sin \delta_{seff} + R I \sin \varphi \quad \leftarrow \text{II-12}$$

$$V_{seff} \sin \varphi = X I + V_r \sin(\varphi - \delta_{seff}) \quad \leftarrow$$

A partir des équations (II-12) précédentes, nous déduisons la puissance active suivante.

$$P_{seff} = \frac{V_{seff} V_r}{X} \sin \delta_{seff} + \frac{R I V_r}{X} \sin(\varphi - \delta_{seff}) + R I^2 \quad \text{II-13}$$

Dans cette expression, le produit R.I du deuxième terme est négligeable devant le premier terme. L'expression (II-13) se simplifie et on peut écrire :

$$P_{seff} = \frac{V_{seff} V_r}{X} \sin \delta_{seff} + R I^2 \quad \text{II-14}$$

Pour calculer l'équation de la puissance réactive, on tient compte des relations suivantes, obtenues à partir de la Figure II-23.

$$X I \sin \varphi = V_{seff} - V_r \cos \delta_{seff} - R I \cos \varphi \quad \leftarrow \text{II-15}$$

$$V_{seff} \cos \varphi = R I + V_r \cos(\varphi - \delta_{seff}) \quad \leftarrow$$

A partir des équations (II-15) précédentes, nous obtenons la puissance réactive suivante.

$$Q_{seff} = \frac{V_{seff}}{X} (V_{seff} - Vr \sin \delta_{seff}) + \frac{R}{X} RI^2 \quad \text{II-16}$$

Quand on compare les équations des puissances actives et réactives obtenues pour le cas d'une ligne avec X et R avec celles déterminées dans le cas précédent pour une ligne où il y avait simplement X, on constate qu'en rendant R nulle dans les deux équations précédentes (II-14) et (II-16), on retrouve respectivement sur les équations (II-4) et (II-6). Les expressions précédentes montrent les équations d'un système physique avec inductance et résistance d'un seul côté de l'UPFC. Néanmoins, dans la réalité il y aura des inductances et des résistances de deux côtés de l'UPFC.

II-11-Conclusion

De manière générale, les dispositifs FACTS agissent en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive, en augmentant ou en réduisant la tension aux nœuds, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les phases des tensions. Avec le développement rapide de l'électronique de puissance, les systèmes FACTS ont été créés et implémentés dans les réseaux électriques. L'installation des FACTS est devenue indispensable pour augmenter la capacité et la contrôlabilité d'un réseau électrique. L'énorme avantage de l'UPFC est bien sûr la flexibilité qu'il offre en permettant le contrôle des trois paramètres associés au transit de puissance; la tension, l'angle de transport et l'impédance de la ligne en un seul dispositif comprenant seulement deux onduleurs de tension.

CHAPITRE 3

Écoulement De Puissance (Power Flow)

III-1-Introduction

L'étude de l'écoulement de puissance permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal équilibré et en régime permanent. Ces grandeurs sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes. Les pertes et les courants s'en déduisent. Les études de l'écoulement de puissance permettent de planifier la construction et l'extension des réseaux électriques ainsi que la conduite et le contrôle de ces réseaux. Un grand nombre de mathématiciens, d'informaticiens et d'ingénieurs ont consacré des années de leur carrière à étudier les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance. Les premières méthodes étaient basées sur la méthode itérative de Gauss Seidel relative à la matrice admittance Y . Elle ne nécessite pas beaucoup d'espace mémoire et sa programmation est relativement simple. Mais, si les petits réseaux ne nécessitent que peu d'itérations pour converger, les grands réseaux, par contre, demandent un grand nombre d'itérations si toutefois ils convergent. Ce qui poussa les chercheurs à développer les méthodes basées sur la matrice impédance Z . Mais même si ces dernières avaient de meilleures caractéristiques de convergence, elles ont comme désavantage de nécessiter beaucoup d'espace mémoire dû au fait que la matrice Z n'est pas calculée, contrairement à son inverse Y . Ce qui amena les chercheurs à s'appuyer sur une autre méthode itérative, la méthode de Newton-Raphson. Cette méthode nécessite plus de temps par itération que celle de Gauss-Seidel, alors qu'elle ne demande que quelques itérations même pour les grands réseaux. Cependant, elle requiert des capacités de stockage ainsi que des puissances de calcul informatiques importantes.

III-2-Définition du problème de l'écoulement

Pour calcul d'écoulement de puissance est une étude en régime permanent du réseau électrique qui consiste à déterminer, en premier lieu, à chaque jeu de barres, l'amplitude et la phase de la tension ainsi que les puissances active et réactive injectées. Connaissant les tensions (amplitude et phase) aux jeux de barres ainsi que les puissances injectées (active et réactive), nous pouvons calculer, en deuxième lieu, les courants et les puissances dans les lignes et ceux fournis par les sources. Les objectifs les plus importants de l'étude de l'écoulement de puissance sont :

- 1- La détermination des puissances réactives et actives dans la ligne de transmission basée sur certaines considérations à priori associées au récepteur ou au générateur.
- 2- Calcul des différences de potentiel à chaque noeud ou jeu de barre (bus en terminologie anglo-saxon).
- 3- Vérifier qu'aucune ligne n'est surchargée. La surcharge peut signifier que la ligne est proche de la stabilité thermique.
- 4- Surveillance de la ligne en cas de ré-enclenchement.

5- Détermination de l'écoulement de puissance spécifique qui conduit à un dispatching optimum en calculant l'état du réseau (P, Q, V, δ, \dots) dans des hypothèses données de production et de consommation.

Ce chapitre est consacré à l'étude des différentes méthodes qui peuvent nous servir pour l'analyse et le calcul de l'écoulement de puissance. On peut citer comme méthodes ; Gauss-Seidel, Newton-Raphson. [13]

III-2-1-Classification des nœuds des réseaux électrique

Classification des nœuds des réseaux électrique: Chaque nœud est caractérisé par quatre variables : P_i, Q_i, V_i, θ_i . Si on connaît deux des quatre variables nous permettent de déterminer les deux autres à partir des équations principales de l'écoulement de puissance. En pratique, le problème se pose autrement. Pour cela il faut classier les nœuds du système comme suit :

III-2-1-1-Nœuds P-V

Pour ce type de nœuds, on associe les centrales de production. On spécifie la puissance active et le module de la tension. Les variables à déterminer sont la phase de la tension et la puissance réactive.

III-2-1-2-Nœuds P-Q :

Pour ce type de nœuds, on associe généralement les charges. Ces dernières sont caractérisées par la consommation des puissances active et réactive. On peut aussi associer des générateurs avec des puissances active et réactive fixées. Les variables à déterminer sont le module et la phase de la tension.

III-2-1-3-Nœuds V-q

Pour ce type de nœud on associe la centrale de production la plus puissante. Dans un nœud k (nœud de référence ou slack bus), on spécifie la phase et le module de la tension. Les valeurs à déterminer sont les puissances active et réactive.

Tableau III- 1: Classification des barres

Classification des barres	Paramètres connus	Paramètres inconnus
Barre d'équilibre SW	$ V , \theta$	P, Q
Barre de génération PV	$ V , P$	θ, Q
Barre de charge PQ	P, Q	$ V , \theta$

III-3-Les équations de l'écoulement de puissance

On considère l'exemple d'un système à deux J.d.B suivant :

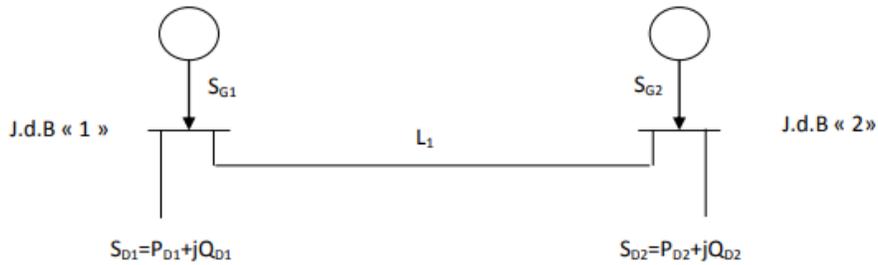


Figure III- 1 : Système a deux J.d.B

On note que:

$$S_1 = S_{G1} - S_{D1} \quad , \quad S_2 = S_{G2} - S_{D2} \tag{III-1}$$

Et en général :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} \tag{III-2}$$

$$S_i = P_i - jQ_i = (P_{Gi} + jQ_{Gi}) - (P_{Di} + jQ_{Di}) \tag{III-3}$$

$$S_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \tag{III-4}$$

L'application de la loi de KHIRCHOFF sur le système donne :

-Au niveau de J.d.B « 1 »

$$I_1 = Y_P.V_1 + Y_S.(V_1 - V_2) = (Y_P + Y_S).V_1 - Y_S.V_2 \tag{III-5}$$

On sait que :

$$S_1 = V_1.I_1^* \iff I_1 = \frac{S_1^*}{V_1} \tag{III-6}$$

-Au niveau de J.d.B « 2 »

$$I_2 = Y_P.V_2 + Y_S.(V_1 - V_2) = (Y_P + Y_S).V_1 - Y_S.V_2 \tag{III-7}$$

Avec :

$$S_2 = V_2.I_2^* \iff I_2 = \frac{S_2^*}{V_2} \tag{III-8}$$

Alors on peut écrire (III-5) (III-7) sous la forme :

$$I_1 = Y_{11} \cdot V_1 + Y_{12} \cdot V_2 \tag{III-9}$$

$$I_1 = Y_{21} \cdot V_1 + Y_{22} \cdot V_2$$

Avec :

$$Y_{11} = Y_P + Y_S, \quad Y_{22} = Y_P + Y_S \tag{III-10}$$

$$Y_{12} = -Y_S, \quad Y_{21} = -Y_S$$

$$Y_{Bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix}$$

On remplace (III-9) en (III-10) :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \tag{III-11}$$

Et ainsi de suite. On peut généraliser la méthode de formulation comme suit pour le système à « n » J.d.B connectés entre eux.

$$I_1 = (\sum_{i=1, i \neq n}^m Y_{1i})V_1 + (-Y_{12})V_2 + \dots + (-Y_{1n})V_n$$



$$I_n = (-Y_{n1})V_1 + (-Y_{n2})V_2 + \dots + (\sum_{i=1, i \neq n}^m Y_{ni})V_n$$

La matrice admittance est donc :

$$Y_{Bus} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1, i \neq n}^m Y_{1i} & \dots & -Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ -Y_{1n} & \dots & \sum_{i=1, i \neq n}^m Y_{ni} \end{bmatrix} \tag{III-12}$$

$$I_{Bus} = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ I_n \end{pmatrix} \quad V_{Bus} = \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ \vdots \\ V_n \end{pmatrix}$$

Calcul de la puissance au niveau de nœud :

$$S_i = (P_{Gi} - jQ_{Gi}) - (P_{Di} - jQ_{Di}) = P_i + jQ_i \tag{III-13}$$

Alors :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i \cdot I_i^* \tag{III-14}$$

$$S^*_i = V^*_i \cdot \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot V_j \quad \text{III-15}$$

En coordonnées polaires :

$$V_i = |V_i| \cdot [\delta_i] \quad \text{III-16}$$

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \cdot [\gamma_{ij}] \quad \text{III-17}$$

$$S^*_i = P_i - jQ_i = V^*_i \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot V_j = \sum |Y_{ij}| |V_i| |V_j| e^{j(\delta_i - \delta_j + \gamma_{ij})} \quad \text{III-18}$$

Donc :

$$P_i = \sum |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_i - \delta_j + \gamma_{ij}) \quad \text{III-19}$$

$$Q_i = \sum |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij})$$

Les équations d'écoulement dans les lignes :

Quand la solution itérative des tensions aux J.d.B est achevée, on peut calculer l'écoulement dans les lignes. Le courant au J.d.B « i » dans la ligne de connexion de nœud « i » vers le nœud « k » est :

$$I_{ik} = (V_i - V_k) \cdot Y_{ik} + V_i \cdot \frac{Y_{ik}'}{2} \quad \text{III-20}$$

Y_{ik} : Admittance de la ligne entre les J.d.B « i » et « k ».

Y_{ik}' : Admittance de la ligne entre les J.d.B « i » et « k ».

$\frac{Y_{ik}'}{2}$: Contribution du courant au J.d.B « i » due à la ligne de charge.

La puissance écoule, active et réactive, est :

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V^*_i \cdot I_{ik} \quad \text{III-21}$$

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V^*_i (V_i - V_k) Y_{ik} + V^*_i \cdot V_i \cdot \frac{Y_{ik}'}{2} \quad \text{III-22}$$

Soient P_{ki} et Q_{ki} les puissances active et réactive réparties du J.d.B « k » vers le J.d.B « i ».

$$P_{ki} - jQ_{ki} = V^*_k (V_k - V_i) Y_{ik} + V^*_k \cdot V_k \cdot \frac{Y_{ik}'}{2} \quad \text{III-23}$$

Les pertes de puissances dans la ligne « i-k » sont égales à la somme algébrique de la répartition des puissances déterminée a partir des relations (III-22) et (III-23).

Les pertes de puissance dans lignes :

Au niveau de J.d.B la puissance apparente nette est la différence entre la puissance générée et la puissance demandée. Pour un J.d.B « i »

On a :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di}$$

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} = F_{ip}$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = F_{iq}$$

$$\sum P_i = \sum F_{ip} = \sum P_{Gi} - \sum P_{Di} \quad \text{III-24}$$

$$\sum Q_i = \sum F_{iq} = \sum Q_{Gi} - \sum Q_{Di} \quad \text{III-25}$$

Le système d'équation (III-10) exprime l'expression des pertes. Où bien on peut calculer les pertes par une autre méthode, on calcule les pertes au niveau des lignes puis la somme donne l'expression des pertes.

$$P_{Lij} = P_{ij} + P_{ji} \quad \text{III-26}$$

$$Q_{Lij} = Q_{ij} + Q_{ji}$$

Facteur de puissance :

$$F = \cos\alpha = \frac{P}{S} \quad \text{III-27}$$

III-4-Classification des variables d'équations d'écoulement de puissance

III-4-1-Les variables de perturbation

Ces sont des variables non contrôlées représentant les puissances demandées par les charges, le vecteur de perturbation est :

$$P = \begin{pmatrix} P1 \\ P2 \\ Q1 \\ Q2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_{D1} \\ P_{D2} \\ Q_{D1} \\ Q_{D2} \end{pmatrix} \quad \text{III-28}$$

III-4-1-1-Les variables d'état

Les tensions en module et en phase représentant l'état du système .Ces sont : $|V_1|, |V_2|, |\delta_1|, |\delta_2|$ qui sont représenté par le vecteur d'état X .

$$X = \begin{pmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ V_1 \\ V_2 \end{pmatrix} \tag{III-29}$$

III-4-1-2-Les variables de contrôle

Ce sont généralement les puissances actives et réactive générées. On peut aussi, selon des cas, considérer des tensions aux nœuds de génération ou les rapports de transformation des transformateurs avec régleur en charge, comme variable de contrôle .Ces sont : $P_{G1}, P_{G2}, Q_{G1}, Q_{G2}$.

$$U = \begin{pmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ Q_{G1} \\ Q_{G2} \end{pmatrix} \tag{III-30}$$

III-5-Les méthodes numériques utilisées

III-5-1-La méthode itérative de GAUSS-SEIDEL

Plusieurs méthodes ayant des convergences différentes ont été conçues pour faciliter les calculs de l'écoulement de puissance d'un réseau électrique. Une méthode itérative efficace pour des cas simples est la méthode Gauss-Seidel. En plus utilisées pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance pour résoudre un ensemble très large d'équations algébriques non linéaires. La puissance incidente du réseau est donnée par [12]:

$$SY_{Bus} = S_i = V_i \sum_{j=1}^n \text{con } j (Y_{bus \ ij} V_j) \tag{III-31}$$

Et l'équation des tensions est donnée par :

$$V_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{bus \ Sii}} [\text{con } j (\frac{S_i^j}{V_i^k}) - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{bus \ ij} V_j^{k+1} - \sum_{j=i+1}^n Y_{bus \ ij} V_j^k] \tag{III-32}$$

Puis on fait les traitements suivants :

III-5-1-1-Pour une barre SW

- On calcule les SY_{Bus}
- $S_{gen} = SY_{Bus} + S_{charge}$
- $S_{out} = S_{charge} + SY_{Bus} - S_{gen}$

III-5-1-2- Pour une barre PQ

- On initialise les puissances S_i

$$S_i = S_{gen,consigne} - S_{charge,consigne}$$

- On calcule les tensions

- On calcule les SY_{Bus}

- $S_{out} = S_{charge} + SY_{Bus} - S_{gen}$

III-5-1-3-Pour une barre PV

- On calcule les tensions, puis on change les modules par la consigne :

$$V_i^{k+1} = V_{consigne} * \frac{V_i^{k+1}}{|V_i|^{k+1}} \tag{III-33}$$

- On calcule les SY_{Bus}

- On initialise les puissances comme suit :

$$S_i = P_{consigne} + j I_{mag}(SY_{Bus})$$

- $S_{gen} = Real(S_{gen}) + j I_{mag}(S_{charge} + SY_{Bus})$

- $S_{out} = S_{charge} + SY_{Bus} - S_{gen}$

III-5-2- Méthode de Newton-Raphson

Cette méthode consomme plus de temps de calcul par itération que celle de Gausse-Seidel, en revanche elle demande moins d'itération. Par conséquent elle est plus rapide surtout pour les réseaux de grande dimension. En effectuant le produit élément par élément de la matrice de tension par le conjugué de la matrice de courant, on obtient la puissance active et réactive sortante de chaque barre par les admittances du réseau[16]. La somme de puissance sortante est appelée erreur résiduelle qui doit être nulle et donnée par les expressions suivantes :

$$P = P_{charge} - P_{generation} + PY_{Bus}$$

$$Q = Q_{charge} - Q_{generation} + QY_{Bus}$$

Avec les puissances incidentes au réseau suivant :

$$PY_{Bus\ i} = |V_i| \sum_{k=1}^n |V_k| (G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \sin(\theta_{ik})) \tag{III-34}$$

$$QY_{Bus\ i} = |V_i| \sum_{k=1}^n |V_k| (G_{ik} \sin(\theta_{ik}) - B_{ik} \cos(\theta_{ik})) \tag{III-35}$$

L'erreur résiduelle sur la puissance active et réactive sur chacune des barres du réseau dépend du potentiel électrique de la barre même et des barres voisines. Soit à déterminer la variation de l'angle et du module de tension qui permettent d'avoir une erreur résiduelle nulle :

$$P_i(|V| + \Delta|V|, \theta + \Delta\theta) = P_i(|V|, \theta) + \frac{\partial P_i}{\partial \theta} \Delta\theta + \frac{\partial P_i}{\partial |V|} \Delta|V| = 0 \quad \text{III-36}$$

$$Q_i(|V| + \Delta|V|, \theta + \Delta\theta) = Q_i(|V|, \theta) + \frac{\partial Q_i}{\partial \theta} \Delta\theta + \frac{\partial Q_i}{\partial |V|} \Delta|V| = 0 \quad \text{III-37}$$

Sous la forme matricielle [14] :

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} + [J] \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} \quad \text{III-38}$$

$$\begin{bmatrix} \theta \\ |V| \end{bmatrix} = x = \text{Vecteur inconnues}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} = dx = \text{Vecteur de correction}$$

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = F = \text{Vecteur contrainte}$$

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial |V|} \end{bmatrix} = \text{Matrice Jacobienne} \quad \text{III-39}$$

La matrice jacobienne contient les dérivées premières de la puissance active et réactive par rapport aux angles et aux modules de tension. La méthode de Newton consiste à ajuster les angles et les modules de la tension aux barres qui produiront une variation de la puissance de façon à réduire l'erreur résiduelle à zéro :

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} = -J^{-1} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \quad \text{III-40}$$

L'algorithme de Newton-Raphson est décrit par les étapes suivantes :

-Initialisation : tolérance, nombre d'itérations maximal, modules et angles de départ, compteur $K=0$.

-Tant que l'erreur > tolérance faire :

• calcul de F et J

• calcul $dx = -J/F$

• calcul de $X_{k+1} = X_k + dX$

• $K=K+1$

III-6-Modélisation des dispositifs FACTS

Différentes façons de modéliser les dispositifs FACTS ont été développées pour l'étude des régimes stationnaires. Elles se différencient principalement par la méthode utilisée pour intégrer les FACTS dans le calcul de la répartition de charges (load flow). Les trois modélisations rencontrées le plus souvent dans la littérature sont basées respectivement sur l'injection de puissance équivalente, la création d'un nœud fictif ou encore la modification de la matrice d'admittance.

III-6-1-Injection de puissance aux extrémités de la ligne

Le calcul de répartition des puissances ou écoulement des puissances (power flow) consiste à déterminer l'ensemble des transits de puissances et des tensions dans le réseau pour un cas de charge donné. Quatre grandeurs sont associées à chaque nœud du système: les puissances active et réactive ainsi que le module et la phase de la tension. Seules deux de ces quatre variables sont connues en un nœud, les deux autres étant déterminées lors du calcul. Trois combinaisons définissant trois types de nœuds, Ils sont déjà mentionnés au début de chapitre.

Une des méthodes les plus répandues consiste à représenter les dispositifs FACTS sous forme d'injections de puissances aux nœuds telles que représentées à la figure (III.1). Le principe consiste à remplacer l'effet dû au dispositif FACTS sur les transits de puissances dans la ligne [Voir Figure (III.1.a)], par des injections de puissances aux deux extrémités [Voir Figure (III.1.b)] [11].

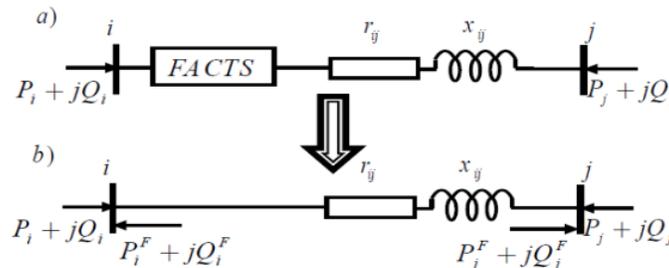


Figure III- 2: Modélisation par injection de puissances: a) ligne avec FACTS, b) ligne avec injections équivalentes

-Les injections de puissances active et réactive au nœud i sont données par:

$$P_i^F = P_{ij} - P_{ij}^F \tag{III-41}$$

$$Q_i^F = Q_{ij} - Q_{ij}^F \tag{III-42}$$

Avec:

P_i^F et Q_i^F sont des injections équivalentes de puissances active et réactive au nœud i.

P_{ij} et Q_{ij} sont des transits de puissances active et réactive sans dispositifs FACTS.

P_{ij}^F et Q_{ij}^F sont des transits de puissances active et réactive avec dispositifs FACTS dans la ligne.

Deux relations similaires sont obtenues pour le nœud j. Ces quatre injections équivalentes, ainsi que le modèle standard de la ligne sont utilisées dans les équations de la répartition de charges. Elles sont traitées comme des charges ou des générations aux nœuds i et j. Les injections de puissances actives aux nœuds PV et PQ s'écrivent:

$$P_i + P_i^F = V_i \sum_{k=1}^n V_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad \text{III-43}$$

Les puissances réactives injectées aux nœuds PQ valent:

$$Q_i + Q_i^F = -V_i \sum_{k=1}^n V_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad \text{III-44}$$

Avec: V_i et V_j sont les tensions des jeux de barres i et j; n est le nombre de nœuds du système; δ_i et δ_j sont les angles de tension des jeux de barres i et j G_{ij} et B_{ij} sont respectivement la partie réelle de l'admittance (conductance) et la partie imaginaire (susceptance) de la ligne de transmission.

Les effets des FACTS sur les transits de puissances dans les lignes et ceux sur le contrôle des tensions aux nœuds y sont traités séparément.

III-6-2-Création d'un nœud fictif

Une modélisation de FACTS est basée sur la création d'un nœud fictif. Le modèle d'un dispositif de type UPFC permettant de contrôler les transits de puissances active et réactive, est illustré à la figure (III-3).

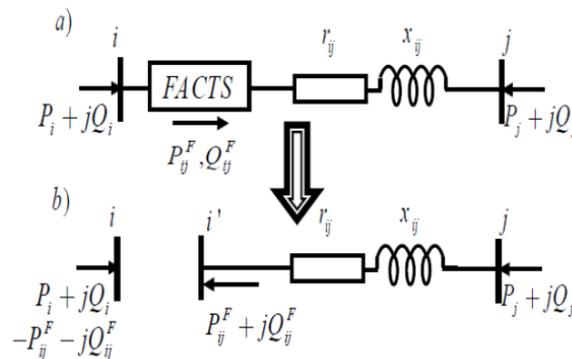


Figure III- 3: Modélisation par injection de puissances: a) ligne avec FACTS, b) ligne avec injections équivalentes

Les valeurs de consigne des dispositifs sont directement exprimées en termes de puissances circulant dans les lignes ou injectées aux nœuds [Voir Figure (III-3-a)]. Un nœud fictif i' dans lequel la ou les puissances contrôlées sont injectées est temporairement créé.

Pour conserver le bilan de puissance, la puissance injectée au nœud i' est soustraite au nœud i [Voir Figure (III-3-b)]. Le nouveau nœud est pris en compte dans le calcul de répartition des puissances.

III-6-3-Modification de la matrice d'admittance nodale

Généralement la ligne de transport est modélisée par un schéma équivalent en π , qui se compose d'une résistance r en série avec une réactance inductive x et une admittance shunt qui consiste en une susceptance capacitive b en parallèle avec une conductance d'isolation g . Voir la figure III-4.

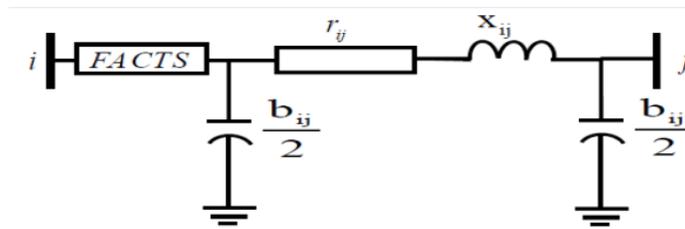


Figure III- 4: Intégration du dispositif FACTS dans une ligne

La matrice d'admittance nodale d'une ligne reliant un nœud i à un nœud k est donné par:

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{ij} + \frac{Y_{ij0}}{2} & -Y_{ij} \\ -Y_{ij} & Y_{ij} + \frac{Y_{ij0}}{2} \end{bmatrix} \quad \text{III-45}$$

Où les admittances longitudinales valent:

$$Y_{ij0} = G_{ij0} + j B_{ij0} \quad \text{III-46}$$

$$Y_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + j x_{ij}} = G_{ij} + j B_{ij} \quad \text{III-47}$$

Avec:

r_{ij} est la résistance longitudinale; x_{ij} est la réactance longitudinale; B_{ij} est la susceptance transversale; et G_{ij} est la conductance d'isolation transversale. Les FACTS sont envisagés comme des éléments venant modifier directement la matrice d'admittance nodale du réseau. Ils sont insérés dans la ligne selon la représentation de la figure (III.3). Selon le type de FACTS modélisé, le dispositif peut être placé au milieu ou à une extrémité de la ligne. Les paramètres d'une ligne équivalente sont déterminés et substitués à ceux de la ligne sans FACTS dans la matrice d'admittance nodale. Cette dernière est modifiée de la manière suivante :

$$Y_{nod} = \begin{bmatrix} Y'_{ii} & Y'_{ij} \\ Y'_{ji} & Y'_{jj} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y^F_{ii} & Y^F_{ij} \\ Y^F_{ji} & Y^F_{jj} \end{bmatrix} \quad \text{III-48}$$

Ligne Facts

III-7-Conclusion

L'importance de l'étude de l'écoulement de puissance est capitale pour l'obtention de tous les paramètres du réseau électrique, pour chaque nœud dont ils : Puissance (Active et Réactive) Tension (Module et Angle) Parmi les méthodes de résolution. Cette dernière a été appliquée dans différents réseaux avec et sans incorporation des dispositifs de compensation FACTS.

Toutes ces méthodes utilisées dans ce chapitre, que sa soit Gauss- Seidel ou Newton-Raphson , ont un seul objectif c'est de calculer l'écoulement de puissance dans les réseaux électrique mais la seule différence qu'on peut citer c'est que la méthode Newton-Raphon converge mieux que les deux méthodes restantes (Gauss- Seidel).

CHAPITRE 4

Commande de système Unified Power Flow Controller (UPFC)

IV-1-Introduction

Pendant la modélisation de notre système, nous tiendrons compte du fait que nous avons deux convertisseurs de source de tension (VSC) en tant que sources de tension. L'un de ces convertisseurs est connecté en série (dans le cas d'un Compensateur Synchrone Statique en Série - SSSC), tandis que l'autre est connecté en parallèle (dans le cas d'un Compensateur Synchrone Statique - Statcom). Dans la configuration présentée à la Figure IV-1, nous avons deux degrés de liberté par convertisseur.

