

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPEREUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



جامعة عبد الحميد ابن باديس مستغانم

Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem

كلية العلوم والتكنولوجيا



Faculté des Sciences et de la Technologie

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE

N° d'ordre : M...../GE/2023

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES
DE MASTER ACADEMIQUE

Filière : Génie Electrique

Spécialité : Electrotechnique industriel

Intitulé du sujet

ETUDE ET ANALYSE HARMONIQUE D'UN SVC

Présenté par :

- BENKORICH MOHAMED
- BENAMARA AMINA

Soutenu devant jury composé de :

Président :	Mr .B.MANSOUR	MCA	Université de Mostaganem
Examineur :	Mme R.SALIHA	MCA	Université de Mostaganem
Encadreur :	Mme G. LEILA	MCA	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2022/2023

Remerciements

*Avant tout, nous tenons à remercier notre encadrante **GHOMRI LEILA** pour ses précieux conseils et son aide durant toute la période du travail.*

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements au chef de département et à tous nos professeurs qui nous ont enseigné et qui par leurs compétences nous ont soutenu et guidé durant nos études.

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

MERCI

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

- *A mes très chers parents qui ont été toujours là pour moi, et qui ont Donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance. J'espère Qu'ils trouveront dans ce travail toute ma reconnaissance et tout Mon amour.*
- *A ma grand-mère et mon grand-père merci pour tout qu'Allah vous protège tous les deux.*
 - *A mes très chers frères **MOURAD** et **SNOUCI** et **MOHAMED***
 - *A mes très chères sœur **SAFIA** et **RAHMA***
- *A mon cher binôme et ami **BENKORICH MOHAMED** merci pour vos efforts, votre confiance sur moi et votre motivation ainsi votre conseil en or je vous souhaite que du bonheur et du succès dans votre vie.*
 - *A mes chères amies et **IMENE** et **BAYA**.*

Je ne peux pas trouver les mots justes et sincères pour vous exprimer mon affection et mes pensées, vous êtes pour moi des sœurs et des amies sur qui je peux compter. En témoignage de l'amitié qui nous unit et des souvenirs de tous les moments que nous avons passés ensemble, je vous dédie ce travail et je vous souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.

AMINA

Dédicace

Je tiens à dédier ce mémoire :

A ma très chère Mère et à mon cher Père, en témoignage et en gratitude de leur dévouement, de leur soutien permanent durant

Toutes mes années d'études.

A mes chers frères, Ma sœur

A mes chères amis

A toute la promo de l'électrotechnique 2022/2023.

Mohamed

Résumé

Le compensateur de puissance réactive statique (SVC) est un dispositif conçu pour compenser la puissance réactive, augmenter la stabilité de la tension et réduire les fluctuations de tension. Les réacteurs contrôlés par des thyristors (TCR) sont composés de réacteur en série avec une paire bidirectionnelle de thyristor. Le courant à travers les réacteurs peut être contrôlé en continu en changeant l'angle d'amorçage des thyristors de sorte que la puissance réactive peut être facilement contrôlée. Les SVC utilisant les TCR génèrent des courants harmoniques et, par conséquent, il est nécessaire de déterminer les caractéristiques harmoniques du réseau au point de connexion SVC, les niveaux d'harmoniques existants, et de connaître les normes appropriées concernant les taux harmoniques acceptables dans le système d'alimentation et trouver des solutions efficaces pour ce problème

Abstract

The static var compensator (SVC) is a device which is designed to compensate reactive power, increase voltage stability and to reduce voltage fluctuations. Thyristor controlled reactors (TCRs) are composed of reactors in series with bidirectional pair of thyristors. Current through reactors can be continuously controlled by changing the firing angle of thyristor valves, thus the inductive power can be easily controlled. SVCs utilizing TCRs generate harmonic currents and therefore it is necessary to determine harmonic characteristics of the network at the point of SVC connection, existing levels of harmonics, and to know appropriate standards regarding acceptable harmonic levels in the power system and find effective solutions for this issue.

ملخص

المعوض الثابت (SVC) عبارة عن جهاز مصمم لتعويض الطاقة التفاعلية ، وزيادة ثبات الجهد وتقليل تقلبات الجهد. تتكون المفاعلات التي يتم التحكم فيها بواسطة الثايرستور (TCRs) من مفاعلات متسلسلة مع زوج ثنائي الاتجاه من الثايرستور. يمكن التحكم في التيار من خلال المفاعلات بشكل مستمر عن طريق تغيير زاوية إطلاق صمامات الثايرستور ، وبالتالي يمكن التحكم في القدرة الحثية بسهولة. تولد المعوضات الساكنة التي تستخدم TCR تيارات توافقية ، وبالتالي من الضروري تحديد الخصائص التوافقية للشبكة عند نقطة اتصال SVC ، والمستويات الحالية من التوافقيات ، ومعرفة المعايير المناسبة فيما يتعلق بالمستويات التوافقية المقبولة في نظام الطاقة وإيجاد حلول فعالة لهذه المشكلة.

Mots-clés : Static Var Compensator (SVC), thyristor-controlled reactors (TCR), Analyse harmonique, Filtre harmonique.

Table des matières :

Introduction Générale	1
Chapitre I :Notions de base sur la qualité d'énergie électrique ...	1
I.1 Intoduction	3
I.2 Notions de Stabilité de réseaux	3
I. 2.1 Les types de la stabilité :.....	3
I.3 Qualité de l'énergie électrique et types de perturbations qui peuvent dégrader la qualité de la tension	5
I.3. 1 Objectifs de la mesure de la qualité de l'énergie :.....	5
I.3. 2 La continuité d'alimentation.....	5
I.3. 3 Qualité de tension :.....	6
I.3 .3. 1 Amplitude :.....	6
I.3.4...Qualité de courant.....	8
I. 3. 5La qualité de service :.....	8
I. 3.6 La qualité de forme d'ondes	8
I.3.6.1Source des harmoniques:.....	9
I.3.6.2 Rang harmonique:	9
I.3.6.3 Critères de quantification de la qualité d'énergie électrique	10
I.3.6.4 Inter harmoniques et Infra harmoniques :	11
I.3.6.5 Types des harmoniques :	12
I.3.6.6 Effets des perturbations harmoniques sur les charges et procédés :.....	12
I.4 Solutions classiques de dépollution harmonique.	13
I.4.1 Renforcement de la puissance de court-circuit.	13
I.4.2 Surdimensionnement ou déclassment de l'installation électrique	13
I.4.3 Filtrage passif.....	13
I.5 Solutions nouvelles de dépollution.	16
I.5.1 Filtre actif.....	16
I.5.2 Filtre hybride(Mixe actif-passive)	17
1.7 Conclusion	19
Chapitre II : Contrôle de la puissance réactive et réglage de la tension	20
II.1 Introduction.....	20
II.2 Chute de tension dans le réseau	20
II.3 Energie réactive et éléments du réseau.	24
II.3.1 Les machines synchrones :	24
II.3.2 Les machines asynchrones :	25
II.3.3 Le transformateur :	25
II.3.4 Les inductances :	25
II.3.5Les condensateurs :	25
II.3.6 Les lignes aériennes et les câbles souterrains :.....	25
II.4 Les impacts d'un faible facteur de puissance	25
II.5 Intérêt de la compensation de l'énergie réactive.....	26
II.6 Réglage de la tension	26
II.6.1 La méthode directe.....	26

Table des matières

II.6.2 La méthode indirecte.....	27
II.7 Les moyens classiques de compensation d'énergie réactive	27
II.7.1 Condensateurs/inductances fixes :.....	27
II.7.2 Les compensateurs synchrones :.....	29
II.8 Conclusion	30
Chapitre III : Généralité sur les système FACTS	30
III. 1 Introduction :	31
III. 2 Classification des dispositifs FACTS :.....	32
III. 2. 1 Les compensateurs parallèles :.....	33
III. 2. 1. 1 TCR (Thyristor Controlled Reactor) :.....	33
III.2.1.2 TSR (Thyristor Switched Reactor) :.....	34
III.2.1.3 TSC (Thyristor switched capacitor):	34
III.2.1.4 SVC (Static Var Compensator) :	35
III.2.1.5 STATCOM (Static Compensator) :	37
III. 2. 2 Les compensateurs séries :.....	39
III.2.2.1 TCSC (Thyristor controlled series capacitor):	40
III.2.2.2 TSSC (Thyristor switched series compensator)	41
III.2.2.3 SSSC(Static synchronous series compensator)	43
III. 2. 3 Compensateurs hybrides :.....	44
III.2.3.1 UPFC (Unified power flowcontroller)	45
III.2.3.2 IPFC(Interline Power flow controller).	46
III. 3 Comparaison entre les différentes types FACTS :	47
III. 4 Dispositifs FACTS en exploitation :.....	47
III. 4. 1 SVC on Dong Anshan, Liaoning, China:	47
III. 4. 2 STATCOM on Alabama, USA :	48
III.5 Coût des dispositifs FACTS :	49
III.6 Conclusion :.....	50
Chapitre IV:Modélisation d'un SVC	24
IV.1 Introduction:	51
IV.2 Composants du circuit principal d'un SVC.	51
IV.2.1 TCR (Thyristor Controlled Reactor) :.....	51
IV.2.2 TSC (Thyristor Switched Capacitors):.....	57
IV.2.3 Thyristor:.....	59
IV.2.4 Filtre harmonique :.....	60
IV.2.5 Le transformateur :.....	61
IV.3 Types de SVC :	61
IV.3.1 Dispositive type "FC/TCR":(Fixed Capacitors /Thyristor Controlled Reactor):	61
IV.3.2 Dispositive type TCR/TSC: (Thyristor Controlled Reactor/ Thyristor Switched Capacitor:.....	61
IV.3.3 Dispositive type TSC/TSR: (thyristor switched capacitor / thyristors switched reactor).....	62
IV.3.4CD'autres SVC :	62
IV.4CCaractéristique dynamique V-I de fonctionnement du SVC :.....	62
IV. 4. 1 Tension de référence $V_{réf}$:	63
IV. 4. 2 Intervalle de contrôle linéaire du SVC :	63
IV. 4. 3 La pente ou chute du courant :.....	63

Table des matières

IV. 4. 4 L'intervalle de surcharge :	64
IV. 4. 5 La limite de surintensité :	64
IV.5 Compensation au niveau de la charge :	64
IV.5.1 Cas d'un SVC type FC-TCR:	64
IV.5.2 Cas d'un SVC type TSC-TCR:.....	65
IV.6 Système de contrôle d'un SVC :.....	66
IV.7 Pertes de SVC :.....	67
IV.8 Conclusion :.....	68
CHAPITRE V :Simulation et analyse harmonique d'un SVC... 68	
V.1 Introduction	68
V.2 Présentation et description	68
V.2.1 Présentation et description de la charge	68
V.3 Simulation sans SVC	69
V.4.2 Parametres de SVC	72
V.4.3 Valeur de base et valeur limites.....	73
V.4.4 Cas un SVC avec une batterie de compensation fixe (FC)	73
V.4.4.1 L es résultats de simulation	73
V.5 Etude Harmonique	76
V.5.4 Conclusion partielle.	81
V.6 Choix et dimensionnement des filtres	81
V.7 Simulation avec filtres harmoniques.....	87
Interprétation :	91
Conclusion partielle :.....	91
V.8 Conclusion	91
Conclusion générale :	96
Références bibliographie	96
Annexe.....	99

Liste des figures :

Figure I.1 Schéma des Différentes types de perturbations.....	5
Figure I.2 Les différentes perturbations de la qualité d'amplitude.....	7
Figure I.3 Déséquilibre du système de tension de triphasée.....	8
Figure I.4 La forme d'onde déformée est sa décomposition fréquentielle.....	9
Figure I.5 Spectre des harmoniques.....	11
Figure I.6 Filtre résonant.....	13
Figure I.7 Filtre à double résonance.....	14
Figure I.8 Filtre passe haut.....	15
Figure I.9 Filtre type C.....	15
Figure I.10 Filtre actif parallèle.....	16
Figure I.11 Filtre actif série.....	17
Figure I.12 Filtre hybride.....	17
Figure II.1 La circulation des puissances dans le réseau.....	20
Figure II.2 a) Circuit équivalent d'un réseau électrique b) Diagramme vectoriel associé.....	21
Figure II.3 Droite de charge.....	22
Figure II.4 a) Circuit équivalent d'un réseau électrique. b) Diagramme vectoriel associé....	22
Figure II.5 Réglage de tension charge par autotransformateur.....	27
Figure II.6 Réglage de la tension de source par autotransformateur ou par excitation de la source de production.....	27
Figure II.7 Réglage de tension charge par compensation shunt de puissance réactive.....	28
Figure II.8 Réglage de la tension par inductance shunt dans une ligne de transport lorsqu'elle est à vide ou faiblement chargée.....	28
Figure II.9 Réglage de la tension de source par compensation d'une partie de la réactance de ligne (compensation série).....	28
Figure III.1 classification des dispositifs FACTS.....	32
Figure III.2 Modèle d'un TCR.....	33
Figure III.3 Modèle d'un TSC.....	34
Figure III.4 Modèle d'un SVC.....	35
Figure III.5 Tension SVC par rapport à la caractéristique de courant.....	36
Figure III.6 Structure du compensateur synchrone statique (STATCOM).....	38
Figure III.7 Structure de l'emplacement du compensateur synchrone statique (STATCOM) dans le réseau.....	38
Figure III.8 Tension STACOM par rapport à la caractéristique de courant.....	39
Figure III.9 Transits de puissance dans deux lignes parallèles : a) sans compensation, b) avec compensation série capacitive.....	40
Figure III.10 réglage de tension par compensation série en utilisant un (TCSC).....	40
Figure III.11 Schéma de principe de TSSC.....	41
Figure III.12 a) Schéma équivalent d'un TSSC avec réseau b) Puissance active transmise dans une ligne compensée.....	42
Figure III.13 a) Schéma de base du SSSC. b) Caractéristique V-I de SSSC.....	43
Figure III.14 Schéma d'un UPFC.....	45
Figure III.15 Principe d'utilisation du contrôle de transit de puissance entre ligne.....	46
Figure III.16 cout des dispositifs FACTS.....	50
Figure IV.1 Réactance commandée par thyristors.....	52
Figure IV.2 formes d'onde de tension et de courant dans le réacteur, v et $i_L(\alpha)$	52
Figure IV.3 Modification de la composante fondamentale du courant à l'aide de l'angle de retard α	

Liste des figures

Figure IV.4 Les harmoniques du courant ITCR.....	55
Figure IV.5 TCR triphasé connecté en triangle.....	56
Figure IV.6 Condensateur commuté par thyristor.....	57
Figure IV.7 La stratégie de commutation pour un TSC : (a) allumage à la tension minimale de la vanne, $-V_c = -v$;(b) amorçage à la tension de V_t nulle, $V_c = v$; (c) amorçage à la tension de V_t nulle, $V_c < v$; et (d) amorçage à la tension de V_t nulle, $V_c = 0$	58
Figure IV.8 thyristor de SVC dans la sous-station de Kangasala en Finlande.....	
Figure IV.9 Filtres harmoniques installé avec SVC (GE COMPANY)	59
Figure IV.10 différents schémas de SVC.....	60
Figure IV.11 Caractéristique statique courant-tension d'un SVC.....	61
Figure IV.12 Réglage de tension charge par compensation shunt de puissance réactive en Utilisant un SVC.....	62 64
Figure IV.13 Schéma équivalente d'un SVC type TSC-TCR.....	
Figure IV.14 Représentation schématique du système de contrôle d'un SVC [3TSC-TCR]..	66
Figure IV.15 Les pertes d'un SVC.....	66
Figure V.1 caractéristique de la charge dynamique connecté au Bus 1 de 400 KV.....	68
Figure V.2 Système modélisé dans Simulink.....	69
Figure V.3 Simulation de la tension dans Bus 1 en (p.u) sans SVC.....	70
Figure V. 4 Simulation du facteur de déphasage dans Bus 1 sans SVC.....	70
Figure V. 5 Simulation de la tension dans Bus 1 en (p.u) avec SVC.....	73
Figure V.6 Simulation de courant dans Bus 1 en (p.u) avec SVC.....	74
Figure V.7 Variation de la puissance réactive injecté par le SVC.....	74
Figure V.8 Variation d'angle de commutation du TCR.....	74
Figure V.9 Simulation du facteur de déphasage dans Bus 1 avec SVC.....	75
Figure V.10 Schéma équivalent de l'impédance harmonique de réseau.....	76
Figure V.11 Scan d'impédance en fonction de la fréquence à PCC.....	78
Figure V.12 Analyse fréquentiel du courant de TCR.....	79
Figure V.13 Analyse fréquentiel de la tension à PCC.....	80
Figure V.14 Analyse fréquentiel du courant primaire du SVC pour $\alpha=99^\circ$	81
Figure V.15 Analyse fréquentiel du courant dans PCC pour $\alpha=99^\circ$	82
Figure V. 16 Scan d'impédance en fonction de la fréquence à PCC après l'emplacement d'un filtre d'harmonique 5-7.....	87
Figure V.17 Scan d'impédance en fonction de la fréquence à PCC après l'emplacement d'un filtre d'harmonique 5-7 et un filtre d'harmonique 3 de 2 ^{ème} ordre.....	88
Figure V.18 Analyse fréquentiel du courant dans PCC pour $\alpha=99^\circ$ après placer des filtres	89
Figure V.19 Scan d'impédance en fonction de la fréquence à bus de SVC après l'emplacement des filtres.....	89
Figure V.20 Variation de la puissance réactive injecté par le SVC.....	90
Figure V.21 Simulation de courant dans Bus 1 en (p.u) avec SVC et filtres harmoniques....	90
Figure V.22 Simulation de la tension dans Bus 1 en (p.u) avec SVC et filtres harmoniques ..	90
Figure V. 23 Simulation comparative de la tension dans Bus 1 en (p.u) avec/sans SVC et filtres harmoniques et les tensions harmoniques éliminés.....	91
Figure V. 24 Simulation comparative du courant dans Bus 1 en (p.u) avec/sans SVC et filtres harmoniques et les courants harmoniques éliminés.....	91

Liste des tableaux :

Tableau I-1 : Séquence de rotation selon le nombre d'harmoniques.....	12
Tableau I-2 : Effet des perturbations harmoniques sur les charges et procédés.....	12
Tableau I-3 : Limites de distorsion de courant pour la sous-transmission générale systèmes 69.001-161 Kv.....	18
Tableau I-4 : Limites de distorsion de courant pour les systèmes transmission généraux >161 Kv.....	18
Tableau I-5 : Limites de distorsion de courant pour les réseaux de distribution générale 120V- 69 Kv...	19
Tableau I-6: Limites de distorsion de tension	19
Tableau II-1 : Comparaison de compensateurs séries et shunt.....	29
Tableau III-1 : Performances des principaux FACTS.....	47
Tableau IV-1 : Amplitude maximale de la génération harmonique TCR.....	55
Tableau V-1 : Les paramètres de réseau	68
Tableau V-2 : Les paramètres du transformateur et du SVC.....	72
Tableau V-3 : Les paramètres de contrôle du SVC	72
Tableau V-4 : Les paramètres de TCR.....	72
Tableau V-5 : Les paramètres de la batterie de compensation.....	75
Tableau V-6 : Mesures dans le Bus 1	77
Tableau V-7 : Les courant génères par le TCR pour $\alpha=99^\circ$	80
Tableau V-8 : Les courant harmoniques du courant dans primaire du SVC pour $\alpha=99^\circ$	86
Tableau V-9 : Les paramètres de filtres places avec le SVC.....	87

Liste des acronymes

Liste des acronymes :

FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
SVC	Static Var Compensator
QEE	Qualité d'énergie électrique
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
STATCOM	Static Synchronous Compensator
TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor
SSSC	Static Synchronous Series Capacitor
IPFC	Interline Power Flow Controller
UPFC	Unified Power Flow Controller
FC	Condensateur fixe
GTO	Gate Turn Off
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
BT	Base tension
MT	moyen tession
HT	Haute tension
CRE	commission de régulation de l'énergie
CA	Courant alternative
PCC	Point of Common Connection
TCSC	Thyristor controlled series capacitor
TSR	Thyristor Switched Reactor
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
DVR	Dynamic Voltage Restorer
TT	transformateur de tension
TCPAR.	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
RMS	Root Mean Square
TCBR	<i>Thyristor-Controlled Braking Resistor</i>
MSC	Mechanical Switched Capacitor
SR	Switched Reactor
V _{réf}	tension de référence
V _{max}	tension maximale
V _{min}	tension minimale

Liste des acronymes

B_{TCR}	Susceptance de TCR
$B_{SVC S}$	Susceptance de SVC au secondaire du transformateur.
$B_{SVC P}$	Susceptance du SVC au primaire du transformateur.
B_L	Susceptance de l'inductance L
B_c	Susceptance de la capacité C.
B_δ	Susceptance de fuite de transformateur.
PSCAD	power systems computer aided design
Scc	Puissance de court-circuit
THD	Le taux de distorsion harmoniques
TDD	total demand distortion
D_n	Le taux distorsion individuel
I_{cc}	Courant de court-circuit
F_d	Facteur de déformation
F_c	Facteur de crête
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
VREF	tension de référence fixée par l'opérateur VREF
DVR	Dynamic Voltage Restorer
EAF	Electrical arc furnace
SR	Switched Reactor
MOV	Metal Oxide Varistor

Introduction Générale

La qualité de l'électricité est devenue un enjeu stratégique pour tous les acteurs du domaine énergétique, qu'ils soient producteurs ou consommateurs d'électricité.

Pour que la sécurité et la qualité de fourniture de l'énergie électrique soient assurées, les réseaux électriques sont soumis à de nombreuses contraintes de fonctionnement. Ces contraintes s'appliquent à tous les acteurs du système électrique, de la production à la consommation.

Tous les utilisateurs du réseau (par ex l'éclairage et la vitesse des moteurs) sont sensibles aux variations de tension. La compensation de la puissance réactive est la solution la plus efficace pour améliorer le transit de puissance, d'augmenter la puissance disponible du transformateur, de diminuer la section des câbles, et les pertes en lignes ainsi que les chutes de tensions. Les moyens classiques utilisés sont les banques de condensateurs et les transformateurs régulateurs de charge.

Actuellement, et grâce à l'amélioration des performances de l'électronique de puissance, on voit apparaître des nouveaux équipements connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) qui permettent d'améliorer la stabilité des réseaux électriques et accroître la puissance de transport des lignes par un comportement d'une branche de réactance commandée par thyristors, tel que le compensateur statique de puissance réactive (acronyme en anglais « Static Var Compensator SVC »).

Le Compensateur Static Var (SVC) est un composant de transmission important pour la stabilité du système électrique, il est constitué de 3 composants principaux : réacteur contrôlé par Thyristor (TCR), condensateur commuté par thyristor TSC ou capacité fixe FC. Le SVC est conçu pour diminuer les perturbations causées par les changements dans les variations de tension lors du fonctionnement normal des lignes de transmission et des systèmes de distribution industriels. Des perturbations peuvent être provoquées par des défauts de ligne ou des composants non linéaires tels les thyristors et les variations rapides des charges actives ou réactives. Le SVC injecte ou absorbe de la puissance réactive dans le jeu de barres là où il est installé, de manière à satisfaire la demande de puissance réactive de la charge, le problème de ces compensateurs c'est que le TCR introduit des harmoniques très fortes dans le réseau, qui se traduisent par des pertes électriques ou encore des dysfonctionnements sur le réseau électrique d'alimentation dans le réseau.

Dans ce travail de recherche de ce mémoire est motivé par le souci d'améliorer la qualité d'énergie électrique d'un système industriel en contrôlant les puissances réactives et des tensions respectant les normes Cem (IEEE Standard 519-1992). Cette recherche décrit la méthode d'étude des performances harmoniques du SVC lorsque le TCR est la source harmonique considérée. La tension maximale et la distorsion harmonique du courant sur le bus de 400 kV causée par les harmoniques générées par le TCR seront calculées.

Pour compenser ces harmoniques, il existe plusieurs solutions parmi lesquelles on rencontre le filtrage. Cette solution connue depuis fort longtemps. Afin de vérifier la performance de la méthode proposée, Les résultats de simulations obtenus pour un réseau industriel avec une compensation par un SVC sans filtrage ont été comparés avec ceux obtenus par un filtrage.

La rédaction de ce mémoire est structurée comme suit

- Le premier chapitre nous-allons aborder un rappel sur la qualité d'énergie électrique. Les différentes perturbations qui peuvent dégrader.
- Dans le deuxième chapitre, nous avons étudié le Contrôle de la puissance réactive et réglage de la tension et les moyens classique de la compensation d'énergie réactive.
- Dans le troisième chapitre, On aborde les concepts fondamentaux des dispositifs FACTS, leurs exigences pour être utilisés dans les réseaux électriques et leurs différentes structures de base. Ensuite, on présente quelques ouvrages concernant les dispositifs FACTS dans le monde entier et on discute des avantages qu'ils apportent aux réseaux électriques.
- Le quatrième chapitre consacré à l'étude à la modélisation du compensateur statique de la puissance réactive SVC. Dans ce chapitre nous examinerons comment fonctionnent les SVC et présenterons les composants qui les composent. Il existe plusieurs configurations SVC.
- Et la dernière partie comprend la simulation du SVC en utilisant le logiciel MATLAB/Simulink approprié pour ces tâches. Puis on termine le chapitre avec des discussions comparatives des résultats trouvés et les solutions proposées.
- Enfin, présentera les conclusions et perspectives de cette mémoire

Chapitre I

Notions de base sur la qualité d'énergie électrique

I.1 Introduction

L'énergie électrique est omniprésente dans notre vie quotidienne, et sa qualité est essentielle pour assurer le bon fonctionnement de nos équipements électriques et électroniques. La qualité de l'énergie électrique peut être affectée par de nombreux facteurs, tels que les variations de tension, les harmoniques, les interférences électriques, etc. Dans ce chapitre, nous allons explorer les notions de base sur la qualité de l'énergie électrique. Nous examinerons les différentes perturbations qui peuvent affecter la qualité de l'énergie électrique, les normes et les limites de qualité de l'énergie électrique, ainsi que les principaux indicateurs de qualité de l'énergie électrique. Nous verrons les différentes solutions disponibles pour améliorer la qualité de l'énergie électrique.

I.2 Notions de stabilité de réseau

La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de maintenir un état d'équilibre dans des conditions normales de fonctionnement et de revenir à un état d'équilibre acceptable après une perturbation.

I.2.1 Les types de la stabilité

- **Stabilité angulaire**

La stabilité angulaire est définie comme la capacité des générateurs synchrones d'un réseau à maintenir la synchronisation après avoir été soumis à une ou plusieurs perturbations. La stabilité angulaire (ou stabilité angulaire du rotor) concerne l'étude des

➤ **Stabilité angulaire aux petites perturbations**

La stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à maintenir la synchronisation en présence de petites perturbations, comme une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipementetc.

➤ **Stabilité transitoire**

La stabilité transitoire concerne la capacité du réseau à rester synchronisé après une perturbation grave tel qu'un court-circuit ou l'arrêt du générateur. La réponse du système présente de grandes variations dans l'angle du rotor et est affectée par la relation non linéaire entre le couple et l'angle.

• **Stabilité de fréquence**

La stabilité de fréquence est la capacité d'un système électrique à maintenir sa fréquence après des perturbations sévères qui provoquent des déséquilibres importants entre la production et la consommation d'énergie.

• **Stabilité de tension**

La stabilité de la tension fait référence à la capacité du système électrique à maintenir une tension acceptable à tous les nœuds dans des conditions de fonctionnement normales ou après une perturbation. L'instabilité de la tension est causée par l'incapacité du système de production et de transmission d'énergie à fournir la puissance requise à la charge.

➤ **Stabilité de tension aux petites perturbations**

La stabilité de la tension sous de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans une plage acceptable en présence de perturbations, comme une variation faible de la charge etc.

➤ **Stabilité de tension aux grandes perturbations**

La stabilité de la tension lors de perturbations importantes concerne la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement autorisées lors de perturbations importantes, telles que des pannes d'équipement de transport ou de production, des courts-circuits, etc.