À l'entrée du convertisseur série, le vecteur de tension V_{se}^* est contrôlé en amplitude et en phase. Ces paramètres correspondent aux deux degrés de liberté de ce convertisseur. Comme les projections de ce vecteur dans le repère dq nous donnent les tensions $V_{se_d}^*$ et $V_{se_q}^*$. Ces deux grandeurs permettent également d'accéder à ses deux degrés de liberté.

De même, à l'entrée du convertisseur shunt, le vecteur de tension V_{sh}^* est contrôlé en amplitude et en phase, ses deux degrés de liberté. Les projections de ce vecteur dans un repère dq nous permettent de déterminer les grandeurs $V_{sh_d}^*$ et $V_{sh_q}^*$.

À partir de l'amplitude et de la phase du vecteur de tension du convertisseur série V_{pq} , on peut contrôler les puissances active et réactive. On rappelle que la tension V_{pq} est la tension de sortie du convertisseur série vers la ligne au point seff, tandis que le vecteur de tension V_{se}^* est la tension de référence en entrée du convertisseur série. De plus, les projections du vecteur V_{pq} dans le repère dq déterminent les tensions V_{se_d} et V_{se_q} , tandis que celles du vecteur V_{se}^* fournissent les tensions $V_{se_d}^*$ et $V_{se_q}^*$ [10].

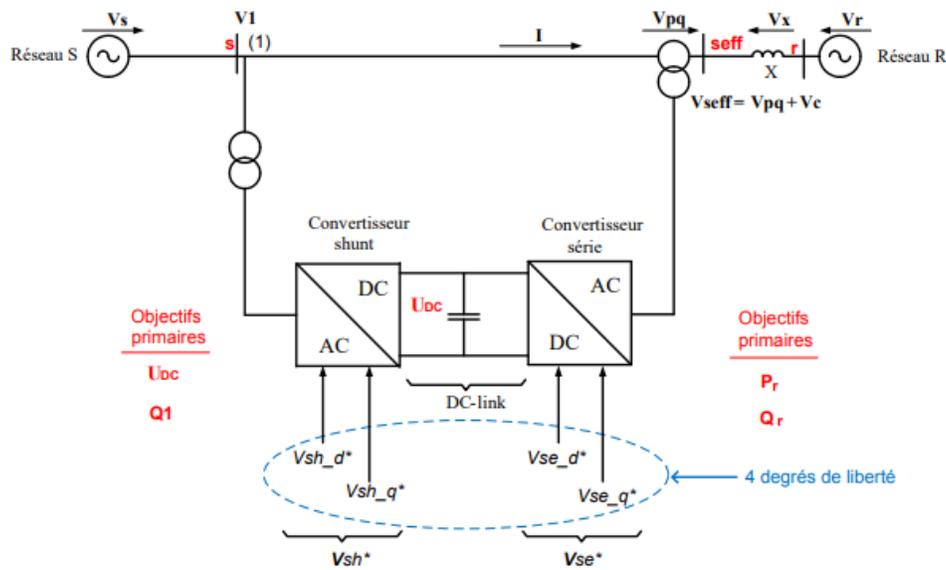


Figure IV- 1: Représentation d'un UPFC avec ces degrés de liberté

Au total, notre UPFC présente 4 degrés de liberté. Cela veut dire qu'on va pouvoir piloter 4 objectifs de commande de manière indépendante et simultanée. Dans notre cas, nous avons choisi les objectifs suivants :

Pour le convertisseur série, on impose les puissances P_r et Q_r .

Pour le convertisseur shunt, on impose la tension du bus DC U_{dc} ainsi que la puissance réactive délivrée par le réseau S Q1.

Il faut signaler que, pour le convertisseur shunt, la tension V_s correspond à la tension V_1 ($V_s=V_1$), car on considère qu'une impédance nulle les sépare. Comme au point « 1 », il n'est pas possible de contrôler la tension V_1 , on choisit de contrôler la puissance réactive Q_1 comme deuxième objectif de commande du convertisseur shunt.

Pour présenter ce modèle, nous sommes partis d'un système équilibré. La prise en compte du déséquilibre relève d'un autre cas de figure. En effet, en régime déséquilibré, on aura pour chaque convertisseur deux composantes pour la tension directe et deux composants de tension inverse. On aurait donc un total de 8 degrés de liberté. Le fonctionnement en régime déséquilibré de notre système ne sera donc pas présenté dans cette étude.

IV-2-Description mathématique des modèles

Nous allons modéliser les équations du système physique afin de pouvoir le contrôler. Le modèle simple de l'UPFC peut être représenté sous la forme suivante [18] :

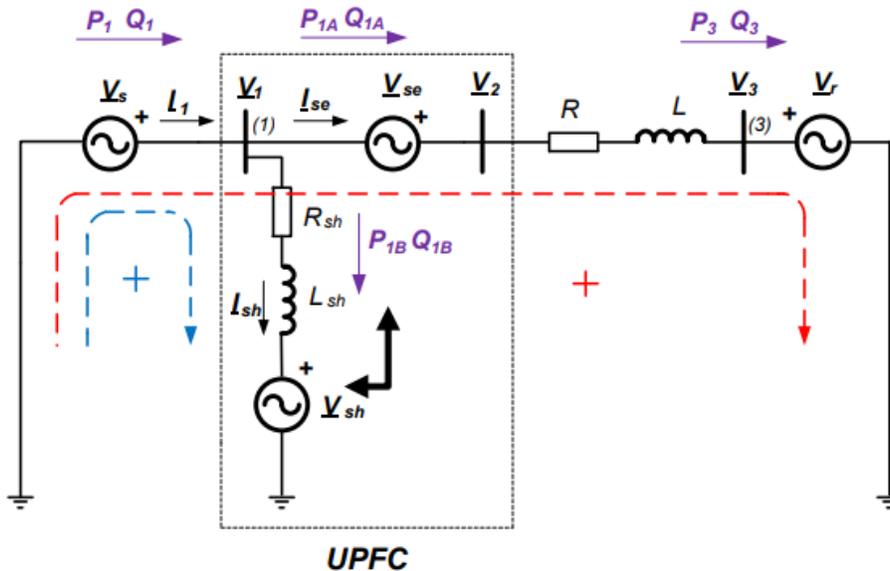


Figure IV- 2: Représentation physique d'un convertisseur UPFC branché au réseau en vue de sa modélisation

On va considérer que:

-Le circuit est équilibré.

- La résistance R_{se} et l'inductance L_{se} de l'ensemble du convertisseur, du transformateur et du filtre sont prises nulles. En réalité, elles sont incluses dans les valeurs de la résistance R et de l'inductance L de la ligne.

-La résistance R_{sh} et l'inductance L_{sh} représentent la résistance et l'inductance de l'ensemble constitué du convertisseur shunt et de la ligne shunt.

-Les modules des vecteurs des tensions V_s et V_r sont les mêmes ($|V_s| = |V_r|$).

-On choisit l'angle du vecteur tension V_r comme angle de référence. Cela signifie que

$$V_r = V_r \text{ et } V_s = V_s e^{j\theta}.$$

-Les potentiels V_s et V_1 sont les mêmes ($V_s = V_1$).

-Les potentiels V_r et V_3 sont les mêmes ($V_r = V_3$).

-La réactance totale de la ligne se trouve d'un seul côté du convertisseur (à droite), car l'UPFC se trouve à proximité de la source V_s .

-Les pertes internes de l'UPFC sont négligées;

- La puissance active dont a besoin le compensateur série est fournie par le compensateur shunt via le DC-link.

-Dans la figure (IV.1), la tension V_{se} injectée/absorbée par le compensateur série correspond à la différence entre les tensions V_2 et V_1 . L'intensité I_{sh} fournie/absorbée par le convertisseur shunt est la différence entre les courants I_1 et I_{se} .

$$V_{se} = V_2 - V_1 \quad \text{IV-1}$$

$$I_{sh} = I_1 - I_{se} \quad \text{IV-2}$$

IV-2-1-Modèle série et équations associées

Afin de modéliser le système physique en série représenté dans la figure (IV.2), nous allons suivre le raisonnement suivant : nous allons écrire les équations électriques du circuit série sous forme vectorielle [12]. Pour cela, nous appliquons la deuxième loi de Kirchhoff en considérant le sens horaire (signalé en rouge) comme sens provisoire du courant [11]. Ainsi, nous obtenons l'équation suivante :

$$V_s + V_{se} - R \cdot I_{se} - L \frac{dI_{se}}{dt} - V_r = 0 \quad \text{IV-3}$$

Cette équation (IV.3) peut être exprimée dans le référentiel abc sous la forme:

$$Vs(abc) + Vse(abc) - [R].Ise(abc) - L \frac{dIse(abc)}{dt} - Vr(abc) = 0 \quad \text{IV-4}$$

L'équation (IV. 4) peut se réécrire sous forme matricielle de la manière suivante:

$$\begin{bmatrix} Vsa \\ Vsb \\ Vsc \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Vsea \\ Vseb \\ Vsec \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Vra \\ Vrb \\ Vrc \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Isea \\ Iseb \\ Isec \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} L & 0 & 0 \\ 0 & L & 0 \\ 0 & 0 & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{dIsea}{dt} \\ \frac{dIseb}{dt} \\ \frac{dIsec}{dt} \end{bmatrix} = 0 \quad \text{IV-5}$$

Nous utilisons ensuite les équations de Park pour passer dans le référentiel dq.

Deux termes de couplage (ωLI_{seq} et ωLI_{sed}) liés à la rotation induite par la transformation de Park apparaissent dans les équations (IV.6) et (IV.27).

$$Vsd + Vsed - Vrd - R.Ised = L. \frac{dIsed}{dt} + \omega. L. Iseq = 0 \quad \text{IV-6}$$

$$Vs q + Vseq - Vrq - R. Iseq = L. \frac{dIseq}{dt} + \omega. L. Ised = 0 \quad \text{IV-7}$$

Si on tient compte de l'égalité des tensions V_s et V_1 et des tensions V_r et V_3 , les équations précédentes peuvent s'exprimer sous la forme suivante :

$$\frac{dIsed}{dt} = \frac{1}{L} [V1d + Vsed - V3d] - \frac{R}{L} Ised + \omega Iseq \quad \text{IV-8}$$

$$\frac{dIseq}{dt} = \frac{1}{L} [V1q + Vseq - V3q] - \frac{R}{L} Iseq + \omega Ised \quad \text{IV-9}$$

Nous appliquons ensuite la transformation de Laplace à ces équations. Cette transformation fournit les relations suivantes:

$$Ised(S) = \frac{1}{S} \left[\frac{1}{L} (V1d + Vsed - V3d) - \frac{R}{L} Ised(S) + \omega Iseq(S) \right] \quad \text{IV-10}$$

$$Iseq(S) = \frac{1}{S} \left[\frac{1}{L} (V1q + Vseq - V3q) - \frac{R}{L} Iseq(S) + \omega Ised(S) \right] \quad \text{IV-11}$$

Les expressions des courants du convertisseur série peuvent être réécrites dans le domaine de Laplace sous la forme suivante:

$$Ised(S) = \left(\frac{1}{S + \frac{R}{L}} \right) \left[\frac{1}{L} (Vd1 + Vsed - V3d) + \omega Iseq(S) \right] \quad \text{IV-12}$$

$$Iseq(S) = \left(\frac{1}{S + \frac{R}{L}} \right) \left[\frac{1}{L} (Vq1 + Vseq - V3q) + \omega Ised(S) \right] \quad \text{IV-13}$$

Ces équations correspondent à notre modèle de convertisseur série. Les équations (IV.10) et (IV.11) sont représentées par le schéma bloc suivant:

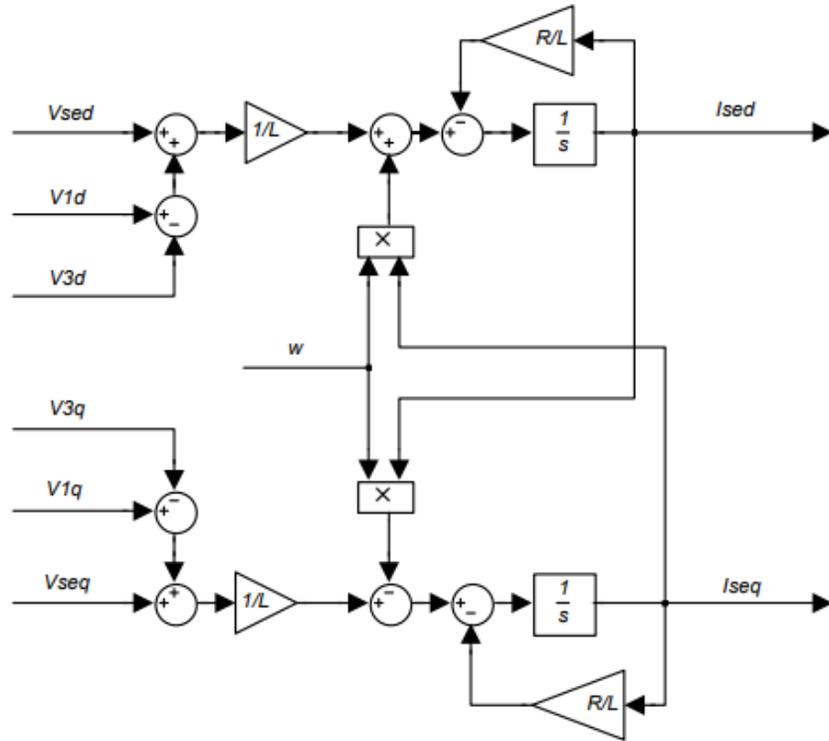


Figure IV- 3: Schéma bloc du convertisseur série

IV-2-1-Modèle shunt et équations associées

Afin de modéliser le système physique du circuit shunt de la Figure IV-2, nous adoptons le raisonnement suivant. En appliquant la même méthode, les équations électriques du circuit shunt présentées dans la Figure IV-2 peuvent être écrites sous forme vectorielle. Pour cela, nous appliquons la deuxième loi de Kirchhoff en choisissant le sens horaire (signalé en bleu) comme sens provisoire du courant. Ainsi, pour chaque phase, nous obtenons l'équation suivante [12][17] :

$$V_s - V_{sh} - R_{sh} - L \frac{di_{sh}}{dt} = 0 \tag{IV-14}$$

L'équation (IV-14) peut être exprimée dans le référentiel abc sous la forme :

$$V_s(abc) - V_{sh}(abc) - [R_{sh}]I_{sh} - [L_{sh}] \frac{di_{sh}(abc)}{dt} = 0 \tag{IV-15}$$

En passant à la forme matricielle, on obtient la relation suivante :

$$\begin{bmatrix} Vsa \\ Vsb \\ Vsc \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Vsha \\ Vshb \\ Vshc \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Rsh & 0 & 0 \\ 0 & Rsh & 0 \\ 0 & 0 & Rsh \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Isha \\ Ishb \\ Ishc \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Lsh & 0 & 0 \\ 0 & Lsh & 0 \\ 0 & 0 & Lsh \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{disha}{dt} \\ \frac{dishb}{dt} \\ \frac{dishc}{dx} \end{bmatrix} = 0 \quad \text{IV-16}$$

En utilisant les équations de Park pour passer du repère abc au repère d_q, on introduit deux termes de couplage $\omega L_{sh} I_{shq}$ et $\omega L_{sh} I_{shd}$. [12] On obtient alors le couple d'équations suivant :

$$Vs - Vshd - Rsh.Ish - Lsh \frac{dIshd}{dt} + \omega Lsh.Ishq = 0 \quad \text{IV-17}$$

$$Vs - Vshq - Rsh.Ish - Lsh \frac{dIshq}{dt} + \omega Lsh.Ishd = 0 \quad \text{IV-18}$$

Si on tient compte que $V_s = V_1$, le système d'équations précédent peut s'exprimer sous la forme suivante :

$$\frac{dIshd}{dt} = \frac{1}{Lsh} [V1d - Vshd] - \frac{Rsh}{Lsh} Ish + \omega Lsh.Ishq \quad \text{IV-19}$$

$$\frac{dIshq}{dt} = \frac{1}{Lsh} [V1q - Vshq] - \frac{Rsh}{Lsh} Ish + \omega Lsh.Ishd \quad \text{IV-20}$$

Nous lui appliquons ensuite la transformation de Laplace. Nous obtenons ainsi les équations suivantes :

$$Ishd(p) = \frac{1}{p} \left[\frac{1}{Lsh} (V1d - Vshd) - \frac{Rsh}{Lsh} Ish(p) + \omega Lsh.Ishq(p) \right] \quad \text{IV-21}$$

$$Ishq(p) = \frac{1}{p} \left[\frac{1}{Lsh} (V1q - Vshq) - \frac{Rsh}{Lsh} Ish(p) + \omega Lsh.Ishd(p) \right] \quad \text{IV-22}$$

Les expressions des intensités du convertisseur shunt peuvent aussi s'écrire sous la forme suivante :

$$Ishd(p) = \frac{1}{p + \frac{Rsh}{Lsh}} \left[\frac{1}{Lsh} (V1d - Vshd) + \omega.Ishq(p) \right] \quad \text{IV-23}$$

$$Ishq(p) = \frac{1}{p + \frac{Rsh}{Lsh}} \left[\frac{1}{Lsh} (V1q - Vshq) + \omega.Ishd(p) \right] \quad \text{IV-24}$$

Le modèle du convertisseur shunt est représenté par le système d'équations obtenu, que nous utiliserons pour construire, sous Simulink, le bloc représentant la partie shunt du système. Les équations (IV-21) et (IV-22) sont ainsi représentées par le schéma bloc suivant :

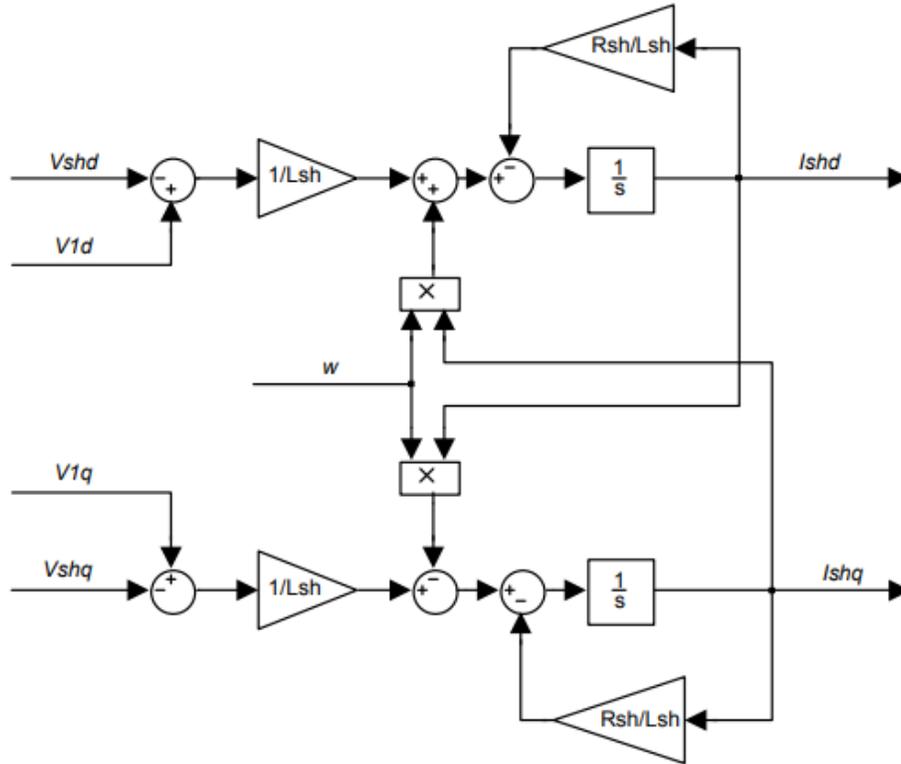


Figure IV- 4: Schéma bloc convertisseur shunt

IV-2-3-Model du DC-link

Le DC-Link est la liaison entre le convertisseur série et le convertisseur shunt de l'UPFC. Il est représenté dans le schéma unifilaire de la Figure II-18 et dans le schéma équivalent [17] de la Figure II-19. Afin de modéliser le DC-Link, nous utiliserons le modèle monophasé du convertisseur suivant :

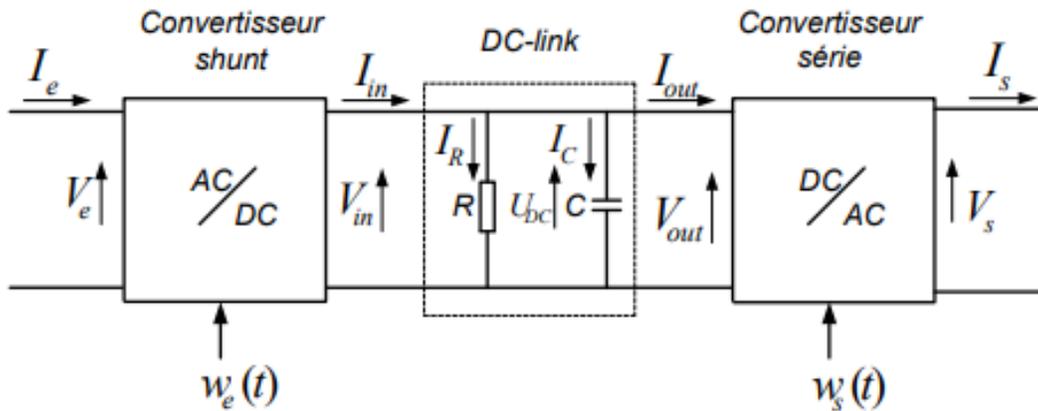


Figure IV- 5: Model DC link

Nous allons commencer par définir les relations d'entrée/sortie de nos convertisseurs en les assimilant à un quadripôle dont la fonction de modulation $w(t)$ relie leurs entrées et leurs sorties selon la façon suivante :

- Pour le convertisseur shunt, l'équation vérifiée par le quadripôle est la suivante :

$$\begin{bmatrix} I_c \\ V_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{w_e(t)} & 0 \\ 0 & w_e(t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{in} \\ V_{in} \end{bmatrix} \quad \text{IV-25}$$

Dans la matrice carrée, en raison de l'indépendance du courant I_e vis-à-vis de la tension V_{in} , le terme croisé $M_{(12)} = 0$ est nul ($M_{(12)}=0$). Comme le courant I_{in} ne dépend pas non plus de la tension V_e , le terme croisé $M_{(21)}$ est également nul, ($M_{(21)}=0$).

Les termes de l'équation (IV-25) peuvent être réécrits sous la forme suivante :

$$V_e = w_e(t).V_{in} \quad \text{IV-26}$$

$$I_e = \frac{1}{w_e(t)} I_{in} \quad \text{IV-27}$$

Dans ce quadripôle, la puissance instantanée est conservée. La relation suivante est donc vérifiée :

$$I_e.V_e = I_{in}.V_{in} \quad \text{IV-28}$$

- Pour le convertisseur série

De la même façon que pour le shunt, on peut écrire :

$$\begin{bmatrix} I_s \\ V_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{w_s(t)} & 0 \\ 0 & w_s(t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{out} \\ V_{out} \end{bmatrix} \quad \text{IV-29}$$

Dans la matrice carrée, comme le courant I_s ne dépend pas de la tension V_{out} , le terme croisé $M_{(12)}$ est nul ($M_{(12)}=0$). De même, le courant I_{out} étant indépendant de la tension V_s , le terme croisé $M_{(21)}$ est nul ($M_{(21)}=0$).

Les termes de l'équation (IV-29) peuvent être réécrits sous la forme suivante :

$$V_s = w_s(t).V_{out} \quad \text{IV-30}$$

$$I_s = \frac{1}{w_s(t)} I_{out} \quad \text{IV-31}$$

Dans ce quadripôle, la puissance instantanée est conservée. La relation suivante est donc vérifiée :

$$I_s.V_s = I_{out}.V_{out}$$

Les équations vérifiées par le DC-link présenté à la Figure IV-5 sont les suivantes :

$$\frac{dUDC}{dt} = \frac{1}{C} I_c$$

$$I_c = I_{in} - IR - I_{out} \quad \text{IV-32}$$

$$IR = \frac{V_{in}}{R}$$

En raison de l'égalité des tensions U_{DC}, V_{in} , et V_{out} ($U_{DC}=V_{in}=V_{out}$) on obtient, à partir des équations (IV-32), l'expression de UDC suivante :

$$\frac{dUDC}{dt} = -\frac{1}{RC} UDC + \frac{1}{C} I_{in} - \frac{1}{C} I_{out} \quad \text{IV-33}$$

L'équation précédente peut être exprimée en fonction des courants I_e et I_s observés des parties alternatives à travers les fonctions de modulation des intensités.

$$\frac{dUDC}{dt} = -\frac{1}{RC} UDC + \frac{1}{C} W_e(t) - \frac{1}{C} W_s(t). I_s \quad \text{IV-34}$$

Si, dans l'équation précédente, nous remplaçons les termes $W_e(t)$ et $W_s(t)$ par la fonction modulation des tensions, on obtient la relation suivante :

$$\frac{dUDC}{dt} = -\frac{1}{RC} UDC + \frac{1}{C} \frac{V_e}{UDC} I_e - \frac{1}{C} \frac{V_s}{UDC} I_s \quad \text{IV-35}$$

Mais, comme les puissances actives du côté shunt et série ont pour valeurs respectives

$P_{sh}=P_e=V_e I_e$ et $P_{se} = P_s = V_s I_s$, On peut écrire :

$$\frac{dUDC}{dt} = -\frac{1}{RC} UDC + \frac{1}{C} \frac{P_{sh}}{UDC} - \frac{1}{C} \frac{P_{se}}{UDC} \quad \text{IV-36}$$

En multipliant à gauche et à droite, l'équation (IV-36) par UDC , on aura :

$$UDC \frac{dUDC}{dt} = -\frac{1}{RC} (UDC)^2 + \frac{1}{C} P_{sh} - \frac{1}{C} P_{se} \quad \text{IV-37}$$

Si nous appelons $Z = UDC^2$, la dérivée de Z sera $\frac{dZ}{dt} = 2UDC \frac{dUDC}{dt}$ La relation (IV-37) devient :

$$\frac{dZ}{dt} = -\frac{Z}{RC} + \frac{Z}{C} P_{sh} - \frac{Z}{C} P_{se} \quad \text{IV-38}$$

En remplaçant Z par $(U_{DC})^2$ on obtient l'équation finale suivante :

$$\frac{d(UDC)^2}{dt} = -\frac{2}{RC} (UDC)^2 + \frac{L}{C} (P_{sh} - P_{se}) \quad \text{IV-39}$$

Si l'on examine l'équation (IV-39), on remarque que la puissance active fait varier la tension du condensateur. Par conséquent, la variation de tension du condensateur dépend du transfert de puissance active.

Bien que l'équation soit linéaire par rapport à la puissance, elle ne l'est pas par rapport à la tension de commande : en remplaçant P par V et I, on obtient des non-linéarités[16].

Pour modéliser cela dans MATLAB/SIMULINK, nous allons utiliser l'équation (IV-39) pour créer un bloc ayant la forme suivante :

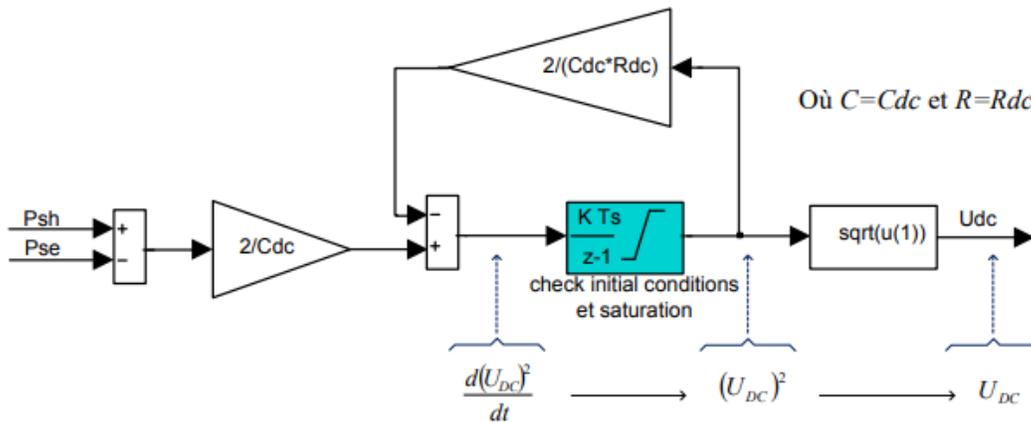


Figure IV- 6: Schéma bloc du DC-link

Nous avons déduit notre modèle à partir d'un convertisseur monophasé dont la puissance active est égale à : $Pe(mono) = Ve.Ie$ et $(mono) = Vs.Is$. Mais pour le cas d'un convertisseur triphasé, les puissances actives de chaque phase sont :

$$Pe(tri) = Ve(a)Ie(a) + Ve(b)Ie(b) + Ve(c)Ie(c) = Ve(d)Ie(d) + Ve(d)Ie(q) \quad IV-40$$

$$Ps(tri) = Vs(a)Is(a) + Vs(b)Is(b) + Vs(c)Is(c) = Vs(d)Is(d) + Vs(d)Is(q) \quad IV-41$$

IV-3-Calcul des référentiels convertisseur série

Le convertisseur série est contrôlé par un système en boucle fermée avec un régulateur PI, représenté par le schéma bloc dans la FigureIV-7. Ce système en boucle fermée nécessite les courants de référence $I_{se_d_réf}$ et $I_{se_q_réf}$.