I.3 Qualité de l'énergie électrique et types de perturbations qui peuvent dégrader la qualité de la tension

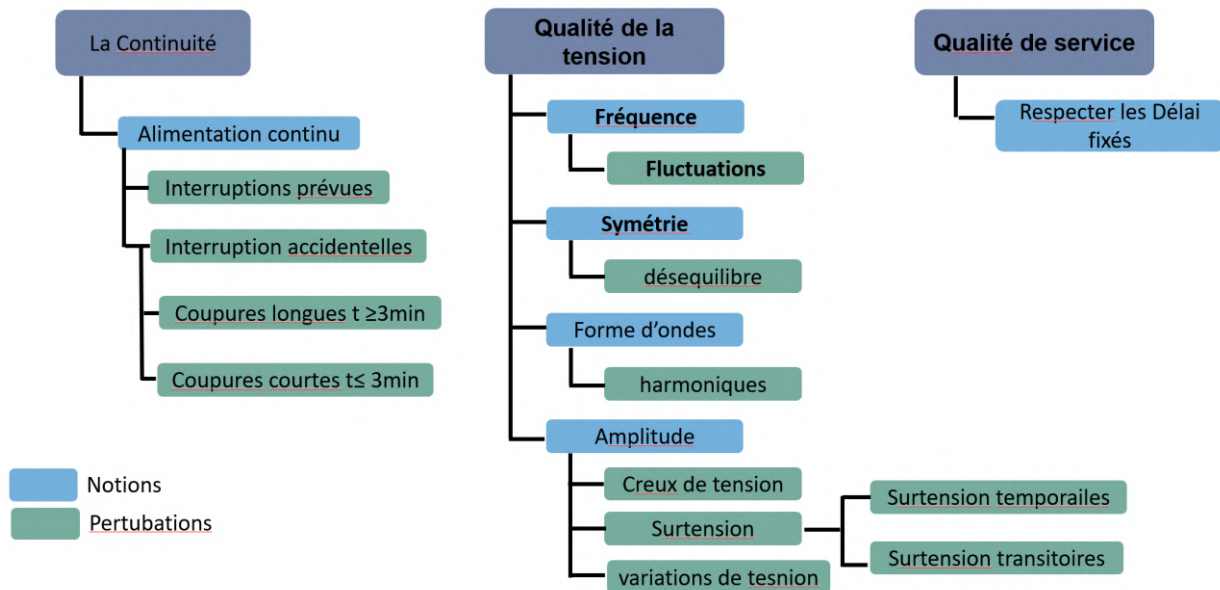


Figure I. 1 Schéma des Différents types de perturbations.

La qualité de l'énergie électrique est une notion définie par la CRE (commission de régulation de l'énergie) à partir de trois grands critères la continuité de l'alimentation, la qualité des ondes de la tension et du courant et la qualité de service.

I.3.1 Objectifs de la mesure de la qualité de l'énergie

- QEE est reliés au bon fonctionnement des procédés et une bonne gestion de l'énergie pour réaliser des gains de productivité.
- Elles permettent de Planifier et cibler les interventions préventives grâce à une cartographie des niveaux de perturbations sur un réseau.
- Permet de respecter la contractuelle établie entre un fournisseur d'électricité et un utilisateur final.

I.3.2 La continuité d'alimentation

La continuité d'alimentation est l'un des éléments importants de la qualité de la fourniture perçue par les consommateurs (clients), un client doit pouvoir compter sur son alimentation avec la puissance et aux instants prévus par son contrat. La continuité de l'alimentation se mesure par le nombre de coupures d'alimentation d'un point donné par unité de temps.

I.3.3 Qualité de tension

L'énergie électrique est fournie sous forme d'un ensemble de tensions constituant un système sinusoïdal triphasé équilibré dont les paramètres caractéristiques sont les suivants : amplitude, fréquence, forme d'onde et symétrie.

I.3.3.1 Amplitude

Les gestionnaires de réseau doivent maintenir l'amplitude de la tension à d'intervalle d'environ $\pm 10\%$ de la valeur nominale [MT-BT] et $\pm 2\%$ [THT]. Cependant, même avec une régulation parfaite, diverses perturbations peuvent dégrader la qualité de la tension.

- **Les creux de tension et les coupures brèves**

Ces des variations de 10 % ou plus de la tension nominale à cause de des court-circuit, démarrage des moteurs de forte puissance produit des creux de tension, une coupure brève est un cas particulier du creux de tension. Sa profondeur est supérieure à 90 %.

- **Les fluctuations de tension**

Des variations de l'amplitude de la tension inférieure à 10% de sa valeur nominale. Ces fluctuations se traduisent par des variations d'intensités, visibles au niveau de l'éclairage causant un phénomène de papillotement est appelé Flicker.

- **Les surtensions**

Toute tension appliquée à un équipement dont la valeur de crête sort des limites nominales. Les surtensions sont de trois natures temporaires sont à la même fréquence que celle du réseau (défaut d'isolement entre une phase et la terre), surtension de manœuvre (ouverture d'appareils de Protection...), des surtensions atmosphériques (les coups de foudre directs sur une ligne ou sur une structure) Elles peuvent apparaître : en mode différentiel (entre conducteurs actifs ph/ph – ph/neutre) ou en mode commun (entre conducteurs actifs et la masse ou la terre). [1]

I.3.3.2 La variation de la fréquence

La fréquence d'un réseau alternatif de distribution publique est directement liée à la vitesse de rotation des alternateurs. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$ dans un intervalle de 10s.

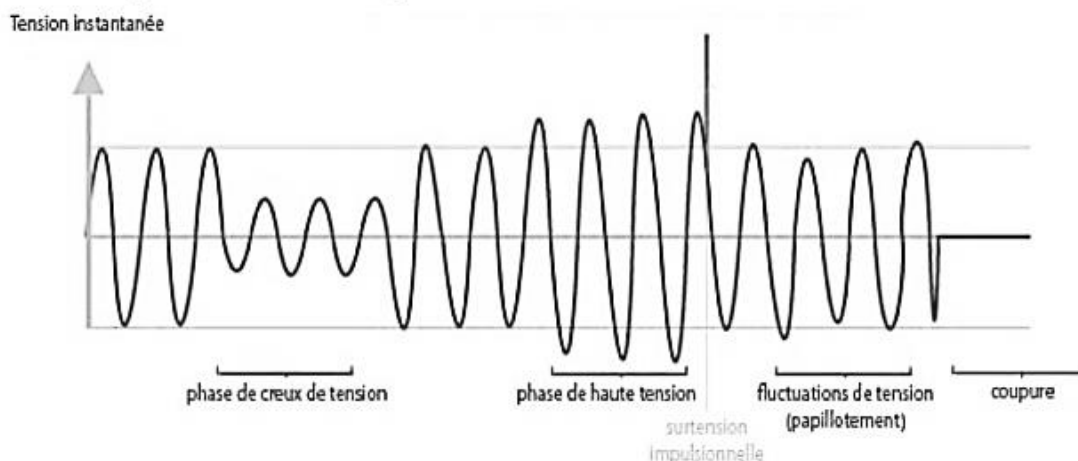


Figure I.2 Les différentes perturbations de la qualité d'amplitude.

I.3.3.3 La symétrie

Lorsque les trois tensions n'ont pas la même valeur efficace, on parle de déséquilibre d'amplitude, et lorsque le déphasage entre trois phases consécutives n'est pas de 120° , on parle de déséquilibre de phase. La boucle réseau est bénéfique pour obtenir une puissance de court-circuit de réseau élevée et peut réduire le déséquilibre. Les déséquilibres de tension créent des composantes de courant inverse qui provoquent un couple de freinage parasite et une élévation de température dans les moteurs à courant alternatif. La formule approchée suivante peut utiliser

$$\Delta U_i \text{ maxi} = \text{max}_i \frac{V_i - V_{\text{moy } i}}{V_{\text{moy}}} \quad (\text{I-1})$$

Avec V_i = tension de la phase i et V_{moy} est :

$$V_{\text{moy}} = \frac{V_1 + V_2 + V_3}{3} \quad (\text{I-2})$$

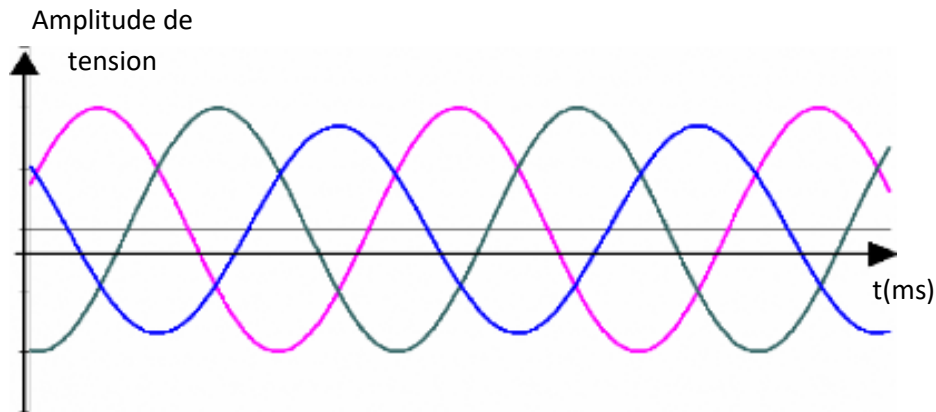


Figure I.3 Déséquilibre du système de tension de triphasée. [1]

I. 3. 4 Qualité du courant

Elle se caractérise de la même façon que pour les tensions .la qualité du courant est rigoureusement liée à la qualité de la tension et la nature des charges.

I. 3. 5 La qualité de service

La qualité de service caractérise la relation entre les utilisateurs et les gestionnaires de réseau électrique, ainsi qu'éventuellement leurs fournisseurs :

- Délai de mise et remise en service.
- Délai d'intervention d'urgence.
- Délai de raccordement.
- Notification de coupure programmée.

I. 3. 6 La qualité de forme d'onde

La forme d'onde des trois tensions formant un système triphasé doit être la plus proche possible d'une sinusoïde, En cas de perturbations au niveau de la forme d'onde, la tension n'est plus sinusoïdale et peut en général être considérée comme une onde fondamentale à (50-60) Hz associée à des ondes de fréquences supérieures à (50-60) Hz appelées également harmoniques.

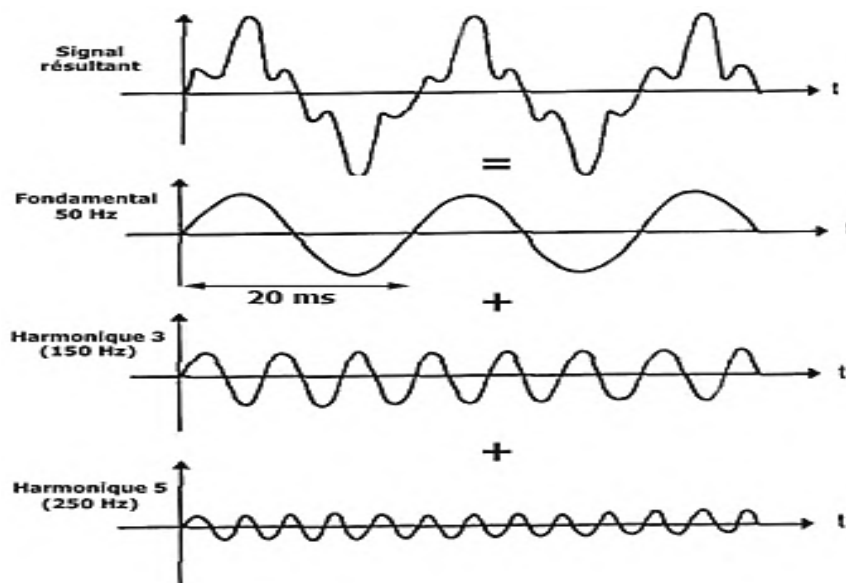


Figure I.4 La forme d'onde déformée est sa décomposition fréquentielle. [3]

Toute fonction périodique peut être représenté par une série de fourrier de la forme :

$$B(t) = B_0 + \sum_{h=1}^{\infty} (b_h \sqrt{2} \cdot \sin (h\omega t - \phi_h)). \quad (I-3)$$

B_h = la valeur efficace de la composante de rang h.

ϕ_h =phase de la composante h lorsque $t=0$.

B_0 = amplitude de la composante continue, généralement nul.

I.3.6.1 Source des harmoniques

Les harmoniques proviennent principalement de charges non linéaires dont la caractéristique est d'absorber un courant qui n'a pas la même forme que la tension qui les alimente. Telles variateurs de vitesse, redresseurs, les fours à arc.

I.3.6.2 Rang harmonique

Il est défini comme le rapport entre la valeur efficace de l'harmonique (de courant ou de tension) de rang h et la valeur efficace du fondamental (de courant ou de tension).

$$\frac{I_h}{I_1} \text{ ou } \frac{V_h}{V_1} \text{ ou } \frac{f_h}{f_1}$$

Où I_h et V_h , f_h représentent les composantes harmoniques de rang h , I_1 et V_1 , f_1 représentent les composants fondamentaux.

I.3.6.3 Critères de quantification de la qualité d'énergie électrique

- **Facteur de puissance**

Représente le rapport entre la puissance active et la puissance apparente :

$$F_p = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad (I-4)$$

- **Facteur de déphasage**

Représente le rapport entre la puissance active et la puissance apparente de la composante fondamentale :

$$\cos \varphi_1 = \frac{P_1}{S_1} \quad (I-5)$$

- **Facteur de déformation**

Il caractérise le lien entre le facteur de puissance et le facteur de déphasage :

$$F_d = \frac{F_p}{\cos \varphi_1} \quad (I-6)$$

- **Facteur de crête**

Représente le rapport entre la valeur de crête et la valeur efficace :

$$F_c = \frac{I_{\max}}{I_{\text{eff}}} \quad (I-7)$$

- **Le taux de distorsion harmoniques**

La perturbation harmonique est généralement caractérisée par le taux de distorsion harmonique (THD) défini pour la tension ou le courant. Le THD est défini comme la racine carrée de la somme des carrés des valeurs efficaces de tous les harmoniques divisés par la valeur efficace du fondamental. En général, chaque valeur harmonique est représentée par un taux individuel (pourcentage de fondamental) comme indiqué dans la figure (I. 5).

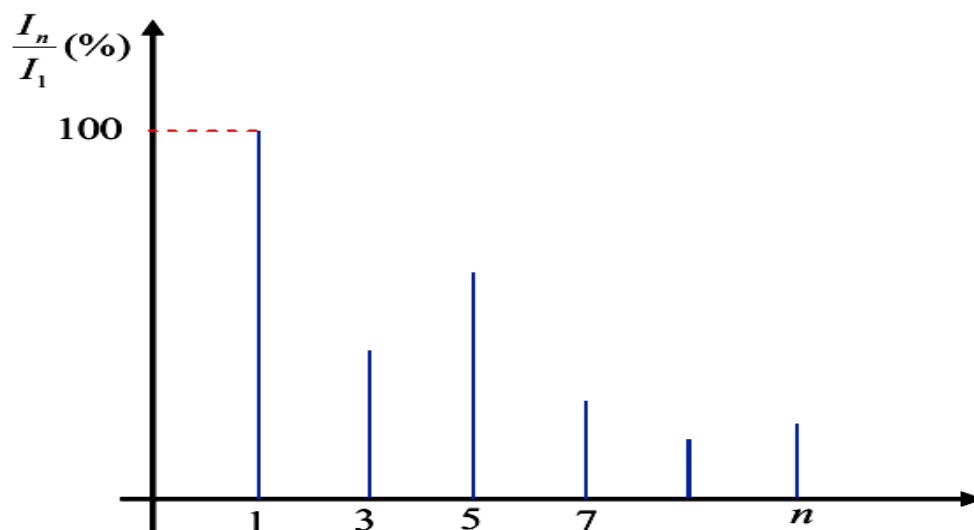


Figure I.5 Spectre des harmoniques.[2]

Avec :

Le taux distorsion individuel de tension et courant :

$$D_n = \frac{V_n}{V_1} * 100\% ; D_n = \frac{I_n}{I_1} * 100\% \quad (I-8)$$

V_n, I_n Tension et courant de rang harmonique n

V_1, I_1 tension et courant fondamental

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \frac{x_h^2}{x_1^2}} \quad (I-9)$$

X étant la valeur efficace du courant ou de la tension.

I.3.6.4 Inter harmoniques et Infra harmoniques

- **Inters harmoniques** : Ce sont des composantes sinusoïdales dont les fréquences ne sont pas des multiples entiers de la fréquence fondamentale.
- **Infra harmoniques** : Ce sont des composants à des fréquences inférieures à la fréquence fondamentale.

I.3.6.5 Types des harmoniques

Les tensions et courants harmoniques ont une relation intéressante avec la théorie des composants de séquence. Toutes les tensions et tous les courants harmoniques appartiennent à une composante homopolaire positive, négative ou homopolaire.

Tableau I-1 séquences de rotation selon le nombre d'harmoniques

+	1 ^{er}	7 ^e	13 ^e	19 ^e
0	3 ^e	9 ^e	15 ^e	21 ^e
-	5 ^e	11 ^e	17 ^e	23 ^e

- {1^{er}, 7^e, 13^e, 19^e} : tourne avec le fondamental.
- {3^e, 9^e, 15^e, 21^e} : ne tourne pas.
- {5^e, 11^e, 17^e, 23^e} : tourne inverse le fondamental

I.3.6.6 Effets des perturbations harmoniques sur les charges et procédés

Tableau I-2 Effets des perturbations harmoniques sur les charges et procédés.

Matériel électrique	Effets de la pollution harmonique
-Machines tournantes (moteurs triphasé, alternateur).	-Echauffement supplémentaire. -Couples oscillatoires qui provoquent des vibrations et des bruits.
-Transformateurs.	-Echauffement supplémentaire. -Pertes dans le fer. -Risque de saturation.
-Câbles.	-Augmentation des pertes surtout dans le câble de neutre où s'ajoutent les harmoniques de rang 3.
-Electronique de puissance.	-Trouble de fonctionnement.
-Dispositif de protection (fusibles, disjoncteurs).	-Déclenchements intempestifs.

I.4 Solutions classiques de dépollution harmonique

I.4.1 Renforcement de la puissance de court-circuit

L'augmentation de la puissance du court-circuit de point de raccordement démunie l'impédance totale en amont de la charge non linéaire permet de réduire la tension créée par les harmoniques de courant, par conséquent, le taux distorsion devient acceptable.

I.4.2 Surdimensionnement ou déclassement de l'installation électrique

L'idée consiste à agir sur les équipements de l'installation électrique par le surdimensionnement pour déminer la sensibilité des matériaux. La solution la plus largement utilisée est le surdimensionnement du conducteur neutre.

I.4.3 Filtrage passif

Les filtres passifs d'harmonique est l'une des solutions efficaces utilisées pour réduire ou empêcher la propagation des harmoniques dans le réseau électrique.

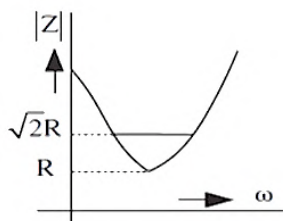
Le principe des filtres passifs est de modifier localement l'impédance, combiner les éléments capacitif et inductif pour obtenir une résonance série accordée fréquence choisie.

I.4.3.1 Filtres résonants

Un filtre résonnant série est une réactance capacitive en série avec une réactance inductive utilisée pour piéger des harmoniques spécifiques lorsque sa fréquence amène la réactance capacitive X_C à être égale à la réactance inductive X_L . Face à de telles harmoniques, le filtre a théoriquement une impédance nulle (si en négligeant sa résistance).



Figure I.6 Filtre résonant.



- **Avantages**
 - Configuration simple.
 - Une atténuation maximale d'une harmonique.
- **Inconvénients**
 - De nombreux filtres seront nécessaires pour filtrer plusieurs harmoniques
 - Le facteur de qualité élevé du filtre donne une faible bande passante, ce qui rend le filtre sensible aux variations de la fréquence fondamentale.

I.4.3. 2 Filtres à double résonant

Les filtres à double accord sont équivalents à deux filtres à accord simple connectés en parallèle. Ces filtres utilisent aussi bien des circuits résonnants en série qu'en parallèle.

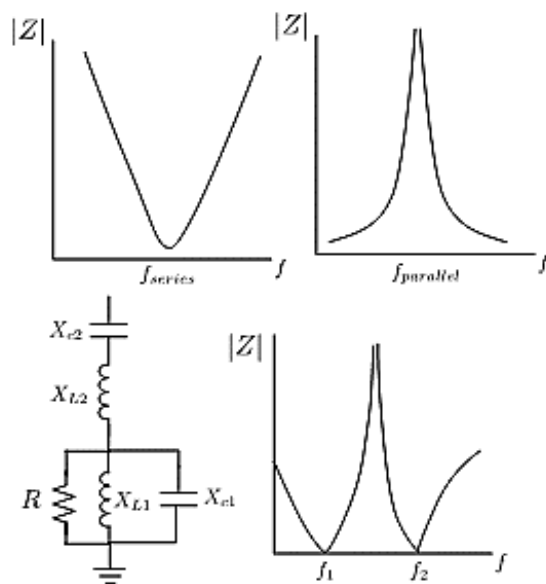


Figure I.7 Filtre à double résonance.

- **Avantages**
 - Une atténuation maximale de deux harmoniques.
 - Moins cher que deux filtres simples accordés connectés en parallèle car. Il n'y a qu'un seul condensateur haute tension et un seul réacteur haute tension.
- **Inconvénients**
 - Le filtre est sensible aux variations de la fréquence fondamentale.

I.4.3. 3 Filtres passe-haut

Un filtre amorti se compose d'une capacité en série avec un ensemble constitué de la mise en parallèle d'une inductance et d'une résistance appelée résistance d'amortissement. On l'utilise souvent pour filtrer simultanément les plus hautes fréquences du spectre.

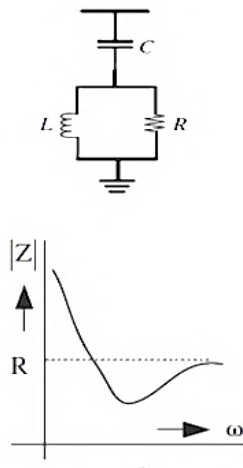


Figure I. 8 Filtre passe haut.

I.4.3. 4 Filtres passe-haut (type C)

C'est un filtre passe haut également mais avec des caractéristiques meilleurs (compensation de la puissance réactive, et moins de pertes).

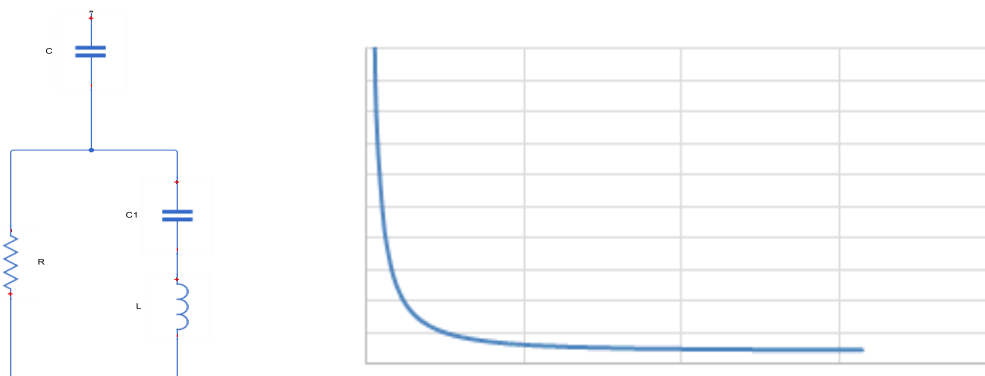


Figure I. 9 Filtre type C.

- **Avantages**
 - Efficace pour une plage d'harmoniques en raison de la bande passante élevée et du faible facteur de qualité.
 - Atténue la résonance
 - Moins pertes pour le filtre c type.

- **Inconvénients**

- Cout élevé

I.5 Solutions nouvelles de dépollution

I.5.1 Filtres active

Le but de ces filtres est de créer des courants ou des tensions harmoniques de manière à ce que les courants et tensions soient sinusoïdaux et éventuellement de facteur de puissance unitaire.

I.5.1.1 Filtre actif parallèle

Les filtres actifs connectés en parallèle dans le réseau sont généralement commandés en tant que générateurs de courant. Il injecte dans le réseau un courant perturbateur égal à celui absorbé par la charge polluante. Le courant du côté de l'alimentation devient une onde sinusoïdale.

Ils ont deux modes de fonctionnement :

- Compensation des courants harmoniques.
- Compensation des tensions harmoniques.

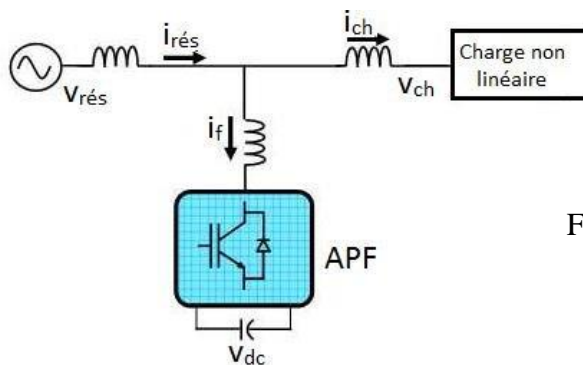


Figure I.10 Filtre actif parallèle. [9]

I.5.1.2 Filtre actif série

Un filtre actif en série est connecté en série avec une alimentation et agit comme une source de tension, générant des tensions harmoniques qui s'additionnent à la tension d'alimentation pour former une onde sinusoïdale.

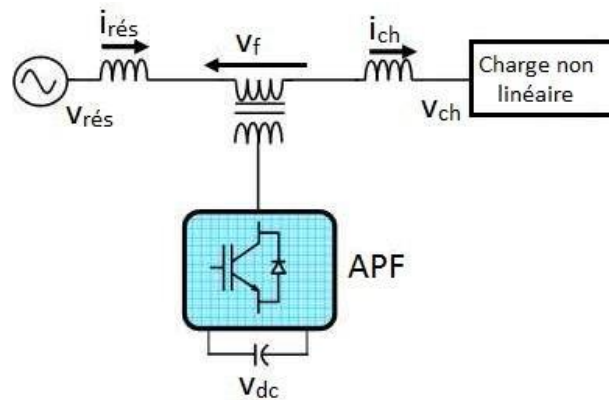


Figure I.11 Filtre actif série. [9]

I.5.2 Filtrage hybride (mixte actif -passif)

Les filtres passifs et actifs peuvent être combinés pour créer un filtre hybride ou mixte.

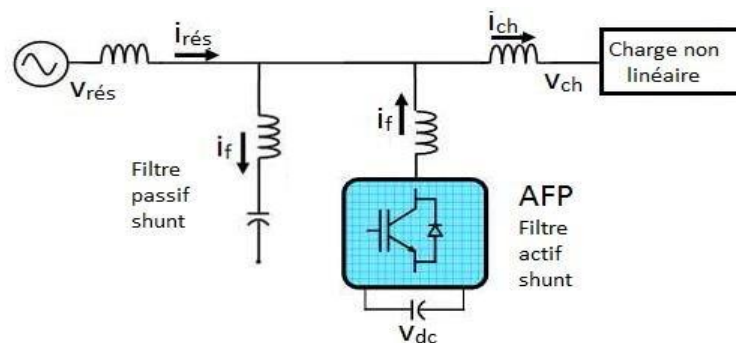


Figure I.12 Filtre hybride. [9]

I.6 Les normes

L'IEEE a élaboré de nombreuses normes relatives aux différents phénomènes de qualité de l'énergie. Parmi ces nombreuses normes, la plus appropriée pour alimenter les équipements électroniques est la norme IEEE 519-1992.

Le ratio $\frac{I_{cc}}{I_L}$ où I_{cc} est le courant de défaillance disponible et I_L est le courant de demande maximal, met en œuvre la conception fondatrice de l'IEEE 519-1992 : les utilisateurs finaux plus grands peuvent créer des courants plus harmonieux, mais le niveau spécifique de courant que n'importe quel utilisateur final peut produire dépend de la force du

système au PCC. Les tableaux (I-3), (I-4) et (I-5) montrent les limites de courant harmoniques de IEEE 519-1992 pour différents niveaux de tension.

Il appartient à l'utilisateur final d'assurer que leurs courants harmoniques nets au PCC ne dépassent pas les valeurs indiquées dans la table appropriée. Les limites de tension harmoniques qui sont recommandées pour les entreprises utilitaires sont données dans le tableau (0-6).

Tableau I-3 Limites de distorsion de courant pour la sous-transmission générale systèmes, 69.001–161 Kv

I_{sc}/I_L	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$	TDD
<20	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20<50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50<100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100<1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
≥ 1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

Tableau I-4 Limites de distorsion de courant pour les systèmes de transmission généraux, >161 Kv

I_{sc}/I_L	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$	TDD
<50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Tableau I-5 Limites de distorsion de courant pour les réseaux de distribution générale, 120 V–69 kV

I_{sc}/I_L	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
≥ 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Tableau I-6 Limites de distorsion de tension

Tension de bus au PCC	Harmonique individuelle ordre de grandeur (%)	Tension totale(%) distorsion (THD en %)
$\leq 69KV$	3.0	5.0
69.001-161KV	1.5	2.5
$>161KV$	1.0	1.5

I.7 Conclusion

En conclusion, la qualité de l'énergie électrique est un enjeu crucial pour le bon fonctionnement des équipements électriques et pour la sécurité des personnes et des biens. Il est donc essentiel de mettre en place des mesures de protection et de correction pour garantir une distribution électrique de qualité, ainsi que de respecter les normes et les réglementations en vigueur.

Dans le prochain chapitre, nous allons nous pencher sur le problème des chutes de tension. Nous allons examiner les causes des chutes de tension, les effets qu'elles peuvent avoir sur les équipements électriques, et les différentes méthodes utilisées pour les prévenir ou les corriger.