Les courants de référence $I_{se_d_réf}$ et $I_{se_q_réf}$ sont calculés à partir des grandeurs P3, Q3, V3d et V3q, selon les équations qui les relient. Les puissances P3 et Q3 sont particulièrement importantes car elles sont parmi les objectifs principaux du convertisseur. Nous souhaitons que le convertisseur atteigne les valeurs prédéfinies de P3 et Q3 à travers les références imposées au système, P3-ref et Q3-ref.

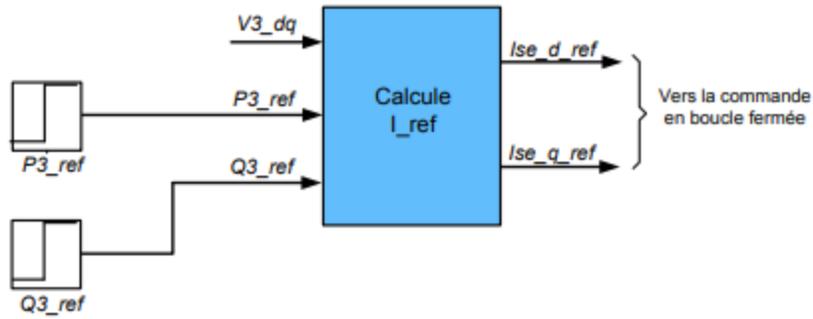


Figure IV- 7: Schéma bloc intégrant les références de la commande du convertisseur série

Pour déduire ces équations, on va se référer à la FigureIV-2. Nous en déduisons que la puissance apparente qui traverse la ligne série (au point 3 par exemple) est la suivante :

$$S_3 = \frac{1}{2} \cdot 3V_3 \cdot I_{se}^* = P_3 + j \cdot Q_3 \quad \text{VI-42}$$

Il faut remarquer que le coefficient (1/2)vu dans l'équation précédente n'est utilisé que si les valeurs de la tension et du courant sont exprimées en valeurs efficaces. On sait aussi que les vecteurs de la tension et du courant peuvent être décomposés selon deux termes

$$V_3 = V_{3d} + j \cdot V_{3q} \quad \text{VI-43}$$

$$I_{se} = I_{sed} + jI_{seq} \quad \text{VI-44}$$

Si dans l'équation (IV-42), on introduit les termes V3 et se I obtenus précédemment, on a l'expression suivante :

$$S_3 = \frac{3}{2} (V_{3d} + j \cdot V_{3q})(I_{sed} + j \cdot I_{seq})^* = \frac{3}{2} [(V_{3d} \cdot I_{sed} + V_{3q} \cdot I_{seq}) + j \cdot (V_{3q} \cdot I_{sed} - V_{3d} \cdot I_{seq})] \quad \text{VI-45}$$

Dans l'expression obtenue, les termes de la puissance active P3 et de la puissance réactive Q3 sont les suivants :

$$P_3 = \frac{3}{2} (V_{3q} \cdot I_{sed} - V_{3d} \cdot I_{seq}) \quad \text{VI-46}$$

$$Q_3 = \frac{3}{2} (V_{3q} \cdot I_{sed} - V_{3d} \cdot I_{seq}) \quad \text{VI-47}$$

Dans l'expression précédente, l'intensité Ise et les puissances P3 et Q3 que nous souhaitons faire circuler sur la ligne correspondent à nos valeurs de référence. Plus précisément, nous avons les équations suivantes :

$$I_{se} = I_{se_ref}, P_3 = P_{3_ref} \text{ et } Q_3 = Q_{3_ref}.$$

Si nous substituons ces conditions dans les équations (VI-46) et (VI-47), nous obtenons les valeurs suivantes pour le courant de référence :

$$I_{sed-ref} = \frac{3}{2} \left(\frac{P_{3ref} \cdot V_{3d} + Q_{3ref} \cdot V_{3q}}{V_{3d}^2 + V_{3q}^2} \right) \tag{VI-48}$$

$$I_{seq-ref} = \frac{3}{2} \left(\frac{P_{3ref} \cdot V_{3q} - Q_{3ref} \cdot V_{3d}}{V_{3d}^2 + V_{3q}^2} \right) \tag{VI-49}$$

Initialement, le calcul précédent a été effectué dans le but de contrôler la puissance active P3 et la puissance réactive Q3, qui sont observées à l'extrémité de la ligne. Cependant, il aurait été possible de choisir de contrôler la puissance active P2 et la puissance réactive Q2, qui correspondent aux puissances observées au niveau des bornes de sortie de l'UPFC.

Ces équations peuvent être représentées par le diagramme bloc suivant:

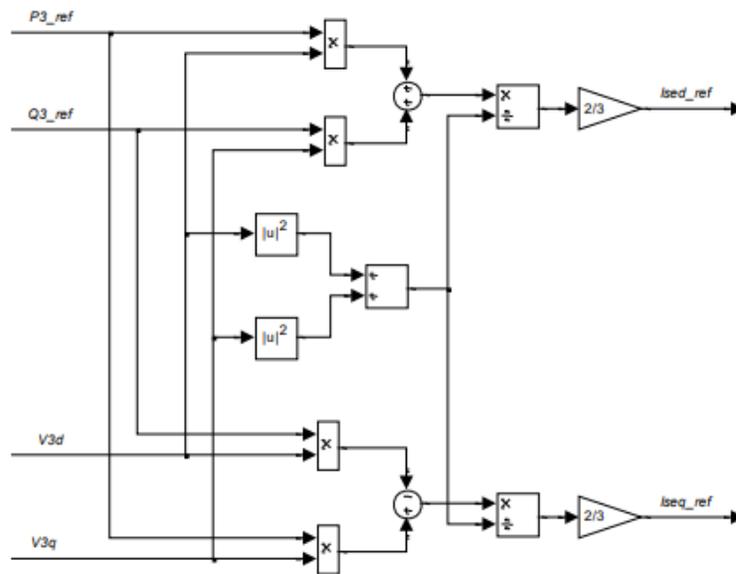


Figure IV- 8: Schéma bloc du signal de référence

IV-4-Calcul des références convertisseur shunt

Le système physique H(s) du convertisseur shunt est également contrôlé par un système en boucle fermée qui comprend un régulateur PI. Ce système en boucle fermée nécessite les courants de référence $I_{sh_d_réf}$ et $I_{sh_q_réf}$, qui sont calculés par les blocs illustrés dans la Figure VI-9.

Les hypothèses utilisées pour le calcul des références de commande du circuit shunt sont les suivantes :

1-Les courants de référence $I_{sh_d_réf}$ et $I_{sh_q_réf}$ sont calculés à partir des valeurs de puissance active et réactive de référence, P_{1B_ref} et Q_{1B_ref} respectivement, absorbées ou injectées par la partie parallèle de l'UPFC au point de connexion. Cela est réalisé en utilisant le bloc (bleu) "Calcul I_ref" présenté dans la Figure VI-9, qui sera expliqué ultérieurement.

2- La puissance active fournie par le convertisseur série provient à la fois du convertisseur shunt (en régime permanent) et de la capacité du bus DC (en régime transitoire).

Dans un cas idéal sans pertes et en régime permanent, la puissance active P_{1B} serait égale à la puissance active P_{se} demandée par le convertisseur série, c'est-à-dire $P_{1B_ref} = P_{se}$ (voir Figure (VI-10)). Cependant, cette situation idéale n'est pas réaliste.

En effet, le réseau est sujet à des phénomènes transitoires et des pertes qui nécessitent que la puissance fournie par le convertisseur shunt soit supérieure à celle demandée par le convertisseur série. Ainsi, la valeur de la puissance de référence P_{1B_ref} doit prendre en compte ces pertes et phénomènes transitoires (P_{loss}), afin de garantir un équilibre du flux de puissance active et d'éviter d'éventuelles fluctuations de la tension du bus DC.

L'expression de cette puissance de référence P_{1B_ref} est la suivante:

$$P_{1B_ref} = P_{se} + P_{loss} \quad \text{VI-50}$$

Si les pertes P_{loss} n'avaient pas été prises en compte, la puissance active du convertisseur série P_{se} n'aurait pas été entièrement satisfaite par la puissance du convertisseur shunt P_{1B} . Dans de telles conditions, la tension V_{dc} du DC-LINK aurait subi des fluctuations.

Pour calculer la valeur de P_{1B_ref} , les deux blocs représentés en vert dans la Figure VI-9 sont utilisés : un bloc pour calculer la puissance P_{se} et un autre bloc pour calculer la puissance P_{loss} . Ces blocs seront expliqués ultérieurement.

Cependant, on peut mentionner qu'un contrôle en boucle fermée avec un régulateur PI est utilisé pour calculer la puissance P_{loss} . Si la tension V_{dc} diffère de la valeur de référence V_{dc_ref} , le régulateur PI injecte la puissance P_{loss} afin que la tension V_{dc} atteigne la valeur souhaitée de V_{dc_ref} .

De plus, le facteur de puissance au point 1 de la Figure VI-10 est choisi comme étant égal à l'unité, ce qui signifie que l'UPFC consomme uniquement de la puissance active et aucune puissance réactive ($Q_{1_ref}=0$). Si on applique la première loi de Kirchhoff dans ces conditions, on peut écrire :

$$Q_{1_ref} + Q_{1A} + Q_{AB_ref} = 0 \rightarrow Q_{1B_ref} = 0 - Q_{1A} \quad \text{VI-51}$$

Pour calculer la puissance réactive Q_{1A} , le bloc (jaune) de la Figure VI-10 (décrit plus tard) est utilisé.

La représentation des différents blocs décrits précédemment est la suivante :

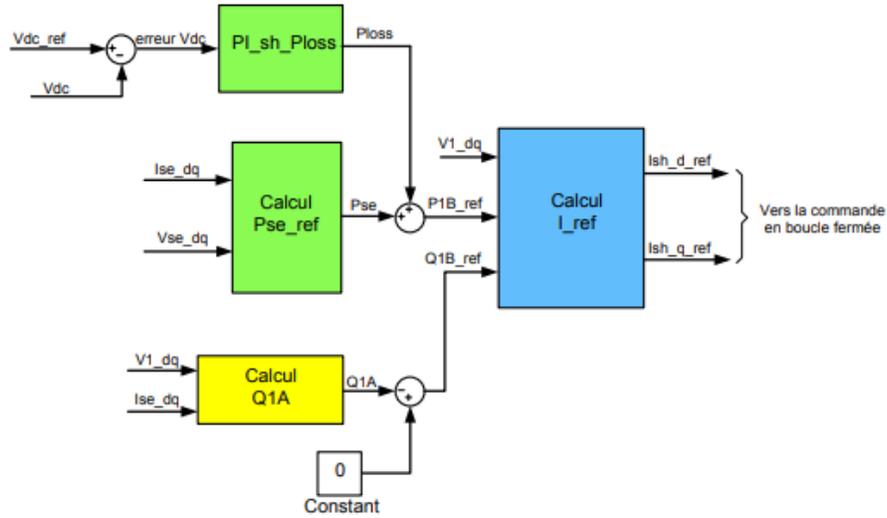


Figure IV- 9: Schéma bloc de calcul des références de la commande du convertisseur shunt

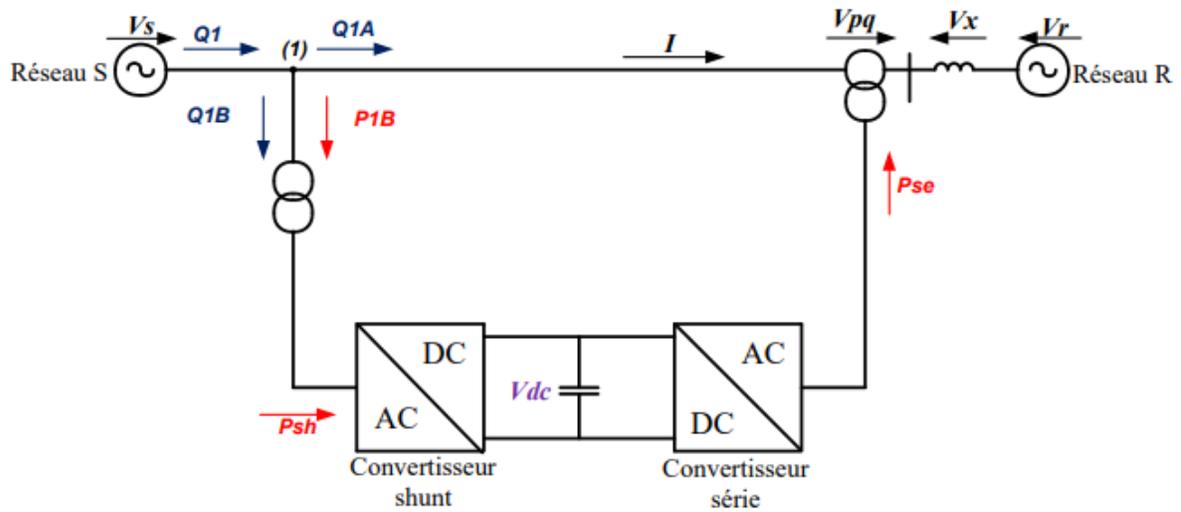


Figure IV- 10: Schéma d'un UPFC avec indication de la circulation des puissances

Dans la suite de ce paragraphe, trois calculs de références sont décrits :

1. Calcul des courants de référence $I_{sh_d_réf}$ et $I_{sh_q_réf}$.
2. Calcul de la puissance active de référence $P1B_ref$.
3. Calcul de la puissance réactive de référence $Q1B_ref$.

IV-5-Calcul des courants de référence $I_{sh_d_réf}$ et $I_{sh_q_réf}$

Le calcul des courants de référence $I_{sh_d_réf}$ et $I_{sh_q_réf}$ est effectué de manière similaire au calcul des références de courant pour la boucle série. À cette fin, les équations qui relient ces grandeurs aux puissances P_{1B} , Q_{1B} , V_{1d} et V_{1q} sont utilisées.

Pour déduire ces équations, la Figure VI-2 est utilisée comme référence. La puissance apparente traversant la ligne shunt (à l'origine du point 1) est donnée par :

$$S_{1B} = \frac{3}{2} V_1 \cdot I_{sh}^* = P_{1B} + j \cdot Q_{1B} \quad \text{VI-52}$$

On sait aussi que les vecteurs de la tension et du courant peuvent se décomposer en deux termes :

$$V_1 = V_{1d} + j \cdot V_{1q} \quad \text{VI-53}$$

$$I_{sh} = I_{shd} + j \cdot I_{shq} \quad \text{VI-54}$$

Si on introduit dans l'équation (VI-52) les termes V_1 et I_{sh} obtenus précédemment, on obtient l'expression suivante :

$$S_{1B} = \frac{3}{2} [(V_{1d} + j \cdot V_{1q})(I_{shd} + j \cdot I_{shq})^*] = \frac{3}{2} [(V_{1d} \cdot I_{shd} + V_{1q} \cdot I_{shq}) + j \cdot (V_{1q} \cdot I_{shd} - V_{1d} \cdot I_{shq})] \quad \text{VI-55}$$

Dans cette expression, les termes correspondant à la puissance active P_{1B} et à la puissance réactive Q_{1B} sont les suivants :

$$P_{1B} = \frac{3}{2} (V_{1d} \cdot I_{shd} + V_{1q} \cdot I_{shq}) \quad \text{VI-56}$$

$$Q_{1B} = \frac{3}{2} (V_{1q} \cdot I_{shd} - V_{1d} \cdot I_{shq}) \quad \text{VI-57}$$

Dans les expressions (VI-56) et (VI-57), l'intensité I_{sh} et les puissances (P_{1B} et Q_{1B}) sont des valeurs de référence. Cela signifie que nous avons $I_{sh} = I_{sh_ref}$, $P_{1B} = P_{1B_ref}$ et $Q_{1B} = Q_{1B_ref}$. En intégrant correctement ces grandeurs dans les équations (VI-56) et (VI-57), nous obtenons les valeurs de courant de référence suivantes :

$$I_{shd-ref} = \frac{3}{2} \frac{P_{1B-ref} \cdot V_{1d} + Q_{1B-ref} \cdot V_{1q}}{V_{1d}^2 + V_{1q}^2} \quad \text{VI-58}$$

$$I_{shq-ref} = \frac{3}{2} \frac{P_{1B-ref} \cdot V_{1q} + Q_{1B-ref} \cdot V_{1d}}{V_{1d}^2 + V_{1q}^2} \quad \text{VI-59}$$

Le diagramme bloc de la Figure VI-11 reproduit les équations (VI-58) et (VI-59).

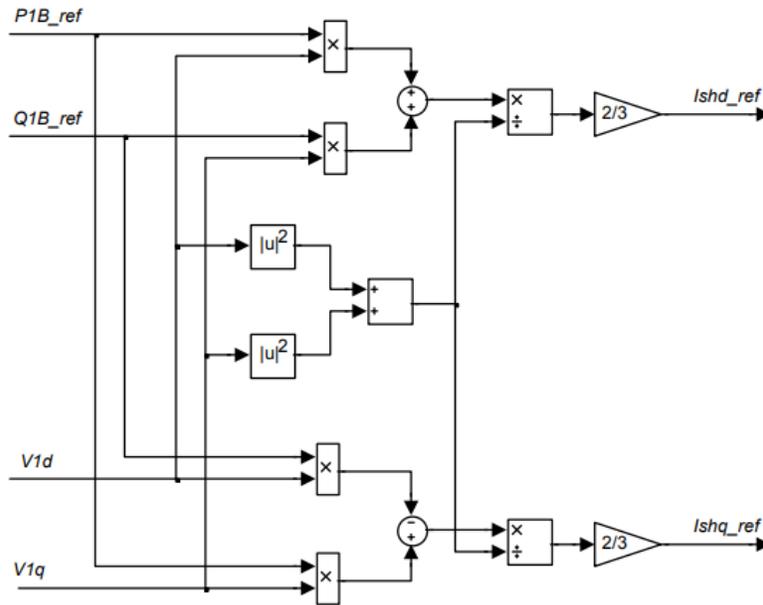


Figure IV- 11: Représente le schéma bloc pour le calcul de I_{shd_ref} et I_{shq_ref}

IV-6-Calcul des régulateurs PI

La structure du correcteur PI est représentée par le schéma bloc de la figure suivante :

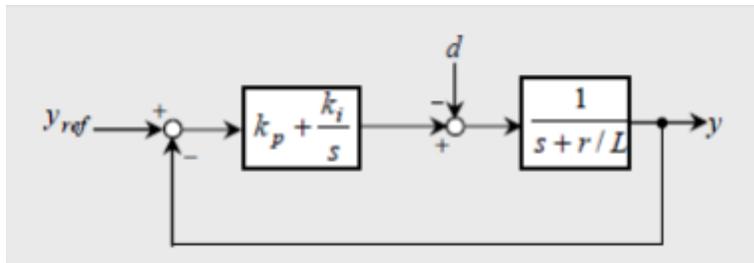


Figure IV- 12: Structure de réglage de type PI

Le réglage manuel d'un régulateur PI (Proportionnel-Intégral) consiste à ajuster le coefficient proportionnel (P) et intégral (I) de manière itérative en se basant sur les performances du système contrôlé. Voici les étapes générales pour le réglage manuel d'un régulateur PI :

Commencez par régler le coefficient proportionnel (P) à une valeur initiale pour le courant $K_p=25$ et la tension $K_p=12$ pour la partie shunt et pour le courant $K_p=0.205$ et la tension $K_p=0.205$ pour la partie série. Une valeur plus élevée de P entraînera une réponse plus rapide mais peut également provoquer des oscillations ou une instabilité. Une valeur plus faible de P donnera une réponse plus lente mais plus stable.

Augmentez progressivement le coefficient intégral (I) pour réduire l'erreur en régime permanent pour le courant $K_i=1$ et la tension $K_i=30$ pour la partie shunt et pour le courant $K_p=15*4$ et la tension $K_i=15*4$ pour la partie série. Cela permet de corriger les erreurs systématiques persistantes. Augmentez I jusqu'à ce que l'erreur en régime permanent soit réduite sans provoquer de réaction excessive ou d'oscillations.

Testez le système contrôlé en observant sa réponse aux perturbations et aux changements de consigne. Si le système présente des oscillations ou une réponse lente, ajustez les coefficients P et I en conséquence.

$$K_s = K_p \left(1 + \frac{1}{T_{is}}\right) \tag{IV-60}$$

Par conséquent, l'introduction d'une condition simple $K_i = \frac{r}{L} K_p$ IV-61

On obtient la fonction de transfert sous la forme $F_s = \frac{K_p}{K_p + s}$ IV-62

Qui est de premier ordre avec une constante de temps $T = \frac{1}{K_p}$ IV-63

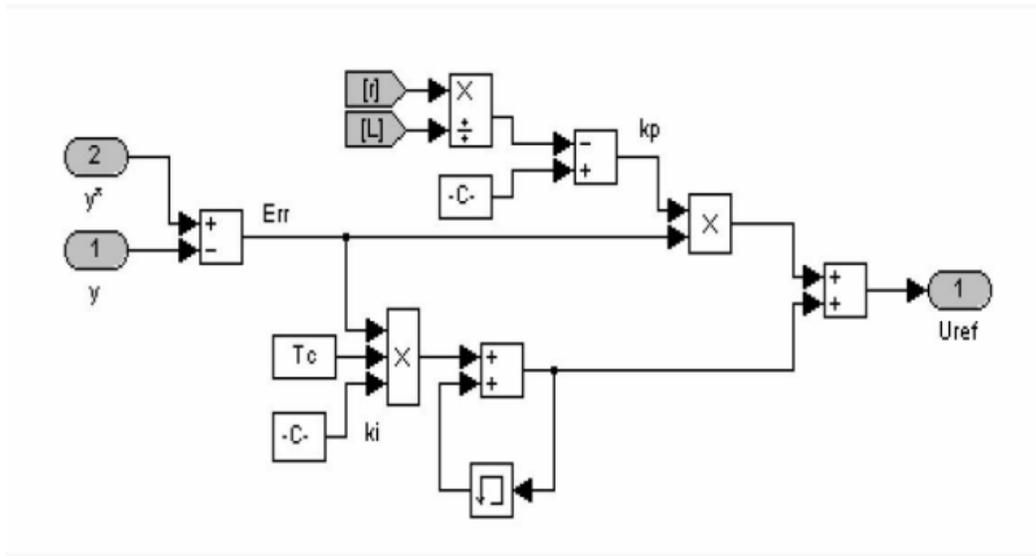


Figure IV- 13: Régulateur PI implanté dans SIMULINK

IV-6-1-Le principe de commande par modulation de largeur d'impulsion (MLI) sinus-triangle consiste en ce qui suit

Le bloc de commande du convertisseur reçoit les tensions de référence des trois phases. Ces tensions sont comparées à un signal triangulaire, et en fonction de la différence entre ces deux signaux, les semi-conducteurs de l'onduleur sont commandés. Le mode de fonctionnement est très simple :

- Si la tension de référence (v_{ref}) est supérieure à la tension du signal triangulaire (v_p), l'interrupteur supérieur du bras de pont est activé.
- Si la tension de référence (v_{ref}) est inférieure à la tension du signal triangulaire (v_p), l'interrupteur inférieur du bras de pont est activé.

La commande décrite est connue sous le nom de commande par modulation de largeur d'impulsion (MLI), également appelée PWM en anglais. Elle nécessite une commande distincte pour chaque phase de l'onduleur. Elle repose sur la comparaison entre une tension de référence (v_{ref}), qui peut être l'une des trois tensions de référence, et un signal triangulaire ou une onde porteuse (v_p). En fonction de la différence entre ces deux signaux, les instants d'ouverture et de fermeture des interrupteurs sont déterminés en temps réel. Cette détermination peut être réalisée à l'aide d'une électronique de commande analogique, numérique ou parfois hybride. La Figure II-18 présente le principe de base de cette technique.

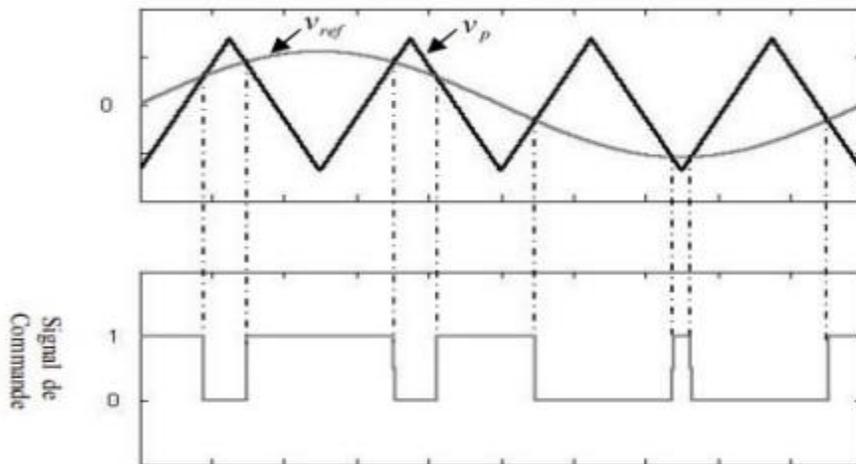


Figure IV- 14: Principe de la commande MLI sinus-triangle

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 :

$$m = \frac{f_p}{f_r} \quad \text{IV-64}$$

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

-Taux de modulation :

$$r_m = \frac{V_r}{V_p} \quad \text{IV-65}$$

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

IV-6-2-Modélisation de la commande MLI sinus triangle

IV-6-2-1-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 :

$$V_p = V_p \left[-1 + 4 \frac{t}{t_p} \right] \text{ si } t \in [0, \frac{t_p}{2}] \quad \text{IV-66}$$

$$V_p = V_p \left[3 - 4 \frac{t}{t_p} \right] \text{ si } t \in [\frac{t_p}{2}, t_p] \quad \text{IV-67}$$

IV-6-2-2-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 :

$$V_{ref-a} = V_r \sin(2\pi f_r t)$$

$$V_{ref-b} = V_r \sin(2\pi f_r t - \frac{2\pi}{3}) \quad \text{IV-68}$$

$$V_{ref-c} = V_r \sin(2\pi f_r t - \frac{4\pi}{3})$$

IV-6-2-3-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.

$$s_i = \begin{cases} 1 & \text{si } (V_{ref-i} - V_p) \geq 0 \\ 0 & \text{si } (V_{ref-i} - V_p) \leq 0 \end{cases} \quad \text{Avec : } i = a, b, c \quad \text{IV-69}$$

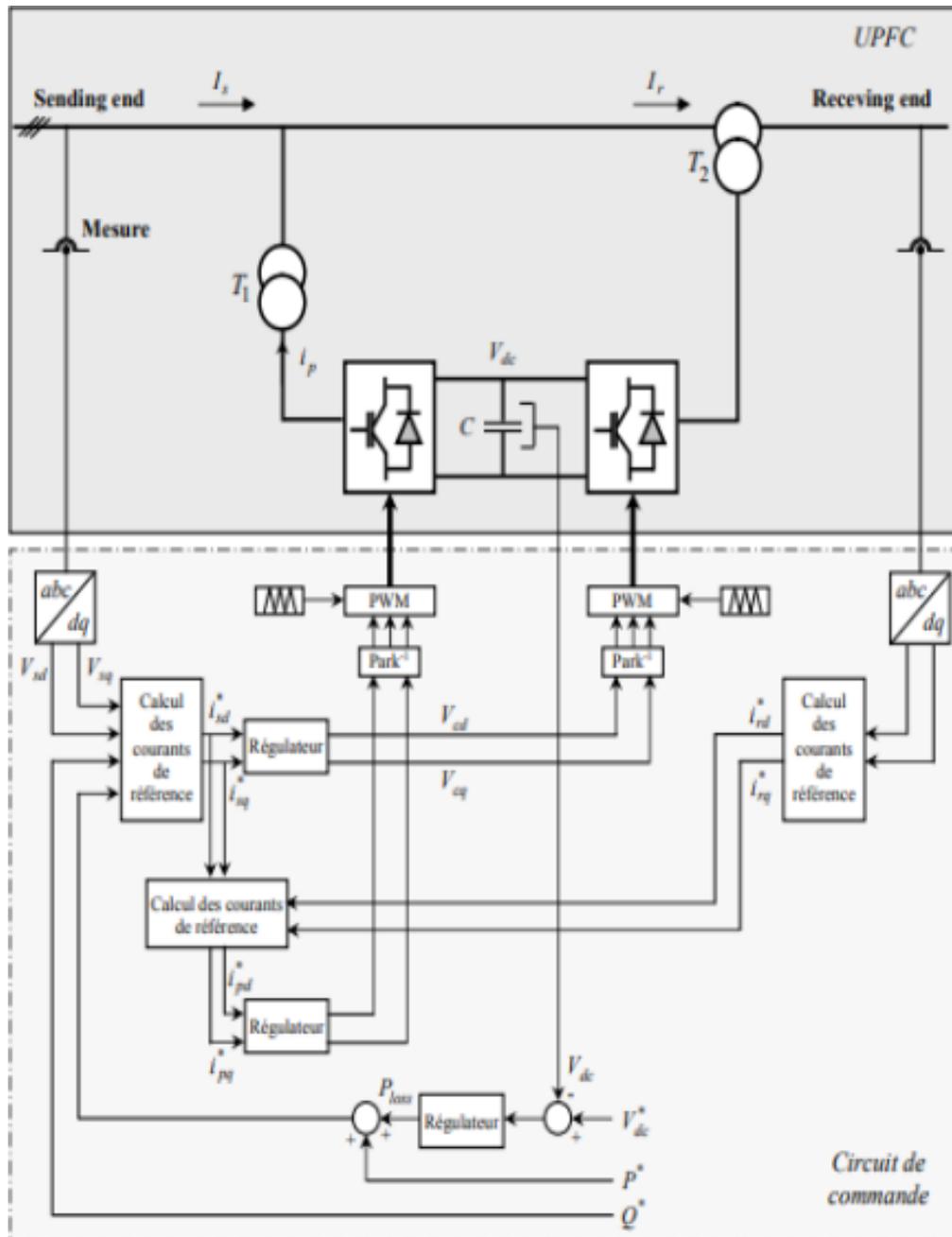


Figure IV- 15: Circuit de réglage de l'UPFC

IV-8-Conclusion

Le Contrôleur de Flux de puissance Unifié (Unified Power Flow Controller en anglais) est un appareil capable de contrôler simultanément et en temps réel tous les paramètres fondamentaux du système électrique, tels que la tension de transmission, l'impédance de ligne et l'angle de phase. Le schéma de contrôle proposé permet d'obtenir une réponse rapide de la puissance active et réactive sans provoquer de fluctuations de puissance et sans générer d'erreurs à l'état stationnaire. Les caractéristiques importantes du Contrôleur de Flux de puissance Unifié et sa capacité à améliorer la stabilité du système sont les préoccupations principales pour assurer un fonctionnement efficace et économique du système électrique.

CHAPITRE 5

Comportement statique D'UPFC

V-1-Introduction

L'analyse du flux de puissance est une méthode essentielle pour comprendre le comportement électrique d'un système de distribution d'énergie. L'algorithme de Newton-Raphson est l'une des techniques les plus couramment utilisées pour résoudre les équations non linéaires associées au flux de puissance.

Dans le contexte du réseau électrique IEEE 14 bus, l'algorithme de Newton-Raphson est utilisé pour calculer les tensions et les angles de phase à chaque bus, ainsi que les flux de puissance actifs et réactifs dans les branches du réseau. L'objectif est de trouver un état stable et équilibré du système électrique en termes de puissance et de tension.

- Comment réaliser IEEE 14 BUS sur simulink :

En utilisant Simulink, vous pouvez modéliser le réseau électrique IEEE 14 bus en créant un schéma qui représente les différents bus, les générateurs, les charges et les lignes de transmission. Vous pouvez utiliser des blocs Simulink appropriés pour représenter les éléments du système et les connecter de manière à refléter la topologie du réseau.

Pour mettre en œuvre l'algorithme de Newton-Raphson, vous devez :

Initialiser les valeurs des tensions et des angles de phase à chaque bus avec des estimations initiales.

Formuler les équations du flux de puissance pour chaque bus en termes de tensions, angles, injections de puissance active et réactive, et admittances des branches du réseau.

Linéariser les équations en utilisant une approximation linéaire autour des valeurs initiales des variables.

Utiliser les itérations de l'algorithme de Newton-Raphson pour résoudre les équations non linéaires et mettre à jour les valeurs des variables à chaque étape.

Vérifier la convergence de l'algorithme en comparant les valeurs des variables entre les itérations successives. Si les différences sont suffisamment petites, l'algorithme a convergé vers une solution.

Analyser les résultats du flux de puissance pour obtenir les tensions et angles de phase finaux, ainsi que les flux de puissance actifs et réactifs dans les branches du réseau.

En exécutant le schéma Simulink, vous pouvez observer les résultats du flux de puissance pour le réseau IEEE 14 bus en utilisant l'algorithme de Newton-Raphson. Cela vous permettra de comprendre le comportement du système électrique, d'identifier les problèmes potentiels tels que les congestions et les chutes de tension, et de prendre des mesures appropriées pour améliorer la stabilité et l'efficacité du réseau.

Dans ce chapitre on va étudier l'écoulement de puissance du réseau de IEEE 14 bus par la méthode de Newton Raphson sur Simulink pour déterminer l'emplacement optimal de UPFC.

V-2-Le schéma unifilaire du réseau IEEE 14 bus

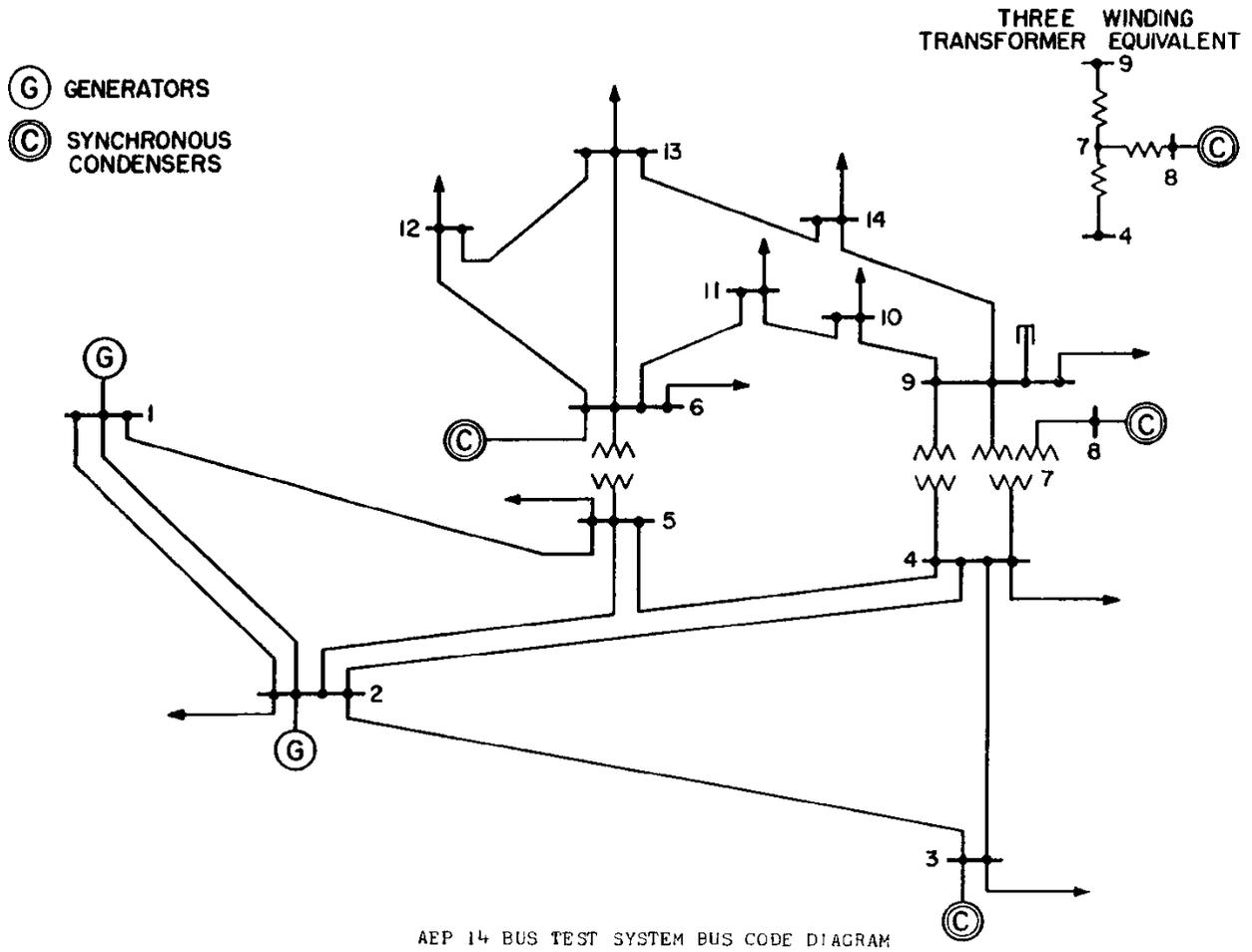


Figure V- 1: Schéma unifilaire du réseau IEEE 14 bus

V-3-Les donnés du réseau étudié [19]

Tableau V- 1: Les données du réseau étudié

Bus Name	Bus Type	V (p.u.)	δ (deg.)	P_Load (pu)	Q_Load (pu)	P_Gen (pu)	Q_Gen (pu)	Generator Specifications		
								Vspec (p.u.)	Q_Max. (pu)	Q_Min. (pu)
Bus1	3	1,06	0	0	0	0.2324	-0.169	1,06	0	0
Bus2	2	1,045	-4,98	0.217	0.127	0.40	0.424	1,045	0.50	-0.40
Bus3	2	1,01	-12,72	0.942	0.19	0	0.234	1,01	0.40	0
Bus4	0	1,019	-10,33	0.478	-0.039	0	0	0	0	0
Bus5	0	1,02	-8,78	0.076	0.016	0	0	0	0	0
Bus6	2	1,07	-14,22	0.112	0.075	0	0.122	1,07	0.24	-0.06
Bus7	0	1,062	-13,37	0	0	0	0	0	0	0
Bus8	2	1,09	-13,36	0	0	0	0.174	1,09	0.24	-0.06
Bus9	0	1,056	-14,94	0.295	0.166	0	0	0	0	0
Bus10	0	1,051	-15,1	0.009	0.058	0	0	0	0	0
Bus11	0	1,057	-14,79	0.035	0.018	0	0	0	0	0
Bus12	0	1,055	-15,07	0.061	0.016	0	0	0	0	0
Bus13	0	1,05	-15,16	0.135	0.058	0	0	0	0	0
Bus14	0	1,036	-16,04	0.149	0.05	0	0	0	0	0

Bus Type Description

- 0 Load Bus
- 1 Generator Bus
- 2 Regulated Generator Bus
- 3 Slack/Swing Bus

V-4-Les donnés de lignes[19]

Tableau V- 2: Les donnés de lignes

Description		Equivalent T-CctParamters		
From Bus	To Bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
1	2	0,01938	0,05917	0,0528
1	5	0,05403	0,22304	0,0492
2	3	0,04699	0,19797	0,0438
2	4	0,05811	0,17632	0,034
2	5	0,05695	0,17388	0,0346
3	4	0,06701	0,17103	0,0128
4	5	0,01335	0,04211	0
4	7	0	0,20912	0
4	9	0	0,55618	0
5	6	0	0,25202	0
6	11	0,09498	0,1989	0
6	12	0,12291	0,25581	0
6	13	0,06615	0,13027	0
7	8	0	0,17615	0
7	9	0	0,11001	0
9	10	0,03181	0,0845	0
9	14	0,12711	0,27038	0
10	11	0,08205	0,19207	0
12	13	0,22092	0,19988	0
13	14	0,17093	0,34802	0

V-5-La matrice admittance [19]

V-5-1-La matrice conductance

Tableau V- 3:La matrice conductance

Bus	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	6,025029	-4,99913	0	0	-1,0259	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	-4,99913	9,521324	-1,13502	-1,68603	-1,70114	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	-1,13502	3,120995	-1,98598	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	-1,68603	-1,98598	10,51299	-6,84098	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	-1,0259	-1,70114	0	-6,84098	9,568018	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	6,579923	0	0	0	0	-1,95503	-1,52597	-3,09893	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	5,326055	-3,90205	0	0	0	-1,42401
10	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,90205	5,782934	-1,88088	0	0	0
11	0	0	0	0	0	-1,95503	0	0	0	-1,88088	3,835913	0	0	0
12	0	0	0	0	0	-1,52597	0	0	0	0	0	4,014992	-2,48902	0
13	0	0	0	0	0	-3,09893	0	0	0	0	0	-2,48902	6,724946	-1,13699
14	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,42401	0	0	0	-1,13699	2,561

V-5-2-La matrice susceptence

Tableau V- 4: La matrice susceptence

Bus	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	-19,4471	15,26309	0	0	4,234984	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	15,26309	-30,2721	4,781863	5,115838	5,193927	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	4,781863	-9,82238	5,068817	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	5,115838	5,068817	-38,6542	21,57855	0	4,889513	0	1,8555	0	0	0	0	0
5	4,234984	5,193927	0	21,57855	-35,5336	4,257445	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	4,257445	-17,3407	0	0	0	0	4,094074	3,175964	6,102755	0
7	0	0	0	4,889513	0	0	-19,549	5,67698	9,090083	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	5,67698	-5,67698	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	1,8555	0	0	9,090083	0	-24,0925	10,36539	0	0	0	3,02905
10	0	0	0	0	0	0	0	0	10,36539	-14,7683	4,402944	0	0	0
11	0	0	0	0	0	4,094074	0	0	0	4,402944	-8,49702	0	0	0
12	0	0	0	0	0	3,175964	0	0	0	0	0	-5,42794	2,251975	0
13	0	0	0	0	0	6,102755	0	0	0	0	0	2,251975	-10,6697	2,314963
14	0	0	0	0	0	0	0	0	3,02905	0	0	0	2,314963	-5,34401

V-6-La représentation du model sur Simulink

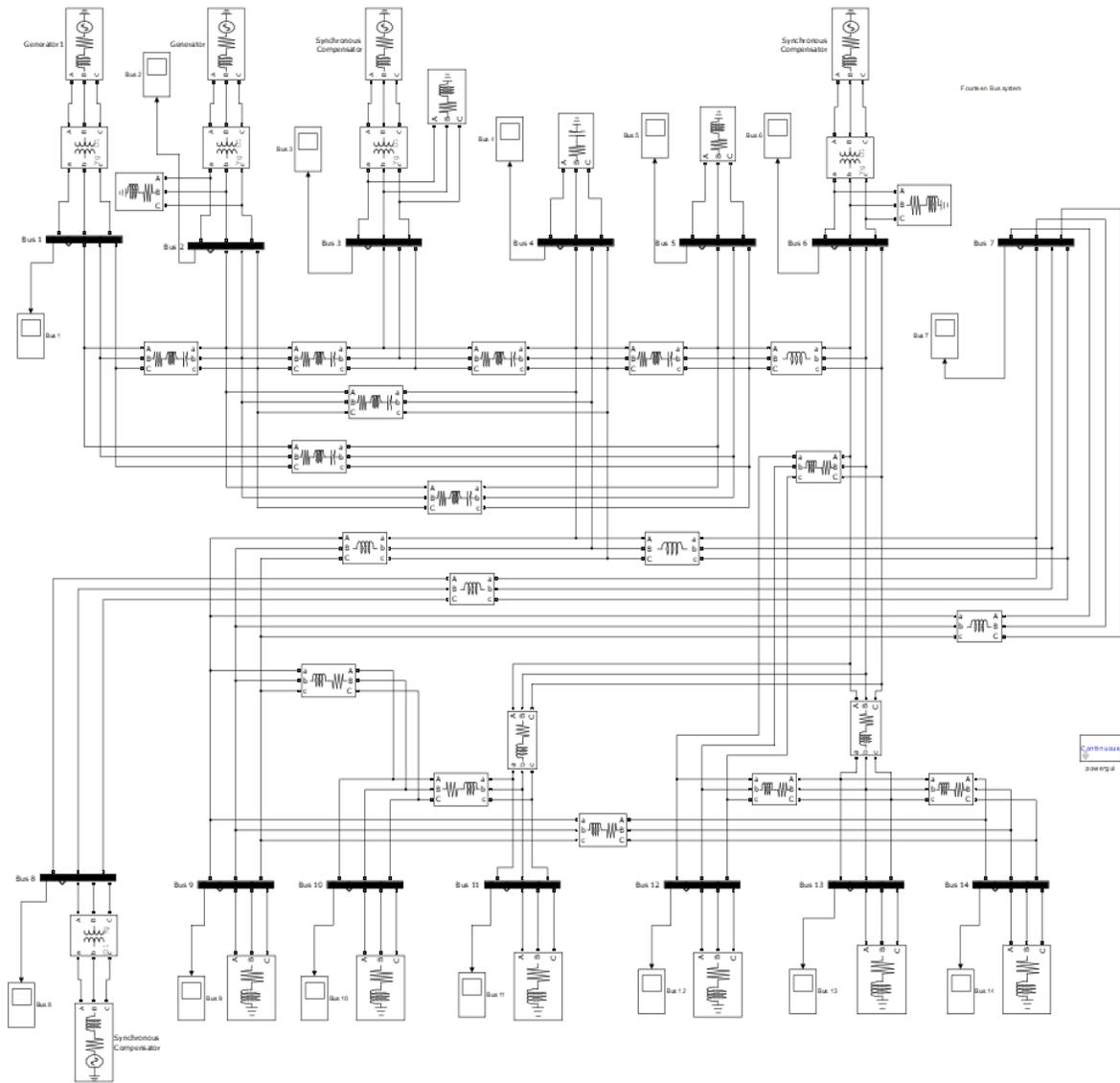


Figure V- 2: Représentation du model IEEE14 bus sur Simulink

Représentation de point de chaud par ETAP IEEE 14 BUS

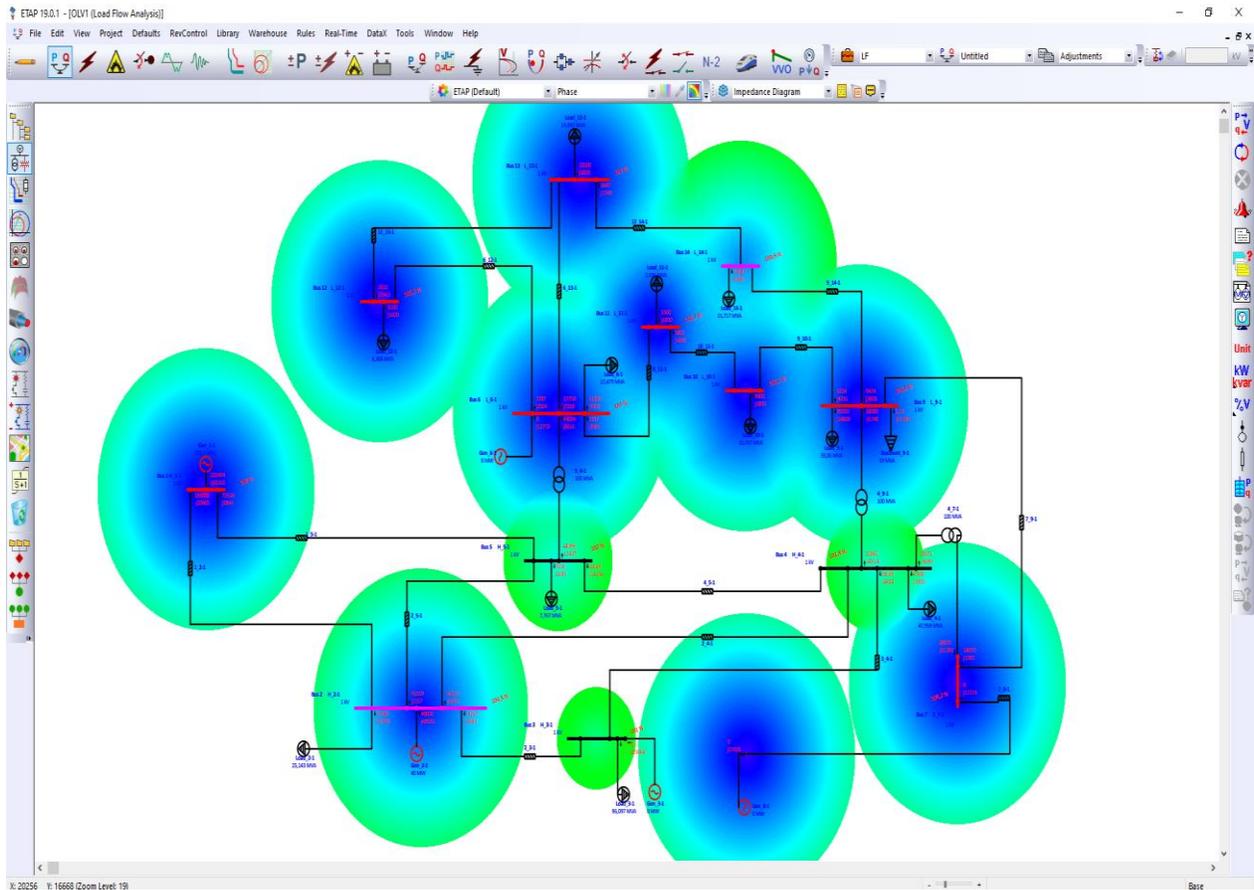


Figure V- 3: Représentation de point chaud par ETAP IEEE 14 BUS

-Cette figure représente de point chaud par ETAP IEEE 14 BUS

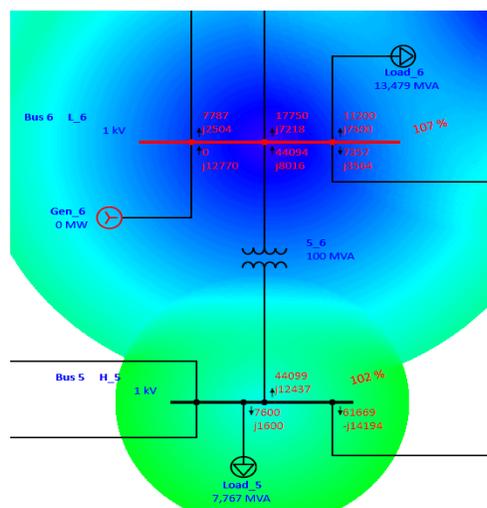


Figure V- 4: Représentation de point chaud par ETAP des jeux de barres 6 et 5

V-6-1-Les résultats de l'écoulement de puissance**Tableau V- 5:Résultats de l'écoulement de puissance (power flow)**

Jeu de barre	Type de jeu de barre	Voltage (pu)	Vangle(deg)	Puissance active (w)	Puissance reactive (var)
1	Swing	1	0	2.38	1.01
2	PV	1	-24.60	0.4	0.71
3	PV	0.9101	-38.36	0	0.4
4	PQ	0.8399	-5.48	0.48	-0.04
5	PQ	0.8479	-4.22	0.08	0.02
6	PV	0.8874	-42.64	0	0.24
7	PV	0.8394	-10.41	0	0
8	PV	0.9332	-40.52	0	0.24
9	PQ	0.8136	-13.07	0.30	0.17
10	PQ	0.8083	-13.45	0.09	0.06
11	PQ	0.8185	-13.20	0.04	0.02
12	PQ	0.8192	-13.83	0.06	0.02
13	PQ	0.8140	-13.85	0.14	0.06
14	Z	0.7989	-14.48	0.1	0.03

V-6-2-Les courbes de voltage de chaque jeu de barre sont représentés

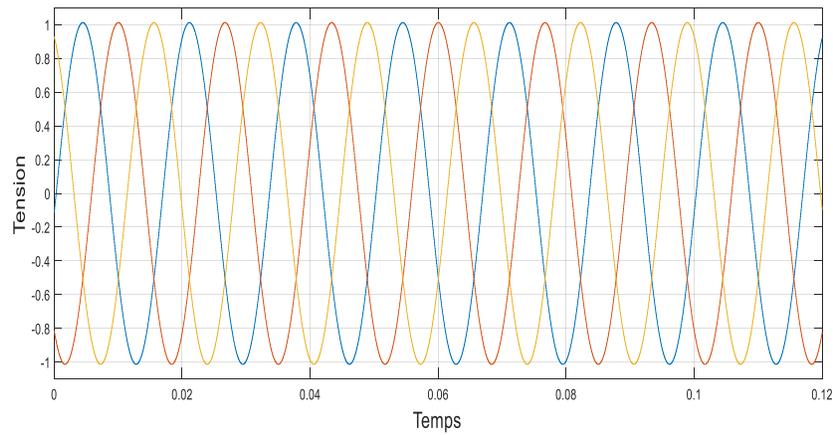


Figure V- 5: Voltage au jeu de barre 1

Le profile de tension au jeu de barre 1 pour un temps de simulation 0.12

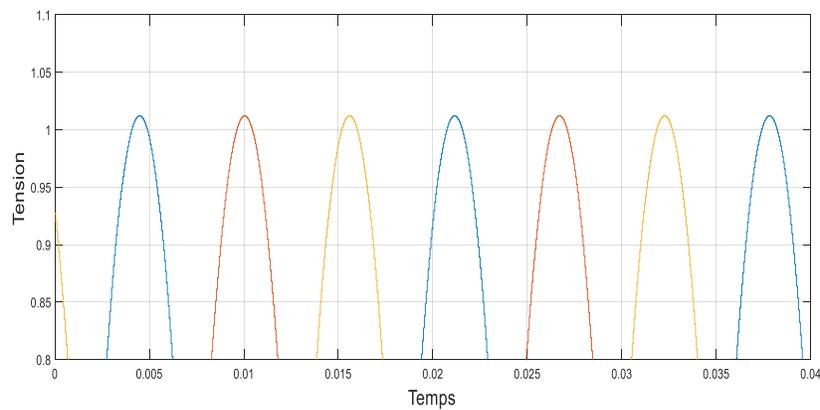


Figure V- 6: Voltage au jeu de barre 1 (détailé)

D'après le graphe il ya une surtension sur jeu de barre 1 qui ne doit pas dépasser +5%

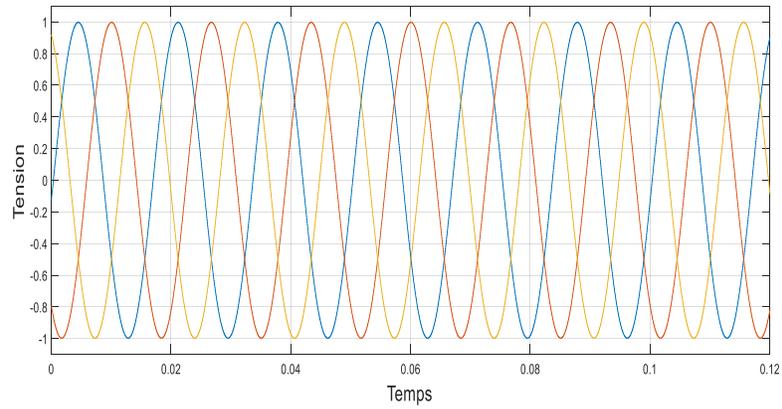


Figure V- 7: Voltage au jeu de barre 6

Le profile de tension au jeu de barre 6 pour un temp de simulation 0.12

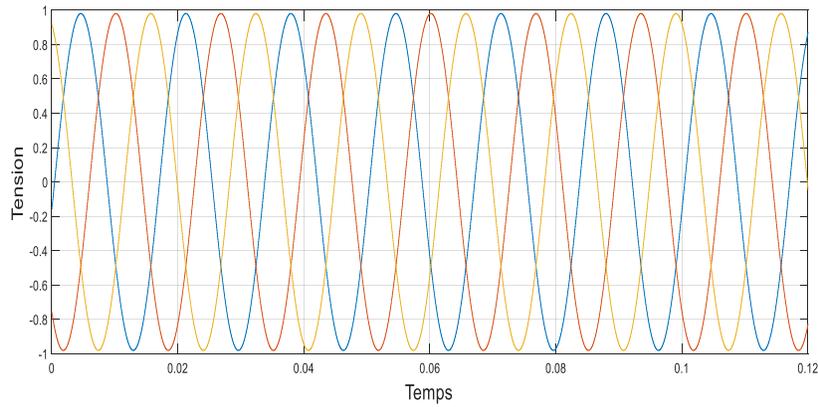


Figure V- 8: Voltage au jeu de barre9

Le profile de tension au jeu de barre 9 pour un temp de simulation 0.12

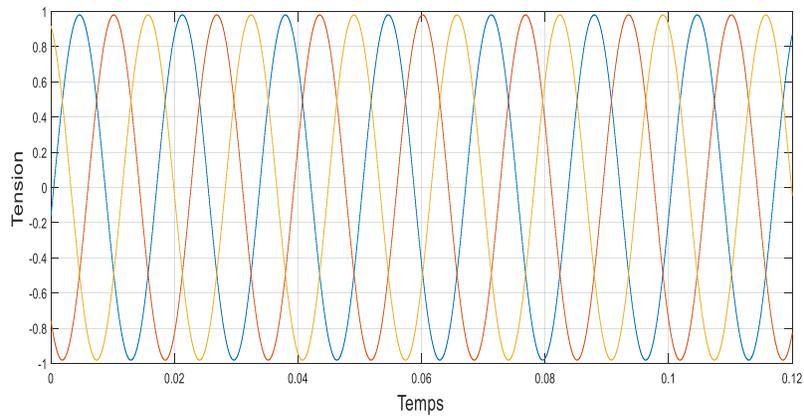


Figure V- 9: Voltage au jeu de barre 13

Le profile de tension au jeu de barre 13 pour un temp de simulation 0.12

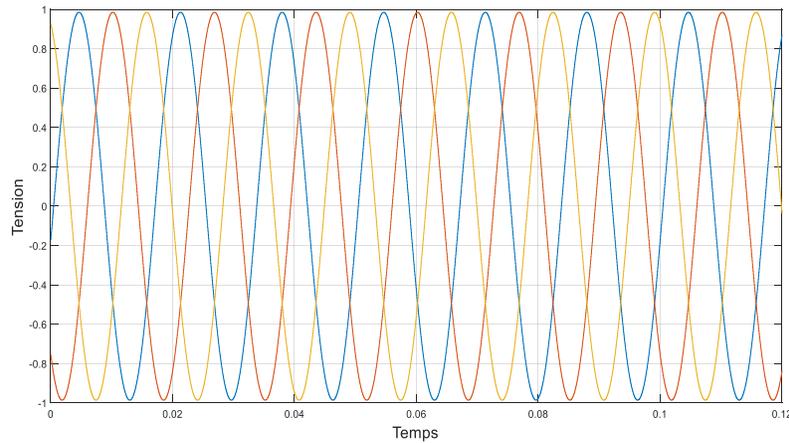


Figure V- 10: Voltage au jeu de barre 14

Le profile de tension au jeu de barre 14 pour un temp de simulation 0.12

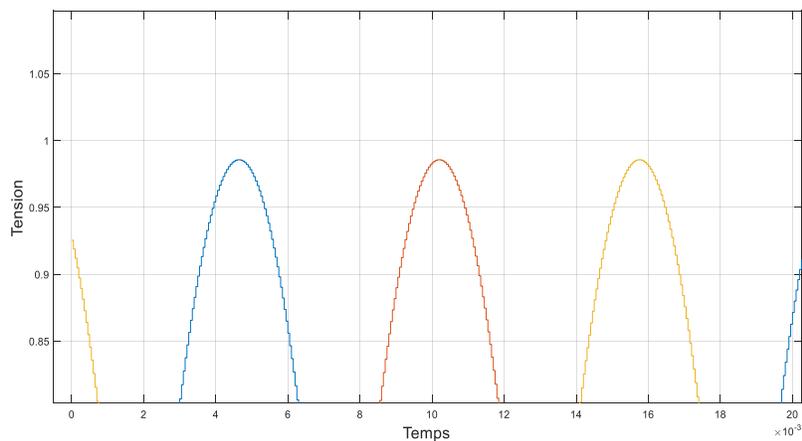


Figure V- 11: Voltage au jeu de barre 14(détaillé)

D'après le graphe il y a une sous tension dans le jeu de barre 14 qui ne doit pas dépasser -5%

1-La tension obtenue à partir de l'analyse du flux de puissance peut être utilisée pour déterminer l'emplacement optimal du UPFC (Contrôleur de Flux de Puissance Unifié). Le profil de tension d'un système électrique indique l'amplitude et l'angle de phase des tensions aux différents nœuds. En analysant le profil de tension, vous pouvez identifier les nœuds présentant des problèmes de basse tension ou d'instabilité de tension.