Chapitre II

Contrôle de la puissance réactive et réglage de la tension

II.1 Introduction

Tout système électrique utilisant le courant alternatif met en jeu deux formes d'énergie. L'énergie active est la puissance transmise aux charges et convertie en formes d'énergie utiles telles que l'énergie mécanique, la chaleur ou la lumière. L'énergie réactive n'effectue pas de travail utile mais est utilisée pour établir et maintenir les champs électromagnétiques nécessaires pour générer, transmettre et convertir l'énergie électrique dans un réseau CA.

Le fonctionnement fiable du réseau électrique nécessite que la fréquence et la tension soient contrôlées dans des limites définies grâce à l'équilibrage de l'alimentation et de la demande de puissance active et réactive. Si la demande de puissance active dépasse la production, la fréquence diminuera jusqu'à ce que l'équilibre de puissance active soit rétabli. De même, une puissance réactive insuffisante provoque une chute de tension jusqu'à ce que l'équilibre de la puissance réactive soit rétabli.

Dans ce chapitre, nous aborderons le problème des chutes de tension et les différentes méthodes pour le régler. De plus, nous examinerons la relation entre le réglage de la tension et le transit de la puissance.[3]

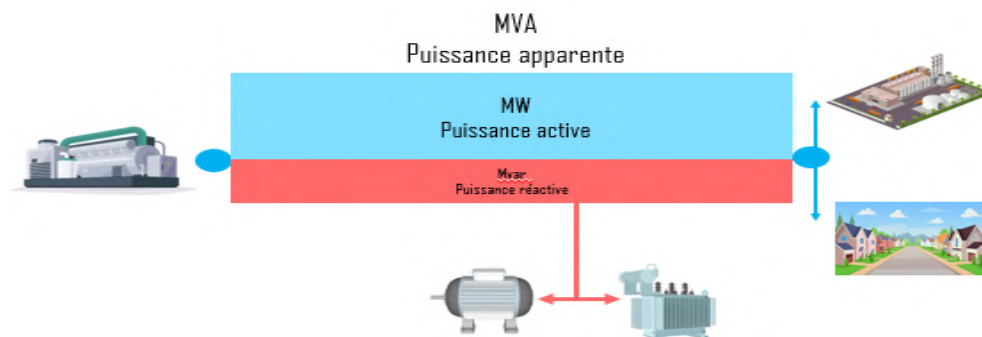


Figure II.1 La circulation des puissances dans le réseau.

II.2 Chute de tension dans le réseau

Considérez le réseau dans le diagramme (II.2.a) représente la charge alimentée par le poste via une ligne d'impédance $\overline{Z}_S = R_S + jX_S$. La charge consomme de la puissance active P_L et d'une puissance réactive Q_L . La tension au poste est supposée constante et est notée \overline{E} et la tension aux bornes de la charge est notée \overline{V} .

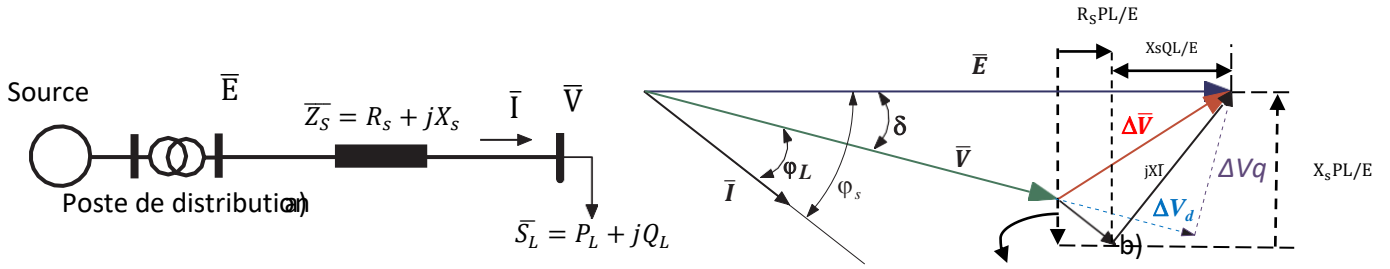


Figure II.2 a) Circuit équivalent d'un réseau électrique
b) Diagramme vectoriel associé.[3]

La chute de tension de ligne est donnée par :

$$\Delta \bar{V} = \bar{E} - \bar{V}. \quad (II.1)$$

Donc $V = \bar{E} - \bar{Z}\bar{I}$ (II.2)

$$\bar{I} = \frac{S^*}{\bar{V}}. \quad (II.3)$$

Avec S^* c'est la conjuguée de S donc :

$$S^* = E^* I = P - jQ \quad (II.4)$$

En remplaçant dans l'équation (II.2), la chute de tension s'écrit :

$$\Delta \bar{V} = \bar{Z}\bar{I} = \frac{R_s P_L + X_s Q_L}{\bar{E}} + j \frac{X_s P_L - R_s Q_L}{\bar{E}} = \Delta \bar{V}_d + j \Delta \bar{V}_q \quad (II.5)$$

Cette équation montre que La chute de tension dépend de puissance active et réactive consommé par la charge et l'impédance de ligne X.

La chute de tension compose d'une partie active ΔV_d et d'une partie réactive ΔV_q (figure 2-b),

Alors d'après le diagramme de Fresnel ci-contre et équation (II.6) et (II.2) on peut déduire que :

$$E = \sqrt{\left(V + \frac{R_s P_L + X_s Q_L}{E}\right)^2 + \left(\frac{X_s P_L - R_s Q_L}{E}\right)^2}. \quad (II.6)$$

Dans le cas de réseau de transport $R_s \ll X_s$ donc :

$$\bar{V} = \bar{E} - \frac{X_s Q_L}{E} - j \frac{X_s P_L}{E}. \quad (II.7)$$

$$\bar{V} = E \left(1 - \frac{Q_L}{S_{CC}} - j \frac{P_L}{S_{CC}} \right) \tag{II.8}$$

• **Puissance de court-circuit S_{CC}**

La puissance apparente S_{CC} de court-circuit dans jeu de barre 2 c'est une caractéristique de réseau s'exprime par :

$$S_{CC} = \frac{E^2}{X} \tag{II.9}$$

Plus S_{CC} est élevée, plus $|X|$ est faible et plus les variations de la tension avec la puissance réactive sont faibles. [4]

D'après la figure 1-b, le transfert de puissance active crée une chute de tension en quadrature avec V , il influence peu le module de V et le transfert de puissance réactive crée une chute de tension en phase (direct) avec V [6] donc qui nous amené à le négliger la partie imaginaire $\frac{P_L}{S_{CC}}$ dans l'expression précédente pour trouver :

$$V = E \left(1 - \frac{Q_L}{S_{CC}} \right) \tag{II.10}$$

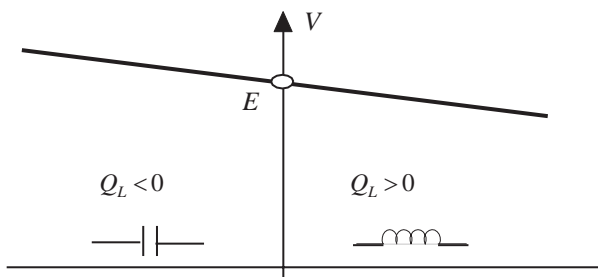


Figure II.3 Droite de charge.[6]

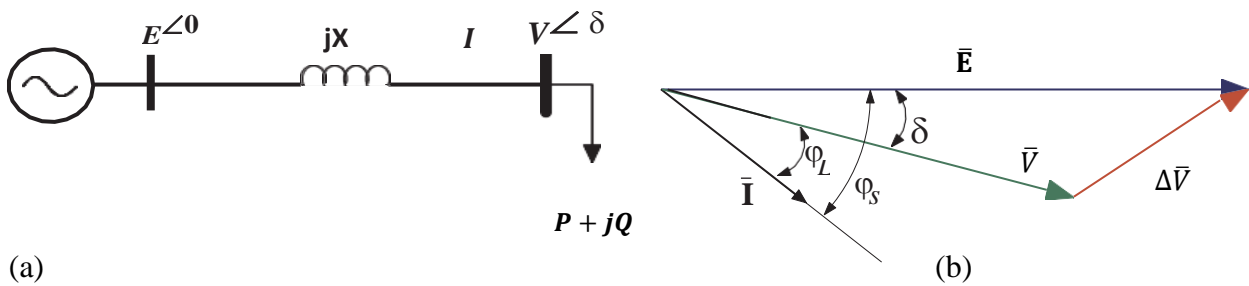


Figure II.4 a) Circuit équivalent d'un réseau électrique. b) Diagramme vectoriel associé.[4]

On peut remarquer ce qui suit :

- La tension V peut être représenté par une droite appelée droite de charge (la figure ci-contre).
- Lorsque QL est inductive la tension $V < E$ et lorsque QL est capacitive la tension $V > E$.

Donc nous pouvons contrôler l'amplitude de la tension V en contrôlant l'énergie réactive de notre consommation.

D'après la figure II.4.b) On peut écrire La relation entre les tensions \bar{E} et \bar{V} comme :

$$E \cos (\delta) = V + XI \sin (\varphi) \quad (\text{II.11})$$

$$E \sin (\delta) = XI \cos (\varphi) . \quad (\text{II.12})$$

$$P + jQ = \bar{V} \bar{I}^* = VI \cos (\varphi) + jVI \sin (\varphi) . \quad (\text{II.13})$$

D'après les équations II.11 et II.12 On peut réécrire l'équation II.13 comme :

$$P = \frac{EV}{X} \sin (\delta) \quad (\text{II.14})$$

$$Q = \frac{EV}{X} \cos (\delta) - \frac{V^2}{X} \quad (\text{II.15})$$

- **Au niveau de la source**

On suppose que les pertes sont négligeables donc $P_s = P$. La puissance réactive, elle est différente car la réactance de ligne qui consomme une partie de la puissance réactive débitée par la source.

$$P_s + JQ_s = EI_L = EI \cos (\varphi + \delta) + JEI \sin (\varphi + \delta) \quad (\text{II.16})$$

$$\text{On sait que : } \sin (x + y) = \sin (x) \cos (y) + \cos (x) \sin (y) \quad (\text{II.17})$$

Donc :

$$Q_s = EI [\cos (\varphi) \sin (\delta) + \sin (\varphi) \cos (\delta)] \quad (\text{II.18})$$

On a :

$$I \cos(\varphi) = \frac{E \sin(\delta)}{X} \text{ d'équation II.13.}$$

$$I \sin(\varphi) = \frac{E \cos(\delta) - V}{X} \text{ d'équation II.12.}$$

On remplace dans équation II.16 on obtient :

$$Q_s = E \frac{E \sin(\delta)}{X} + E \cos(\delta) \frac{E \cos(\delta) - V}{X}. \quad (\text{II.19})$$

On obtient :

$$Q_s = \frac{E^2}{X} - \frac{EV}{X} \cos(\delta). \quad (\text{II.20})$$

D'après le diagramme de Fresnel ci-dessous figure de chute de tension :

$$\Delta V_d = E \cos(\delta) - V \text{ et } \Delta V_q = E \sin(\delta) \quad (\text{II.21})$$

Et alors on peut réécrit les équations comme :

$$P = \frac{V}{X} \Delta V_q \text{ et } Q = \frac{V}{X} \Delta V_d$$

Rémarque: La chute de tension en quadrature ΔV_q ne peut pas être zéro, car il n'y aura aucun transfert de puissance active de la source à la charge, ce qui n'est pas pratique, (sauf Si le jeu de barres est à vide) [7].

La puissance réactive dépend des tensions E, V et de la réactance de ligne X. De manière plus explicite, la puissance Q dépend de la chute de tension directe ΔV_d . Si cette chute de tension est nulle, alors il n'y a aucune puissance réactive au jeu de barres de la charge, mais cela ne veut forcément pas dire que la charge n'absorbe pas de puissance réactive.

II.3 Energie réactive et éléments du réseau

II.3.1 Les machines synchrones

Ce sont des alternateurs et des moteurs synchrones. La puissance réactive de la machine change en influençant le courant d'excitation. Aux courants d'excitation élevés, la machine fournit de la puissance réactive $Q > 0$ et aux courants d'excitation faibles, elle absorbe de la puissance réactive $Q < 0$. La machine synchrone peut donc fournir une partie de la puissance réactive demandée.

II.3.2 Les machines asynchrones

Ce sont des moteurs et générateurs asynchrones. Puisqu'il absorbe l'énergie réactive, plus le $\cos \varphi$ est faible, plus la charge est faible.

II.3.3 Le transformateur

La puissance réactive totale consommée par le transformateur est : $Q_t = Q_0 + Q$.

- La puissance réactive est consommée en fonction du courant magnétisant à vide I_0 .

$$Q_0 = \sqrt{3}U_n I_0 \quad (\text{II. 22})$$

Elle passe par une partie approximativement proportionnelle au carré de la puissance apparente.

$$Q = U_{cc} \frac{S^2}{S_n} \quad (\text{II.23})$$

II.3.4 Les inductances

Consomme de la puissance réactive. Ils sont utilisés, par exemple, pour stabiliser l'arc des lampes fluorescentes et les fours.

II.3.5 Les condensateurs

Ils sont utilisés pour cette application car ils fournissent une puissance réactive très efficace.

II.3.6 Les lignes aériennes et les câbles souterrains

Les câbles sont des générateurs de puissance réactive. Si cette puissance réactive fournie par le réseau n'est pas absorbée par la charge, peut aller aux générateurs et provoquer une élévation de tension excessive aux points de transmission. [5]

Au contraire, les lignes électriques aériennes sont à la fois consommateurs et producteurs de puissance réactive. La puissance réactive demandée par le consommateur ne peut pas être fournie par le réseau, qui est lui-même consommateur, et n'est fournie que par la centrale électrique. Il circule dans tout le réseau, provoquant des chutes de tension et des pertes.

II.4 Les impacts d'un faible facteur de puissance

Du fait d'un courant appelé plus important la circulation de l'énergie réactive sur les réseaux de distribution entraîne :

- Pénalités aux fournisseurs d'énergie.
- Surcharge du transformateur et surchauffe des câbles.
- Augmentation de l'électricité souscrite par les fournisseurs d'énergie, Perte Joule et chute de tension.
- Le surdimensionnement et la dégradation de la qualité de l'installation électrique.

II.5 Intérêt de la compensation de l'énergie réactive

- Économise le dimensionnement de l'équipement électrique en raison des faibles besoins en énergie.
- Réduire les chutes de tension et les pertes de ligne.
- Économisez sur les factures d'électricité en éliminant la consommation excessive d'énergie réactive.

II.6 Réglage de la tension

Le réglage de la tension consiste à régler la tension aux niveaux de tous les jeux de barres du réseau à des niveaux acceptables. On sait que $V=f(E, X, P, Q)$. Par conséquent, si la tension du jeu de barres n'est pas dans la plage acceptable, un ou plusieurs de ces paramètres doivent être modifiés. Les méthodes de réglage de la tension peuvent être divisées en catégories : méthodes directes, méthodes indirectes.

II.6.1 La méthode directe

Cette méthode consiste à agir directement sur la tension de charge V ou de source E .

Les solutions de cette catégorie incluent :

- La correction de la tension V par un autotransformateur (Tap-load changer) aux niveaux des postes de distribution.
- Correction au niveau de la source (tension E) par changement d'excitation pour la tension de sortie de l'alternateur.

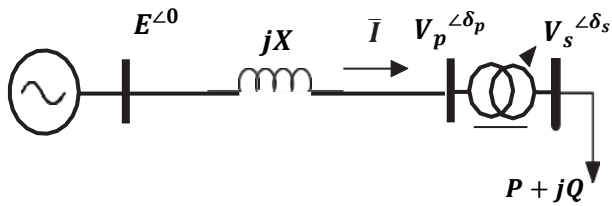


Figure II.5 Réglage de tension charge par autotransformateur.[5]

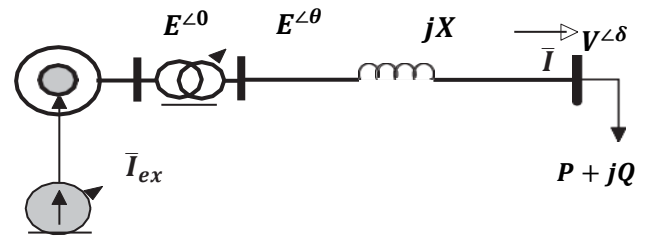


Figure II.6 Réglage de la tension de source par autotransformateur ou par excitation de la source de production.[5]

II.6.2 La méthode indirecte

Il est la méthode qui peut agir sur X ou Q ou parfois P. Ces solutions consistent à utiliser des compensateurs pour modifier le flux de puissance réactive. Parmi ces méthodes :

- **La compensation de puissance réactive**

Ces compensateurs de puissance réactive peuvent être statique comme les batteries de condensateurs et parfois même des inductances, ou dynamique par les FACTS (Flexible Alternating Current Transmission system), Le moteur synchrone (sur ou sous excité) peut être utilisé comme compensateur dynamique de puissance réactive."

- **Modification de la réactance de la ligne :**

En ajoutant des batteries de condensateurs en série avec la ligne qui permet de modifier la réactance de la ligne x .

II.7 Les moyens classiques de compensation d'énergie réactive

II.7.1 Condensateurs/inductances fixes

Les batteries de condensateurs ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges dans le réseau. Les inductances sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les câbles. On peut distinguer deux types de compensation shunt, série.

II.7.1.1 Compensation Shunt

Les batteries de condensateurs shunts sont montées au voisinage des consommateurs du réactif et fournissent une puissance réactive inférieure de celle qui est demandée. L'utilisation d'inductance est pour le réglage de la tension trouve sa place dans les

lignes de transport longues. Lorsque la ligne est ouverte ou faiblement chargée, sa tension augmente à cause des capacités naturelles de ligne qui génèrent trop de la puissances réactive.

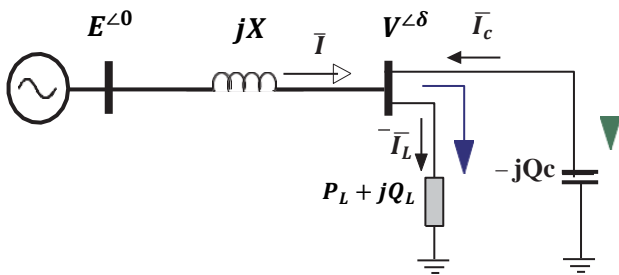


Figure II.7 Réglage de tension charge par compensation shunt de puissance réactive.[5]

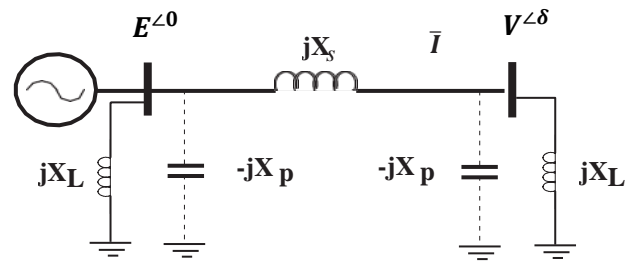


Figure II.8 Réglage de la tension par inductance shunt dans une ligne de transport lorsqu'elle est à vide ou faiblement chargée.[5]

II.7.1.2 Compensation Série

Les compensateurs séries sont utilisées sur les réseaux à moyenne et haute tension, Leur principe de réduire la réactance de ligne.

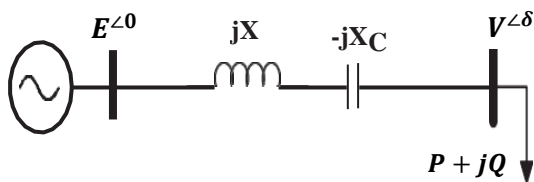


Figure II.9 Réglage de la tension de source par compensation d'une partie de la réactance de ligne (compensation série).[3]

II.7.1.3 Comparaison entre compensation shunt et série

Tableau II-1 : Comparaison de compensateurs série et Shunt.

Type de compensation	Avantages	Inconvénients
Série	<ul style="list-style-type: none"> • Réduire ou d'annuler les chutes de tensions. • Améliorer la stabilité du système énergétique • Des faibles pertes. • Une installation facile 	<ul style="list-style-type: none"> • Nécessité des systèmes de protection coûteux. • Ne compense qu'une faible partie de la puissance demandée.
Shunt	<ul style="list-style-type: none"> • Simplicité, peut être installé au voisinage des utilisateurs. • Moins de pertes, moins des chutes de tension, augmentation de la capacité de transport. 	<ul style="list-style-type: none"> • Réglage discontinu, coût élevé. • Très cher si l'on veut annuler la chute de tension • Effet diminuer lorsque la tension baisse.

En général, en raison des avantages ci-dessus, les batteries de condensateurs sont actuellement le moyen le plus économique et le plus simple de générer de l'énergie réactive. Les limitations sont liées à des problèmes techniques spécifiques tels que :

- La puissance réactive fournie n'est réglable simplement.
- Les condensateurs fixes n'ont pas la rapidité de réponse nécessaire pour répondre aux phénomènes transitoires.
- La puissance réactive fournie varie avec la tension d'alimentation.
- La mise sous tension provoque un violent appel de courant.

II.7.2 Les compensateurs synchrones

Un compensateur synchrone est une machine tournante qui ne fournit pas de puissance active, mais peut fournir ou absorber de la puissance réactive en réponse à une sous- ou surexcitation. [8]

Des compensateurs synchrones peuvent être utilisés en des points du réseau de transmission. De plus, dans des cas exceptionnels.[9]

Type de compensation	Avantages	Inconvénient
Ccompensateurs synchrones	<ul style="list-style-type: none"> ○ Excellent rendement (un facteur de puissance voisin de 1). ○ Peut être placé près des consommateurs. ○ Facile à régler comme producteur ou consommateur de puissance réactive. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Coût initial élevé. ○ Pertes actives relativement importantes. ○ La force motrice, n'est pas toujours compatible avec la demande instantanée de puissance réactive. ○ Il peut décrocher dans le cas d'une surcharge brusque ou d'une chute de tension importante du réseau. ○ Il a besoin d'un générateur à courant continu pour assurer son excitation. Cet organe supplémentaire augmente le prix du moteur.

Tableau II-2 Les avantages et les inconvénients de compensateurs synchrones.

II.8 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présentés les différents phénomènes perturbateurs qui influents sur la qualité de tension ainsi l'acheminement de puissance à travers le réseau électrique. On a vu brièvement l'influence de la puissance réactive sur l'amplitude de tension et la puissance Transmissible. En fin on à présenter les solutions pour régler la tension et les moyens classique de compensation d'énergie réactive.

On a vu que les Méthodes traditionnelle sont toujours limitées, elles ne répondent pas en temps réel face aux perturbations dont fait l'objet le réseau électrique, alors des nouvelles méthodes modernes qui utilise les dispositifs FACTS (basées sur l'électronique de puissance) qu'ils seront traités en détail dans le prochain chapitre.

Chapitre III
Généralité sur les
systemes FACTS

III. 1 Introduction

Dans les réseaux maillés de transport de l'énergie électrique, pour régler la répartition de la puissance entre les diverses lignes il faut pouvoir intervenir sur les paramètres caractérisant ces lignes. Les convertisseurs de l'électronique de puissance permettent de telles interventions avec des temps de réponse beaucoup plus brefs que ceux des procédés antérieurement utilisés. Pour montrer ce qu'on attend de convertisseurs, nous nous limiterons aux dispositifs permettant de faire varier la puissance transmise par une ligne [1] :

- Soit en y insérant en série ou en parallèle une impédance variable de type purement réactif.
- Soit en y insérant en série une source de tension d'amplitude réglable en quadrature avec le courant.
- Soit en y insérant en parallèle une source de courant réglable en quadrature avec la tension.

Ces dispositifs sont désignés sous le nom de FACTS (Flexible alternative Current Transmission System). Ce chapitre met en évidence les caractéristiques et le potentiel des différents FACTS développés à ce jour dont chaque famille est décrite de façon plus détaillée.

III. 1. 1 Définition et le rôle d'un dispositif FACTS

Le concept FACTS de « Flexible Alternative Currents Transmission Systems » est un terme générique qui caractérise tous les équipements à électronique de puissance (diodes, thyristors, GTO, IGBT, etc.). de plus les FACTS sont constitués des transformateurs, d'éléments passifs (condensateurs, inductances), et de contrôleurs métiers.

Ces éléments agissent comme des interrupteurs très rapides, destiné à rendre le réseau plus flexible, et fournit un certain degré de contrôle sur un ou plusieurs paramètres du réseau AC afin d'augmenter la contrôlabilité et d'améliorer la capacité de transmission de puissance du système en maintenant la tension du système. [11]

III. 1. 2 Avantages des dispositifs FACTS

- Haute fiabilité grâce à l'adoption d'un contrôleur d'électronique de puissance caractérisé par une vitesse de réaction rapide.

- Contrôle de puissance très flexible pour circuler le long d'un chemin de transmission donné.
- Contrôle dynamiquement la tension du réseau pour réduire les perturbations.

III. 1. 3 Inconvénients des dispositifs FACTS

Introduire des harmoniques au réseau. En d'autres termes, le signal chargé n'est pas sinusoïdal. Avec des commutations répétées, le réseau devient sensible aux pointes de tension.

III. 2 Classification des dispositifs FACTS

Depuis les premiers compensateurs, il y a eu trois générations d'appareils FACTS. Elles se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissance utilisés.

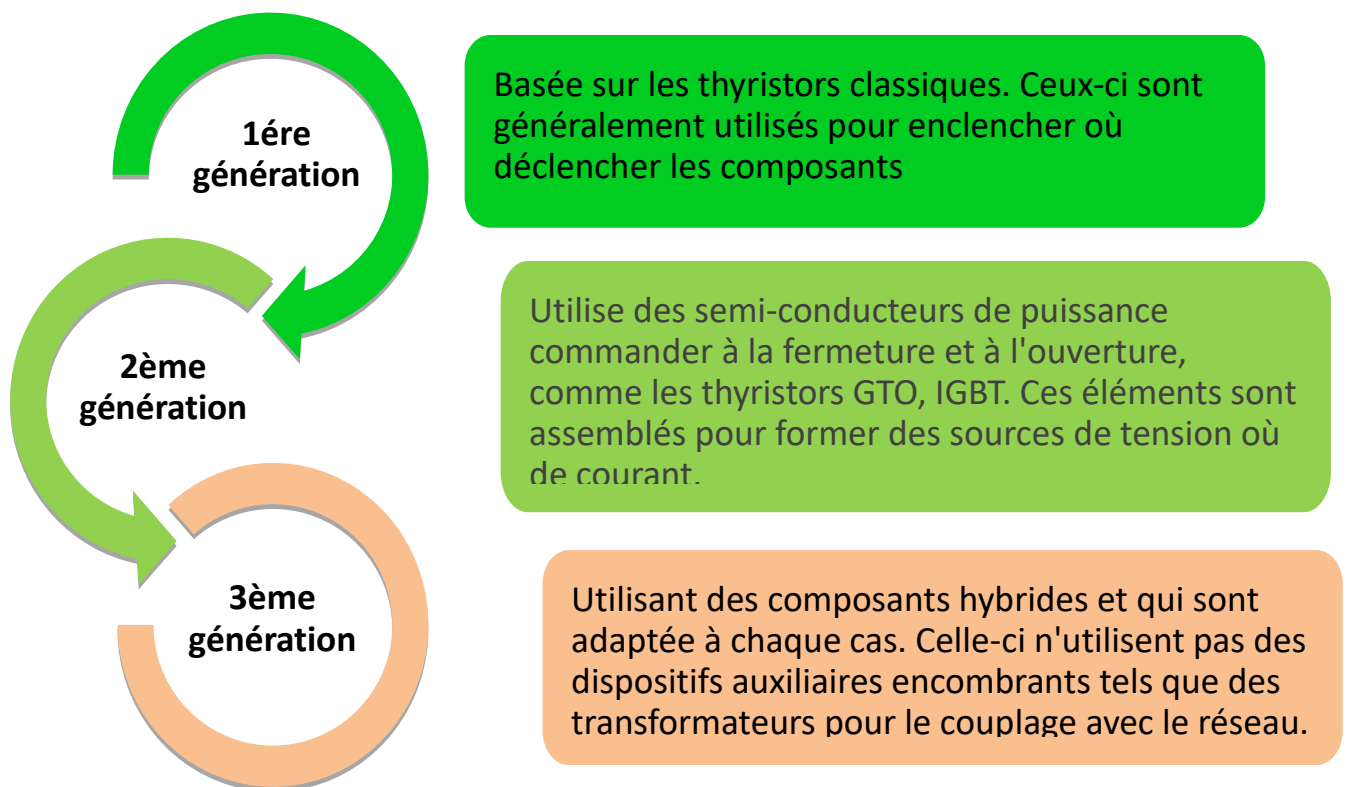


Figure III.1 classification des dispositifs FACTS.

Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories :

- Les compensateurs parallèles.
- Les compensateurs série.
- Les compensateurs hybrides (série - parallèle).

III. 2. 1 Les compensateurs parallèles

La compensation de shunt est utilisée pour influencer l'un des caractéristiques de réseau (Puissance réactive) de la ligne de transmission pour augmenter la puissance transmissible en régime permanent et contrôler la marge de tension au long de la ligne.

Si le compensateur shunt est situé à l'extrémité d'une ligne en parallèle à une charge, il est possible de réguler la tension à cette extrémité et donc d'éviter l'instabilité de la tension causée par des variations de charge ou des coupures de production ou de ligne.

III. 2. 1. 1 TCR (Thyristor Controlled Reactor)

Un circuit TCR est composé d'une inductance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle (gradateur), comme le montre la figure (III.2). La valeur de l'impédance va continuellement changée par l'amorçage des thyristors.

Un dispositif TCR seul n'est pas suffisant pour compenser la puissance réactive dans un réseau, car il n'est pas une source de puissance réactive. Généralement, un TCR est placé avec des batterie de condensateurs fixes (FC) ou (TSC) en tant une source de puissance réactive, et le TCR contrôle cette puissance.



Figure III.2 Modèle d'un TCR.[2]

III.2.1.2 TSR (Thyristor Switched Reactor)

Il s'agit d'un cas particulier d'un TCR où Les thyristors fonctionnent uniquement à des angles fixes de 90° et 180° , c'est-à-dire une conduction complète ou aucune conduction. Le courant réactif $i_s(t)$ est proportionnel à la tension appliquée. Plusieurs TSR peuvent fournir un admittance réactive contrôlable de manière progressive.

L'avantage de TSR par rapport à TCR est qu'il n'y a pas de génération de courant harmonique. De plus, ce contrôleur moins de coûts et de pertes.

III.2.1.3 TSC (Thyristor switched capacitor)

Le TSC se compose d'un condensateur qui est connecté en série à thyristor bidirectionnelle figure (III.3). Les thyristors fonctionnent en interrupteur et non en gradateur, ils ne permettent pas de faire varier la puissance réactive créée.

Les commutations des thyristors sont l'instant que la tension aux bornes des thyristors (U_{sw}) soit minimale pour avoir un minimum de perturbations transitoires.

L'enclenchement est donc réalisé lorsque la tension résiduelle du condensateur est égale à la tension instantanée du réseau. Cependant, il existe toujours des transitoires causés par le $i_s = C \frac{du_s}{dt}$ non nul à l'instant de la commutation, qui sans l'inductance, il en résulterait un courant instantané dans le condensateur important. La valeur de la réactance dépend du nombre de condensateurs connectés à la ligne.

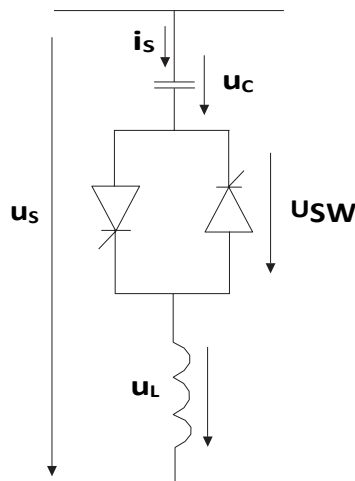


Figure III.3 Modèle d'un TSC.[2]

Plus nous connecte des condensateurs, plus le courant capacitif fourni au réseau est

Cas de 1 condensateur

$$X_C = \frac{1}{C\omega} \tag{III.1}$$

Cas de connexion de n condensateurs

$$X_C = \frac{1}{\omega(C_1 + C_2 + C_3 + \dots + C_N)} \tag{III.2}$$

III.2.1.4 SVC (Static Var Compensator)

La définition IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) d'un SVC est un générateur ou absorbeur de var statique connecté en parallèle, est ajustée pour échanger un courant capacitif ou inductif de manière à maintenir ou contrôler des paramètres spécifiques du système d'alimentation électrique (généralement tension du bus). Les SVC sont des FACTS de première génération. Ils utilisent des thyristors classiques, commandables uniquement à l'amorçage [11].

Dans la pratique il existe plusieurs types de SVC mais généralement il est constitué des dispositifs TCR, TSC, ou bancs de capacités fixes et filtres d'harmonique ces dispositifs est connectées au réseau à haute tension (HT) par l'intermédiaire d'un transformateur comme il montre la figure (III.4)

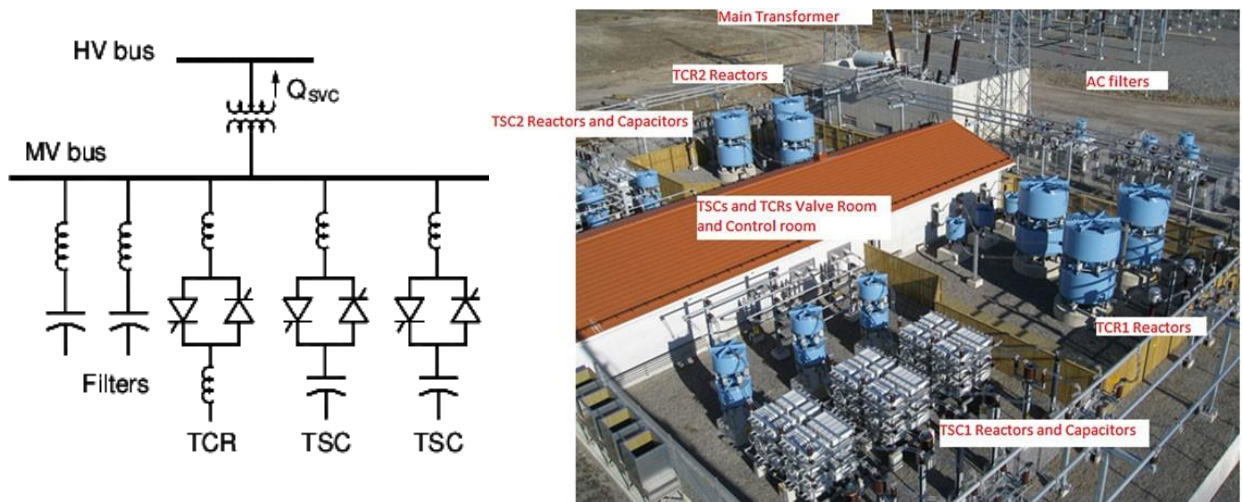


Figure III.4 Modèle d'un SVC.[4]

• **La caractéristique statique SVC**

Considérons par exemple un SVC constitué d'un TCR et d'un filtre capacitif fixe. Le point d'opération en régime permanent du SVC sera alors donné par l'intersection entre les courbes caractéristiques du système électrique et du SVC, tel que comme le montre la figure (III.5)

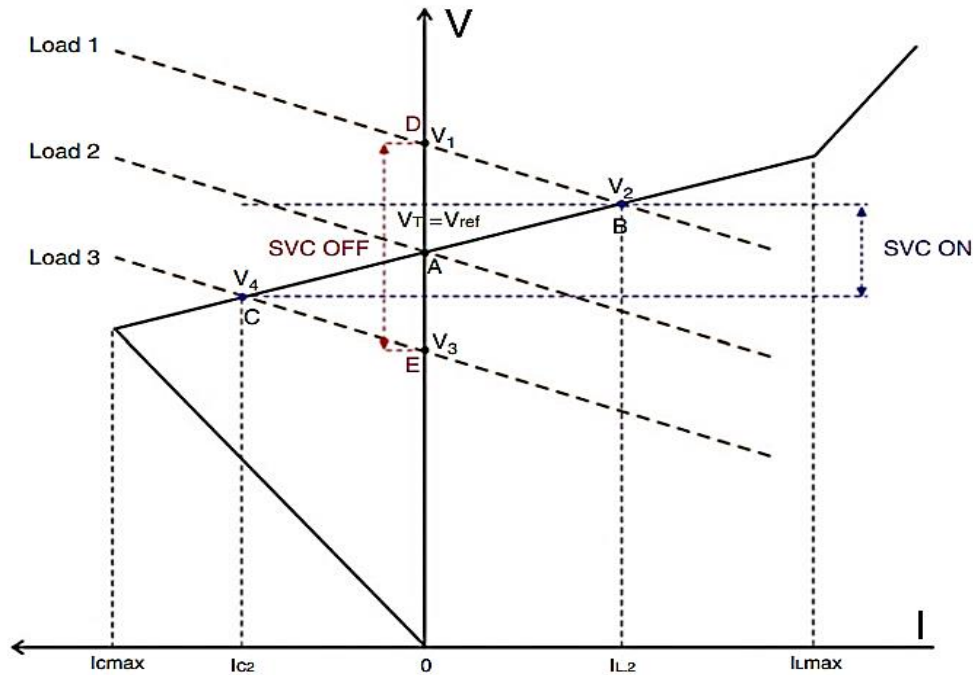


Figure III.5 Tension SVC par rapport à la caractéristique de courant. [3]

La ligne noire de la figure III.5 montre la caractéristique de fonctionnement du SVC en fonction du courant (V-I). Le système de commande produit un courant de sortie qui dépend de la tension au PCC. La performance du SVC est analysée en considérant trois conditions d'exploitation du système électrique, représentées par les lignes Charge1, Charge2 et Charge3.

- La ligne de charge 2 croise la caractéristique V I du SVC au point A, où sa tension V_T est égale à la tension de référence fixée par l'opérateur (V_{REF}). Dans cette condition, le SVC injecte 0 MVAR dans le réseau électrique.
- La ligne de charge 1 croise la caractéristique V I du SVC au point B ou sa tension V_T aux bornes du SVC passe à V_1 , ce qui donne lieu à un signal d'erreur $\Delta U = V_1 - V_{REF}$, qui indique au système de commande du SVC l'existence d'une surtension dans le système d'alimentation électrique. Le système de commande agit alors en déplaçant le

point de fonctionnement du SVC du point A au point B, où le SVC injectera le courant inductif IL_2 avec une erreur de tension définie par la valeur de la pente utilisée.

- La ligne de charge 3 croise la caractéristique VI du SVC au point C où sa tension V_T aux bornes du SVC passe à V_3 , ce qui donne lieu à un signal d'erreur $\Delta U = V_3 - V_{REF}$, qui indique au système de commande SVC l'existence d'une sous-tension dans le système électrique. Le système de commande déplace alors le point de fonctionnement du SVC du point A au point C en commutant des modules TSC où le SVC injecte dans le réseau électrique un courant capacitif IC_2 .

Une fois Les limites IC_{MAX} et IL_{MAX} atteintes, le SVC se comportera comme un dispositif shunt inductif ou capacitif, pour lequel la puissance réactive injectée dans le réseau électrique variera avec le carré de sa tension aux bornes V_T .

- **Utilisation et les limites de SVC**

- **Utilisation de SVC**

- Améliorer les niveaux de tension sur un jeu de barres ou une région.
- Augmenter la capacité de transport de puissance active du réseau.
- Atténuer les oscillations de puissance.
- Contrôle en temps réel.

- **Les limites de SVC**

- La génération de puissance réactive hors de la zone de régulation est dépendante du carré de la tension. Donc les SVC peuvent souffrir facilement d'une chute de tension.
- Les SVC permettent de contrôler efficacement la tension mais pour les deux autres paramètres importants de réseau (l'impédance et l'angle), il est nécessaire d'autres systèmes de contrôle.
- Le SVC requièrent beaucoup de travail pour l'installation et beaucoup de place au sol. Par ailleurs, ils sont très chers.

III.2.1.5 STATCOM (Static Compensator)

Un STATCOM est un convertisseur de tension fait partie de la deuxième génération des FACTS basé sur GTO ou IGBT alimenté par une batterie de condensateurs, en parallèle avec le réseau via un réactance inductive (transformateur de couplage) figure (III.6), le courant de sortie capacitif ou inductif peut être contrôlé indépendamment de la tension du réseau alternatif.

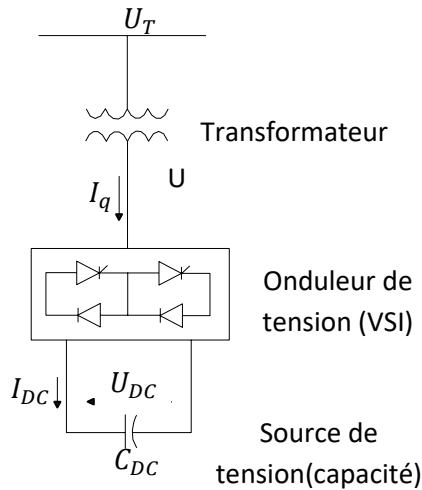


Figure III.6 Structure du compensateur synchrone statique

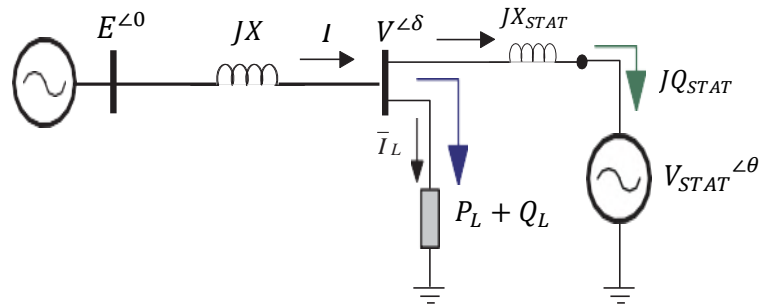


Figure III.7 Structure de l'emplacement du compensateur synchrone statique (STATCOM) dans le réseau.[15]

En commandant l'onduleur, on peut appliquer une tension $\overline{V_{STAT}}$ à cette sortie $V_{STAT}^{\angle\theta}$.

La puissance réactive échangée avec le réseau sera

$$Q_{STAT} = \frac{V^2}{X_{STAT}} - \frac{V V_{STAT}}{X_{STAT}} \cos(\delta - \theta) \quad (III.3)$$

Pour un STATCOM idéal $\delta = \theta$, alors :

$$Q_{STAT} = \frac{V^2}{X_{STAT}} - (V - V_{STAT}) \quad (III.4)$$

- Si $V_{STAT} < V$, le courant circulant dans la réactance est déphasé de $-\pi/2$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant inductif.
- Si $V_{STAT} > V$, le courant circulant dans la réactance est déphasé de $+\pi/2$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant capacitif.
- Si $V_{STAT} = V$, le courant circulant dans la réactance est nul et par conséquent il n'y a pas d'échange d'énergie.

Comparaison entre SVC et STATCOM

- Le STATCOM contrairement au SVC, Il est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle. Donc l'étendue de la plage de l'opération est plus large qu'avec un SVC classique. Comme il montre figure (III.8).
- Il n'a pas besoin de gros condensateurs pour le stockage d'énergie ce qui résulte en diminution de ses dimensions.
- La réponse plus rapide, car il n'a pas de délai associé à l'angle d'amorçage à thyristor.

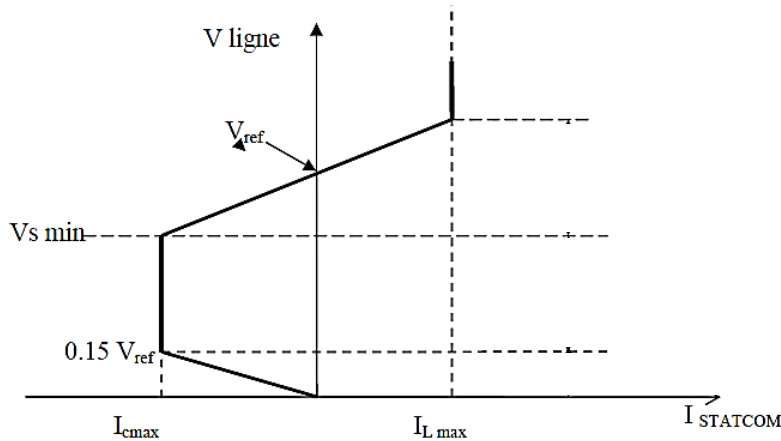


Figure III.8 Tension STATCOM par rapport à la caractéristique de courant.[17]

- **Remarques importantes sur la compensation shunt**

- Le réglage shunt permet d'augmenter la tension et la puissance de transmission, mais le système devient très sensible lorsque les limites pratiques sont atteintes, ce qui réduit la robustesse du système.
- La régulation de tension n'implique pas l'annulation de la chute de tension, elle n'est modifiée que le module et la phase.

III. 2. 2 Les compensateurs séries

La réactance de ligne est l'une des principales limitations de la transmission sur les longues lignes. Pour résoudre ce problème, des FACTS connectés en série dans le réseau peuvent être utilisés comme source à impédance variable (inductive, capacitive) ou à tension variable. Influençant ainsi le flux de puissance en régime permanent ($P = \frac{EV}{X} \sin \delta$), lorsque plusieurs chemins parallèles mènent au même nœud, il est possible de forcer la puissance à circuler dans des lignes sous-exploitées et ainsi réduire la charge des lignes surchargées ou proches de leurs limites thermiques. La figure (III.9) montre l'effet de la compensation en série dans le contexte du contrôle des transits de puissance. [8]

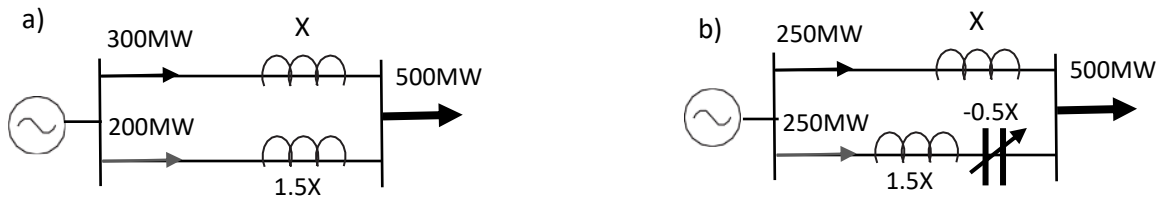


Figure III.9 Transits de puissance dans deux lignes parallèles : a) sans compensation, b) avec compensation série capacitive.[18]

Cette capacité à contrôler le flux de puissance peut être utilisée efficacement pour augmenter la limite de stabilité transitoire et pour fournir un amortissement des oscillations de puissance.

En pratique, il existe deux modes de contrôle de la compensation série soit contrôle de la réactance de ligne ou de la tension dans le point de raccordement.

III.2.2.1 TCSC (Thyristor controlled series capacitor)

Un TCSC (Thyristor controlled series capacitor) figure (III.10) monophasé est constitué d'une batterie de condensateurs en série Shunté par une réactance commandée par thyristors afin de fournir une réactance capacitive série réglable. En pratique, une varistance à oxyde métallique ou MOV (Metal Oxide Varistor) est insérée en parallèle afin de protéger le condensateur contre les surtensions.

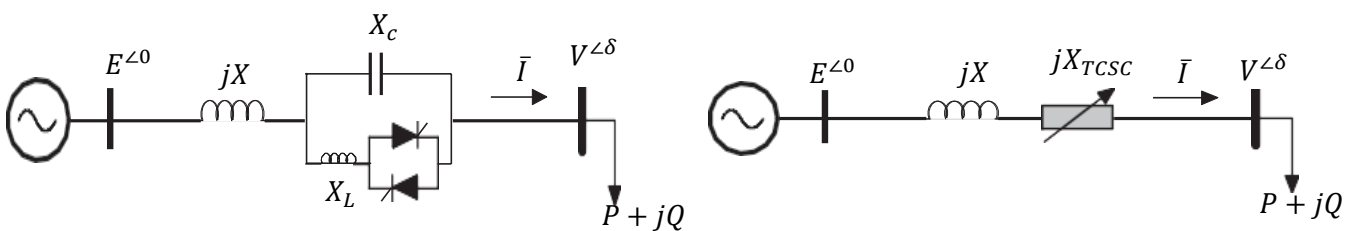


Figure III.10 réglage de tension par compensation série en utilisant un (TCSC).[16]

En agissant sur l'angle d'amorçage des thyristors, on peut varier la valeur de l'impédance du compensateur X_{TCSC} soit bloqué (impédance capacitive), soit en plein conduction (impédance équivalente $X_c//X_L$, soit en conduction partielle. L'expression de l'impédance est donnée par l'équation suivante:

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{X_c X_L(\alpha)}{X_c + X_L(\alpha)} \quad (\text{III.5})$$

$$X_L(\alpha) = \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin 2\alpha} \quad (\text{III.6})$$

III.2.2.2 TSSC (Thyristor Switched Series Compensator)

L'élément de base d'un TSSC est un condensateur shunté par une thyristor, illustrée à la Figure (III.11). Le condensateur est inséré dans la ligne si le thyristor est l'angle d'amorçage de 90 degrés soit de 180 degrés. [5]

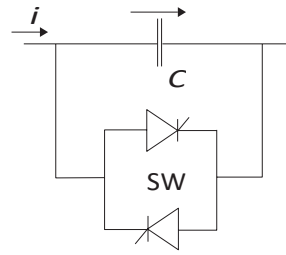


Figure III.11 Schéma de principe de TSSC [16]

Le TSSC peut être considéré comme une réactance contrôlable en série avec la ligne comme indiqué sur la figure (a). Le rapport de la réactance TSSC insérée à la ligne réactance X.

$$K = -\frac{X_{TSSC}}{X} \text{ pour un TSSC}$$

On peut calculer la puissance active et réactive transmise à partir de la formule générale de transmission dans la ligne (chapitre II) comme suit :

$$P = \frac{U_1 U_2}{X + X_{TSSC}} \sin \delta = \frac{U_1 U_2}{X(1-K)} \sin \delta \quad (\text{III.7})$$

$$Q_{fournie} = 2 \frac{U_1 U_2}{X} \frac{K}{(1-K)^2} (1 - \cos \delta) \quad (\text{III.8})$$

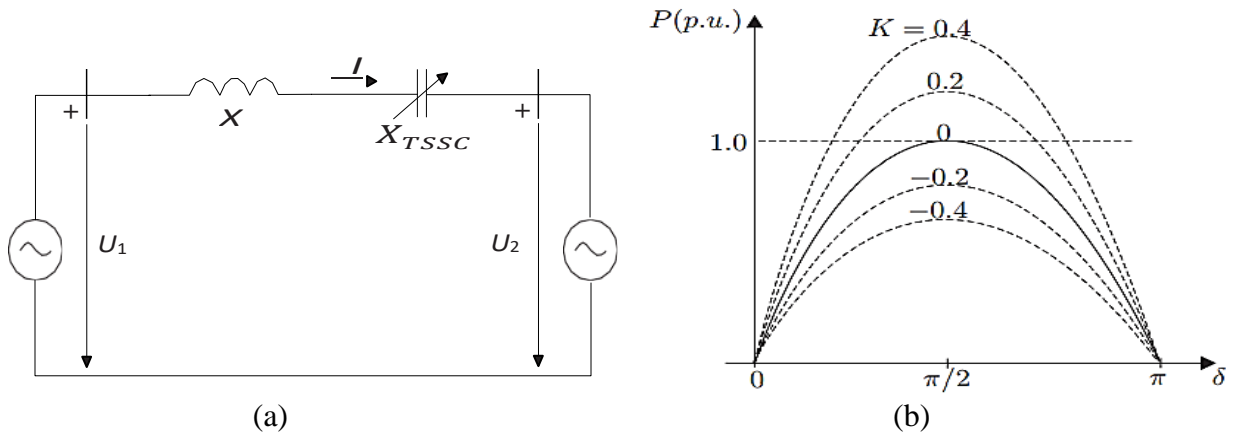


Figure III.12 a) Schéma équivalent d'un TSSC avec réseau

b) Puissance active transmise dans une ligne compensée.[18]

La puissance active P dépend fortement de la valeur K . En d'autres termes, la puissance active transmise dépend de la réactance X_{TSSC} insérée dans la ligne de transmission.

- **Les avantages des Condensateurs série commandé par thyristors**
- L'amortissement des oscillations de puissance.
- L'équilibrage des flux de charge dans les réseaux de transmission.
- Une grande plage de variation de l'impédance équivalente capacitive et inductive (en cas TCSC).
- Réduction des courants de défaut.
- Une réponse très rapide (moins d'un demi-cycle (8 ms pour 60 Hz).
- Une stabilité de tension.
- Pas de génération d'harmoniques (en cas TSSC).

III.2.2.3 SSSC (Static Synchronous Series Compensator)

Est un générateur statique synchrone de la famille des compensateur série. Également connu sous le nom de DVR (Dynamic Voltage Restorer), est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur série figure (III.13). Il produit la tension de sortie en quadrature avec le courant de ligne et contrôlable indépendamment.

Le SSSC peut produire ou absorber la puissance réactive Q suivant la commande du convertisseur statique (prend la mesure de la tension à l'aide d'un transformateur de tension TT, et du courant à l'aide d'un transformateur de courant TC). [16]

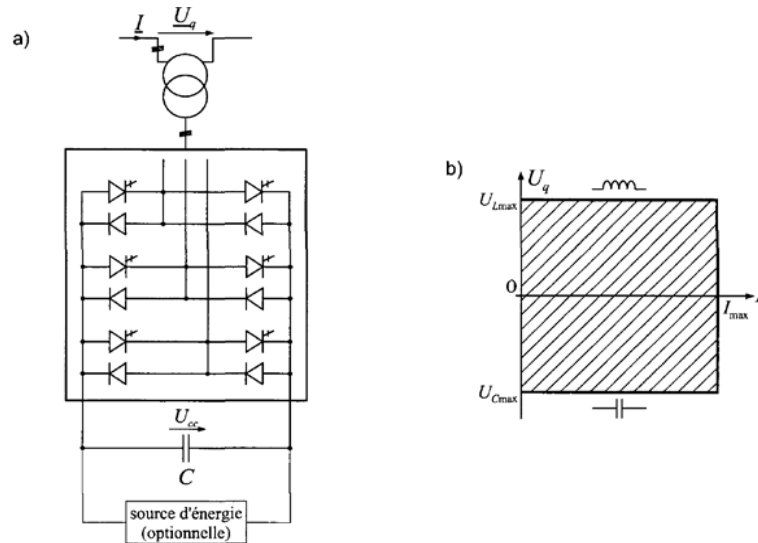


Figure III.13 a) Schéma de base du SSSC.

b) Caractéristique V-I de SSSC.[7]

- **Avantages**

- Augmenter ou de diminuer le flux de puissance dans une ligne.
- Efficace tant pour des petites charges (faibles courants) que pour des grandes charges (la valeur de la tension insérée constante, indépendamment du courant de ligne).
- Il ne peut pas provoquer de résonance hypo synchrone.
- Le SSSC avec un élément de stockage d'énergie active améliore encore l'efficacité d'amortissement des oscillations de puissance transmises.

- **Inconvénients**

Parmi les inconvénients du SSSC, son coût élevé par rapport à celui des condensateurs série réglables. Il est en grande partie dû au transformateur haute-tension. Dans la future, ce désavantage pourrait être supprimé par l'introduction de SSSC sans transformateur (FACTS de la troisième génération).

III.2.2.4 Comparaison entre les différents types de FACTS séries

SSSC	TCSC		
<ul style="list-style-type: none"> • Générer une tension variable indépendamment du courant de ligne • Assurer une compensation de la résistance de ligne par injection de puissance active 	<ul style="list-style-type: none"> • Ne peuvent pas échanger de la puissance active avec la ligne de transmission • Compensation dépend de courant de la ligne (bonne lorsque courant est faible) 		
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="533 752 1056 828">TSSC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="533 833 1056 1169"> <ul style="list-style-type: none"> • Ne peuvent pas échanger de la puissance active avec la ligne de transmission • La tension de compensation est proportionnelle au courant de la ligne </td> </tr> </tbody> </table>		TSSC	<ul style="list-style-type: none"> • Ne peuvent pas échanger de la puissance active avec la ligne de transmission • La tension de compensation est proportionnelle au courant de la ligne
TSSC			
<ul style="list-style-type: none"> • Ne peuvent pas échanger de la puissance active avec la ligne de transmission • La tension de compensation est proportionnelle au courant de la ligne 			

- **Remarques importantes sur la compensation série**

- La compensation de la réactance de ligne maximale est 80%, on ne peut pas dépasser cette limite pour éviter la résonance.
- La compensation série est couramment utilisé dans les réseaux de distribution d'énergie pour résoudre les problèmes de qualité de l'alimentation tels que les creux de tension et les maintenir à un niveau constant. [17].
- Certains problèmes liés à l'angle de transmission ne peuvent pas être traités par la compensation série.

III. 2. 3 Compensateurs hybrides

Dans les sections précédentes, on a vu les compensateurs shunt et série affectent un seul des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle) [11]. Une combinaison de deux types de compensateurs est possible d'obtenir un compensateur hybride qui peut contrôler différentes paramètres en même temps

Courant, tension et angle de puissance active et réactive et l'angle δ . Dans cette section, trois compensateurs sont examinés. UPFC, IPFC, TCPAR.