L'emplacement optimal du UPFC vise à améliorer la stabilité de tension et à contrôler le flux de puissance réactive dans le système. Généralement, le UPFC est installé aux nœuds où des écarts de tension ou des problèmes de flux de puissance réactive sont observés. En surveillant le profil

de tension et en identifiant les nœuds présentant des problèmes liés à la tension, vous pouvez déterminer l'emplacement optimal pour l'installation du UPFC[20].

En général, le placement optimal du UPFC est basé sur une analyse approfondie du système électrique, en tenant compte de facteurs tels que la stabilité de tension, le contrôle du flux de puissance, les contraintes du système et les considérations économiques. Des techniques d'optimisation avancées, telles que les algorithmes d'optimisation de la puissance optimale (OPF), peuvent être utilisées pour déterminer l'emplacement optimal du UPFC en prenant en compte plusieurs objectifs et contraintes.

Ainsi, la tension obtenue à partir de l'analyse du flux de puissance fournit des informations précieuses pour identifier les nœuds nécessitant un contrôle de tension et peut guider le processus de prise de décision pour le placement optimal du UPFC

D'après les résultats de l'écoulement de puissance le jeu de barre 14 présente la tension la plus faible donc c'est l'emplacement optimal d'UPFC [20].

2-Pour améliorer de l'écoulement de puissance dans le réseau IEEE 14 bus et le profil de tension dans le jeu de bar 14 on va utiliser un modèle détaillé de UPFC 48-Pulse, GTO-Based Unified Power Flow Controller (1V, 1VA) connectés entre jeu de barre 14 et jeu de bar 9 avec les données suivantes :

Un partie shunt connecté au jeu de barre 14 avec une puissance de 1VA et 1V :

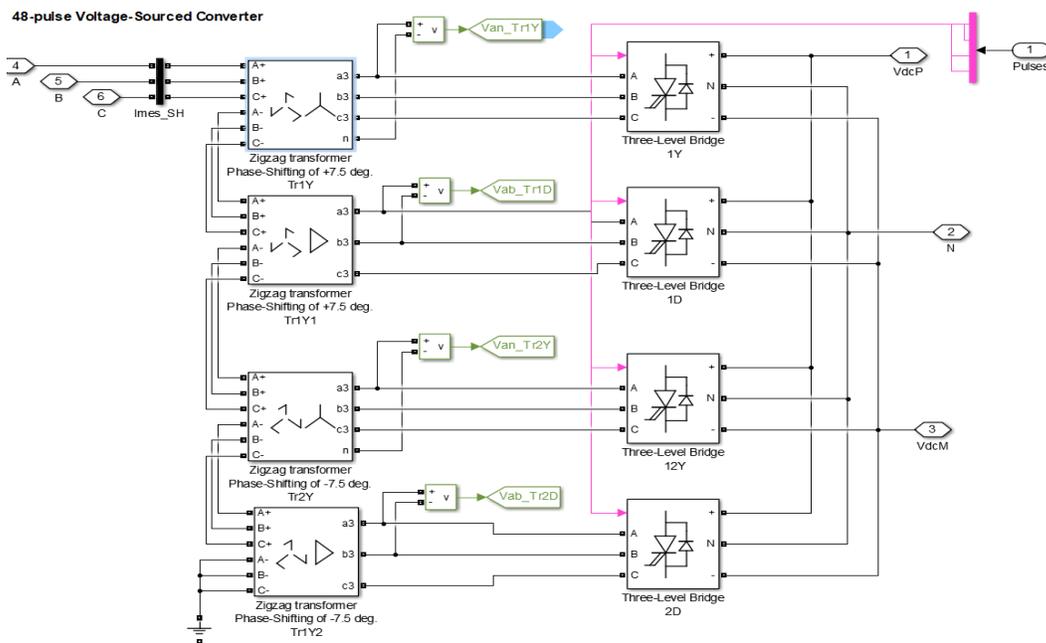


Figure V- 12: Partie shunt de UPFC implémente par (48 pulse voltage-sourcedconverted)

Cette partie est composés de

- 4 pont de 3 niveau chacune identique implémenter par des GTO/diodes :

Les 4 pont de GTO ont le même signal de commande mais les trois niveau chaque une sont commandée par :

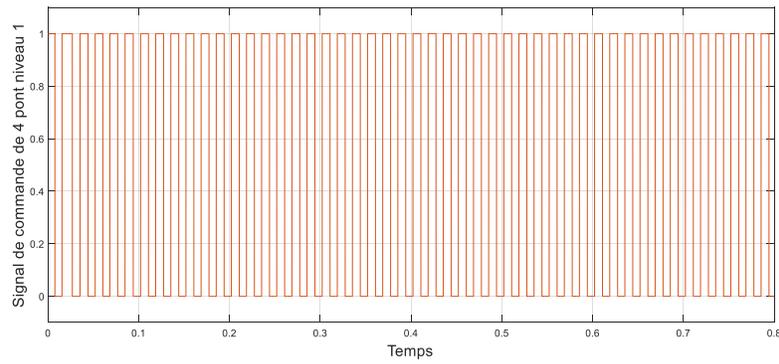


Figure V- 13: Signal de commande de 4 pont niveau 1

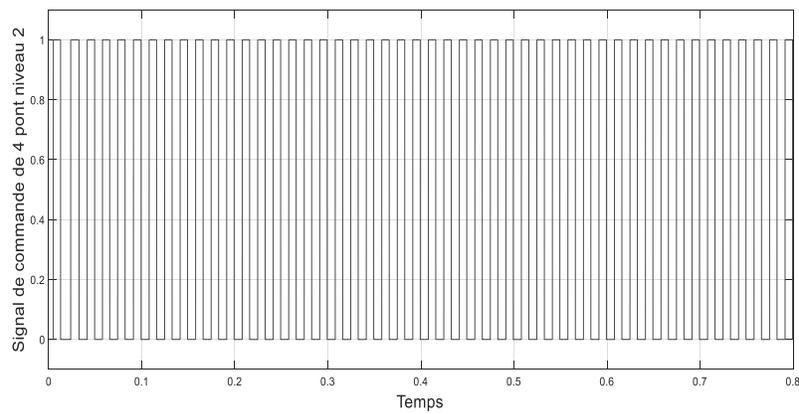


Figure V- 14: Signal de commande de 4 pont niveau 2

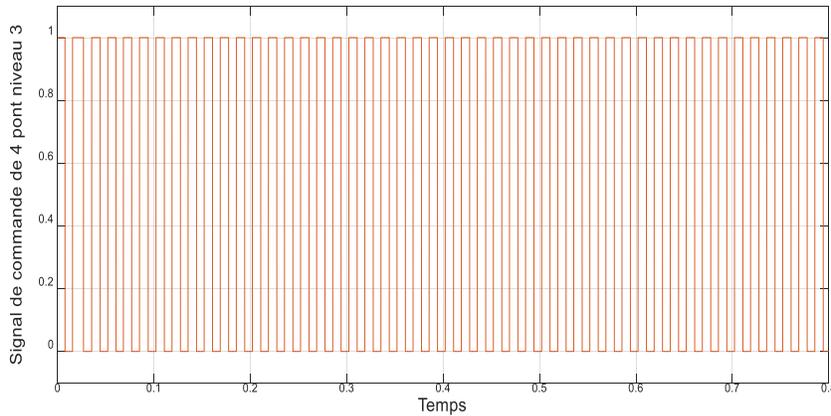


Figure V- 15: Signal de commande de 4 pond niveau 3

- 4 transformateurs avec couplage zigzage pour la connexion shunt avec le réseau avec les données suivant :

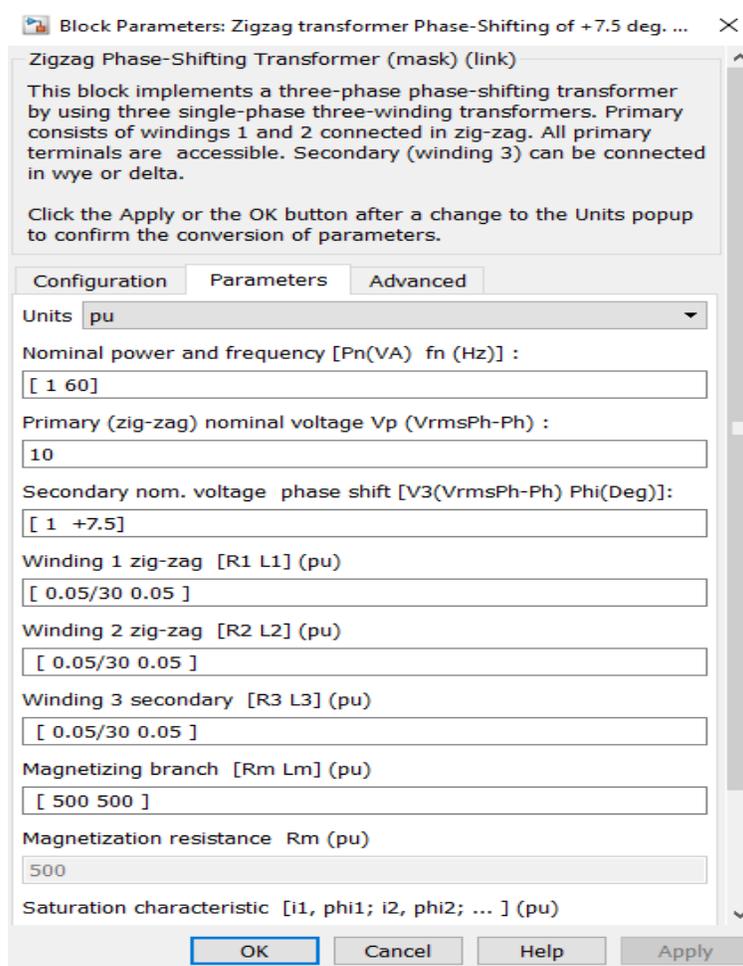


Figure V- 16: Paramètre de transformateur shunt

Une partie série avec une injection de 10% et un puissance 1 VA connectés au jeu de barre 9

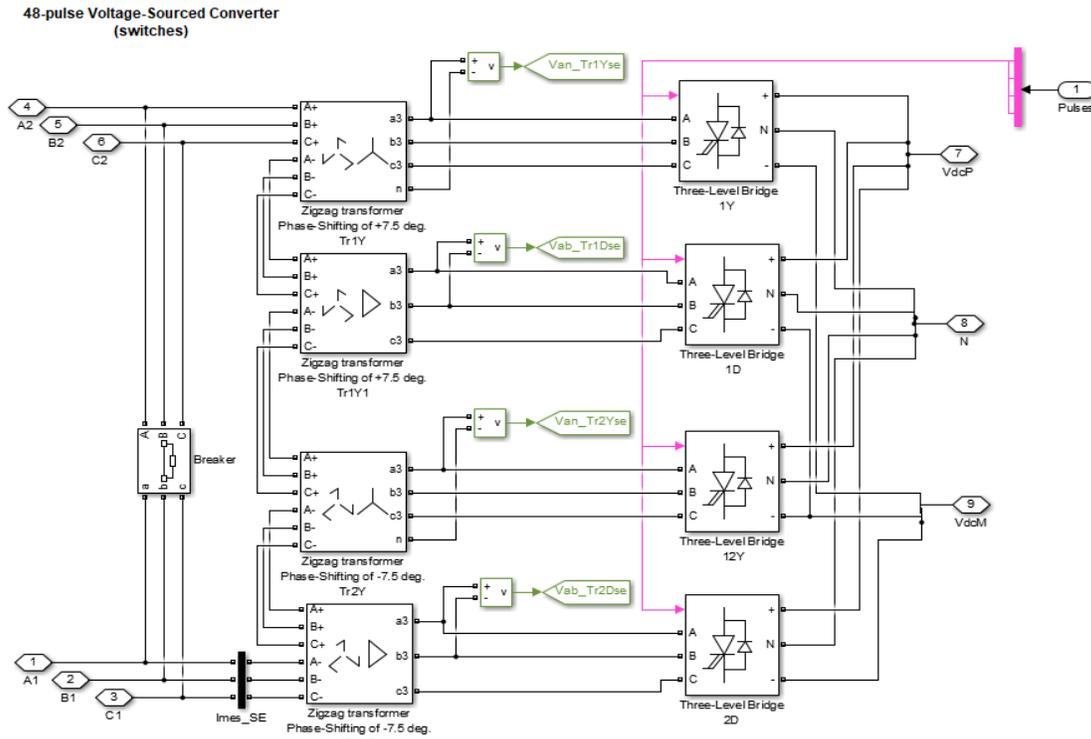


Figure V- 17: Partie série de UPFC implémente par (48 pluse voltage-sourcedconverted)

- 4 pont de 3 niveau chacune identifier par des GTO/diodes.

Les 4 pont de GTO ont le même signal de commande mais les trois niveau chaque une sont commandée par :

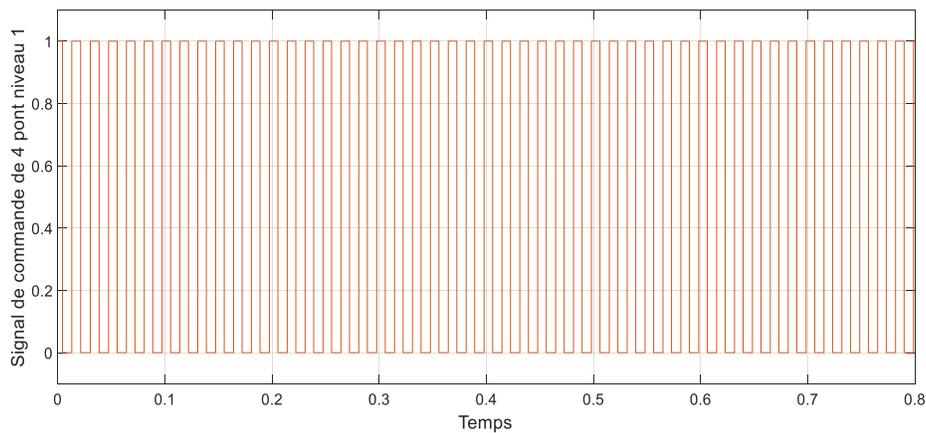


Figure V- 18: Signal de commande de 4 pond niveau 1

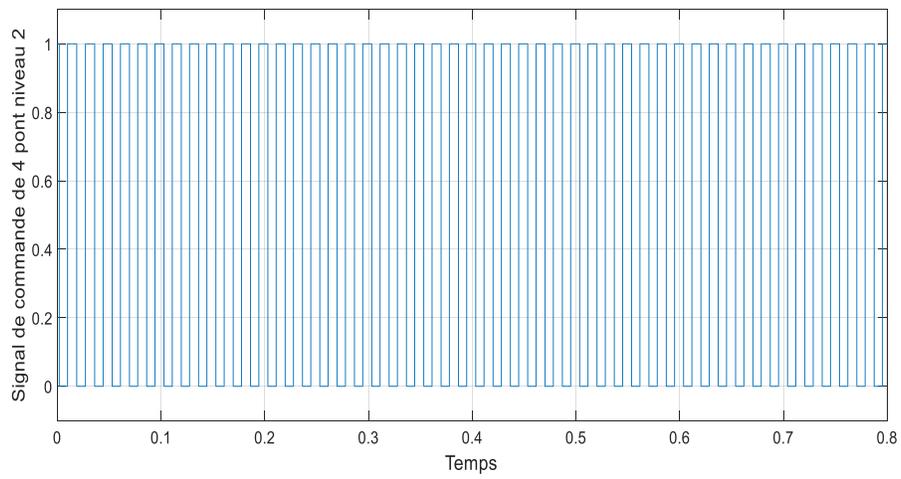


Figure V- 19: Signal de commande de 4 pont niveau 2

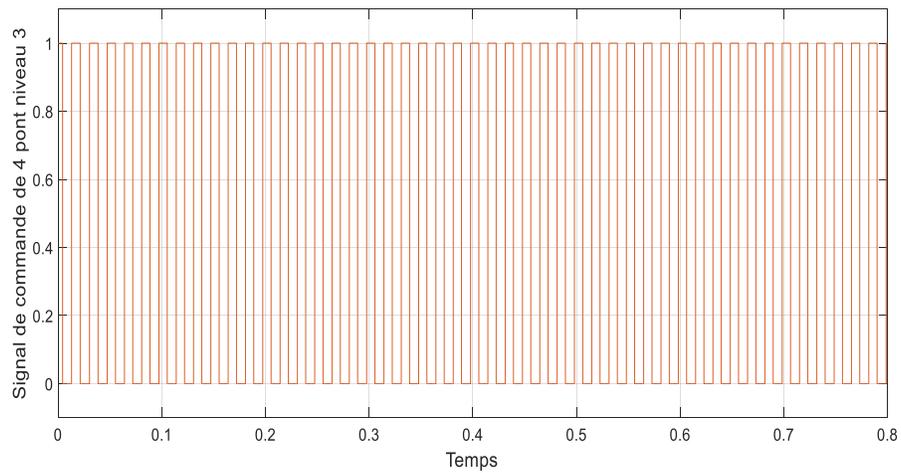


Figure V- 20: Signal de commande de 4 pont niveau 3

-4 transformateurs avec couplage zigzage et un disjoncteur en court-circuitant les secondaires des transformateurs pour assurer la connections séries avec le réseau avec les données suivant :

V-7- UPFC avec le réseau IEEE 14 bus

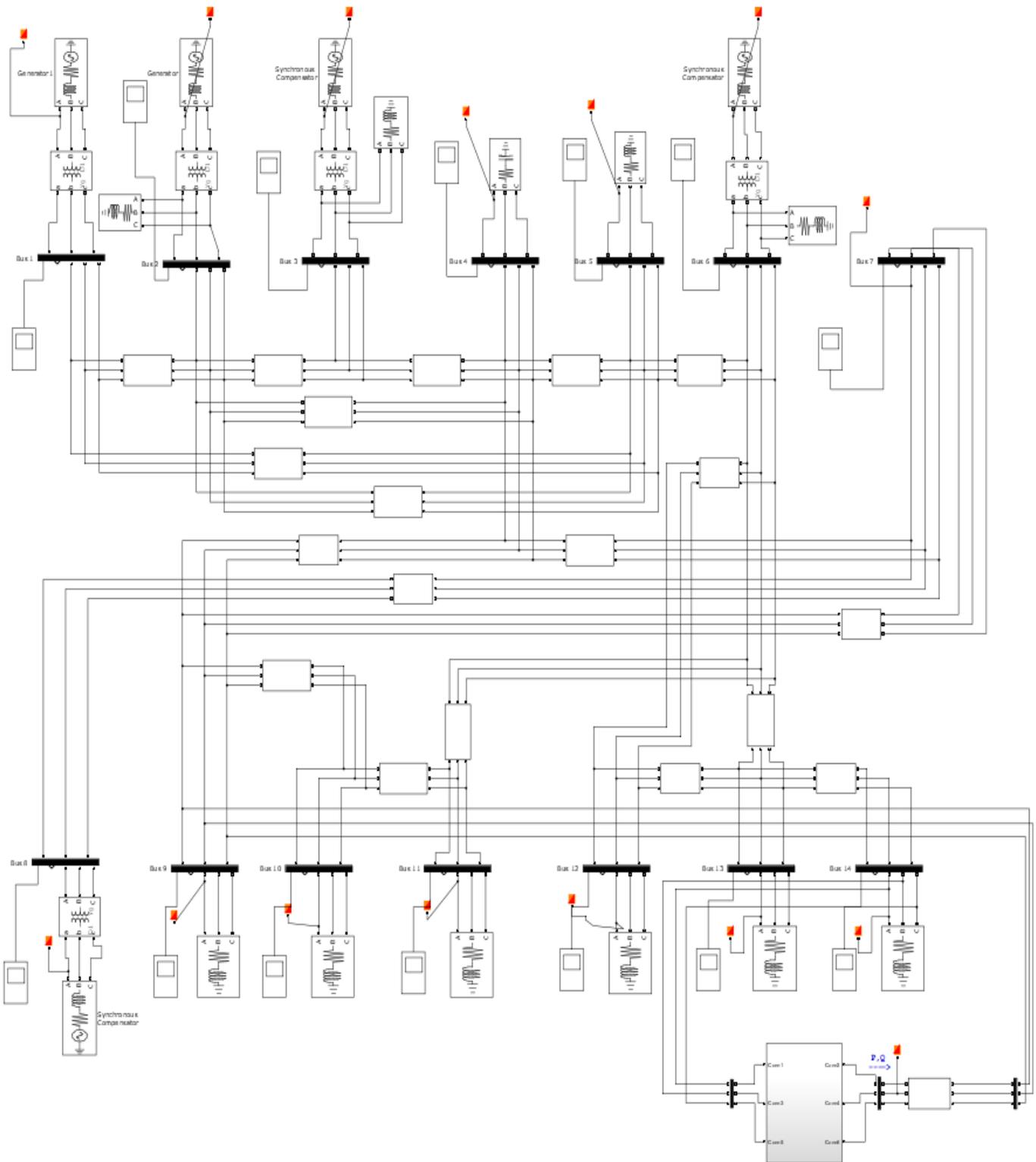


Figure V- 23: Schéma d'UPFC avec le réseau IEEE 14 bus

Avec une valeur de référence de 10 pu pour la puissance active et réactive les tensions sont représentées :

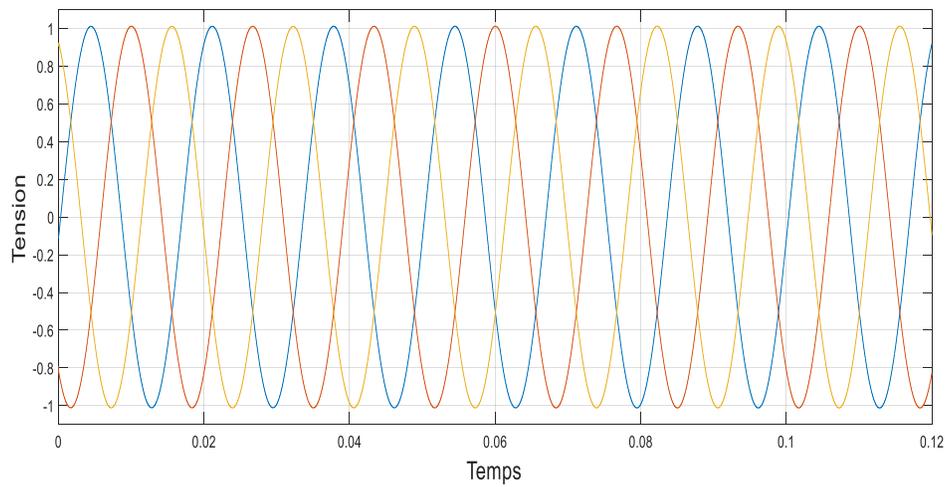


Figure V- 24: Voltage au jeu de barre 1 après UPFC

Le profile de tension au jeu de barre 1 pour un temp de simulation 0.12 après la connexion d'UPFC

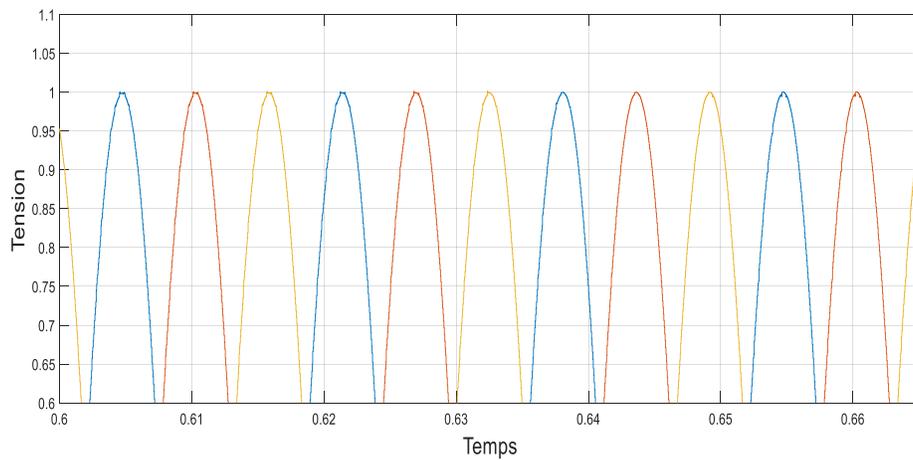


Figure V- 25: Voltage au jeu de barre 1 après UPFC (détaillé)

On peut remarquer que voltage au jeu de bar 1 peut attendre 1pu après la connections de UPFC.