III. 2.3. 1 UPFC (Unified Power Flow Controller)

IEEE définit l'UPFC comme étant Une combinaison d'un compensateur statique synchrone (STATCOM) et d'un compensateur statique série (SSSC) qui sont couplés via une liaison cc commune figure (III.14), pour permettant à la puissance active de circuler de manière bidirectionnelle entre la sortie série du SSSC et la sortie shunt du STATCOM., et sont contrôlés pour fournir compensation de ligne série actives et réactives simultanées de ligne sans source d'énergie électrique externe.

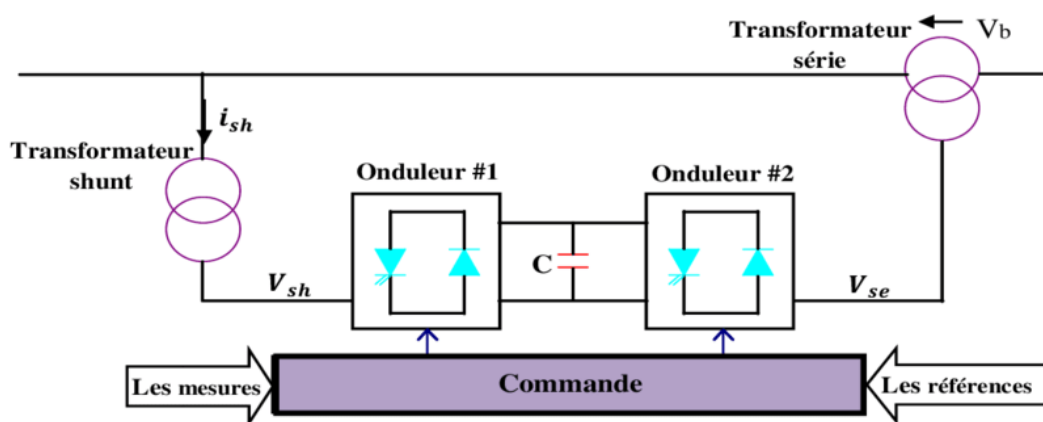


Figure III.14 Schéma d'un UPFC. [19]

Le principe de l'UPFC est de dériver une partie du courant circulant dans la ligne et de le réinjecter dans la bonne phase. Le convertisseur 1 monté en parallèle a pour rôle d'absorber la puissance active et de la fournir au convertisseur série. Ce dernier produit une tension Upq , contrôlé en amplitude et en phase, et insérée dans la ligne. [17]

- **Avantages**
- Contrôle en temps réel de tous les trois paramètres régissant les transits de puissances dans les lignes (tension, phase et impédance).
- Il peut contrôler indépendamment les flux de puissance active et réactive dans la ligne.
- Capable d'amortir les oscillations de puissance fonctions alternativement différentes.

III. 2.3. 2 IPFC (Interline Power Flow Controller)

La combinaison des deux ou plusieurs SSSC qui sont couplés par une liaison commune à courant continu pour faciliter le flux bidirectionnel de puissance active entre les bornes des SSSC, et qui sont commandés pour fournir une compensation réactive indépendante pour l'ajustement du flux de puissance active dans chaque ligne et maintenir la distribution souhaitée du flux de puissance réactive entre les lignes. L'IPFC aborde le problème de la compensation d'un certain nombre de lignes de transmission à un sous-station donnée comme il montre figure (III.15).

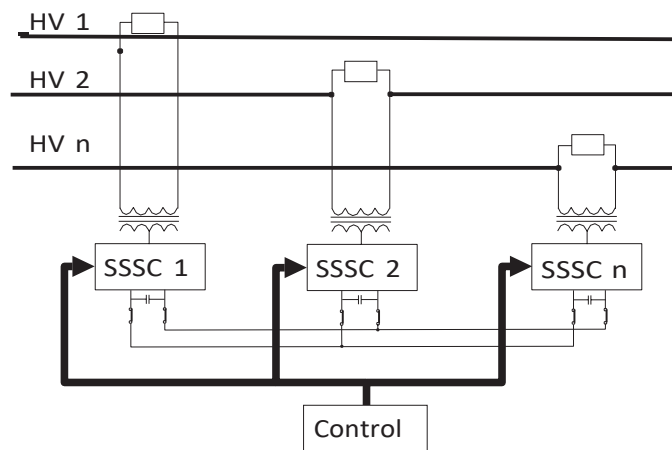


Figure III.15 Principe d'utilisation du contrôle de transit de puissance entre ligne. [19]

III. 3 Comparaison entre les différents types FACTS

TableauIII1 Performances des principaux FACTS

Dispositif	Contrôle de tension	Stabilité transitoire	Limitation du courant de défaut	La stabilité statique	L'écoulement de puissance	Amortissement de l'oscillation de puissance
SSSC	★★	★	★	/	★★	★★
STATCOM	★★	★★	/	★★	★	★★
SVC	★★	★	/	★★	★	★★
TCSC	★	★★	★	/	★★	★★
UPFC	★★	★★	★	★	★★	★★
IPFC	★	★	★	/	★★	★

III. 4 Dispositifs FACTS en eexploitation

Il existe de nombreux contrôleurs FACTS en service dans le monde. Dans cette section, on va présentées trois installations en exploitation.

III. 4. 1 SVC on Dong Anshan, Liaoning, China

Un SVC à Dong Anshan, Liaoning, Chine, pour stabiliser la tension alternative de 66 kV, qui a été impacté par les changements de charge (contribution apportée par Hong Rao, Institut de recherche sur l'énergie électrique du réseau électrique du sud de la Chine) Le SVC est connecté directement au système 66 kV où les charges incluent une charge de production de métal évalué à 100 MVA. Le SVC est entré en service en janvier 2010[10]. Quelques paramètres de SVC montrés dans le tableau (III.2).

- **Principaux paramètres techniques de SVC**

Tableau III-2 caractéristique de SVC de Dong Anshan

Paramètres		Value
Rendement de SVC	Tension (kV)	66
	Puissance (Mvar)	+30 Mvar to +100 Mvar (avec tous les filtres) —25 Mvar to +45 Mvar (uniquement avec les filtres essentiels)
	Couplage de TCR	Delta
	Puissance TCR (Mvar)	—70
Transformateur	Couplage	YNy0
	Rapport (kV)	220 2 × 2.5%/66
	Puissance apparent (MVA)	180/180
Capacité de surcharge (courant/heure)		1.2 pu/Permanent
Méthode de refroidissement		Eau froide
Pertes de la vanne SVC à pleine charge (%)		≤0.25
Durée de vie estimée (année)%		≥25

III. 4. 2 STATCOM on Alabama, USA

STATCOM en Alabama, États-Unis, pour améliorer la qualité de l'alimentation, qui avait diminué en raison de la réduction de la capacité de court-circuit dans le réseau régional, et d'un grand four à arc électrique (EAF) générant du scintillement, du déséquilibre et des harmoniques. Cette contribution a été fournie par Marcio Oliveira, ABB. Le STATCOM est entré en service en janvier 2016. [9]

- **Principaux paramètres techniques STATCOM**

Tableau III-3 caractéristique de STATCOM

Paramètres		Valeur
Rendement	Tension (kV)	34.5
	Puissance (Mvar)	0/+220
	Mode de couplage	Triangle
Transformateur	Mode de coulage	Dyn1
	Rapport (kV)	230/34.5
	Puissance (MVA)	120
Semiconductor	Type	StakPak IGBT's
	tension/courant(kV/A)	34.5/4000^b
Méthode de refroidissement		Refroidissement par eau avec échangeurs de chaleur eau-air
Durée de vie estimée (année)		30

III.5 Coût des dispositifs FACTS

D'un point de vue économique, un critère courant pour évaluer les avantages de FACTS est que l'augmentation du rendement doit l'emporter sur les coûts d'exploitation, de maintenance et d'amortissement du système. Les principaux éléments de coût sont montrés dans le schéma suivant

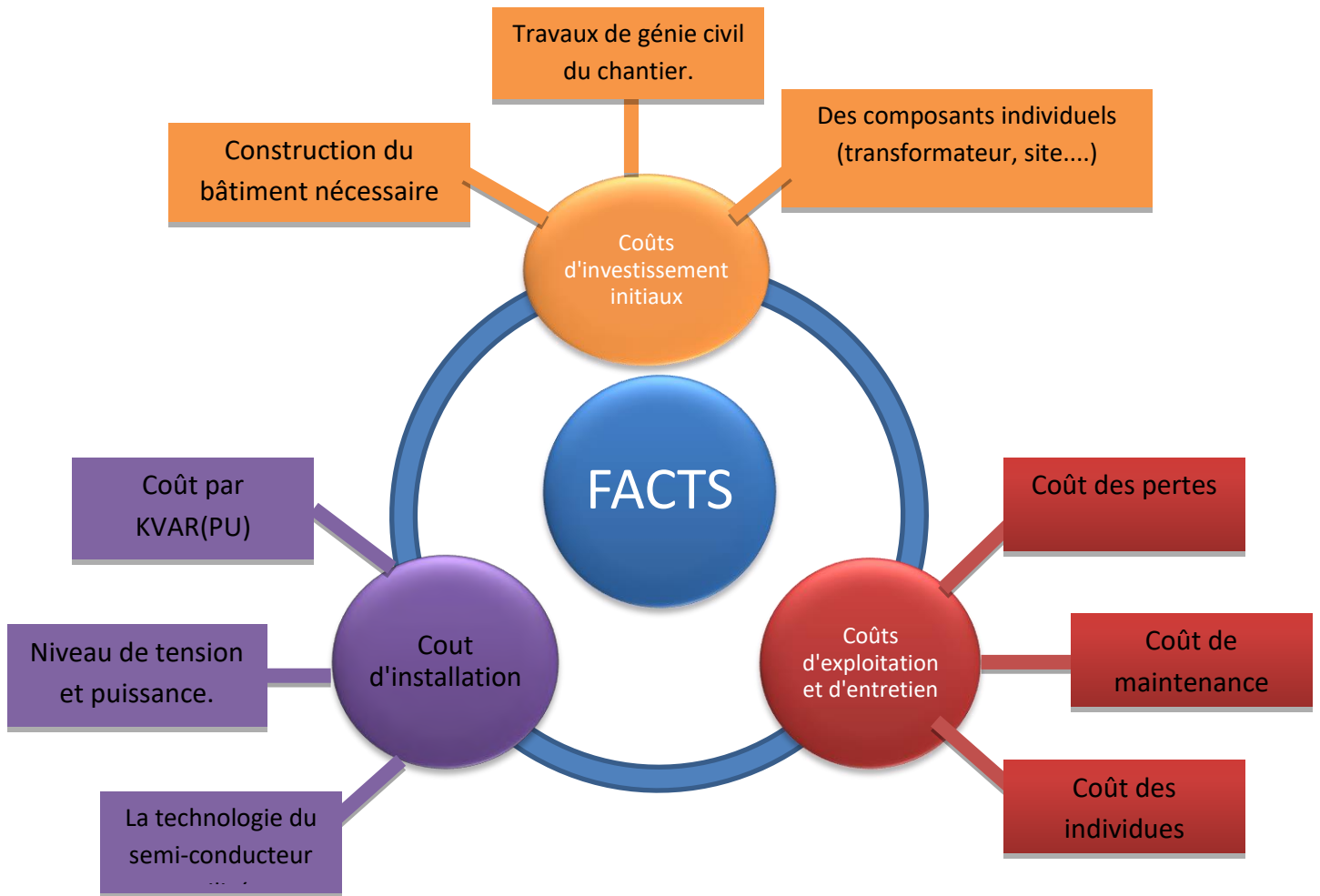


Figure III.16 cout des dispositifs FACTS.

III.6 Conclusion

Les différents dispositifs FACTS présentés dans ce chapitre ont leurs propres caractéristiques aussi bien en régime permanent qu'en régime transitoire. Ainsi, chaque type d'équipement sera utilisé pour répondre à des objectifs clairement définis. Des considérations économiques interviendront également dans le choix du type d'installation à utiliser.

Dans le cadre de ce projet, Nous avons choisi d'étudier le SVC pour améliorer les propriétés de celle-ci, afin que ce dernier être fiable pour garder la tension de raccordement à un réseau électrique dans la marge de tension désirée et pour améliorer le transit de puissance active.

CHAPITRE IV

Modélisation d'un SVC

IV. 1 Introduction

Le compensateur Var statique (SVC) est un dispositif de compensation de shunt, qui peut fournir une puissance réactive variable pour maintenir ou contrôler la tension à son point de connexion dans le système électrique, ainsi que d'augmenter la stabilité transitoire et d'amortir les oscillations de puissance. Depuis la mise en service du premier type de SVC dans les années 1960, le SVC est devenu le contrôleur FACTS le plus utilisé dans réseaux électriques, les SVC se composent généralement d'un ou plusieurs des éléments suivants :

- Thyristor Controlled Reactors (TCR).
- FC (Fixe Capacitor) ou TSC (Thyristor Switched Capacitors) et/ou condensateur à commutation mécanique (MSC).
- Des filtres harmoniques
- Transformateur SVC HT/MT ou BT

Le point de connexion est généralement appelé PCC (Point of Common Connection).

Les SVC ont une large gamme d'applications, dans l'industrie, telles que les machines à souder et les fours à arc, le SVC est utilisé pour réduire le flicker en compensant la puissance réactive aléatoire créée par les charges.

Dans ce chapitre Nous allons présenter une étude profondu concerne le contrôleur SVC sur le fonctionnement, contrôle, puis nous allons discuter une application théorique du SVC.

IV. 2 Composants du circuit principal d'un SVC

IV.2.1 TCR (Thyristor Controlled Reactor)

TCR est une inductance qui est connectée en série avec des thyristors bidirectionnel (gradateur). Par action sur les thyristors, le TCR injecte en continu une puissance réactive inductive variable dans le réseau.

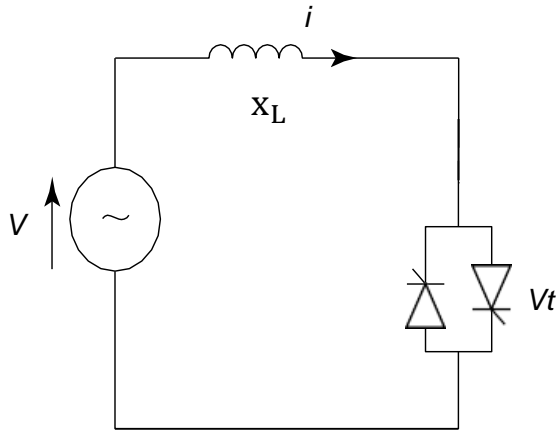


Figure IV.1 Réactance commandée par thyristors.[1]

IV. 2. 1. 1 Principe de fonctionnement

Les thyristors permettent conduction du courant dans les deux demi-cycles de tension alternative. L'admittance $B_L(\alpha)$ varie en fonction de α de la même façon que la fondamentale du courant $i_L(\alpha)$ comme il est indiqué dans la figure (IV.2), la puissance réactive varie de sa valeur maximale à zéro, lors d'une variation de l'angle d'amorçage de la valeur minimale à la valeur maximale. L'angle d'amorçage des valves est déterminé par le système de commande :

Si l'angle de retard est mesuré par rapport à l'instant de passage par zéro du tension (Figure IV.2 a) une conduction complète est obtenue pour $\alpha = 90^\circ$ et une conduction minimale pour $\alpha \approx 180^\circ$. Ainsi, le TCR peut être utilisé pour $\pi/2 \leq \alpha \leq \pi$.

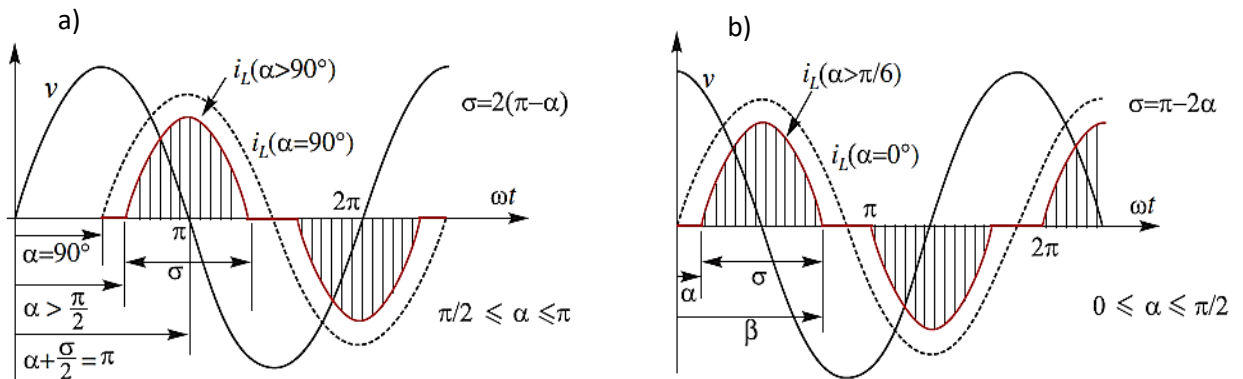


Figure IV.2 formes d'onde de tension et de courant dans le réacteur, v et $i_L(\alpha)$. [8]

Calcul du courant dans le TCR[8]

La tension de la source être exprimée comme :

$$V(t)=V_m \sin \omega t. \quad (IV-1)$$

Le courant TCR est alors donné par l'équation différentielle suivante :

$$L \omega \frac{di}{d(\omega t)} = V_m \sin \omega t. \quad (IV-2)$$

L c'est inductance de TCR, on intégré l'équation on trouve :

$$i(\omega t) = \frac{V_m}{\omega L} [-\cos \omega t] + C. \quad (IV-3)$$

La constante d'intégration C peut être déterminée à la limite, à l'instance de tirage exacte lorsque le thyristor est bloqué. à l'instant $\omega t = \alpha$, le courant $i_L(\omega t = \alpha) = 0$, La valeur de la constante d'intégration de l'équation (IV-3) est :

$$C = -\frac{V_m}{\omega L} \cos \alpha \quad (IV-4)$$

$$i_L(\alpha) = \frac{V_m}{X_L} (\cos \alpha - \cos \omega t) \quad (IV-5)$$

Où :

V_m est l'amplitude maximale de la tension AC appliquée au TCR.

$X_L = \omega L$ La réactance inductive de fréquence fondamentale du réacteur.

Pour : $\omega t' = \omega t$ et $\alpha' = \alpha$

$$I_{L1}(\alpha') = \frac{V_m}{X_L} [\cos(\alpha' + \frac{\pi}{2}) - \cos(\omega t' + \frac{\pi}{2})]. \quad (IV-6)$$

Qui est égal à :

$$I_{L1}(\alpha') = \frac{V}{X_L} [\sin \omega t' - \sin \alpha'] \quad (IV-7)$$

$$I_{L1}(\alpha) = \frac{V}{X_L} [\sin \omega t - \sin \alpha] \quad (IV-8)$$

Le courant $i_L(t)$ dans le TCR peut être écrit comme une série de Fourier :

$$i_L(\omega t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos(n\omega t) + \sum_{n=1}^{\infty} b_n \sin(n\omega t). \quad IV-9$$

Où :

$a_0 = 0$ en raison de la symétrie par rapport à l'axe x

$a_n = 0$ en raison de la symétrie des formes d'onde impaires $f(x)=-f(-x)$

$b_n = 0$ pour $n=2,4,6,8,\dots$ en raison de la symétrie à l'intérieur de chaque demi-onde $f(w+T/2)=-f(x)$

Les termes non nuls deviennent :

$$b_1 = \frac{2}{\pi} \int_{\alpha}^{\pi-\alpha} \frac{V}{X_L} [\sin wt - \sin \alpha] \quad \text{IV-10}$$

La solution de cette équation et le courant maximal de TCR en fonction de α est :

$$I_{L1}(\alpha) = \frac{V}{X_L} \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{\sin 2\alpha}{\pi}\right) \quad \text{(IV-11)}$$

Une admittance réactive efficace $B_{TCR}(\alpha)$ pour le TCR peut être exprimée à partir d'équation (IV-11) en fonction de l'angle α :

$$i_1(\alpha) = VB_{TCR}(\alpha) \quad \text{(IV-12)}$$

Avec B_{TCR} est la susceptance de TCR :

$$B_{TCR}(\alpha) = B_{max} \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{1}{\pi} \sin(2\alpha)\right) \quad \text{(IV-13)}$$

Si l'angle α est mesuré par rapport au passage par zéro de la tension d'alimentation $v(t)$, la même expression (IV.13) résultats, mais avec $\alpha' = \alpha + \pi/2$ donc $\alpha = \alpha' - \pi/2$

$$I_{L1}(\alpha') = \frac{V}{X_L} \left\{1 - \frac{2}{\pi} (\alpha' - \pi/2) - \frac{\sin[2(\alpha' - \pi/2)]}{\pi}\right\} \quad \text{(IV-14)}$$

Qui est égal à :

$$I_{L1}(\alpha') = \frac{V}{\pi X_L} [2\pi - 2\alpha' + \sin(2\alpha')] \quad \text{(IV-15)}$$

Donc

$$B_{TCR} = \frac{2(\pi-\alpha)+\sin(2\alpha)}{\pi X_L} \quad \text{(IV-16)}$$

À partir de l'équation (IV-16), on peut observer que la valeur maximale de B_{TCR} est $B_{max} = l/X_L$, obtenue à $\sigma=\pi$ ($\alpha = 90^\circ$), ce qui signifie une conduction complète. La valeur minimale pour B_{TCR} est zéro, obtenue à $\sigma = 0^\circ$ ($\alpha = 180^\circ$). Ce principe de commande repose sur le passage par zéro de l'alternance positive de la forme d'onde de tension et il s'agit d'une commande asymétrique sur les deux cycles.

En remarque l'augmentation de l'angle α et la diminution de l'amplitude de la composante fondamentale I_{L1} du courant. Cette diminution équivaut à une augmentation dans la réactance inductive du réacteur, réduisant la puissance réactive absorbée et l'intensité du courant dans son circuit (figure IV.3).

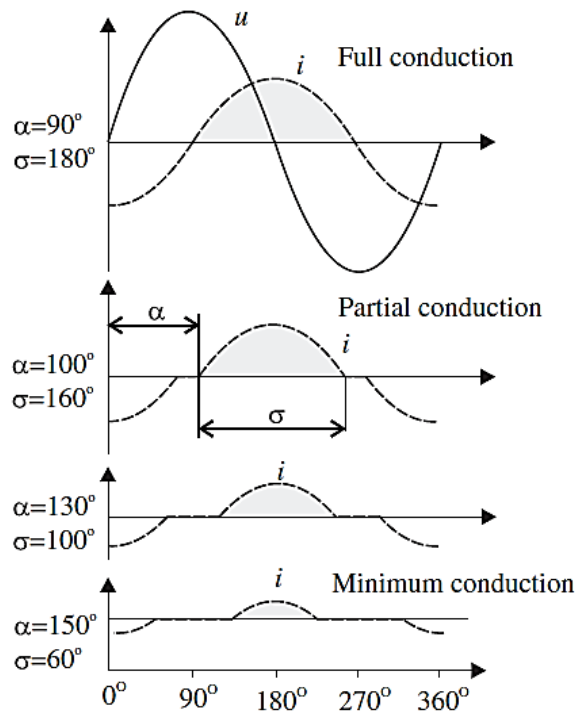


Figure IV.3 Modification de la composante fondamentale du courant à l'aide de l'angle de retard α .

IV. 2. 1. 2 Harmoniques

Pour des angles d'amorçage des thyristors supérieurs à 90° mais inférieurs à 180° a deux effets importants. En premier, les pertes des puissances diminuent dans le contrôleur TCR. La seconde, le courant devient de moins en moins sinusoïdal et donc entraînant une caractéristique courants harmoniques de rang impair.

Les harmoniques peuvent être déduits par l'analyse de Fourier des valeurs efficaces du courant (RMS) ITCR et du courant d'harmonique n de TCR sont donnés par les équations suivantes en fonction de α :

$$I_{nTCR}(\alpha) = \frac{V}{\omega L \pi} \frac{4}{\pi} \left[\frac{\sin \alpha \cos n\alpha - n \cos \alpha \sin n\alpha}{n(n^2-1)} \right]. \quad (III-17)$$

Ou $n = 2k + 1$ et $k = 1, 2, 3, \dots$

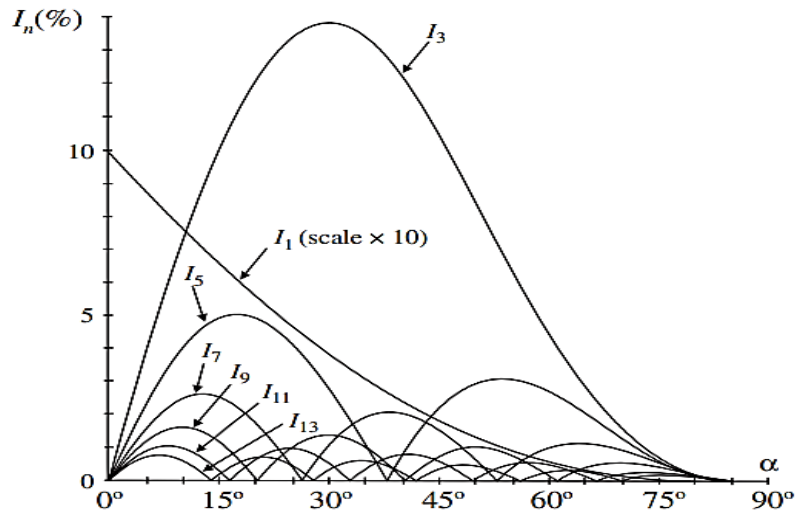


Figure IV.4 Les harmoniques du courant ITCR. Source: Hingorani & Gyugyi 1999 [3]

n	K	$\alpha_{n,max} = \alpha + \frac{\pi}{2}$	$I_{n,max}/I_1$
3	1	$2\pi/3$	0.1378
5	2	$3\pi/5$	0.0505
7	3	$4\pi/7$	0.0259
9	4	$5\pi/9$	0.0157
11	5	$6\pi/11$	0.0105
13	6	$7\pi/13$	0.0075
15	7	$8\pi/15$	0.0057
17	8	$9\pi/17$	0.0044
19	9	$10\pi/19$	0.0035
21	10	$11\pi/21$	0.0029
23	11	$12\pi/23$	0.0024
25	12	$13\pi/25$	0.0020

Tableau IV-1 Amplitude maximale de la génération harmonique d'une phase de TCR

Les courants harmoniques doivent être correctement filtrés pour assurer le respect des exigences de spécification pour les distorsions de tension harmonique au point de raccordement de SVC. Une solution généralement utilisée consiste à connecter Les inductances de TCR triphasé en triangle (figure (IV.5)). Ce mode de couplage a pour objectif principal la réduction de toutes les harmoniques de multiple de trois (3ième, 9ième, 15ième, etc.).

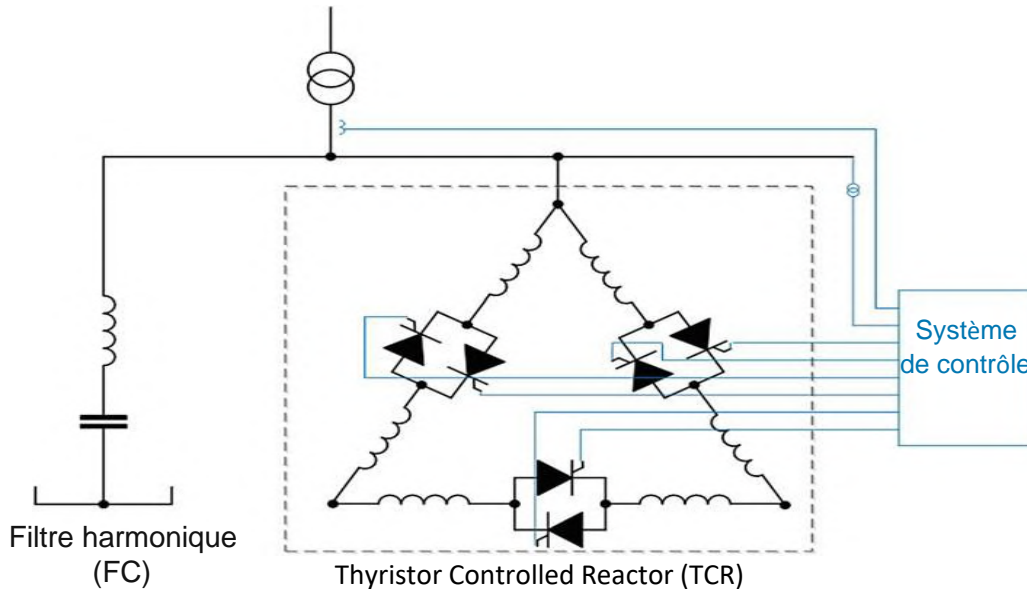


Figure IV.5 TCR triphasé connecté en triangle [5]

Lors d'un fonctionnement dans des conditions équilibrées. Tous les autres courants harmoniques mentionnés précédemment sont présents dans le courant de ligne donc il est nécessaire d'un filtre d'harmonique.

Il faut noter que des angles d'amorçage différents produiraient plus des courants harmoniques et composants continu. L'angle d'amorçage des valves est déterminé par le système de commande.