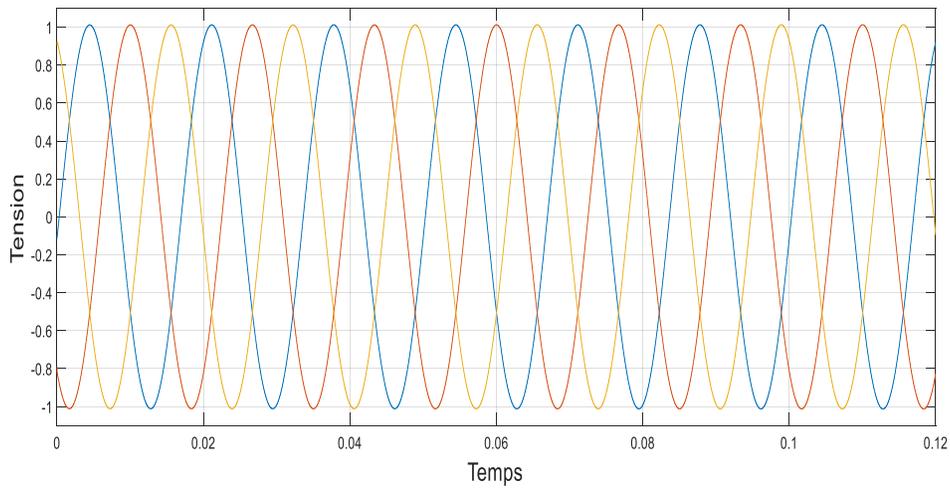


Figure V- 26: Voltage au jeu de barre 6 après UPFC

Le profile de tension au jeu de barre 6 pour un temps de simulation 0.12 après la connexion d'UPFC

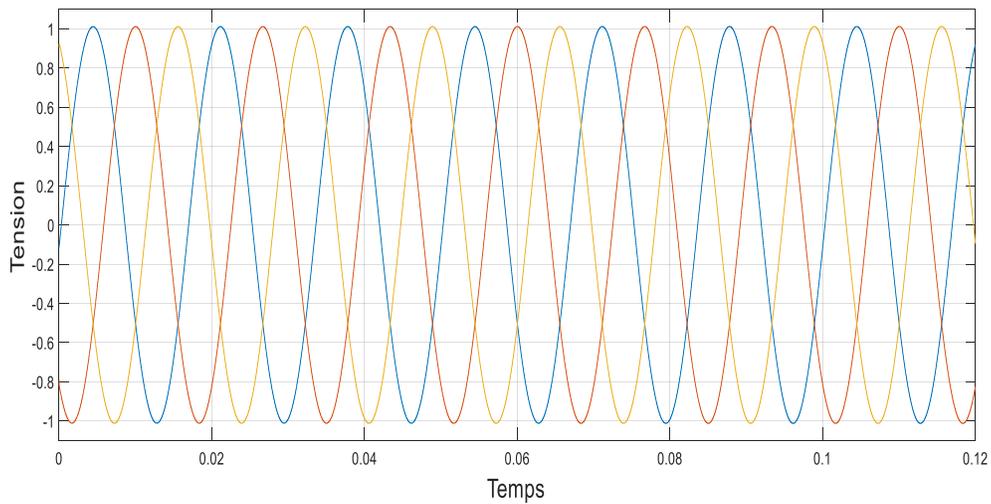


Figure V- 27: Voltage au jeu de barre 9 après UPFC

Le profile de tension au jeu de barre 9 pour un temps de simulation 0.12 après la connexion d'UPFC

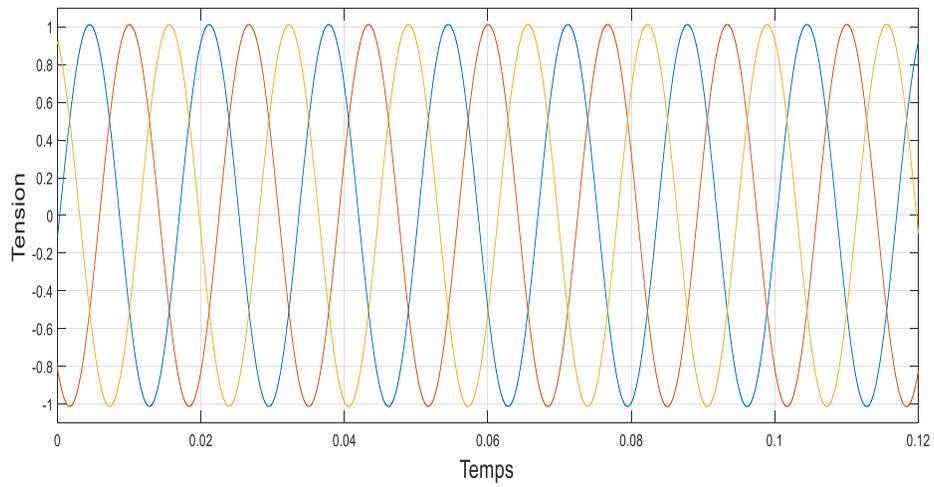


Figure V- 28: Voltage au jeu de barre 13 après UPFC

Le profile de tension au jeu de barre 13 pour un temp de simulation 0.12 après la connexion d'UPFC

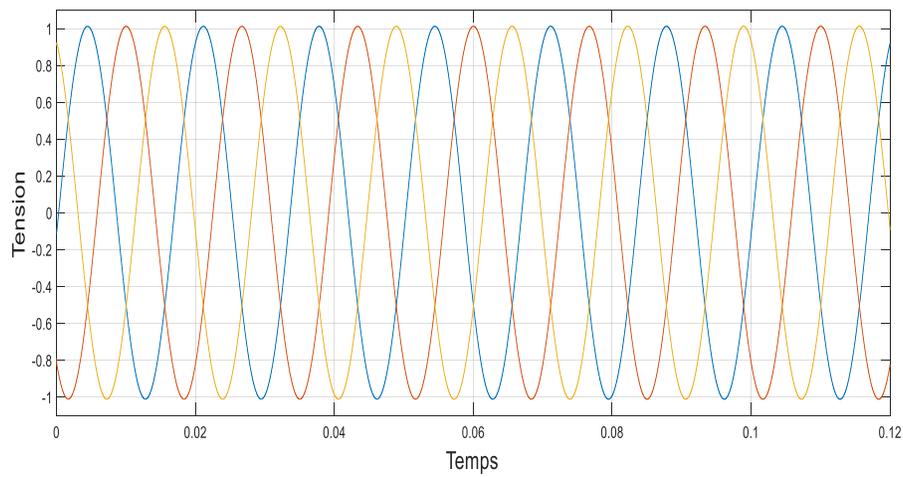


Figure V- 29: Voltage au jeu de barre 14 après UPFC

Le profile de tension au jeu de barre 14 pour un temp de simulation 0.12 après la connexion d'UPFC

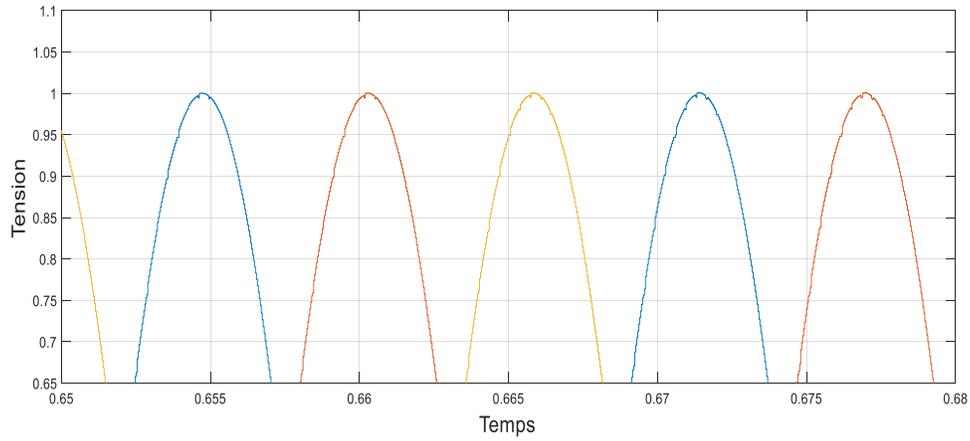
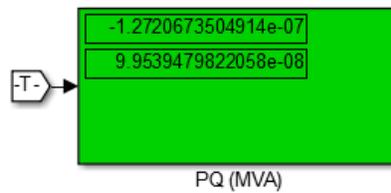


Figure V- 30: Voltage au jeu de barre 14 après UPFC (détaillé)

On peut remarquer que voltage au jeu de bar 14 peut attendre 1pu après la connections de UPFC.

La puissance active et réactive fourni par UPFC est :



Le signe (-) veut dire une absorption de puissance active (injection de tension au sens contraire)

Tableau V- 6: Le résultat de l'écoulement de puissance est donné

	Voltage(pu)	V(deg)	P.active(w)	Q.reactive(var)
Bus1	1	0	2.37	0.83
Bus2	1	-23.77	0.4	0.54
Bus3	0.9684	-36.39	0	0.51
Bus4	0.8798	-4.23	0.48	-0.04
Bus5	0.8863	-3.05	0.08	0.02
Bus6	0.9459	-40.61	0	0.29
Bus7	0.8904	-8.67	0	0
Bus8	1	-38.79	0	0.3
Bus9	0.8652	-11.03	0.3	0.17
Bus10	0.8607	-11.35	0.09	0.06
Bus11	0.8712	-11.12	0.04	0.02
Bus12	0.8725	-11.65	0.06	0.02
Bus13	0.8672	-11.69	0.13	0.03
Bus14	0.8502	-12.39	0.11	0.04

Tableau V- 7: Comparaison de profile de tension

	Voltage avec upfc	Voltage sans upfc
Bus1	1	1
Bus2	1	1
Bus3	0.9684	0.9101
Bus4	0.8798	0.8399
Bus5	0.8863	0.8479
Bus6	0.9459	0.8874
Bus7	0.8904	0.8394
Bus8	1	0.9332
Bus9	0.8652	0.8136
Bus10	0.8607	0.8083
Bus11	0.8712	0.8185
Bus12	0.8725	0.8192
Bus13	0.8672	0.8140
Bus14	0.8502	0.7989

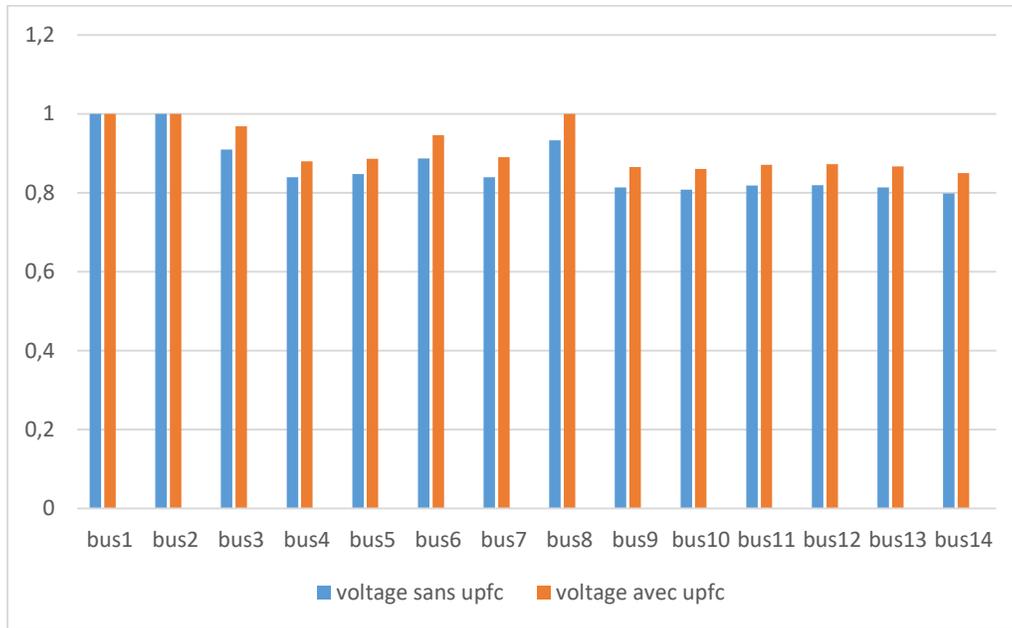


Figure V- 31 : schéma du comparaison de profile de tension avant et après UPFC

V-8-Les courbes de Statcom

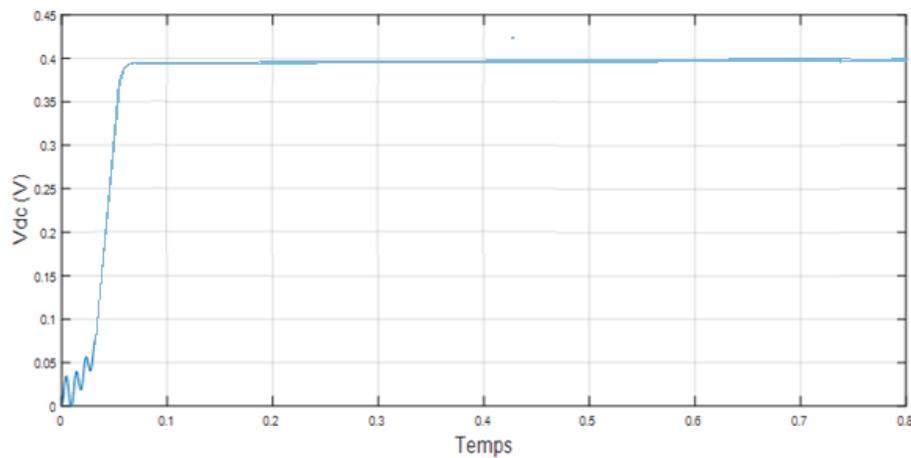


Figure V- 32: Le graphe de Vdc(t)

Caractéristique de DC-Link lors placement d'UPFC

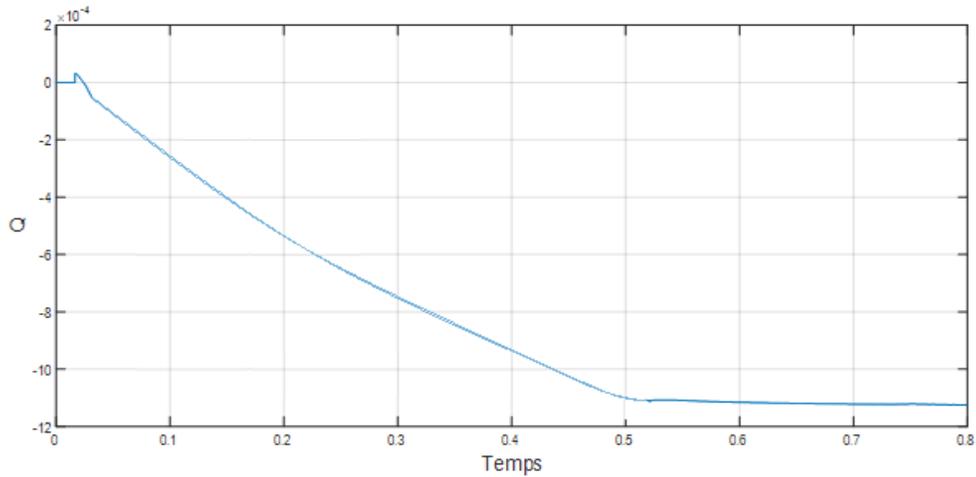


Figure V- 33: Le graphe de Q(t)

La puissance réactive absorbée par statcom

La courbe de puissance réactive représente la relation entre la puissance réactive (Q) et le temps (T) au point de connexion. Elle montre comment partie shunt de l'UPFC peut contrôler et réguler le flux de puissance réactive dans la ligne de transmission. D'après la courbe la partie shunt de l'UPFC absorbe de la puissance réactive en fonction des besoins du système. Il est dans le mode inductif, il absorbe ou consomme de la puissance réactive du système jusqu'à une valeur de 11^{-4} pu.

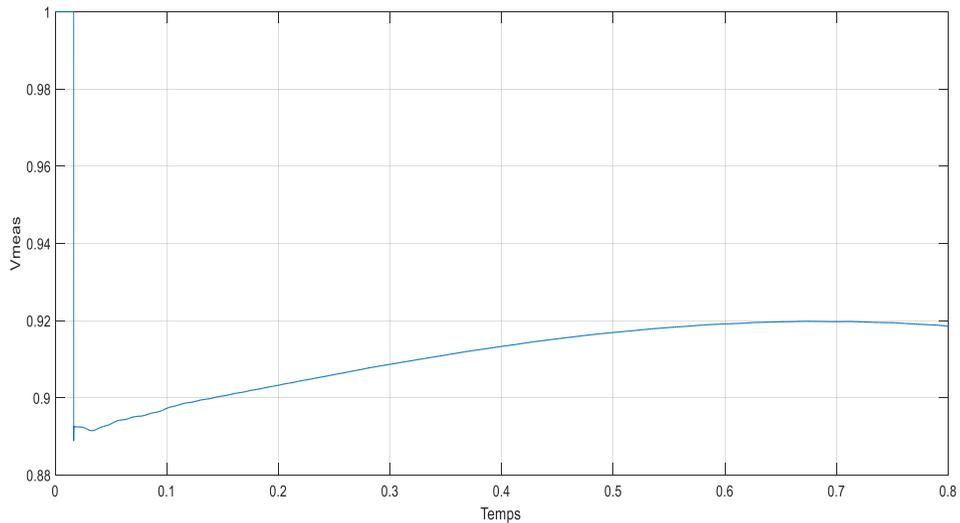


Figure V- 34: Le graphe de Vmeas(t)

La variation de tension pendant l'injection de la puissance Q

D'après la courbe de variation de $Q(t)$ la puissance réactive absorbe entrain une augmentation de la tension de jeu de barre 14 à une valeur acceptable

Lorsque la partie shunt de upfc absorbe puissance réactive cela réduit le flux de puissance dans la ligne ce qui réduit les pertes de tension dans le jeu de barre 14 qui entraine une augmentation de tansion de jeu de barre 14

V-9-Les courbes de SSSC

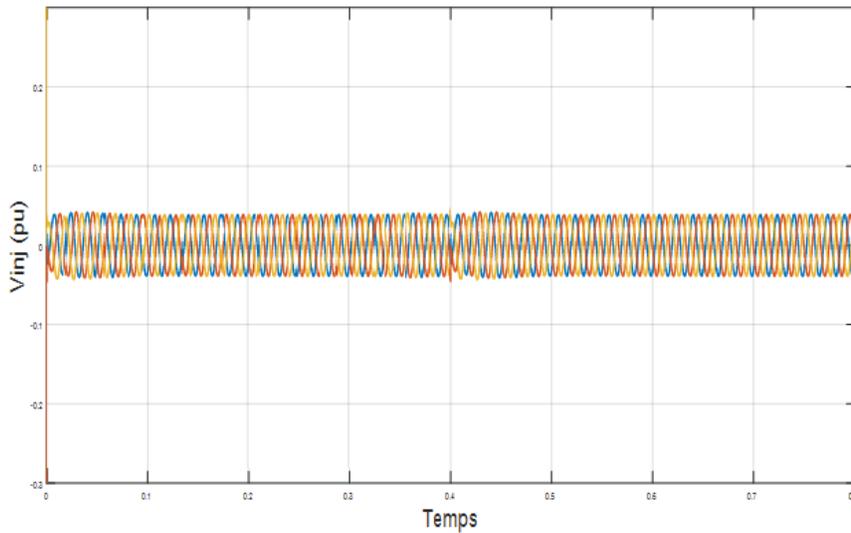


Figure V- 35: Le graphe de $V_{inj}(t)$

La tension sinusoïdale 3 phase injectée par partie série connecté au jeu de barre 9 qui correspond à la variation de la valeur V_{dc}

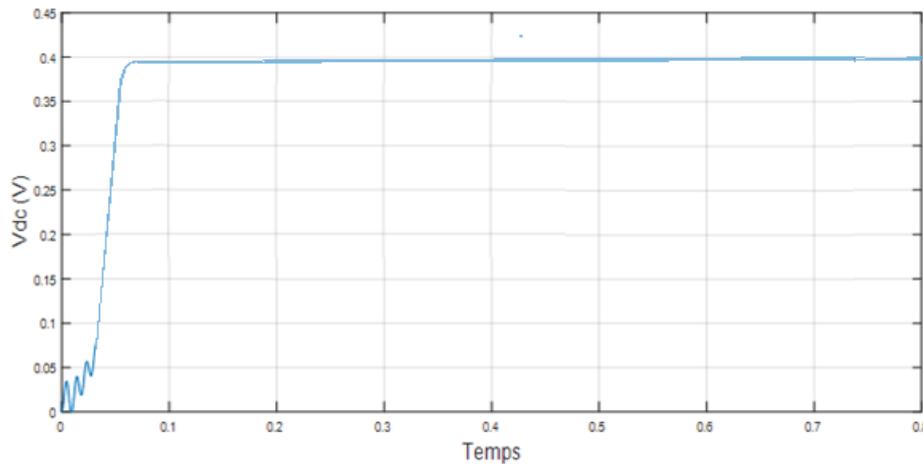


Figure V- 36: Le graphe de $V_{dc}(t)$

Caractéristique de DC-Link lors placement d'UPFC

V-10-Les courbes de UPFC

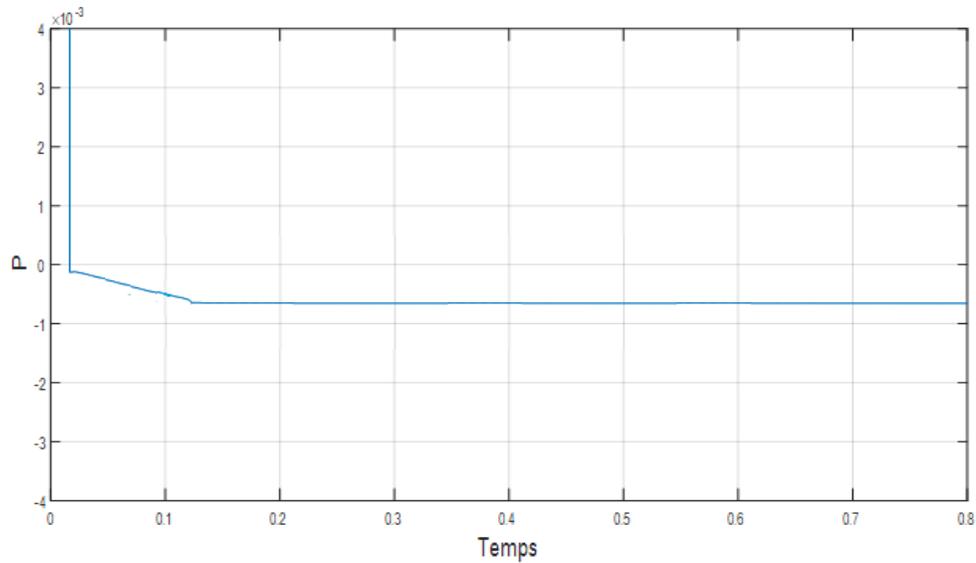


Figure V- 37: Le graphe de P(t)

L'UPFC permet de contrôler le flux de puissance active dans la ligne de transmission. En ajustant la sortie de l'onduleur série, qui correspond à la tension injecté V_{inj} de la courbe précédant l'UPFC peut réduire la puissance active transmise à travers la ligne selon les besoins du système. Il permet le transfert d'une plus grande quantité de puissance active tout en maintenant la stabilité du système et en respectant les contraintes opérationnelles.

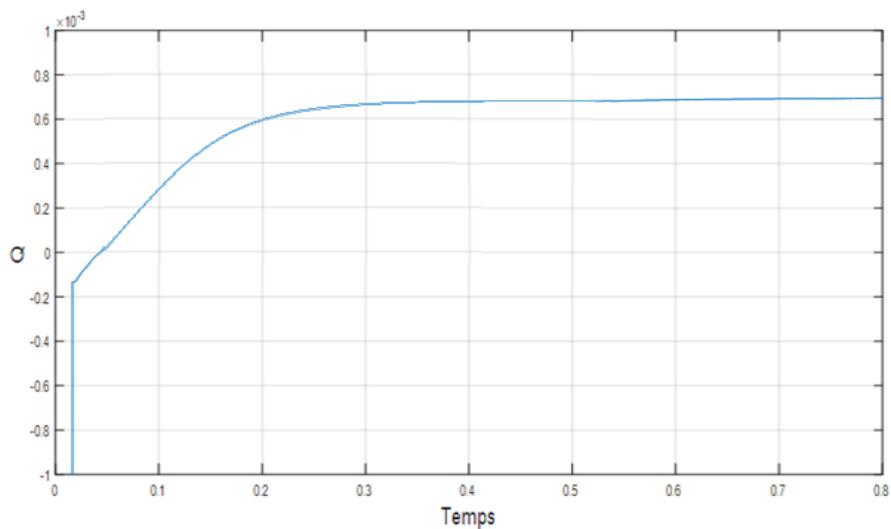


Figure V- 38: Le graphe de Q(t)

L'UPFC peut compenser les déséquilibres de puissance réactive, améliorant ainsi la stabilité de tension et la qualité de l'alimentation dans le système. La courbe démontre la capacité de l'UPFC à maintenir le niveau souhaité de puissance réactive il injecte une valeur de 0.7×10^{-3} var pu

V-11-Conclusion

1. Courbe de Puissance Réactive

La courbe de puissance réactive représente la relation entre la puissance réactive (Q) et le temps (T) au point de connexion. Elle montre comment l'UPFC peut contrôler et réguler le flux de puissance réactive dans la ligne de transmission. La courbe présente généralement les caractéristiques suivantes :

- Fonctionnement Capacitif et Inductif : L'UPFC peut soit fournir, soit absorber de la puissance réactive en fonction des besoins du système. En mode capacitif, l'UPFC génère ou injecte de la puissance réactive dans le système, tandis qu'en mode inductif, il absorbe ou consomme de la puissance réactive du système.
- Plage de Contrôle : La courbe de puissance réactive illustre la plage de contrôle de la puissance réactive offerte par l'UPFC. Elle montre les niveaux minimum et maximum de puissance réactive pouvant être contrôlés par le dispositif à différents niveaux de tension.
- Compensation de la Puissance Réactive : L'UPFC peut compenser les déséquilibres et les fluctuations de puissance réactive, améliorant ainsi la stabilité de tension et la qualité de l'alimentation dans le système. La courbe démontre la capacité de l'UPFC à maintenir le niveau souhaité de puissance réactive.

2. Courbe de Puissance Active

La courbe de puissance active représente la relation entre la puissance active (P) et le temps (T) au point de connexion. Elle montre l'impact de l'UPFC sur le flux de puissance active dans la ligne de transmission. La courbe présente généralement les caractéristiques suivantes :

- Contrôle du Flux de Puissance : L'UPFC permet de contrôler le flux de puissance active dans la ligne de transmission. En ajustant la sortie de l'onduleur série, l'UPFC peut augmenter ou réduire la puissance active transmise à travers la ligne selon les besoins du système.
- Amélioration de la Limite de Transfert de Puissance : La courbe de puissance active montre comment l'UPFC peut améliorer la capacité de transfert de puissance de la ligne de transmission. Il permet le transfert d'une plus grande quantité de puissance active tout en maintenant la stabilité du système et en respectant les contraintes opérationnelles.
- Minimisation des Pertes de Puissance : L'UPFC peut optimiser le transfert de puissance en réduisant les pertes de puissance dans la ligne de transmission. La courbe de puissance active met

en évidence la capacité de l'UPFC à minimiser les pertes de puissance et à améliorer l'efficacité globale du système.

Ces courbes offrent un aperçu des capacités de l'UPFC en termes de contrôle de la puissance réactive et active, d'amélioration de la stabilité du système et d'optimisation du flux de puissance. La forme et les caractéristiques spécifiques de ces courbes dépendront de la configuration particulière et des conditions de fonctionnement de l'UPFC et du système électrique auquel il est intégré.

3. Courbe de Tension

La courbe de tension représente la relation entre la tension (V) et le temps (T). Elle montre comment l'UPFC influence et contrôle le profil de tension dans la ligne. La courbe présente généralement les caractéristiques suivantes :

- Régulation de la Tension : L'UPFC peut réguler la tension au point de connexion ou le long de la ligne de transmission. En ajustant la tension de sortie du convertisseur parallèle, l'UPFC peut maintenir la stabilité de la tension dans la plage souhaitée.

- Support de Tension : L'UPFC peut fournir un soutien de tension pendant les perturbations du système. Il peut injecter ou absorber de la puissance réactive pour compenser les chutes de tension et les fluctuations, améliorant ainsi la stabilité et la qualité de la tension.

- Équilibrage de la Tension : L'UPFC peut équilibrer le profil de tension dans les systèmes de transmission multi-lignes. En contrôlant le convertisseur série, l'UPFC peut ajuster la distribution de tension entre les lignes de transmission parallèles, assurant un fonctionnement équilibré.

Ces courbes de courant et de tension démontrent les capacités de l'UPFC en termes de contrôle et d'optimisation du flux de courant, de la stabilité de la tension, de la correction du facteur de puissance et de la suppression des harmoniques dans la ligne de transmission. La forme et les caractéristiques spécifiques de ces courbes dépendent de la configuration de l'UPFC, des stratégies de contrôle et des conditions d'exploitation.

Le placement d'un Contrôleur de Flux de puissance Unifié (Unified Power Flow Controller ou UPFC) sur le système à 14 bus de l'IEEE peut être interprété en termes d'impact sur les performances et le fonctionnement du système. Voici quelques interprétations possibles :

1. Contrôle de la tension : Le UPFC peut être placé stratégiquement sur le système à 14 bus de l'IEEE afin de réguler et contrôler les niveaux de tension. En ajustant les composants série et parallèle du UPFC, il peut contribuer à maintenir les profils de tension souhaités, atténuer les fluctuations de tension et améliorer la stabilité globale de la tension du système.

2. Contrôle des flux de puissance : Le placement du UPFC peut influencer les schémas de flux de puissance au sein du système à 14 bus de l'IEEE. En contrôlant activement l'impédance et l'angle

de phase, le UPFC peut optimiser le transfert de puissance sur les lignes de transmission, réduire la congestion et améliorer la contrôlabilité globale du flux de puissance.

3. Amélioration de la stabilité du système : Le placement du UPFC peut contribuer à améliorer la stabilité dynamique et la réponse transitoire du système à 14 bus de l'IEEE. En injectant ou absorbant de la puissance réactive, le UPFC peut contribuer à amortir les oscillations, améliorer l'amortissement du système et atténuer les problèmes d'instabilité de tension lors de perturbations.

4. Réduction des pertes : Un placement optimal du UPFC sur le système à 14 bus de l'IEEE peut entraîner une réduction des pertes de transmission. En gérant activement le flux de puissance, le UPFC peut minimiser les pertes résistives, améliorer l'efficacité du système et potentiellement réduire les coûts d'exploitation globaux.

5. Fiabilité du réseau : Le placement du UPFC peut améliorer la fiabilité et la robustesse du système à 14 bus de l'IEEE. En offrant des capacités de contrôle rapides et flexibles, le UPFC peut contribuer à maintenir la stabilité du réseau, faciliter l'intégration harmonieuse des sources d'énergie renouvelable et améliorer la capacité du système à gérer les contingences.