IV.2.2 TSC (Thyristor Switched Capacitors)

Le TSC se compose d'un condensateur qui est connecté en série à thyristor bidirectionnelle. Les thyristors fonctionnent en interrupteur et non en gradateur figure (IV.6), ils ne permettent pas de faire varier la puissance réactive créée. L'inductance est pour :

- Filtrer les harmoniques provenant du réseau électrique ou de tout autre SVC fonctionnant à proximité électrique.

- Limiter les courants de surtension dans les vannes à thyristor dans des conditions de fonctionnement anormales telles qu'un dysfonctionnement de la commande provoquant une commutation de condensateur.
- Éviter la possibilité de la résonance.

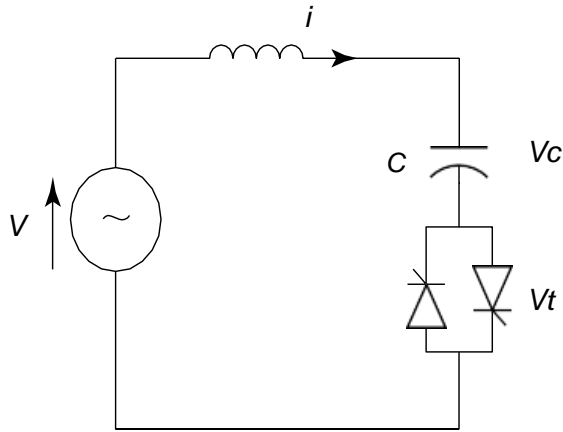


Figure IV.6 Condensateur commuté par thyristor.[1]

- **Stratégies de commutation**

Les conditions pour minimiser le transitoire de commutation dans un TSC sont :

Si la tension résiduelle du condensateur est égale ou supérieure à la tension d'alimentation ($V_{C0} \geq V$), l'instant de commutation correct est au pic de tension alternative, lorsque la tension à travers le thyristor est au minimum.

Si $V_{C0} < V_m$ à l'instant de raccordement du condensateur, il est commuté que la tension à travers le thyristor atteint zéro et la tension du condensateur $V_{C0} = V$.

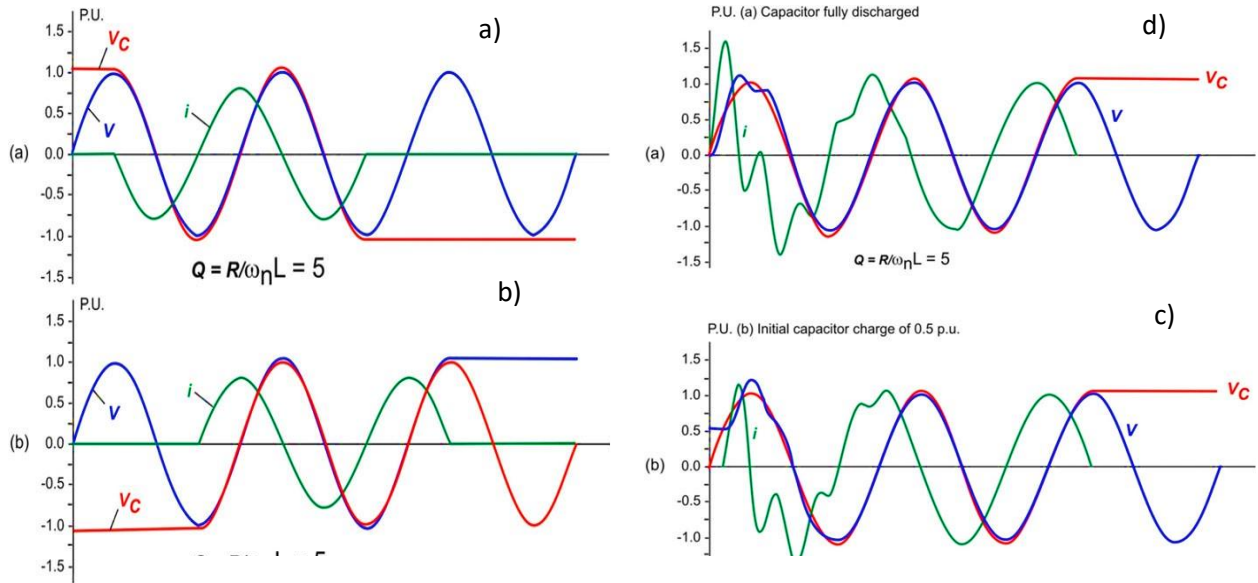


Figure IV.7 La stratégie de commutation pour un TSC : (a) allumage à la tension minimale de la vanne, $-V_c = -v$;(b) amorçage à la tension de V_t nulle, $V_c = v$; (c) amorçage à la tension de V_t nulle, $V_c < v$; et (d) amorçage à la tension de V_t nulle, $V_c = 0$.

Les Figures (C) et (d) illustrent les transitoires de commutation obtenu avec une totale et une partielle décharge de la capacité qui sans la réactance série, devra résulter un courant instantané $i_c = Cdv/dt$ dans la capacité. L'interaction entre la capacité et le courant (di/dt) de réactance de limitation, avec la résistance d'amortissement génère des oscillations transitoires visibles dans les formes d'ondes du courant et du tension.

- **Fermeture de TSC**

Les thyristors sont bloqués quand le courant I_{TSC} passe par zéro, après être débranché du réseau, le condensateur reste chargé. L'énergie stockée dans le condensateur reste. Pour le brancher de nouveau, il faut attendre que la tension du réseau devienne égale à celle du condensateur. Donc, il n'y a pas de délai dans l'amorçage du thyristor et, le condensateur peut être soit branché, soit débranché du réseau.

Note : Le TSC ne crée pas de courants harmoniques car le courant dans le TSC varie linéairement avec la tension V , mais il peut amplifier les harmoniques d'autres ressources.

IV.2.3 Thyristor

Les thyristors sont des composants essentiels des compensateurs statiques de puissance réactive (SVC) et sont utilisés pour contrôler l'injection ou l'absorption de la puissance réactive dans le réseau électrique. Les thyristors utilisés dans les SVC sont des

thyristors classiques et sont contrôlés par des systèmes de contrôle-commande avancés. Les grands thyristors actuellement disponibles peuvent bloquer des tensions jusqu'à 4–9 kV et conduire des courants jusqu'à 3–6 kA. Par conséquent, dans les applications pratiques, la vanne se compose de plusieurs thyristors connectés en série pour répondre aux niveaux de tension de blocage requis à une puissance nominale



Figure IV.8 thyristor de SVC dans la sous-station de Kangasala en Finlande. [7]

IV.2.4 Filtre harmonique

Les filtres harmoniques sont conçus en utilisant des combinaisons série et parallèle de inductances, condensateurs et résistances avec différents raccordements (figure IV.9)). Ils injectent dans le réseau électrique une puissance réactive capacitive dont la valeur dépend de la conception du filtre et vise à éliminer les harmoniques.



Figure IV.9 Filtres harmoniques installés avec SVC (GE COMPANY).

IV.2.5 Le transformateur

En générale, les éléments contrôlés par thyristors et les filtres de SVC fonctionnent à une tension différente à la tension au PCC, car la conception SVC est optimisée pour fournir la plage spécifiée de compensation de puissance réactive au plus bas coût total. Par conséquent, un transformateur sera nécessaire.

L'impédance du transformateur SVC varie entre 10% et 15% de rendement de transformateur, qui est inductif, donc elle doit être pris en compte dans la conception de l'ensemble SVC et dans la conception des filtres harmoniques.

IV.3 Types de SVC

Dans la pratique, il y a plusieurs modèles de SVC

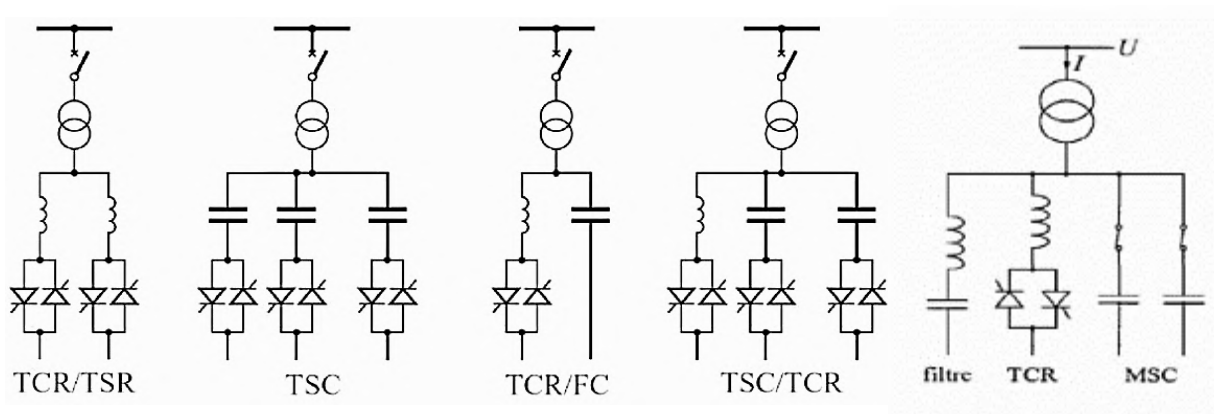


Figure IV.10 différents schémas de SVC.[3]

IV.3.1 Dispositif type "FC/TCR" (Fixed Capacitors /Thyristor Controlled Reactor)

Cet dispositif est constitué principalement des batteries de condensateurs et des inductances réactifs. Banque de condensateur est fourni une puissance réactive constante Q_C , Les TCR sont pour de varier la puissance réactive, donc la compensation des perturbations causé par les charges. Ce réglage se fait en faisant varier l'angle de retard des thyristors " α ".

IV.3.2 Dispositif type TCR/TSC (Thyristor Controlled Reactor/ Thyristor Switched Capacitor)

Un montage TSC-TCR est typiquement constitué de n branches TSC et d'un TCR. Le nombre de branches, n , est déterminé par des considérations pratiques qui incluent le niveau de tension de fonctionnement, maximum réactif de sortie, courant limite des thyristors, nœud

de fonctionnement et le coût d'installation, etc. Évidemment, Le contrôle contenu de la puissance réactive de chaque étape est réalisé par le TCR.

Ce dispositif est pour réguler les tensions qui sont très variables en raison des charges très fluctuantes comme les fours à arc. Le principe général est de compenser le plus précisément possible. Et de réduire les pertes de puissance dans l'état stable du réseau.

IV.3.3 Dispositif type TSC/TSR (thyristor switched capacitor / thyristors switched reactor)

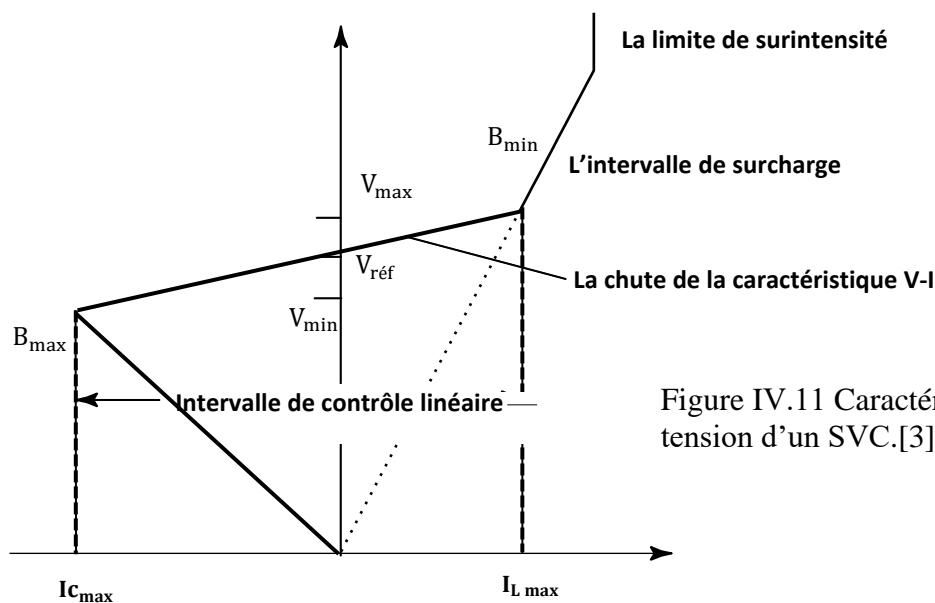
Il s'agit d'un système avec un condensateur et une inductance connectée par un thyristor. Le dispositif TSC est généralement utilisé pour éteindre le compensateur immédiatement lorsqu'une chute de tension soudaine se produit. Ce montage est généré moins de perturbations.

IV.3.4 D'autres SVC

En plus des SVC traditionnels (TSC et TRC), il existe d'autres dispositifs :MSC ("Mechanical Switched Capacitor") et SR ("Switched Reactor"). Ensemble, ils forment le SVS ("système VAR statique") La différence entre le MSC et le TSC est le système de connexion et de déconnexion du condensateur, le TSC est plus rapide que MSC est plus précis. Une comparaison entre les différents types SVC est montrée dans le tableau.

IV.4 Caractéristique dynamique V-I de fonctionnement du SVC

Les caractéristiques dynamiques du SVC représentent des variations de tension par rapport au courant au niveau de jeu de barres.



IV. 4. 1 Tension de référence Vréf

La tension de référence fixée par l'opérateur (V_{réf}). Dans cette condition, le SVC injecte 0 Mvar dans le réseau électrique. Pour les compensateurs à base de thyristors, la tension du SVC peut varier entre les limites maximale et minimale (V_{max}-V_{min}) en agissant sur la commande du TCR du SVC. Les valeurs typiques pour V_{max} et V_{min} sont respectivement de 1,05 pu et 0,95 pu.

IV. 4. 2 Intervalle de contrôle linéaire du SVC

Il s'agit de l'intervalle de contrôle pendant lequel la tension à la sortie (borne) du SVC change. Le courant ou la puissance réactive dans le SVC varie linéairement lorsqu'il varie sur la plage capacitive-inductive.

IV. 4. 3 La pente ou chute du courant

C'est Le rapport entre la variation d'amplitude de tension et la variation d'amplitude de courant dans l'intervalle de contrôle linéaire du SVC, la pente K_{SL} en Ω, est donné par

$$K_{SL} = \frac{\Delta v}{\Delta i}$$

On peut déterminer la valeur de K_{SL} en PU (per-unit) :

$$K_{SL} = \frac{\Delta v/v_1}{\Delta i/i_1}$$

Où i_1 et v_1 représentent les valeurs de base de la tension et du courant de SVC.

Alternativement, la pente peut être définie comme le taux de variation de tension nominale, mesurée aux deux extrémités : Puissance réactive de sortie de base du SVC inductive maximale ou capacitive maximale. La pente est souvent exprimée comme la réactance équivalente :

$$K_{SL} = X_{SL}$$

Avec X_{SL} Est habituellement maintenue dans (1–10) %, avec une valeur typique de (3 –5) %.

Pour les compensateurs commandés par thyristors, la pente peut être modifiée par le contrôleur, alors que pour les compensateurs à self saturée, elle peut ajusté par les condensateurs séries de correction de celle-ci.

- **Les avantages de la pente XS dans la caractéristique dynamique du SVC**
 - Atteint une puissance réactive SVC considérablement réduite pour atteindre pratiquement les mêmes objectifs de contrôle.
 - Empêche le SVC d'atteindre trop souvent la limite de puissance réactive.

IV. 4. 4 L'intervalle de surcharge

Lorsque le SVC quitte l'intervalle linéaire de contrôle inductif, le SVC entre dans la zone de surcharge et se comporte comme une self fixe ($B_{TCR} = B_L$).

IV. 4. 5 La limite de surintensité

Pour éviter une charge thermique excessive de thyristor, le courant induit maximal dans la plage de surcharge est limité à une valeur constante par une commande supplémentaire.

IV.5 Compensation au niveau de la charge

Si le compensateur est situé à l'extrémité d'une ligne en parallèle à une charge, il est possible de réguler la tension à cette extrémité et donc d'éviter l'instabilité de la tension causée par des variations de charge ou des coupures de production ou de ligne. Figure (IV.12)

IV.5.1 Cas d'un SVC type FC-TCR

Ce type de SVC est principalement constitué d'une batterie de condensateurs et d'un absorbeur réactif commandé afin de fournir une puissance réactive réglable.

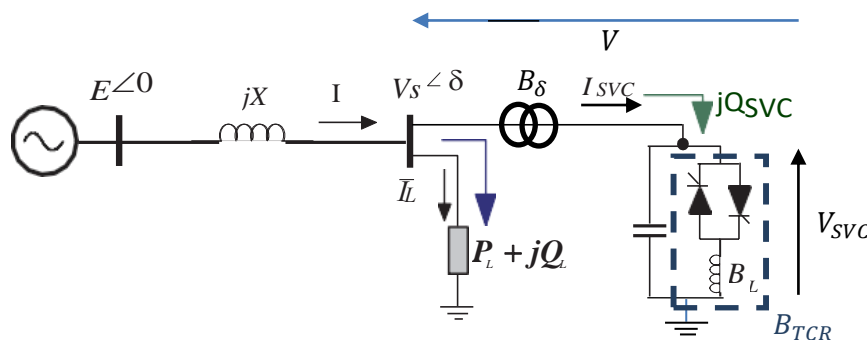


Figure IV.12 Réglage de tension charge par compensation shunt de puissance réactive en Utilisant un SVC.[5]

Avec

- B_{δ} La susceptance de fuite de transformateur.
- $B_C = \omega C$ La susceptance de la capacité C.
- $B_L = -\frac{1}{\omega L}$ La susceptance de l'inductance L.
- $B_{SVC P}$: la susceptance du SVC au primaire du transformateur.
- $B_{SVC S}$: la susceptance de SVC au secondaire du transformateur.
- $B_{TCR} = \frac{2(\pi-\alpha)+\sin(2\alpha)}{\pi X_L}$ La susceptance de TCR.

Le dispositif SVC est modélisé par une admittance shunt Y_{SVC} variable supposé sans pertes, l'admittance est donc purement imaginaire $Y_{SVC} = jB_{SVC}$. La relation entre la tension V_{SVC} et le courant I_{SVC} s'exprime comme suit :

$$I_{SVC} = jB_{SVC}\bar{V} \quad (IV.18)$$

La puissance réactive réellement absorbée-fournie par le SVC de type TCR-FC est donnée par :

$$Q_{SVC} = V^2 B_{SVC} \quad (IV.19)$$

La susceptance B_{SVC} peut être de nature capacitive ou inductive afin respectivement de fournir ou d'absorber de la puissance réactive Q_{SVC} .

Remarques sur le SVC type FC-TCR

- Le FC-TCR se comporte comme un circuit LC connecté en parallèle. Donc Il peut représenter un circuit résonant dans un système à courant alternatif en cours de distribution d'énergie., peuvent causer de graves problèmes.

IV.5.2 Cas d'un SVC type TSC-TCR

Le SVC de type TSC-TCR est conçu pour fournir une compensation de puissance réactive variable en fonction des fluctuations de la tension du réseau électrique. Les thyristors peuvent être commandés pour commuter rapidement les condensateurs et les bobines de réactance en fonction des besoins de compensation de puissance réactive. Cela permet de maintenir la tension du réseau électrique à des niveaux optimaux et de minimiser les perturbations électriques.

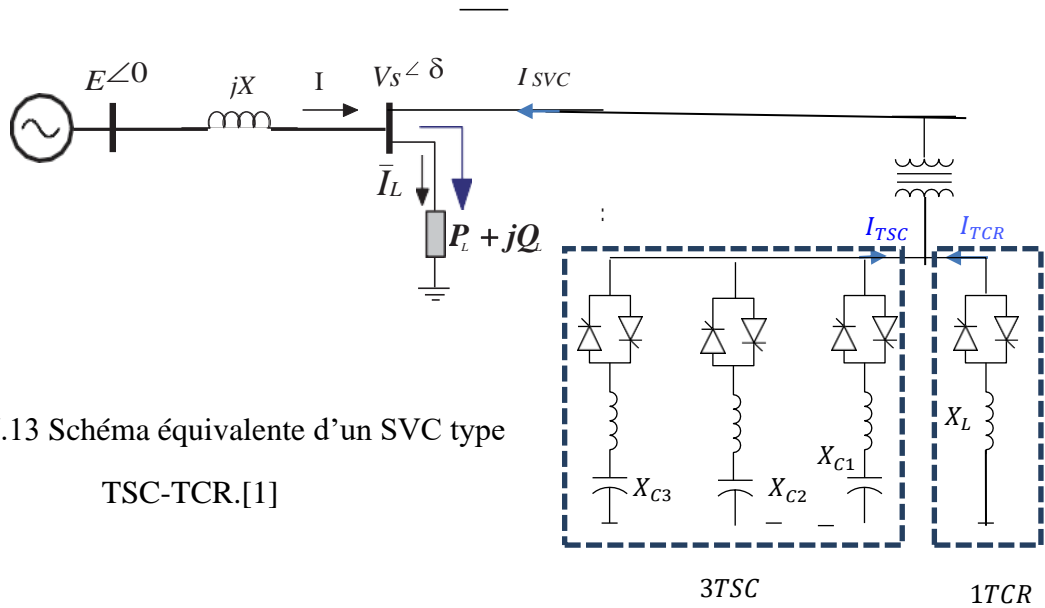


Figure IV.13 Schéma équivalent d'un SVC type TSC-TCR.[1]

IV.6 Système de contrôle d'un SVC

Le contrôle de système SVC est basé sur un signal représentant déphasage entre la tension et la puissance réactive mesurée au point de raccordement commun du réseau électrique (PCC) et la valeur de référence définie par l'opérateur. Le schéma fonctionnel d'un type général de système de contrôle SVC TSC – TCR est représenté sur la figure (IV.20).

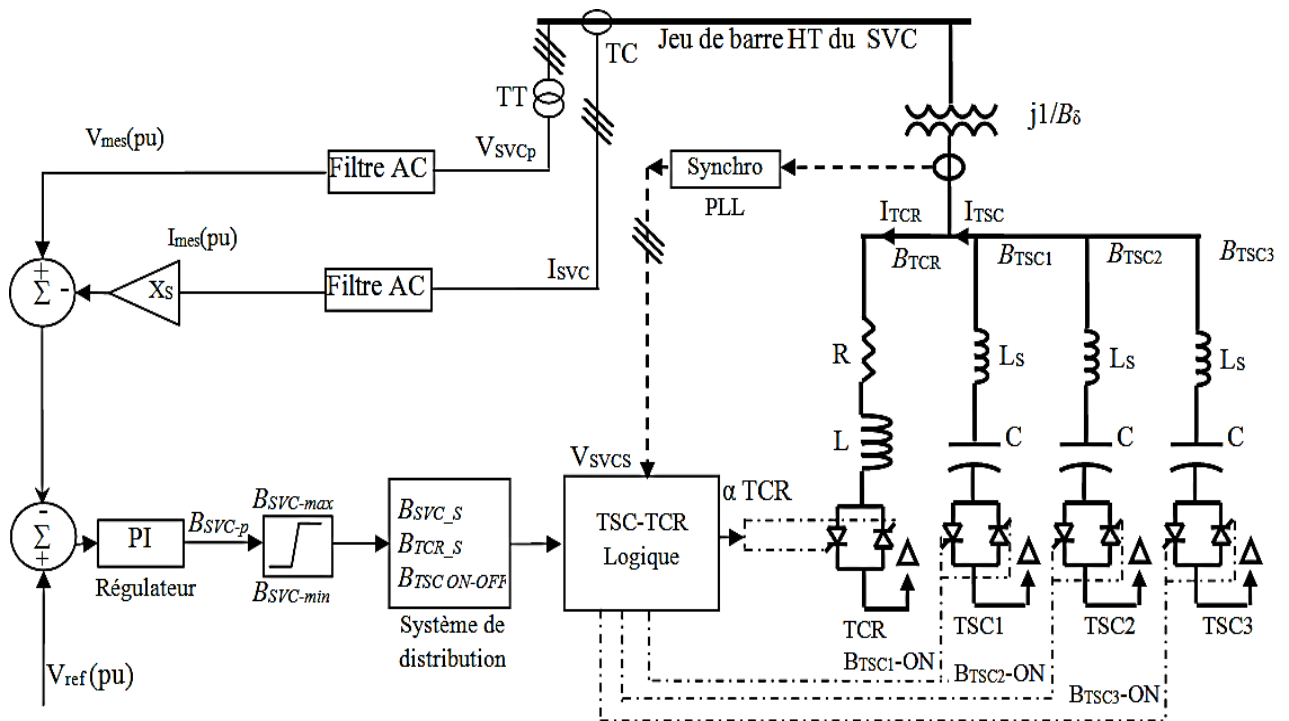


Figure IV.14 Représentation schématique du système de contrôle d'un SVC [3TSC-TCR].[2]

Le système de commande du SVC comporte les quatre principaux modules suivants :

IV.6.1 Système de mesure

Le SVC prend les mesures des trois tensions et courants au primaire de transformateur par des transformateurs de mesure (TT, TC), L'équipement de mesure convertit la tension et le courant triphasés en signaux proportionnels à l'amplitude de la variable mesurée. Ce module est modélisé par un filtre passe-bas.

IV.6.2 Régulateur PI

La boucle de contrôle principale est basée sur l'action d'un régulateur proportionnel-intégral (PI), dont les paramètres sont ajustables par les valeurs des gains K_i et K_p , il est nécessaire d'introduire une boucle de courant. Pour des études préliminaires,

IV.6.3 La susceptance (BSVC)

La susceptance SVC requise (BSVC) est distribuée aux éléments contrôlables disponibles (TCR et TSC). Les susceptibilités aux TSC sont déterminée en fonction des seuils de commutation définis pour ces éléments, qui ont un contrôle binaire (ON/OFF). Les courants des TCR sont contrôlés en permanence entre leurs limites maximale et minimale, en fonction de l'angle d'amorçage des thyristors défini par le système de contrôle en boucle fermée SVC.

IV.6.4 Circuit de synchronisation des impulsions (PLL)

Le circuit de synchronisation des impulsions (PLL) est un élément clé de la commande du SVC. Le PLL est utilisé pour synchroniser les impulsions de commande des thyristors avec la fréquence et la phase de la tension du réseau électrique, ce qui permet de minimiser les perturbations électriques et d'améliorer la stabilité du réseau électrique.

IV.6 Pertes de SVC

Les pertes de puissance totales des SVC sont calculées à des points de fonctionnement spécifiés, les SVC ont été conçus afin d'optimiser leurs coûts totaux évalués. La perte de puissance totale du SVC est composée de différents composants pris en compte dans différentes façons. Le schéma suivant représente les différentes pertes dans SVC.

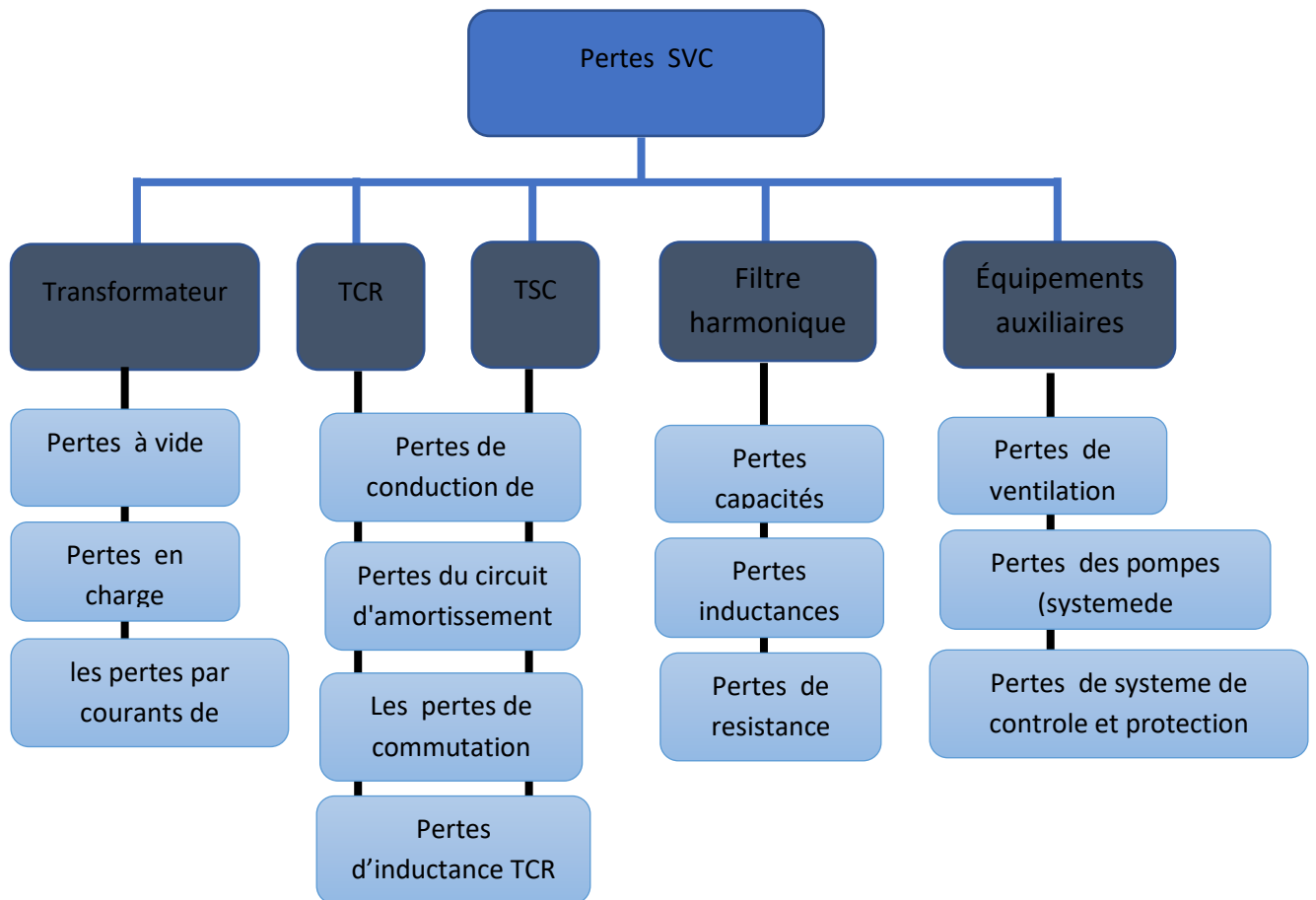


Figure IV.15 Les pertes d'un SVC.