Il est important de noter que l'interprétation spécifique du placement du UPFC sur le système à 14 bus de l'IEEE dépendra des objectifs, des contraintes et des critères d'optimisation pris en compte dans l'étude ou l'analyse.

CHAPITRE 6

Comportement dynamique
d'un UPFC suit une coupure

VI-1-Introduction

L'isolément d'une partie d'un réseau électrique peut entraîner des déséquilibres de tension et de puissance, ce qui peut perturber le fonctionnement normal du système. Pour compenser ces déséquilibres et maintenir la stabilité du réseau, des dispositifs de compensation de puissance peuvent être utilisés. L'un de ces dispositifs est l'UPFC (Unified Power Flow Controller), également connu sous le nom de contrôleur unifié de flux de puissance.

Lorsqu'une partie du réseau est isolée, cela peut entraîner une augmentation des pertes de puissance, des fluctuations de tension et une mauvaise répartition de la charge entre les différentes parties du réseau. L'UPFC peut intervenir pour réguler le flux de puissance en ajustant les paramètres de tension et de phase, et en fournissant des injections de puissance réactive. Cela permet de maintenir l'équilibre de puissance dans le réseau et de réduire les perturbations causées par l'isolément.

De plus, l'UPFC peut également contribuer à la régulation de la tension dans le réseau après l'isolément d'une partie. Il peut détecter les variations de tension et les compenser en injectant ou en absorbant de la puissance réactive de manière précise. Cela aide à maintenir la stabilité du système et à éviter les chutes de tension excessives.

En résumé, l'UPFC joue un rôle essentiel dans la compensation des déséquilibres de puissance et de tension qui surviennent après l'isolément d'une partie du réseau. Grâce à ses capacités de contrôle avancées, il peut réguler le flux de puissance et ajuster les paramètres de tension pour maintenir la stabilité du système électrique.

Dans le but de vérifier le comportement dynamique d'UPFC suite à une variation de structure de réseau à cause d'une perturbation (coupure d'une partie de réseau) on modélise cette perturbation par deux disjoncteur représenté par des bloc en rouge avec un temps coupure entre (0.05 ;0.4) pour un temps totale de simulation 0.8 seconde .

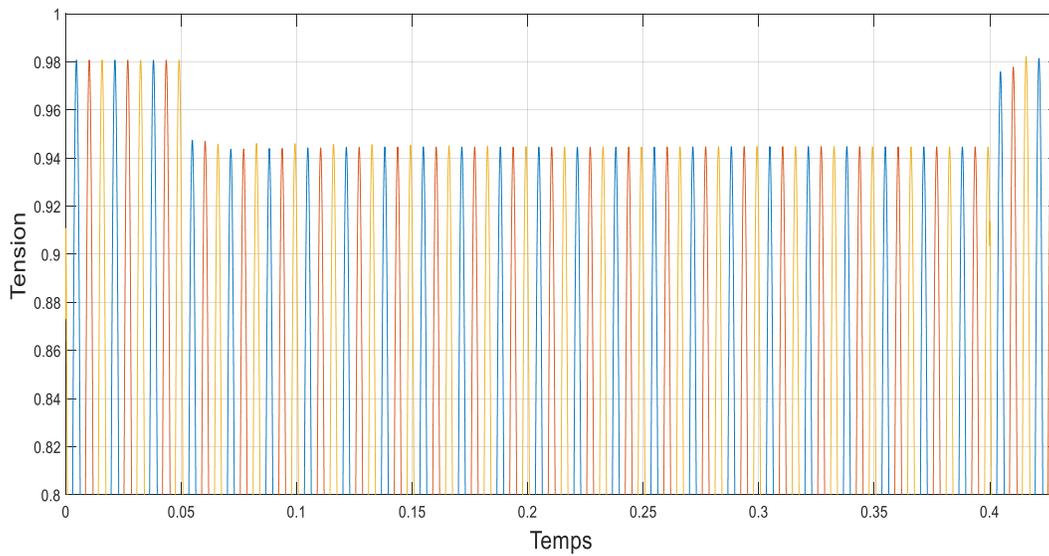


Figure VI- 2: Jeu de barre7,8, 9(soutension)

Le profile de tension au jeu de barre 7, 8,9 pour un temp de simulation 0.8 après la coupure

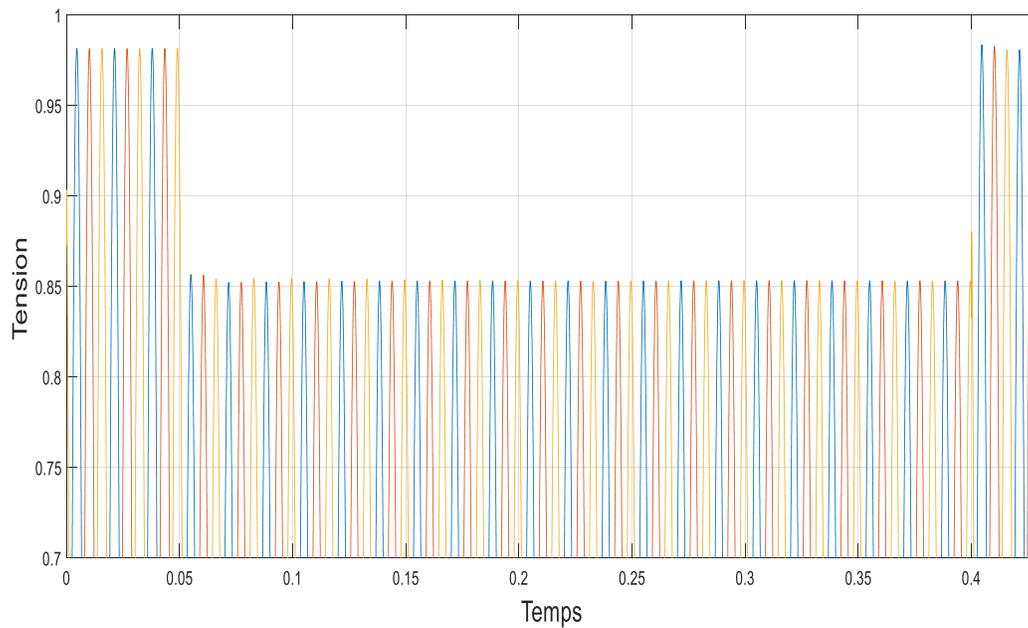


Figure VI- 3: Jeu de bar 12(soutension)

Le profile de tension au jeu de barre 12 pour un temp de simulation 0.8 après la coupure

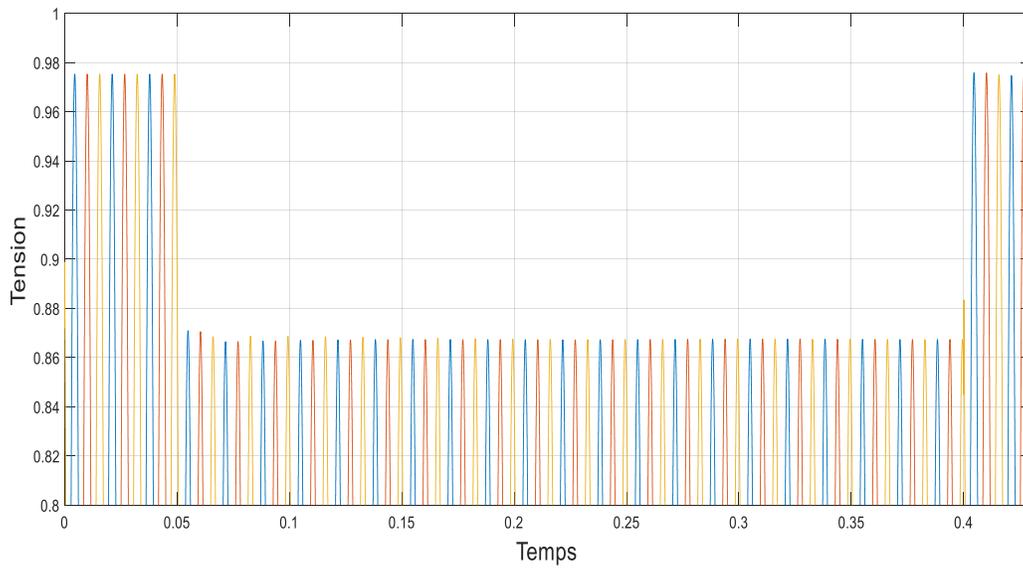


Figure VI- 4: jeu de barre 10,11,13 (soutension)

Le profile de tension au jeu de barre 10,11,13 pour un temps de simulation 0.8 après la coupure

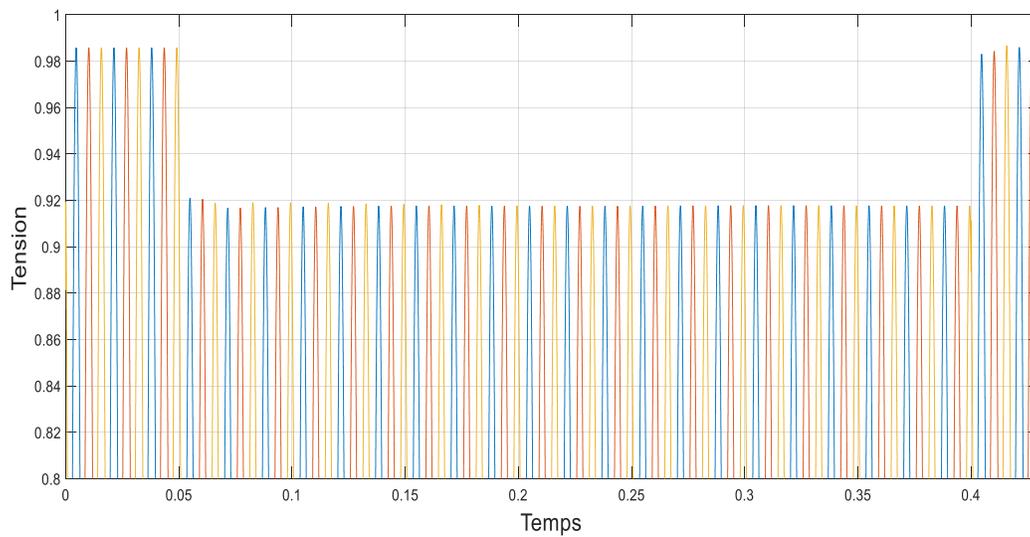


Figure VI- 5: jeu de bar 14 (soutension)

Le profile de tension au jeu de barre 14 pour un temps de simulation 0.8 après la coupure

VI-3-Le réseau IEEE 14 bus avec disjoncteur après utilisé UPFC :

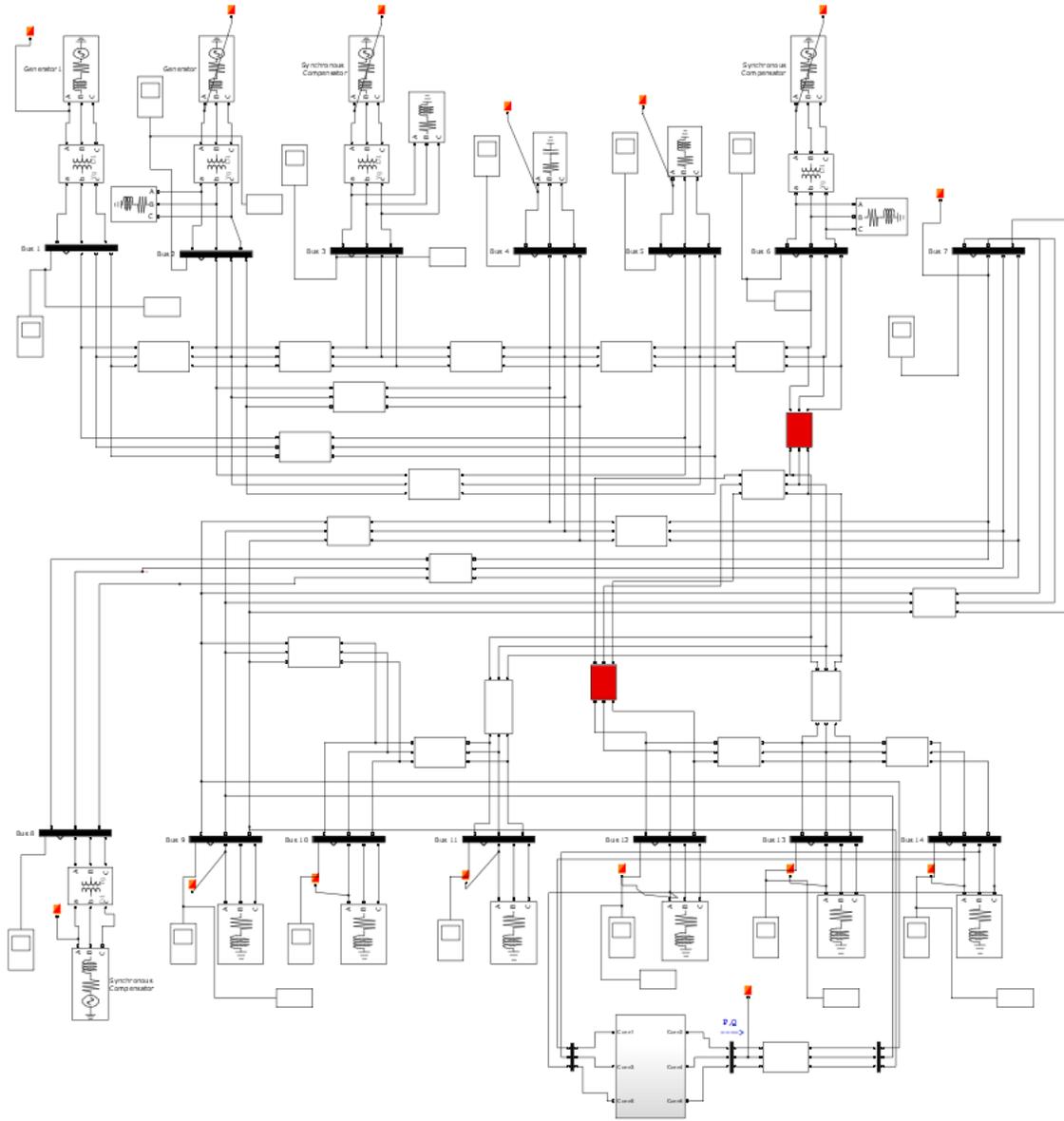


Figure VI- 6: Schéma de IEEE 14 bus avec disjoncteur après UPFC

VI-4- Les signaux de commande des ponts GTO

Les 4 pont de GTO ont le même signal de commande mais les trois niveau chaque une sont commandée par :

VI-4-1-Les graphes de convertisseur shunt

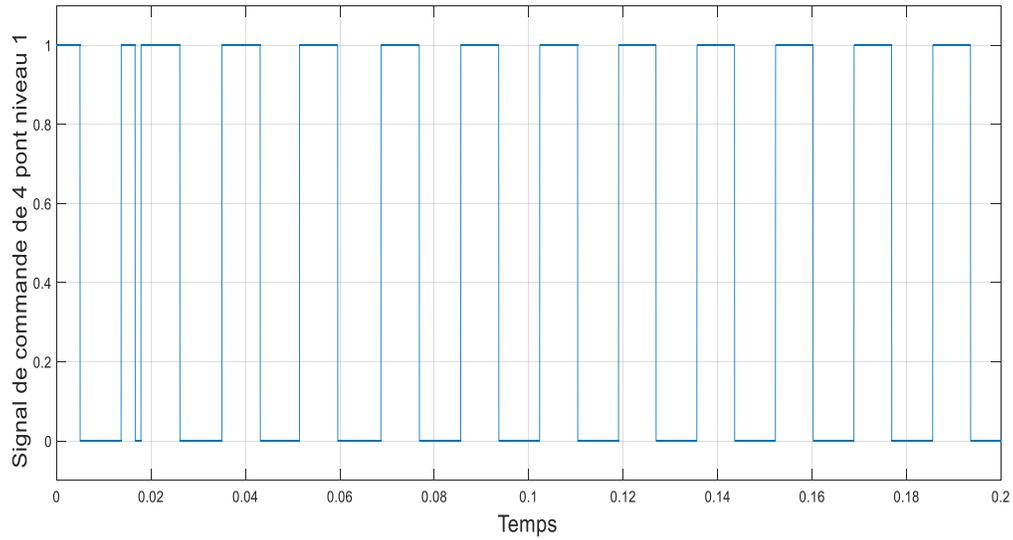


Figure VI- 7: Signal de commande de 4 pont niveau 1

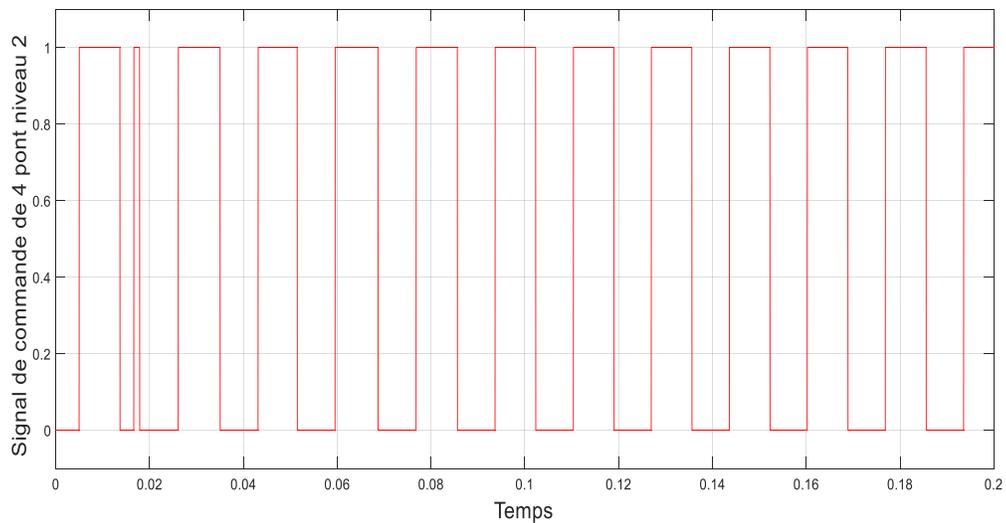


Figure VI- 8: Signal de commande de 4 pont niveau 2

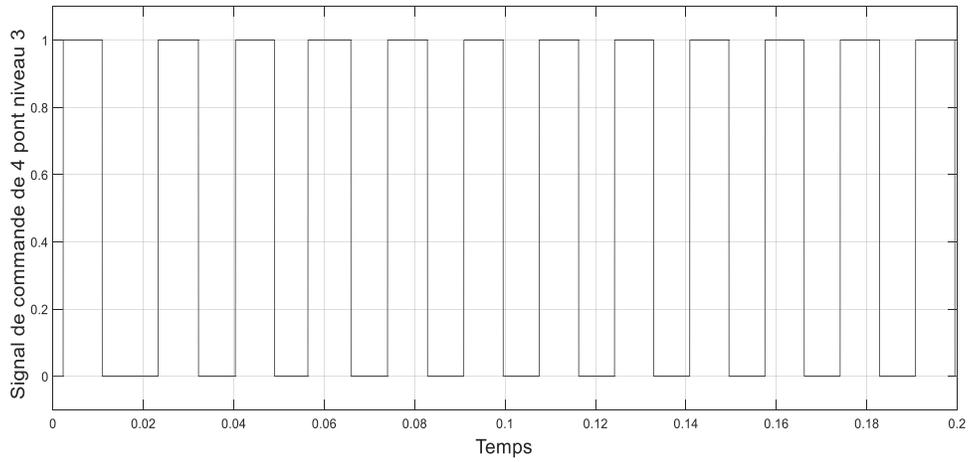


Figure VI- 9: Signal de commande de 4 pont niveau 3

VI-4-2-Les graphes de convertisseur série

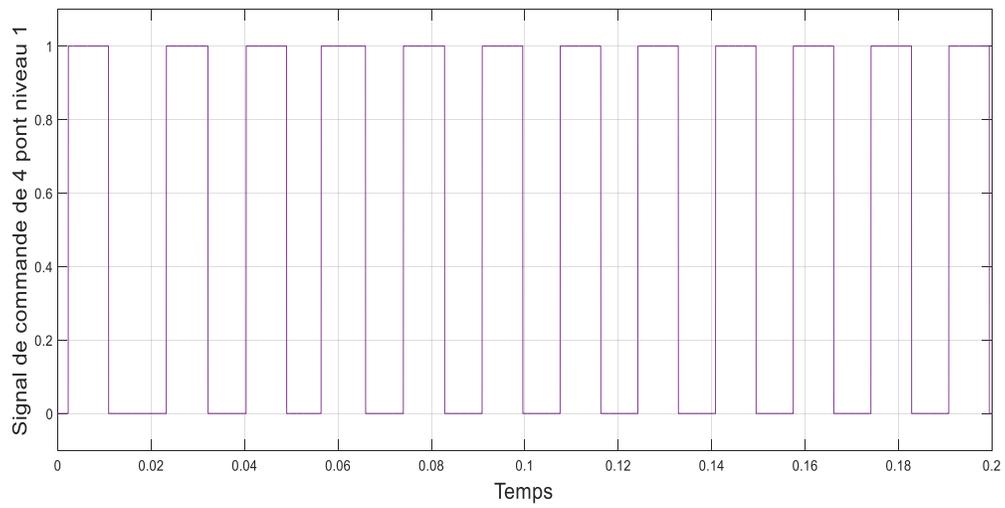


Figure VI- 10: Signal de commande de 4 pont niveau 1

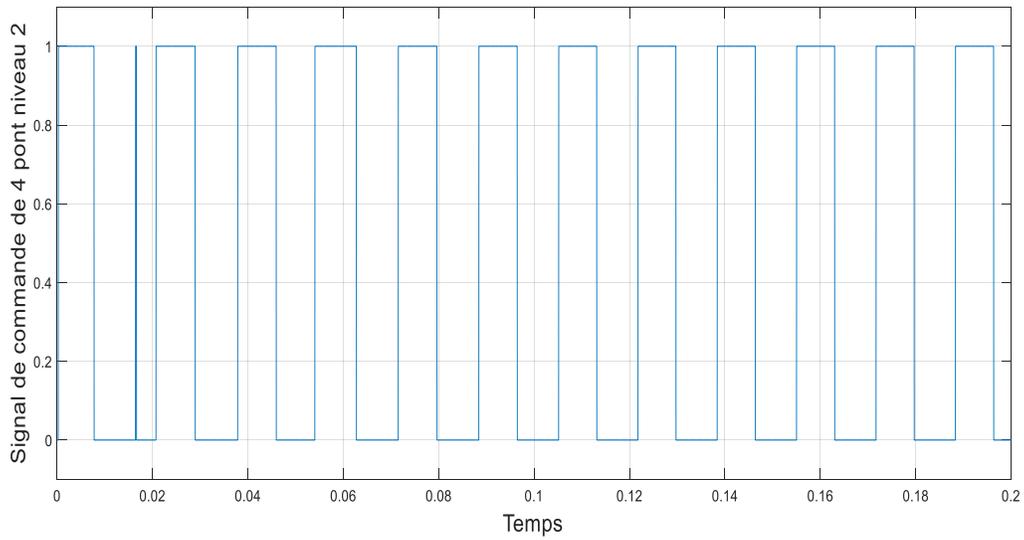


Figure VI- 11: Signal de commande de 4 pont niveau 2

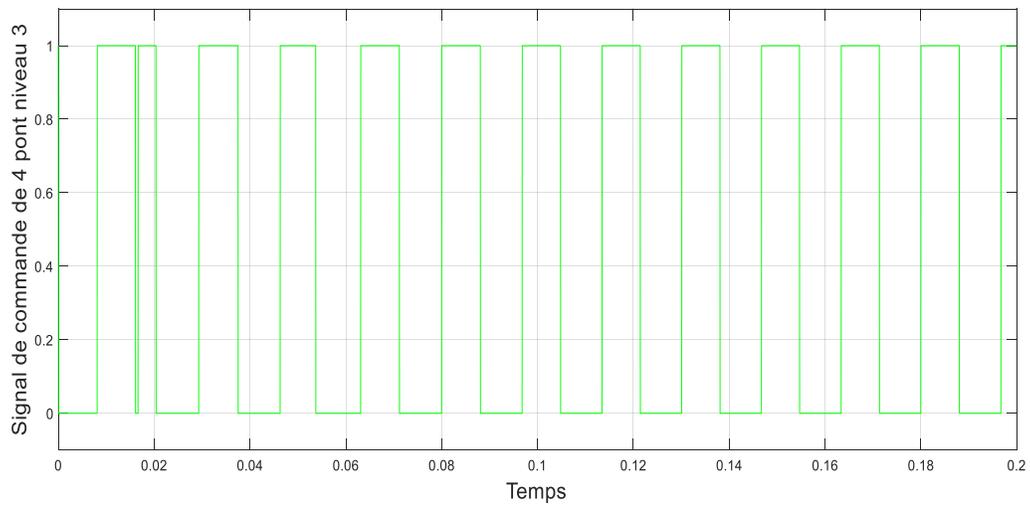


Figure VI- 12: Signal de commande de 4 pont niveau 3

Pendant le défaut les signaux de commande des ponts GTO des niveaux 1,2,3 sont identique pour les ponts 1 ,2, 3,4 .