IV.7 Conclusion

En conclusion, la modélisation d'un SVC est une tâche importante dans la conception et l'optimisation des systèmes d'alimentation électrique. Le TCR qui est le composant fondamentale de SVC générer des perturbations harmoniques dans le réseau c'est qui dégrader la qualité d'énergie électrique.

L'étude des harmoniques générées par le TCR implique la modélisation de l'appareil en tenant compte de ses caractéristiques électriques, de la topologie du réseau électrique et des conditions de fonctionnement. On peut réaliser cette étude à l'aide de logiciels de simulation de réseaux électriques tels que PSCAD, PowerFactory, ou MATLAB/Simulink. Les simulations permettent de déterminer l'impact des harmoniques générées par le TCR sur le comportement du SVC et de proposer des solutions pour limiter cet impact, notamment en utilisant des filtres passifs.

CHAPITRE V

Simulation et analyse harmonique d'un SVC

V.1 Introduction

Afin de compléter le travail théorique que nous avons présenté aux chapitres 3 et 4, nous proposons dans celui-ci une application. Pour cela, nous avons choisi le logiciel MATLAB SIMULINK pour voir l'influence d'un SVC sur la stabilité de tension et la qualité d'énergie électrique.

Pour la validation de notre travail, nous allons procéder à l'implantation d'un SVC dans un réseau industriel sans filtrage des harmoniques et avec des filtres harmoniques.

Le fonctionnement du SVC dans un réseau électrique a été bien défini dans le chapitre 3, Les résultats de simulations avec SVC sont bien présentés et interprétés dans ce chapitre.

V.2 Présentation et description

Ce système comprend un réseau de 400kV et 60Hz avec une puissance de court-circuit de 3000 MVA qui alimente une charge variable et une charge fixe.

Table V.1 les paramètres de réseau

Fréquence	f	Hz	60
Tension nominale entre phase	Vabc	V(RMS)	$1.004 * 400 \cdot 10^3$
Tension nominale entre phase programmable	Vabc	pu	1.0
X/R	/	/	10
Puissance de court-circuit	Scc	MVA	3000

V.2.1 Présentation et description de La charge

Pour examiner la performance du SVC contre les creux de tension, une charge fixe est connectée à la ligne de distribution (5MW) et une lourde charge inductive est connectées aux instants précis, cette variation de la charge conduit à une perturbation de tension La figure (V.1) montre les variations de la charge.

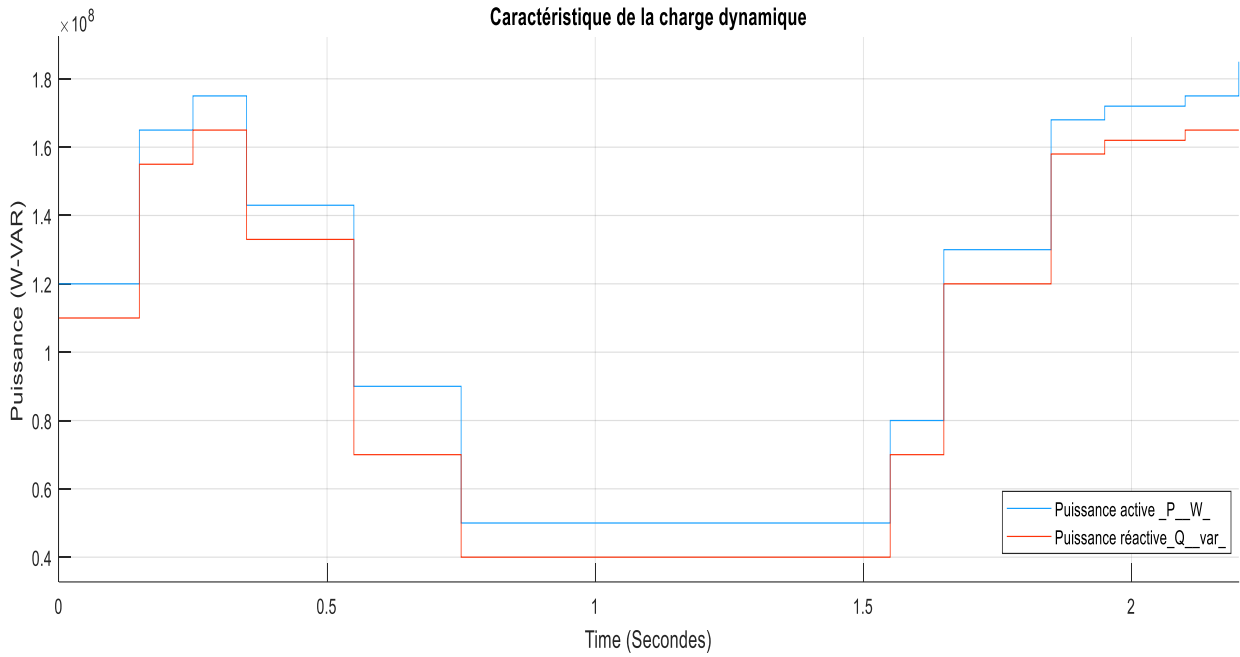


Figure V.1 Caractéristique de la charge dynamique connecté au Bus 1 de 400 KV

V.3 Simulation sans SVC

On suppose d'abord que le compensateur statique d'énergie réactive est déconnecté du réseau. Ainsi, pour le réseau sans SVC de la figure (V.2), on obtient les résultats suivants :

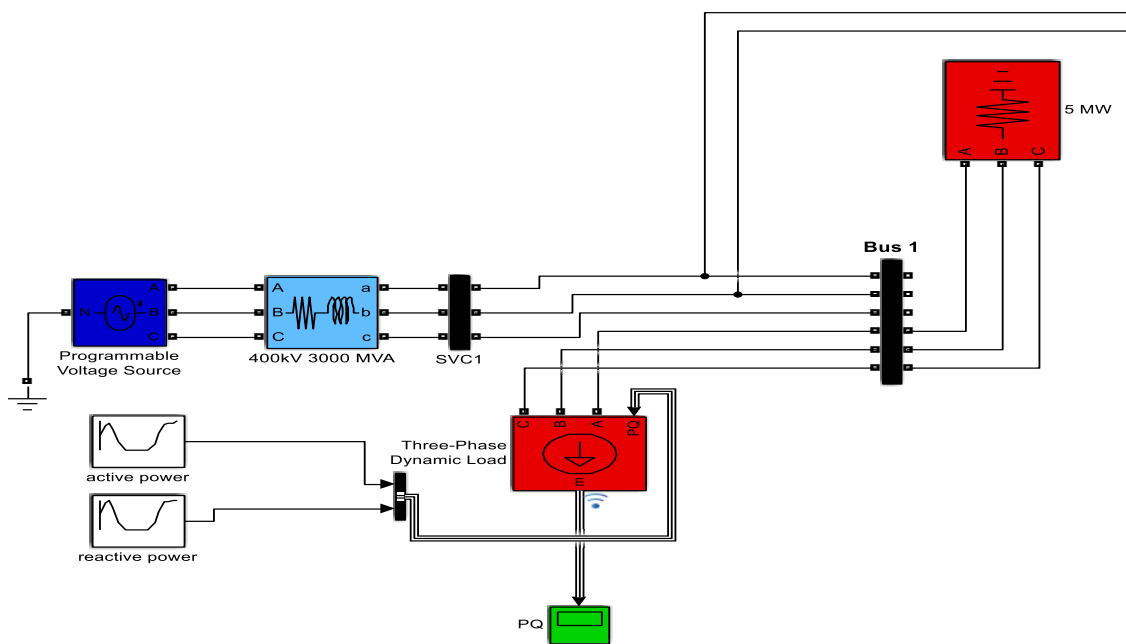


Figure V.2 Système modélisé dans Simulink.

V.3.1 Les formes d'ondes

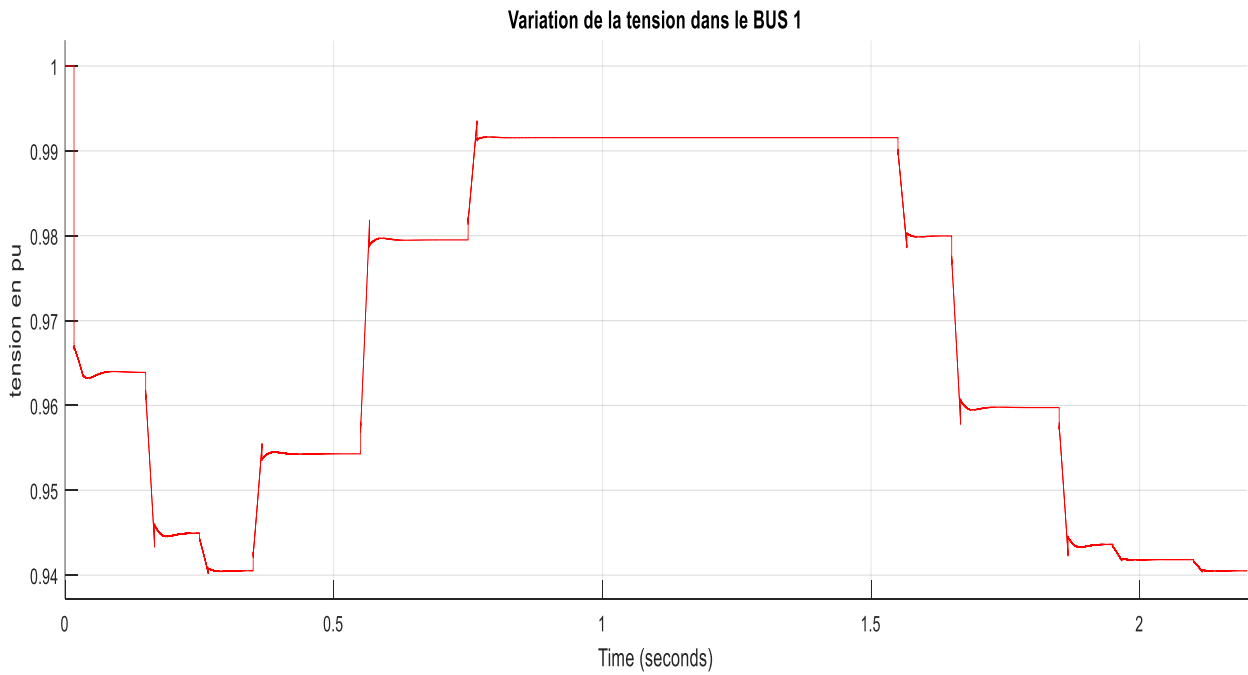


Figure V.3 Simulation de la tension dans Bus 1 en (p.u) sans SVC

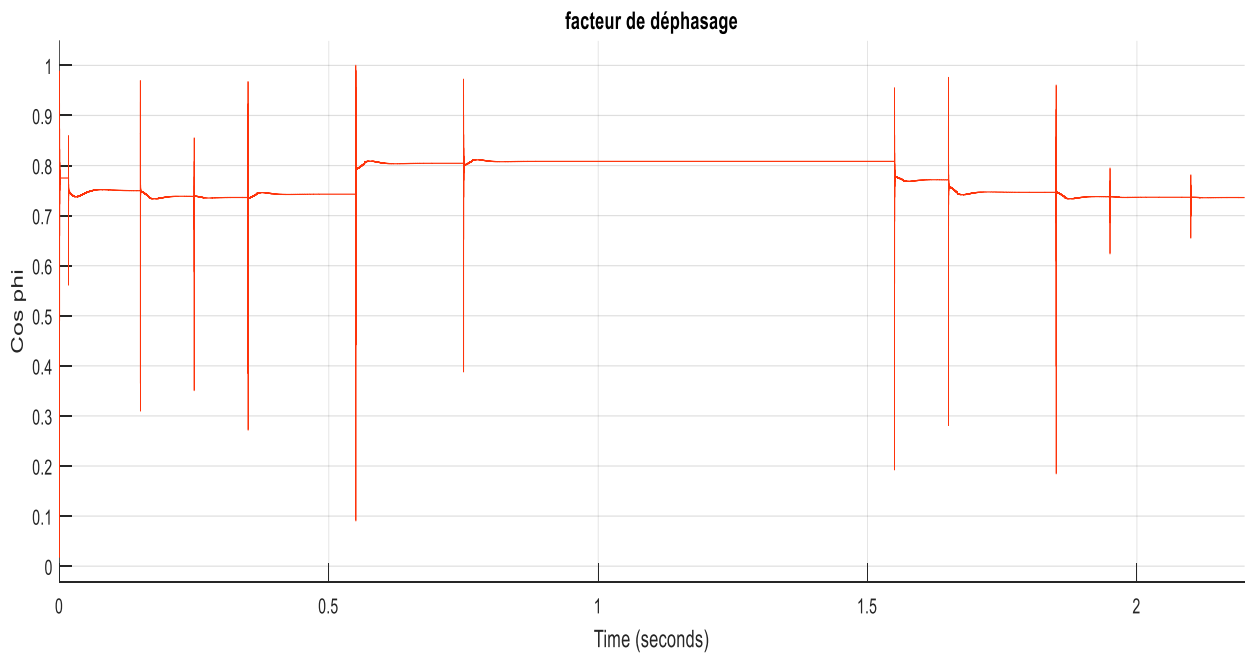


Figure V.4 Simulation du facteur de déphasage dans Bus 1 sans SVC

V.3.2 Analyse

La figure (V.3) montre comment la connexion de charge dynamiques diminue le niveau de tension au point de connexion des charges jusqu'à 0.94pu. La nouvelle tension n'est pas maintenue dans la plage admissible.

La figure (V.4) montre que le facteur de puissance du point de connexion PCC diminue à chaque variation de la charge avec une valeur maximale de 0.8 et minimal de 0.73.

V.4 Simulation avec SVC

Dans ce cas, dès que la tension de la charge dépasse au-dessous de la tension admissible 0.98, un SVC de 215 MVAR sera connecté via un transformateur. Les résultats du même système avec le SVC et des filtres harmoniques connecté en parallèle avec lui à l'instant de la variation de la charge seront comparés plus tard.

V.4.1 Présentation et description de SVC

Le SVC de 215 MVAR qui régule la tension du système de 3000 MVA à 400 kV. il se compose d'un transformateur de couplage 333 MVA / 400 kV/16 kV, d'une batterie de réacteurs commandés par thyristors (TCR) de 215 MVAR et d'une capacité de compensation fixe (FC) connectés au secondaire du transformateur. La puissance apparente de base de 100MVA. Le contrôle de phase TCR permet une variation continue de 0 à 215 Mvar inductif. Compte tenu de la réactance de fuite du transformateur (0,15 pu). Le contrôleur SVC surveille la tension primaire et envoie les impulsions appropriées pour obtenir la susceptance requise par les régulateurs de tension.

V.4.2 Paramètres de SVC [3]

V.4.2.1 Paramètres du transformateur

Table V.2 paramètres du transformateur et du SVC

Puissance nominale du transformateur	S	VA	$333 \cdot 10^6$
Inductance totale de fuite du transformateur	LT	pu/Pnom	0.15
Fréquence	f	Hz	60
Tension nominale entre phase du secondaire du transformateur	Vabc-s	V(RMS)	$16 \cdot 10^3$

V.4.2.2 Les paramètres de contrôle

Table V.3 Les paramètres de contrôle du SVC

Tension de référence	Vréf	Pu	1.0
Paramètres du régulateur	Ki	V(RMS)	800
	KP	/	0
La pente	XS	Pu/100MVA	0.005
La susceptance minimale	BSVCs-min	Pu/100MVA	-1.94
La susceptance maximale	BSVCs-max	Pu/100MVA	1.86

V.4.2.3 TCR

VI Table V.4 les paramètres de TCR

Inductance du TCR	L	H	$9.48 \cdot 10^{-3}$
Capacité du thyristor	C	F	$250 \cdot 10^{-9}$
Résistance du Thyristor	R	Ω	500

V.4.2.4 Batterie fixe (FC)

Table V.5 les paramètres de la batterie de compensation

Fréquence	f	Hz	60
Tension nominale entre phase	Vabc	V(RMS)	16 10 ³
Capacité de batterie	C	F	0.002124
Xc		Ω	1.25
Puissance réactive installé	Qc	MVAR	205

V.4.3 Valeur de base et valeur limites

Toute tension en dehors de la plage limitée par ces deux valeurs extrémales (0.98 et 1.02) est considérée comme une perturbation qui doit être soit augmentée dans le cas d'une chute de tension ou diminuée dans le cas d'une surtension.

Les valeurs limites de tension et courant et le calcul de la puissance réactive de SVC est bien détaillé dans l'annexe (E).

V.4.4 Cas un SVC avec une batterie de compensation fixe (FC)

Un SVC de type TCR-FC sera étudié dans cette partie, le schéma de simulation est représenté dans l'annexe C.

V.4.4.1 Les résultats de simulation

Les formes d'ondes

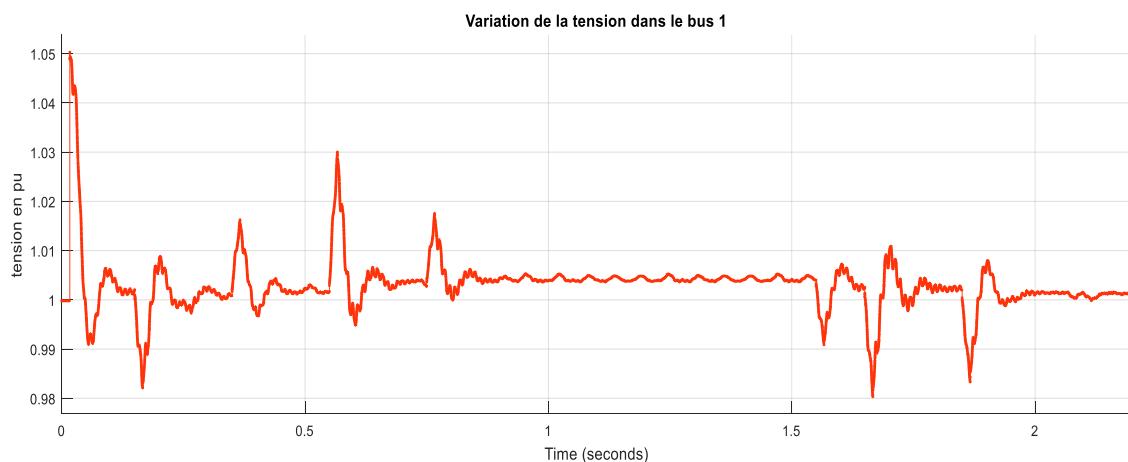


Figure V.5 Simulation de la tension dans Bus 1 en (p.u) avec SVC

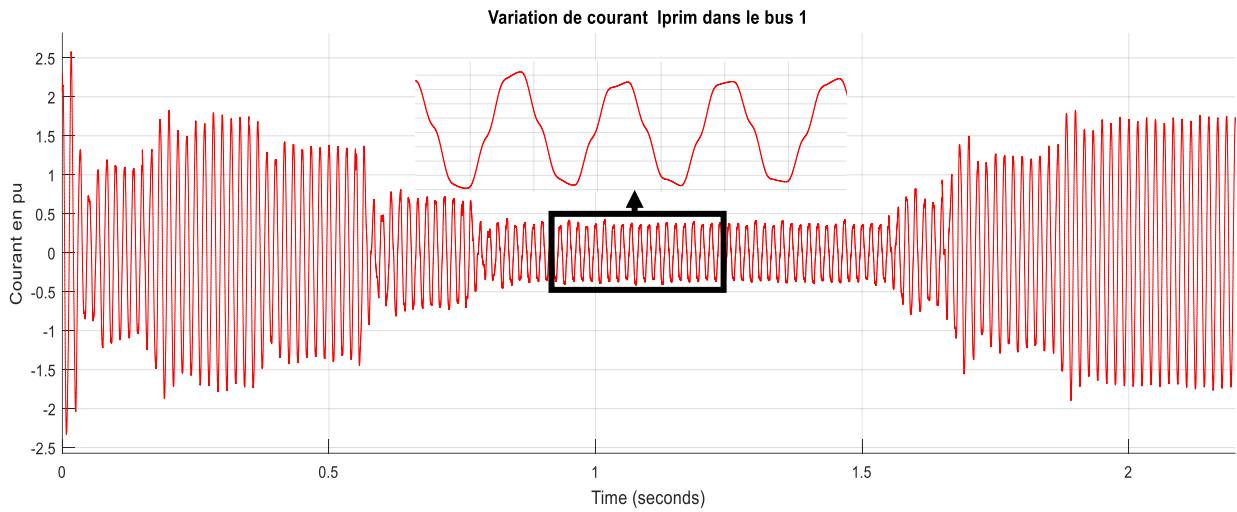


Figure V.6 Simulation de courant dans Bus 1 en (p.u) avec SVC

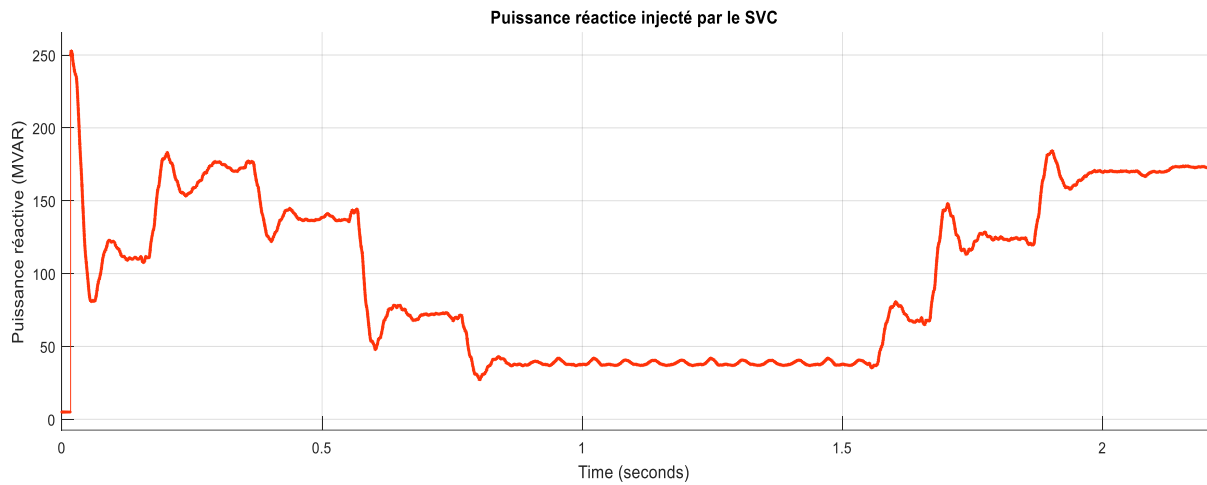


Figure V.7 Variation de la puissance réactive injecté par le SVC

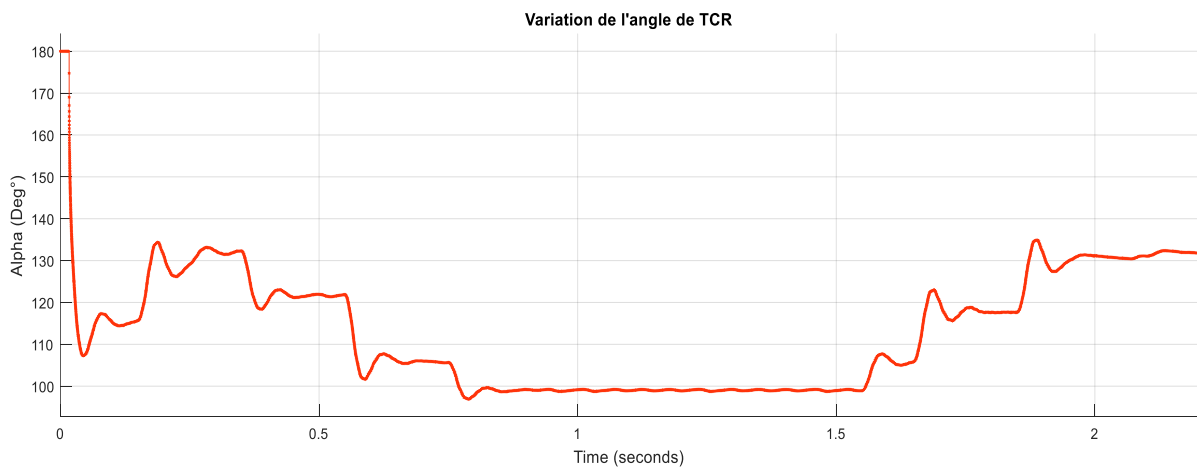


Figure V.8 Variation d'angle de commutation du TCR.

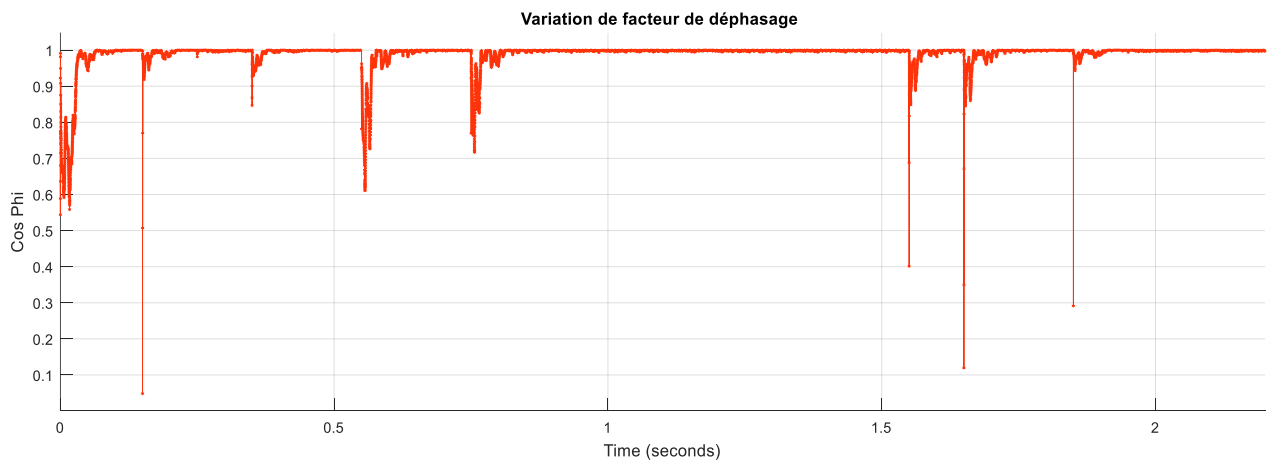


Figure V.9 Simulation du facteur de déphasage dans Bus 1 avec SVC

Table V.6 Mesures dans le Bus 1

	Mesures	Objectives
Variation de la tension	-+2%	+ -2%
Cos phi	0.99	<0.98
TDDi_max à bus 1	6.38%	2.5%
THDv-max à bus 1	1.23%	<1.5%

Analyse

- Sur la figure (V.5), on voit bien que la tension de la charge avec une compensation par SVC est dans les limites admissible (+-2%). La tension se stabilise à la Valeur de 1 pu après quelques périodes (100 ms) de fluctuation alors qu'elle était inférieure avant l'application de la compensation d'énergie réactive (0.94pu).
- Chaque fois la tension diminue le system SVC réagit et injecte une Puissance réactive contrôlable par le TCR comme il montre la figure (V.7), la figure (V.8) montre les variations de l'angle de TCR. Le TCR contrôle sa puissance réactive par la commande de sa angle α , que l'angle est grand la puissance réactive absorbé par le TCR diminue.
- Les harmoniques générés par le TCR influent le courant dans le point de connexion (PCC), le THDi max est 6.38% dans l'instant 1.35 et lorsque la charge est 40 MVAR. et le THDv max est 1.23% lorsque le courant de demande est au max.