VI-4-Les graphes de IEEE 14 bus avec disjoncteur après UPFC

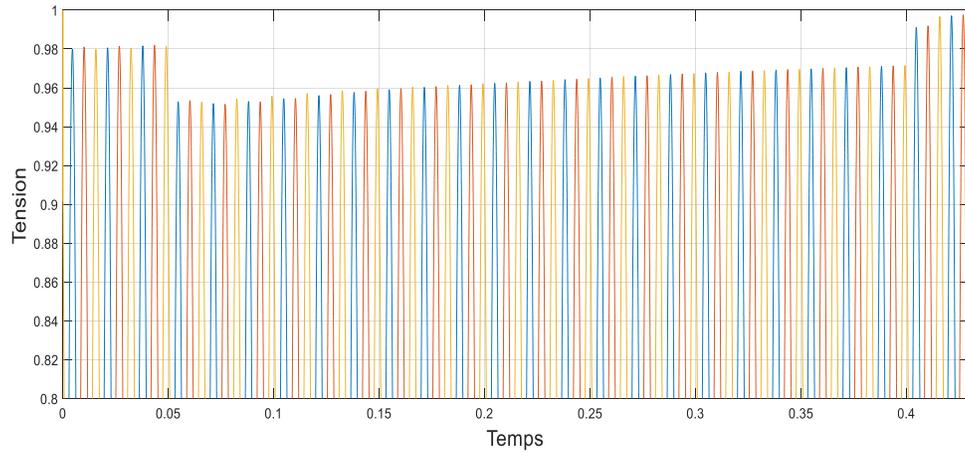


Figure VI- 13: jeu de barre 7, 8, 9

Le profile de tension au jeu de barre 7, 8,9 pour un temps de simulation 0.8 après la coupure

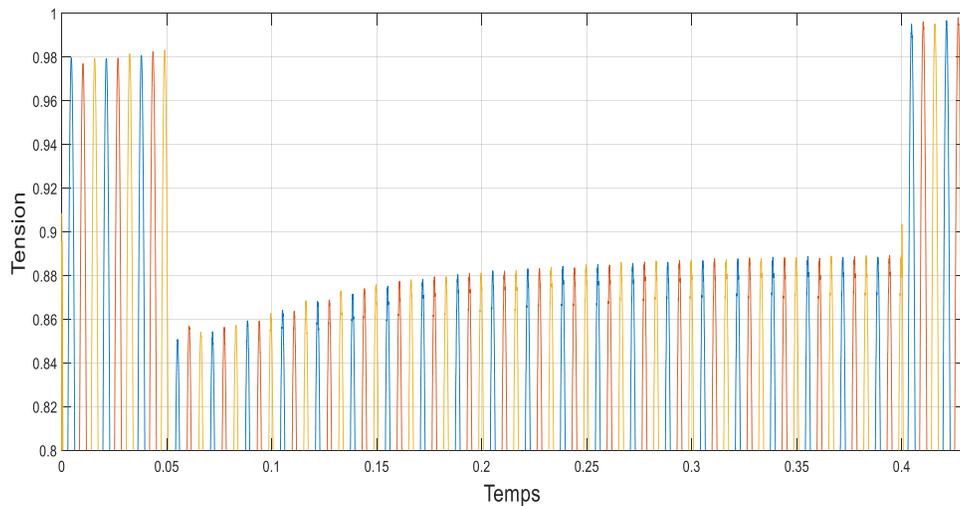


Figure VI- 14: jeu de barre 12

Le profile de tension au jeu de barre 12 pour un temp de simulation 0.8 après la coupure et l'UPFC

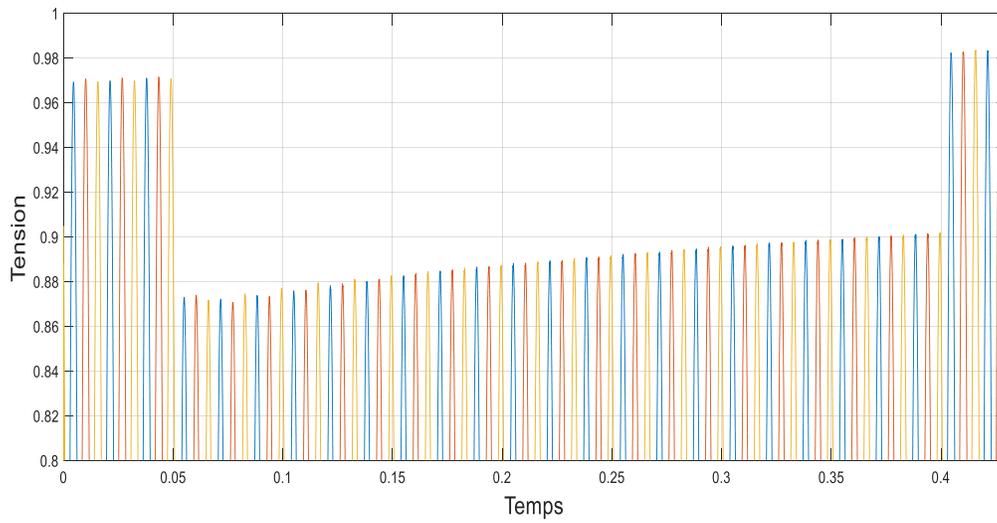


Figure VI- 15: jeu de barre 10,11,13

Le profile de tension au jeu de barre 10,11,13 pour un temps de simulation 0.8 après la coupure et l'UPFC

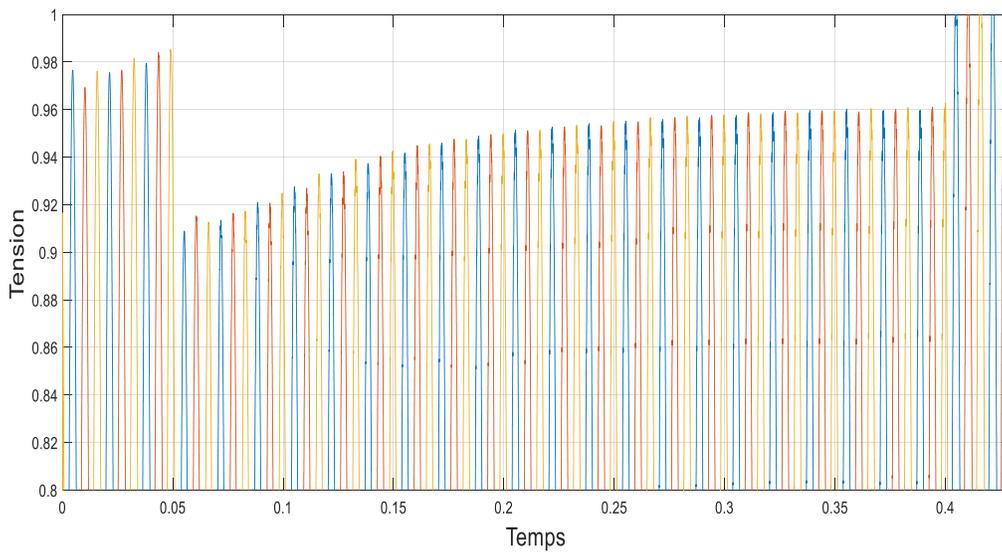


Figure VI- 16: jeu de bar 14

Le profile de tension au jeu de barre 14 pour un temps de simulation 0.8 après la coupure et l'UPFC

VI-5-Comparaison de profile de tension avant et après dans le cas de défaut

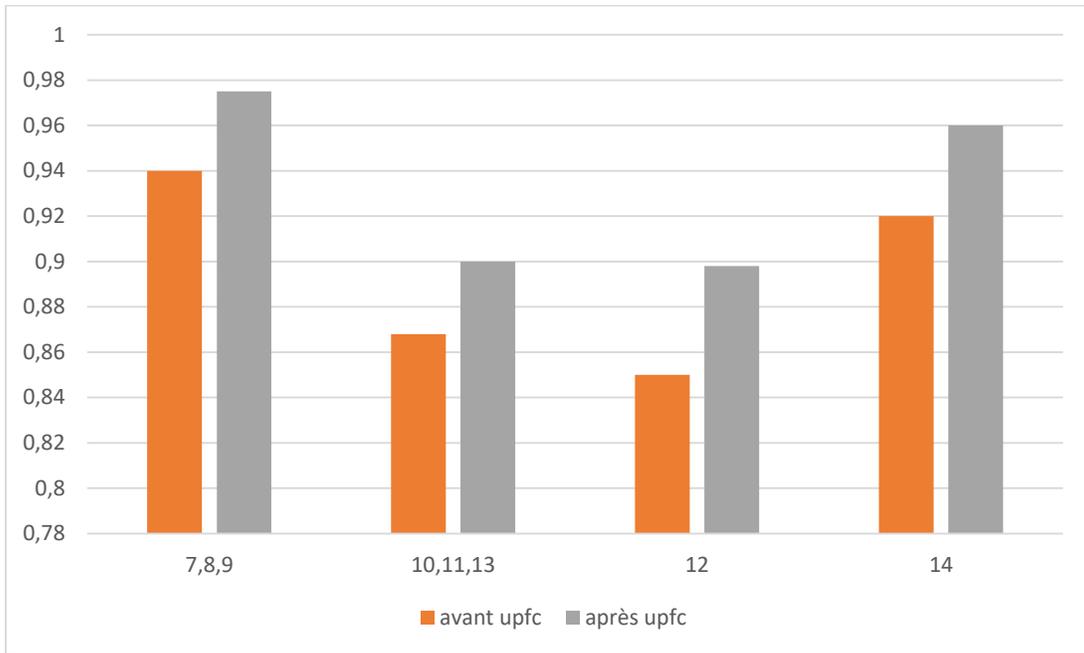
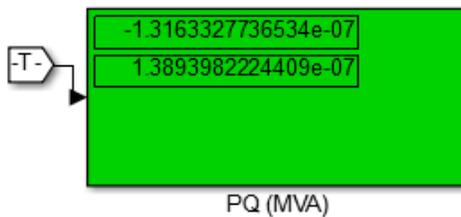


Tableau VI- 1: Comparaison de profile de tension avant et après dans le cas de défaut

Jeu de barre	Tension Avant upfc (pu)	Tension Après upfc (pu)	amélioration (pu)	Voltage (V)
7, 8,9	0.94	0.975	0.035	35
10, 11,13	0.868	0.9	0.032	32
12	0.85	0.898	0.048	48
14	0.92	0.96	0.04	40

La puissance injecté par UPFC dans le cas de coupure :



VI-6-Les graphe d'UPFC

VI-6-1-Le graphe de Statcom :

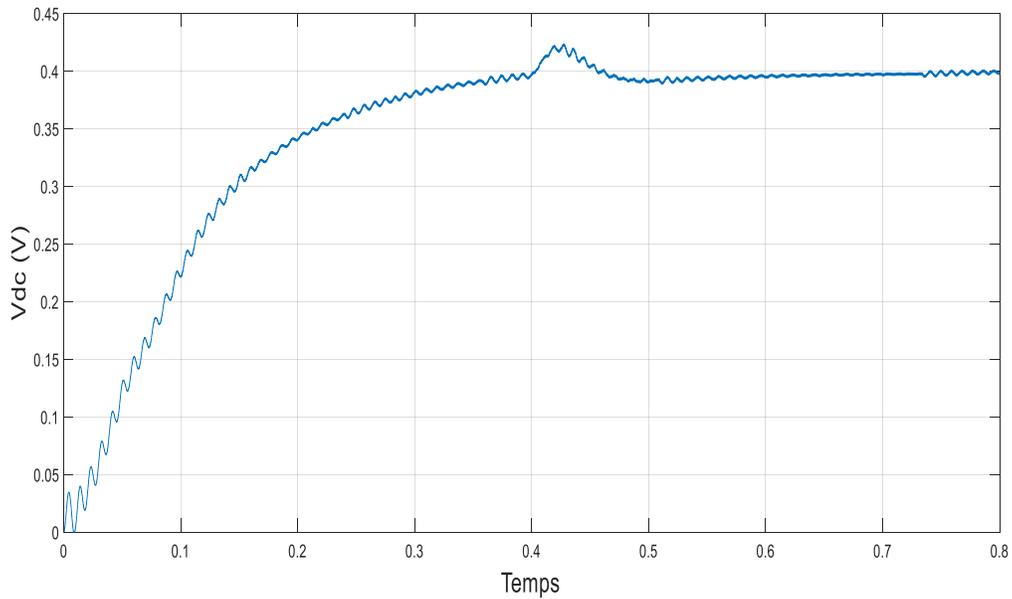


Figure VI- 17: Le graphe de $V_{dc}(t)$

Caractéristique de dc link pendant la coupure

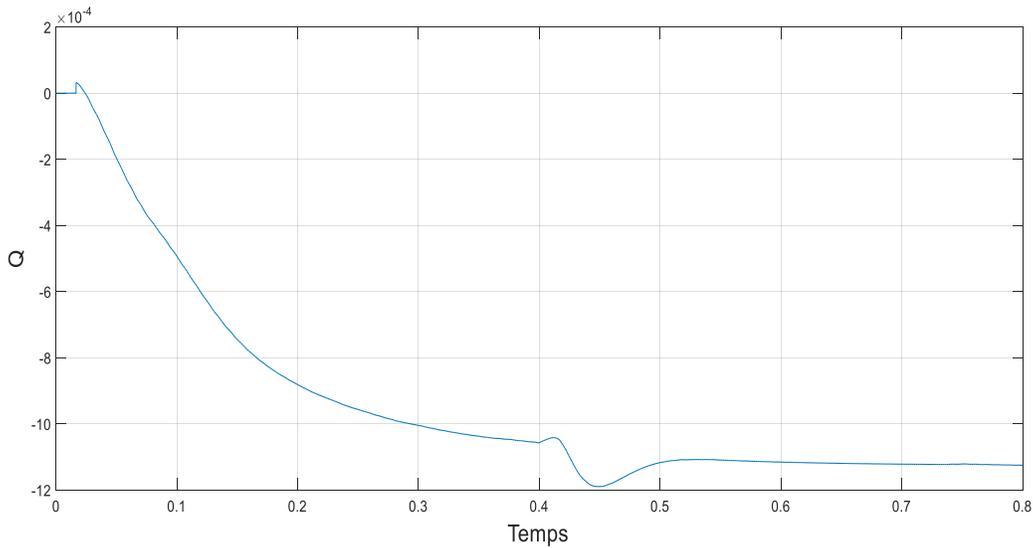


Figure VI- 18: Le graphe de $Q(t)$

La partie shunt de l'UPFC absorbe de la puissance réactive plus que l'état stable selon les besoins pour compenser les fluctuations de tension résultant de la panne de ligne. Ce support de tension

permet de réduire les chutes ou les augmentations de tension qui pourraient affecter le fonctionnement des charges connectées au jeu de barre 14.

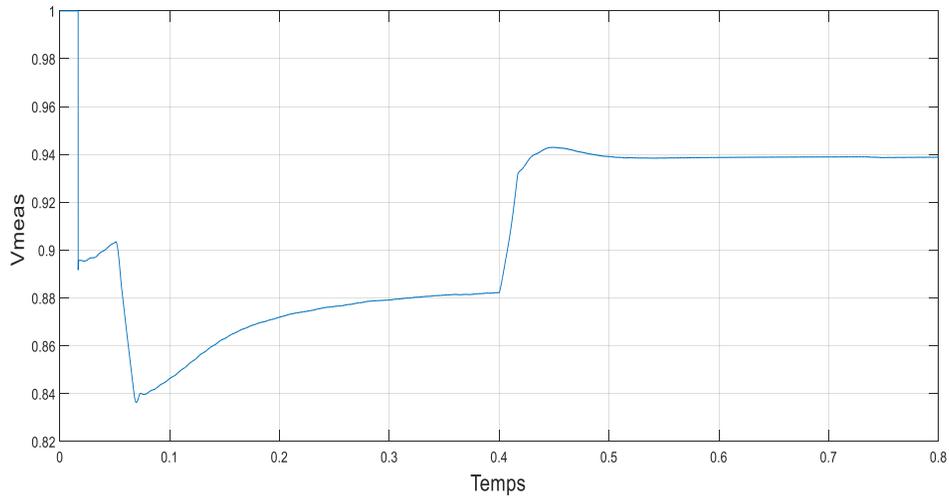


Figure VI- 19: Le graphe de $V_{meas}(t)$

Le contrôle de tension de l'UPFC est réalisé par le convertisseur shunt, qui est connecté en parallèle avec le réseau électrique. Lors de coupure En ajustant la quantité de puissance réactive absorbée qui correspond à la variation de la puissance réactive précédant, l'UPFC peut réguler et maintenir les tensions à des niveaux appropriés pendant les coupures (de 0.84 pu à 0.89 pu)

VI-6-2-Le graphe de SSSC :

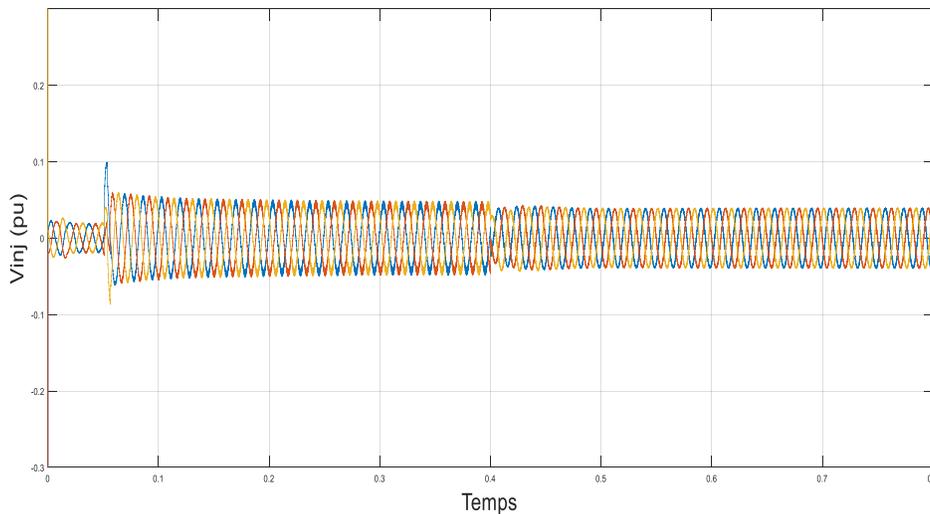


Figure VI- 20: Le graphe de $V_{inij}(t)$

La Partie séries de l'UPFC régule activement l'amplitude et l'angle de phase de tension de réseau afin de maintenir un profil de tension stable. Il compense les écarts de tension résultant de la panne de ligne (0.05 ; 0.4) et veille à ce que la tension reste dans la plage de fonctionnement souhaitée les courbes de profile des tensions. Ce maintien du profil de tension contribue au fonctionnement fiable des charges connectées et aide à prévenir les problèmes d'instabilité de tension.

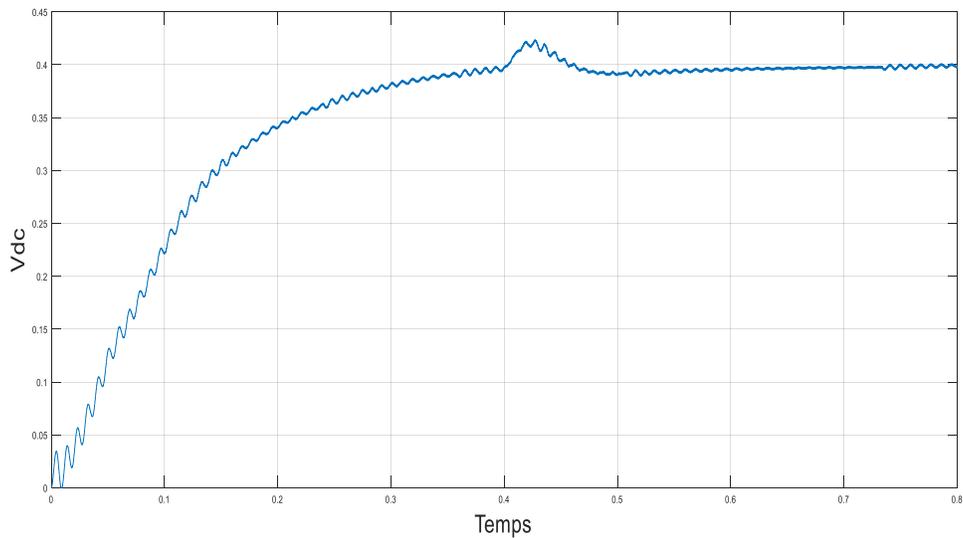


Figure VI- 21: Le graphe de $V_{dc}(t)$

Caractéristique de dc link pendant la coupure

VI-6-3-Le graphe d'UPFC :

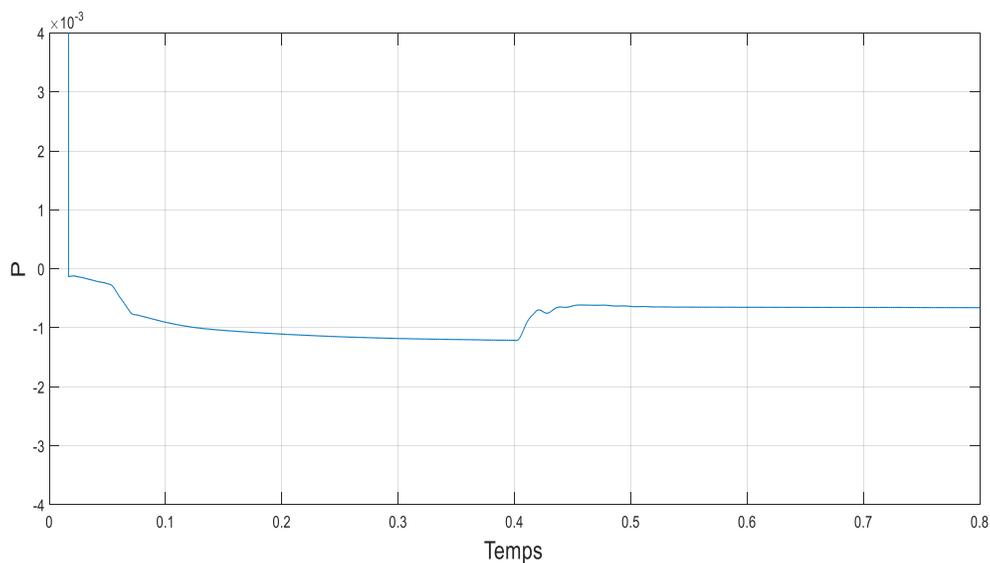


Figure VI- 22: Le graphe de $P(t)$

En absorbant de la puissance active (0.05 ; 0.4), l'UPFC peut réduire les pertes d'énergie dans le système électrique. Cela peut contribuer à une meilleure efficacité globale du système en minimisant les pertes de transmission et de distribution. Cela peut contribuer à une meilleure efficacité globale du système en minimisant les pertes de transmission et de distribution.

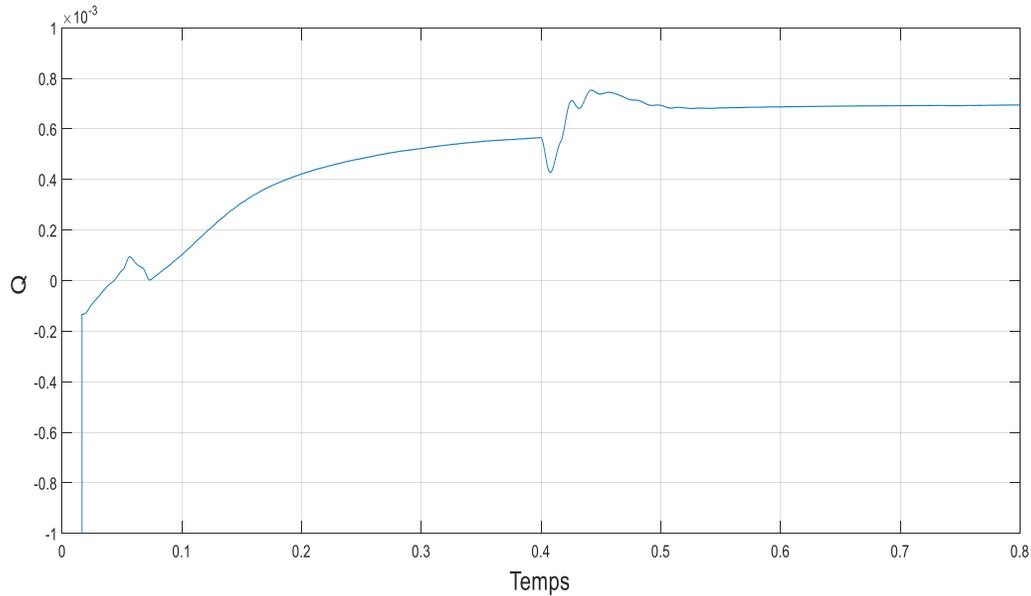


Figure VI- 23: Le graphe de Q(t)

L'UPFC est utilisé pour compenser les variations de puissance réactive pendant une coupure. Lorsqu'une perturbation entraîne une fluctuation de la puissance réactive(0.05,0.4), l'UPFC peut absorber de la puissance réactive plus que l'état stable pour maintenir la stabilité du système.

VI-7-Conclusion :

Lorsqu'une coupure de ligne de transmission se produit entre les bus 6 et 12 dans un système électrique équipé d'un Contrôleur de Flux d'Énergie Unifié (UPFC) connecté aux bus 14 et 9, le comportement de l'UPFC peut être décrit comme suit :

1. Support de Tension : L'UPFC régule activement la tension aux bus 14 et 9 afin de maintenir la stabilité de tension et garantir que les niveaux de tension restent dans des limites acceptables. Il injecte ou absorbe de la puissance réactive selon les besoins pour compenser les fluctuations de tension résultant de la panne de ligne. Ce support de tension permet de réduire les chutes ou les augmentations de tension qui pourraient affecter le fonctionnement des charges connectées.

2. Redistribution du Flux de Puissance : Avec la panne de ligne entre les bus 6 et 12, l'UPFC peut contrôler dynamiquement le flux de puissance dans le système. Il ajuste le flux de puissance à travers des chemins alternatifs, tels que d'autres lignes de transmission disponibles ou des transformateurs, afin de maintenir une livraison d'énergie fiable et efficace. En optimisant le flux de puissance, l'UPFC contribue à atténuer les congestions et maximise l'utilisation de la capacité de transmission restante.

3. Maintien du Profil de Tension : L'UPFC régule activement l'amplitude et l'angle de phase de tension aux bus 14 et 9 afin de maintenir un profil de tension stable. Il compense les écarts de tension résultant de la panne de ligne et veille à ce que la tension reste dans la plage de fonctionnement souhaitée. Ce maintien du profil de tension contribue au fonctionnement fiable des charges connectées et aide à prévenir les problèmes d'instabilité de tension.

4. Amélioration de la Stabilité Transitoire : En cas de panne de ligne, l'UPFC peut contribuer à l'amélioration de la stabilité transitoire. Il contrôle activement la tension et le flux de puissance pour soutenir la réponse dynamique du système et aider à amortir les oscillations transitoires. Cela améliore la capacité du système à résister et à se rétablir après les perturbations, garantissant ainsi une stabilité transitoire globale.

5. Capacité de Passage de Défaut : L'UPFC peut également assurer une capacité de passage de défaut pendant les pannes de ligne. Il contribue à atténuer l'impact des défauts et soutient la capacité du système à maintenir son fonctionnement pendant et après l'événement de défaut. En régulant les tensions et les flux de puissance, l'UPFC réduit les perturbations et renforce la résilience du système électrique.

Dans l'ensemble, lorsqu'une panne de ligne se produit entre les bus 6 et 9, l'UPFC connecté aux bus 14 et 9 contrôle activement la tension, le flux de puissance et l'injection de puissance réactive pour maintenir la stabilité de tension, redistribuer les flux de puissance, améliorer la stabilité transitoire et assurer la capacité de passage de défaut. Ces actions garantissent le fonctionnement fiable et efficace du système électrique même en présence de pannes de ligne.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion générale :

En conclusion, cette thèse a exploré le rôle crucial de l'emplacement optimal de l'UPFC dans l'amélioration du flux de puissance et stabilité dans le réseau IEEE 14 bus. À travers une analyse approfondie du réseau, une étude de flux de puissance et des simulations détaillées, nous avons pu démontrer l'importance de choisir judicieusement les nœuds de connexion pour l'installation de l'UPFC.

L'identification des nœuds critiques a permis de mettre en évidence les zones du réseau où des améliorations significatives du flux de puissance étaient nécessaires. Grâce à la mise en place d'un contrôle approprié de l'UPFC, basé sur des stratégies telles que le contrôle de tension et le contrôle de flux de puissance, nous avons réussi à obtenir des améliorations remarquables dans la régulation du flux de puissance.

Les résultats obtenus ont montré que l'UPFC, lorsqu'il est installé à l'emplacement optimal et avec un contrôle approprié, est capable d'optimiser les profils de tension, de réguler le flux de puissance actif et réactif, et de renforcer la stabilité du réseau électrique. Ces améliorations contribuent à une meilleure performance globale du réseau et à une utilisation plus efficace des ressources.

Les conclusions de cette thèse fournissent des recommandations précieuses aux décideurs et aux opérateurs du réseau pour l'installation stratégique de l'UPFC dans le réseau IEEE 14 bus. En tenant compte des caractéristiques spécifiques du réseau, des conditions initiales et des objectifs d'amélioration du flux de puissance, il est possible de déterminer l'emplacement optimal de l'UPFC et de mettre en place un contrôle approprié pour maximiser les bénéfices.

Il convient de souligner que cette thèse constitue une base solide pour de futures recherches sur l'optimisation de l'emplacement de l'UPFC et l'amélioration du flux de puissance dans d'autres réseaux électriques. Des développements supplémentaires peuvent inclure l'intégration de sources d'énergie renouvelable, la considération des contraintes opérationnelles et la prise en compte des aspects économiques.

En somme, la contribution de cette thèse réside dans la compréhension approfondie de l'impact de l'emplacement optimal de l'UPFC dans l'amélioration du flux de puissance et la proposition d'un contrôle approprié. Ces connaissances peuvent être appliquées dans la planification et l'exploitation des réseaux électriques, favorisant ainsi la transition vers des systèmes électriques plus stables, fiables et efficaces.

Référence bibliographique

- [1] book power system 1 « Technical publication pune »
- [2] Définition CEI : 151-12-30 [archive], sur electropedia.org
- [3] Eighth International Conference on Electrical Engineering CEE 2014
- [4] CIGRÉ B5.05 2011, p. 85
- [5] [Microgrid Integration | IntechOpen](#)
- [6] Power System Small Signal Stability Analysis and Control ,Book • Second Edition • 2020
Authors: Debasish Mondal, Abhijit Chakrabarti and Aparajita Sengupta
- [7] [FACTS Flexible AC Transmission System Controllers & Devices \(electricaltechnology.org\)](#)
- [8] International Journal of Trend in Scientific Research and Development (IJTSRD)
- [9] Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems , Keshav Kumar, Praveen Kumar, Kusum Meena, Poornima College of Engineering, Jaipur, Rajasthan, India
- [10] thèse: Contribution à l'Etude du Choix Optimal de l'Emplacement du Dispositif UPFC dans les Réseaux Electriques en Utilisant une des Méthodes Artificielles , Présentée Par: MEZAACHE Mohamed e Docteur en Science en Electrotechnique
- [11] Juan José Pascual Camacho. Contribution à la modélisation et à la commande d'un UPFC dans le cadre du développement des réseaux intelligents (SmartGrids). Thermique [physics.class-ph]. 2010. ffdumas-00944207
- [12] <https://www.studocu.com/fr> Power Flow Solution-Gauss Seidel ,solution by gauss method and newtown method ,Université Islamic University of Madinah
- [13] <https://www.studocu.com/fr> Power Flow in Lines and Cables ,Université Imperial College London
- [14] Z.F.Fethi et G.Abdelmalek et D.Mohammed ,« L'application de la Méthode Newton-Raphson à L'écoulement de Puissance Dans Le Système Electrique». Mémoire de fin d'étude université EL-OUED Promotion (2007).
- [15] Thèse :Écoulement de puissance pour les réseaux de grande dimension et mal-conditionnés , Par Wael AMOR
- [16] Analysis and Modeling of Unified Power Flow Controller: Modification of Newton-Raphson Algorithm and User-Defined Modeling Approach for Power Flow Authors: M. Tumay, Cukurova University, Mete Vural ,Gaziantep University

[17] Dynamic Modeling and Control of UPFC for Power Flow Control Parvathy.Sa, K.C.Sindhu Thampatty Assistant professor, Amrita Vishwa Vidyapeetham ,Coimbatore 641112,India Associate professor, Amrita Vishwa Vidyapeetham, Coimbatore 641112,India

[18] thèse :Commande Robuste d'un UPFC dans un Réseau d'Énergie Électrique Multi MachinesPrésenté par Mr. SEBAA Morsli

[19] Ali R. Al-Roomi (2015). Power Flow Test Systems Repository [<https://al-roomi.org/power-flow>]. Halifax, Nova Scotia, Canada: Dalhousie University, Electrical and Computer Engineering.

[20] <https://journals.plos.org/plosone/article/figures?id=10.1371/journal.pone.0123802>