- **Conclusion sur le fonctionnement sans filtres**

Les mesures indiquent que le SVC est efficace pour la compensation d'énergie électrique mais il introduit des harmoniques dans le réseau qu'ils ne sont pas acceptables, donc une étude harmonique sera requise pour ce cas pour améliorer la qualité de réseau.

V.5 Étude harmonique

Cependant, l'analyse et la conception appropriées de SVC sont très importantes pour l'état harmonique. Méthodologie à quatre blocs importants sera utilisée :

- Analyse de l'impédance harmonique du réseau.
- Calcul des harmoniques générées par TCR.
- La distorsion de tension harmonique individuelle au PCC.
- La distorsion de courant individuelle au PCC.

V.5.1 Impédance harmonique du réseau

Étant donné que l'impédance du réseau changera au fil du temps en raison de différentes conditions d'exploitation, de la connexion des charges et des générateurs et de l'arrêt des composants principaux, il est essentiel que la représentation utilisée dans les études couvre l'ensemble des conditions de fonctionnements possibles. Normalement, cela se fait en définissant des enveloppes d'impédances qui englobent toutes les valeurs possibles qui peuvent reproduire l'impédance du réseau sur un large éventail de fréquences.

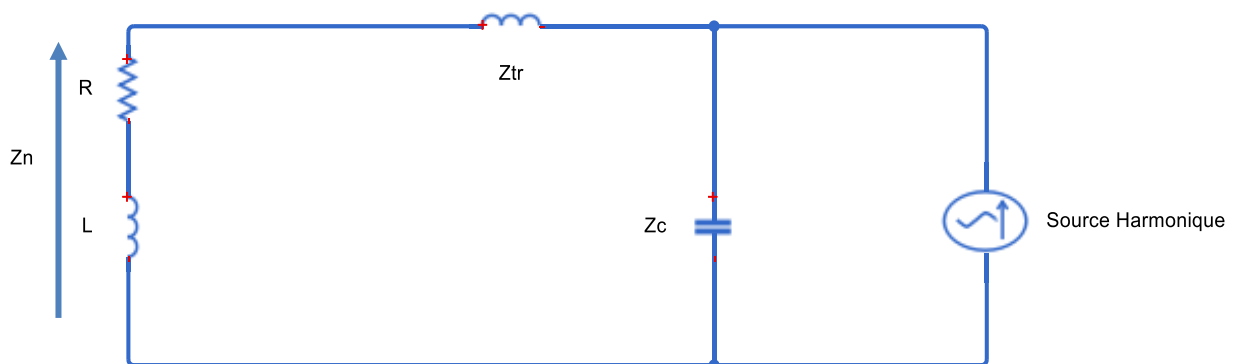


Figure V.10 Schéma équivalent de l'impédance harmonique de réseau.

La source actuelle « ITCR » représente la génération de courant harmonique de la TCR connectée au delta. Pour chaque harmonique, le courant TCR maximum est injecté dans le modèle de réseau équivalent montré ci-dessus. La distorsion harmonique pour chaque harmonique actuel est calculée [3]. Les impédances montrées à la Figure (V.10) sont :

- L'impédance Z_c représente le condensateur fixe SVC.
- L'impédance Z_{tr} représente l'impédance du transformateur SVC.
- L'impédance Z_n représente l'impédance du réseau du système d'alimentation.

Rappel sur propagation des harmoniques

- Les systèmes avec des $\frac{I_{cc}}{I_L}$ plus élevés ont des impédances plus petites donc contribuent moins à la distorsion de tension globale de système d'alimentation auquel ils sont connectés.

V.5.1.1 La résonance

À une fréquence de résonance parallèle, l'impédance effective du circuit deviendra très élevée. A noter que la résonance c'est $X_s = X_c$. Pour le circuit montré, la fréquence de résonance parallèle pour un système avec des banques de condensateurs shunt appliquées au secondaire d'un transformateur de puissance est donnée par la figure (V.11)

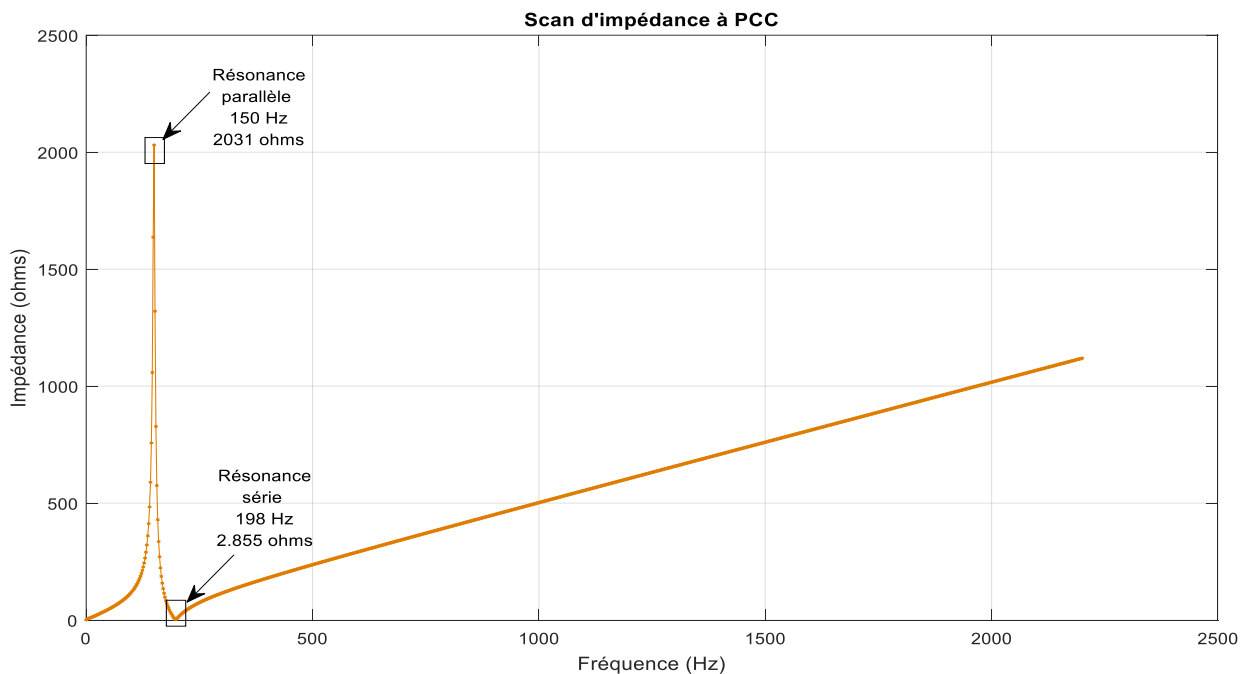


Figure V.11 Scan d'impédance en fonction de la fréquence à PCC

La différence entre la résonance série et parallèle dans le système d'alimentation est que la résonance série crée une faible impédance (courant maximal vers le système), tandis que la résonance parallèle crée une grande impédance qui, même en présence d'un petit courant, peut créer une grande chute de tension harmonieuse et donc causer des dommages liés au stress de tension.

V.5.2 Calcul des harmoniques générées par TCR

Le THD est calculé pour chaque angle de TCR pendant le fonctionnement afin d'atteindre la plus haute distorsion de tension et courant harmonique totale (THD), dans notre cas, la distorsion plus haute de courant harmonique totale sur le bus de 735 kV est se produit pour $\alpha = 99^\circ$. En utilisant la formule suivante on peut calculer les différents courants harmoniques. Le tableau suivant représente les différents harmoniques générés par le TCR :

$$I_1 = I * \frac{[2 * (\pi - \alpha) + \text{Sin}2\alpha]}{\pi}$$

$$I_n = I * \frac{2}{n\pi} \left| \frac{\text{sin}[(n - 1) * (\pi - \alpha)]}{n - 1} - \frac{\text{sin}[(n + 1) * (\pi - \alpha)]}{n + 1} \right|$$

Table V.7 les courants gènes par le TCR pour alpha=99°

	eff	Total_h	H1	H3%	H5%	H7%	H11%	H13%
THDi %		6.42	100	0.259	5.3	3.17	1.26	0.71
ITCR(A)	6190	394.4	6177	16	327.4	196	77.83	43.85

Legendre

■ Valeurs excédant la valeur normale ■ Valeurs non négligeables

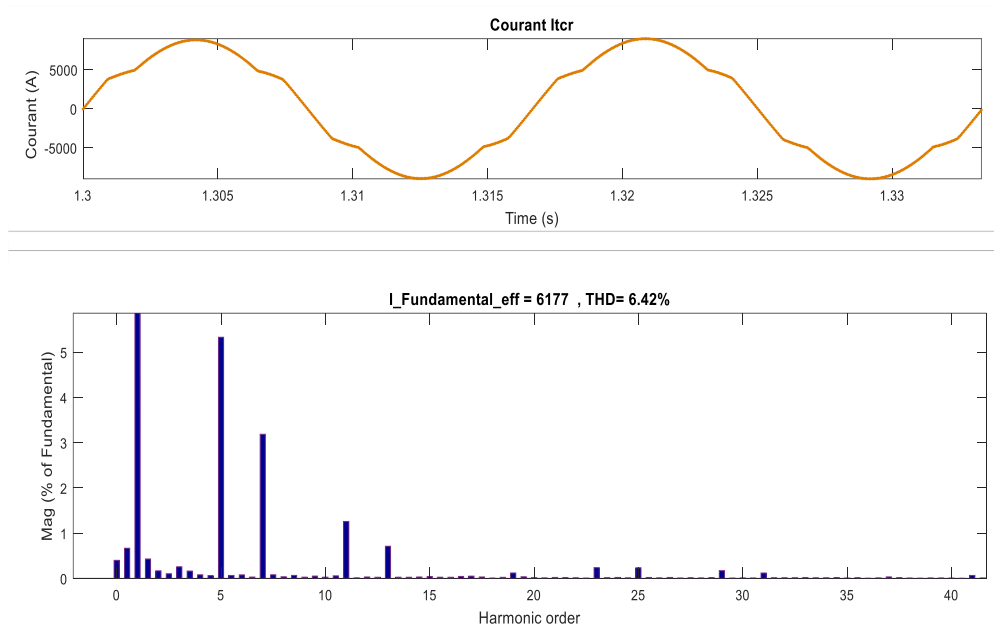


Figure V.12 Analyse fréquentiel du courant de TCR

V.5.2.1 La distorsion individuelle de tension et courant harmonique à PCC

- **Harmonique de la tension**

Pour $\alpha=99^\circ$

Les mesures des tensions harmoniques à PCC est représenté dans la figure (V.13).

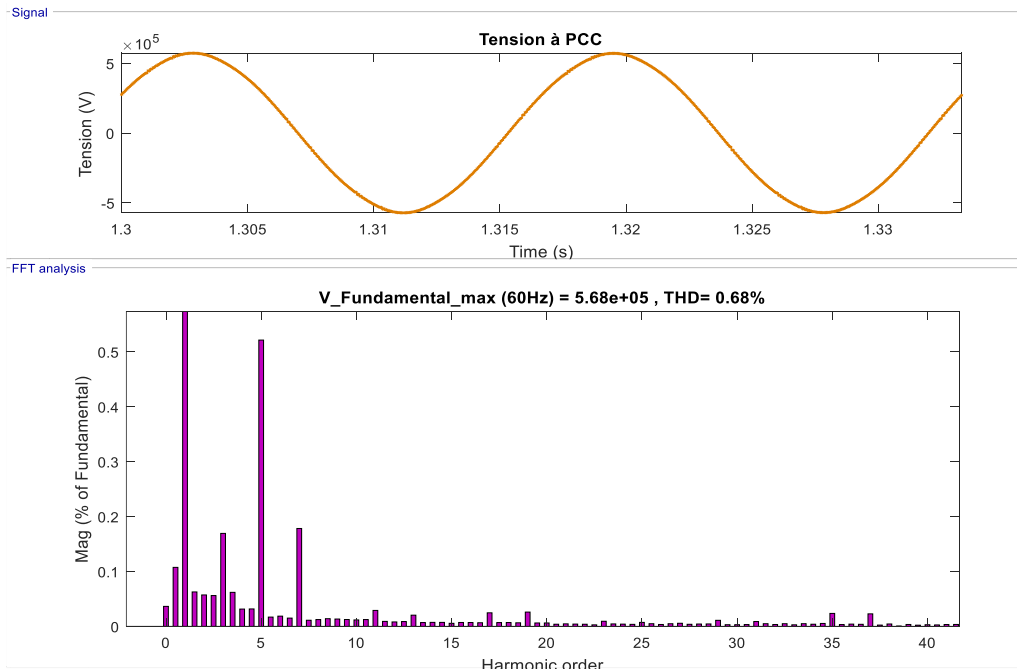


Figure V.13 Analyse fréquentiel de la tension à PCC

• **Courant harmonique**

Les mesures des courants harmoniques à PCC est représenté dans le tableau (V.14).

Tableau V-8 les courants harmoniques du courant dans primaire du SVC pour alpha=99°

	Rms	ihtotal	H1	H3%	H5%	H7%	H11%	H13%
In (A)	57	5.083	55.86	1.2	4.84	1.35	0.23	0.145
THDi(%)		9.2	100	1.8	8.15	2.24	0.41	0.26

Legendre

■ Valeurs excédant la valeur normale ■ Valeurs non négligeables

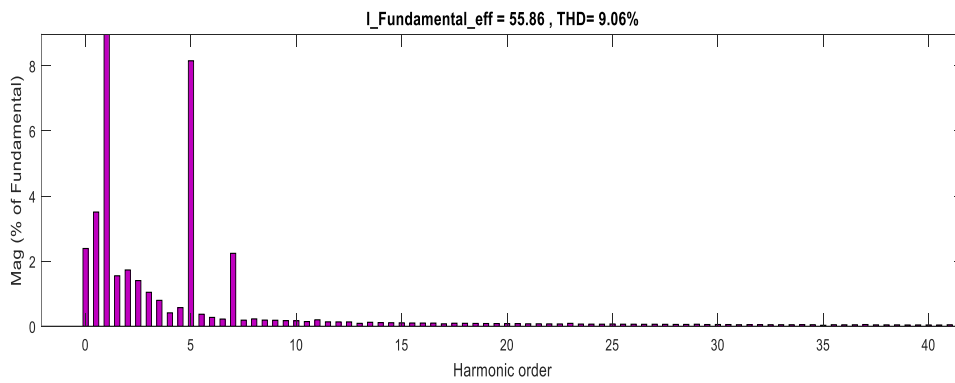
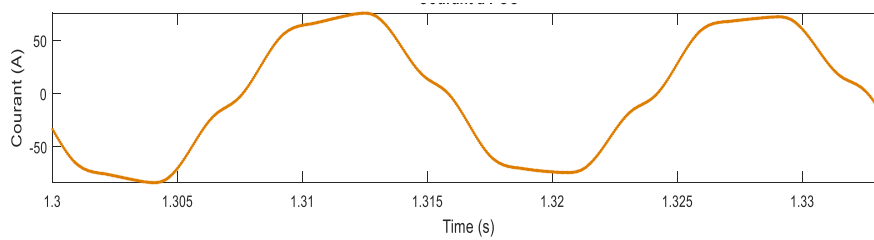


Figure V.14 Analyse fréquentiel du courant primaire du SVC pour alpha=99°

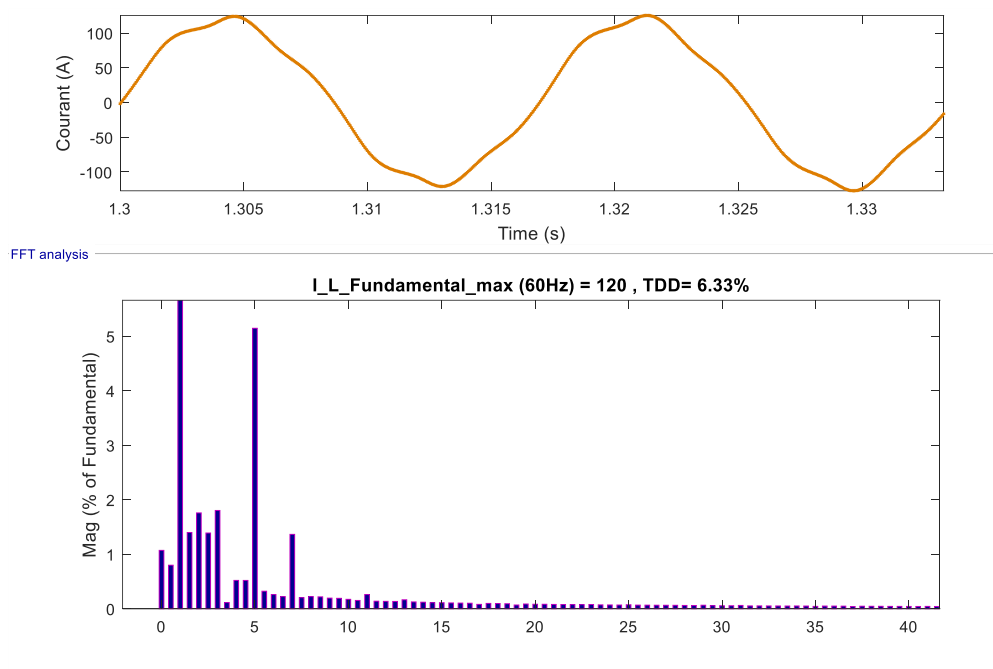


Figure V.15 Analyse fréquentielle du courant à PCC pour $\alpha=99^\circ$
 $TDD=I_h/I_L$ rms max

Remarque : dans ce bus on a les mêmes courants harmoniques cités dans le tableau V.8. mais le courant fondamentale efficace différent ce qui signifie la diminution des pourcentages de THDi et THD individuel.

V.5.3 Analyse et interprétation des données

L'analyse des relevés du primaire du transformateur donne un taux global d'harmonique en tension faible autour de 0.68% par rapport à la norme qui est de 2% mais avec des taux d'harmoniques en courant critiques soient respectivement autour de 9,12% (H5) et courant non-négligeables de 2.24%(H7) par rapport la norme (3%).

V.5.4 Conclusion partielle

Les valeurs au niveau des harmoniques en tension sont dans des proportions raisonnables mais avec des harmoniques en courant dit critiques. Rappelons que c'est le produit des harmoniques issus des charges déformantes par l'impédance de réseau (essentiellement source et câbles) en un point donné de ce réseau qui donne des harmoniques de tension selon la loi d'ohm, Pour une puissance de court-circuit du transformateur de l'ordre de 2220 MVA qui est élevée, et de réseau est 3000 MVA. L'impédance du réseau sera alors faible ce qui explique les faibles valeurs des harmoniques en tension bien que celles des courants ne sont pas négligeables.

Les inter-harmoniques sont due à l'exigence d'une résonance parallèle 150Hz et série 198 Hz ce qui amplifie des forts courants et tensions dans le réseau.

Pour minimiser l'effet des harmoniques on va dimensionner un filtre des harmoniques des rangs 5 et 7 remplacent la batterie de compensation, et un filtre de 2^{ème} ordre pour l'harmonique 3 qui permet d'atténuer la résonance.

V.6 Choix et dimensionnement des filtres

Les filtres harmoniques sont choisis pour répondre aux exigences de distorsion harmonique, générer de la puissance réactive et minimiser tout risque de résonance parallèle dangereuse.

Afin d'atteindre la plage de fonctionnement du SVC, une puissance de filtre totale de 205 MVAR est installée. La meilleure utilisation de la puissance réactive à filtrage consiste à diviser la puissance réactive totale en trois filtres harmoniques différents réglés sur 3, 5 et 7. En prend en considération des pertes réactive dans l'inductance de filtre.

V.6.1 Calcul des filtres harmoniques [1]

La détermination des valeurs des éléments du filtre résonant (R, L et C) se fera en fonction de deux paramètres : la puissance réactive du filtre et son facteur de qualité selon les formules suivantes :

V.6.1.1 Calcul du filtre résonnant

- Filtre d'harmonique 7

$$Q_C = 71 \text{ MVAR}$$

- Réactance capacitive

$$X_C = \frac{V^2}{Q_C}$$

$$X_C = \frac{(16 \cdot 10^3)^2}{71 \cdot 10^6} = 3.61 \Omega$$

$$X_C = \frac{1}{C\omega} \gggggggg \quad C = \frac{1}{X_C \omega} = \frac{1}{4,943 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f} = 0,0007356 \text{ F}$$

- Réactance inductive

$$X_L = \frac{X_C}{h_n^2}$$

$$X_L = \frac{3.61}{(7)^2} = 0,07367 \Omega$$

$$X_L = LW \gggggggg \quad L = \frac{X_L}{W} = \frac{0,07367}{2*\pi*f} = 0,0001954 \text{ H}$$

- **Résistance**

$$R = \frac{X_n}{Q}$$

Avec : $X_n = \sqrt{X_C * X_L} = 0.5157 \Omega$ et $Q=120$

$$R = \frac{X_n}{Q} = \frac{1,8676}{120} = 0,0043 \Omega$$

- **L'impédance du filtre résonant est donnée à chaque fréquence**

$$Z_F(h) = R + j(hX_L - \frac{X_C}{h})$$

$$Z_F(h) = 0,00456 + j(0,07367h - \frac{3,61}{h})$$

- **Filtre d'harmonique 5**

$$Q_C = 71 \text{ MVAR}$$

- **Réactance capacitive**

$$X_C = \frac{(16*10^3)^2}{71*10^6} = 3.61 \Omega$$

$$C = \frac{1}{X_C W} = \frac{1}{3.7647*2*\pi*f} = 0,0007356 \text{ F}$$

- **Réactance inductive**

$$X_L = \frac{3.61}{(5)^2} = 0,1444 \Omega$$

$$L = \frac{X_L}{W} = \frac{0,1444}{2*\pi*f} = 0,000383 \text{ H}$$

- **Résistance**

$$R = \frac{X_n}{Q} \quad \text{avec} \quad X_n = \sqrt{X_C * X_L} = 0.722 \quad \text{et} \quad Q=120$$

$$R = \frac{0.722}{120} = 0,006 \Omega$$

- L'impédance du filtre résonant est donnée à chaque fréquence

$$Z_F(h) = 0,006 + j(0,1444h - \frac{3.61}{h})$$

V.6.1.2 Filtre d'harmonique 3 (type C)

$$Q_C = 63 \text{ MVAR}$$

- Calcul de capacité C1

La capacité C1 est choisie pour générer la puissance réactive nécessaire du filtre

$$X_{C1} = \frac{V^2}{Q_C}$$

$$C_1 = \frac{Q_C}{W_1 V^2} = \frac{63 * 10^6}{2 * \pi * f * (16 * 10^3)^2}$$

$$C_1 = 0,00065278 \text{ F}$$

$$X_{C1} = \frac{(16 * 10^3)^2}{63 * 10^6} = 4.06 \Omega$$

- Calcul de l'inductance L

$$L = \frac{V^2}{W_1 Q_C (h_n^2 - 1)} \text{ ou } X_L = \frac{V^2}{Q_C (h_n^2 - 1)}$$

$$L = \frac{1}{w_1^2 C_1 (h_n^2 - 1)} = \frac{1}{(2 * \pi * 60)^2 * 0,00065278 ((3)^2 - 1)} = 0.001347 \text{ H}$$

$$X_L = \frac{(16 * 10^3)^2}{63 * 10^6 ((3)^2 - 1)} = 0.508 \Omega$$

- Calcul de capacité C

$$X_C = \frac{V^2}{Q_C (h_n^2 - 1)}$$

$$C = C_1 (h_n^2 - 1)$$

$$C = 0,00068386 ((3)^2 - 1)$$

C=0,0052224 F

$$X_c = \frac{(16 * 10^3)^2}{66 * 10^6((3)^2 - 1)} = 0.508 \Omega$$

• **La résistance du filtre**

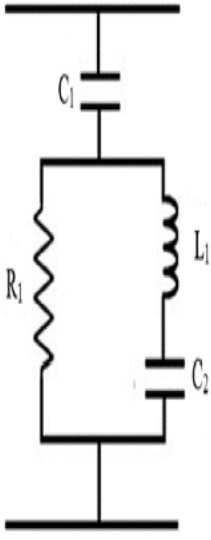


La résistance de filtre est déduite à partir du facteur de qualité comme suit :

$$R = X_L * Q * h \quad \text{avec } Q=1$$

$$R = 1.4544 \Omega$$

Le tableau suivant regroupe tous les paramètres de filtres placés avec le SVC :

Table V.9 les paramètres de filtres places avec le SVC

Détails	H3	H5	H7
Q (MVAR)	63	71	71
Inductance (H)	0.001347	0,000383	0,0001954
Capacité (F)	0,00065278	0,0007356	0,0007356
Résistance (Ω)	1.4544	0,006	0,07367
Capacité 2 (F)	0,0052224		
Schéma unifilaire			

V.6.2 L'importance de filtre d'harmonique 3

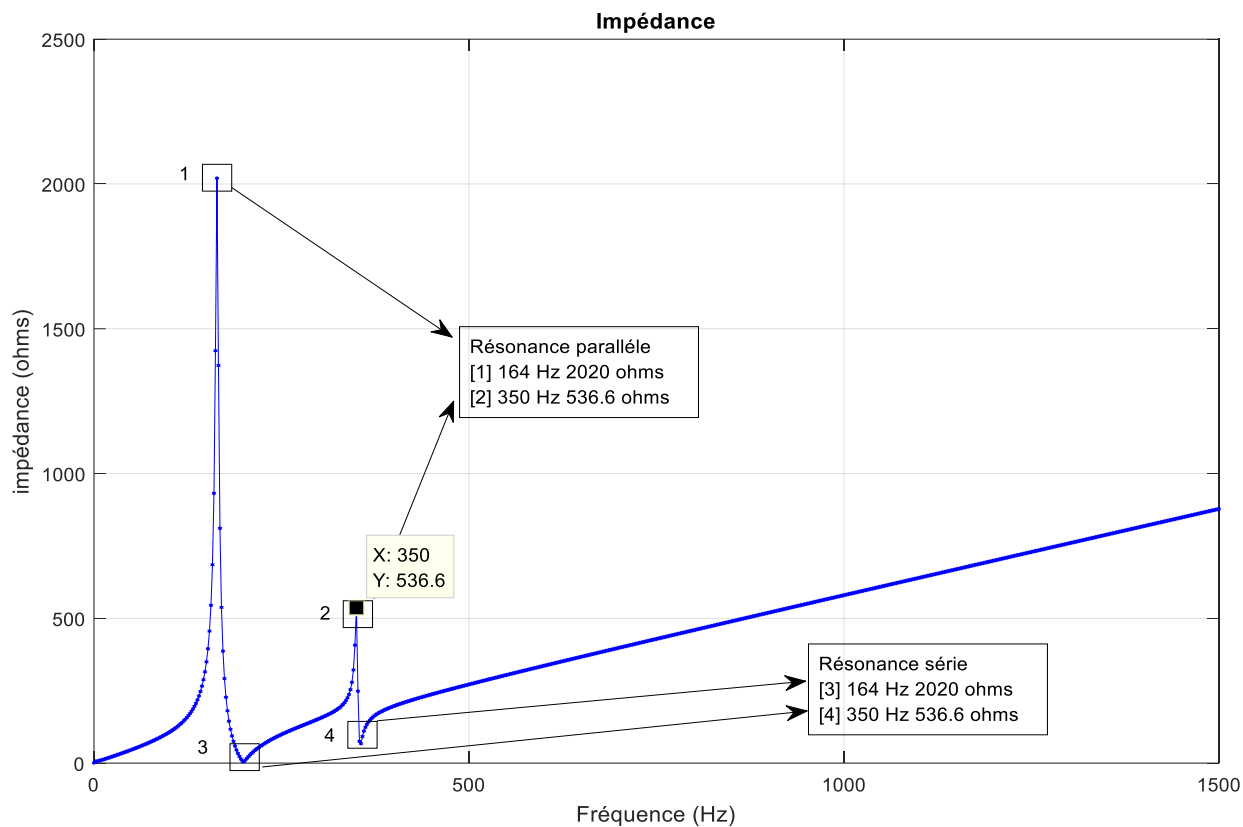


Figure V.16 Scan d'impédance en fonction de la fréquence à PCC après l'emplacement d'un filtre d'harmonique 5-7

La figure (V.16) montre que Les filtres d'harmoniques 5 et 7 créent une résonance parallèle très fort avec l'impédance de réseau dans 2 fréquences l'un à la fréquence de 154 Hz avec impédance égale 1780 ohms, et autre dit négligeable par rapport le premier au fréquence 350 Hz avec impédance de 435.8 ohms, donc tous les courants de cette fréquence générés par le TCR donne des tensions harmoniques très élevés dans PCC.

Les filtres d'harmoniques créent une autre résonance série avec transformateur qui est près d'harmonique 3 et 5 donc il faut minimiser ces résonances, la meilleure solution c'est installer un filtre de 2^{ème} ordre (C-type) pour l'harmonique 3.

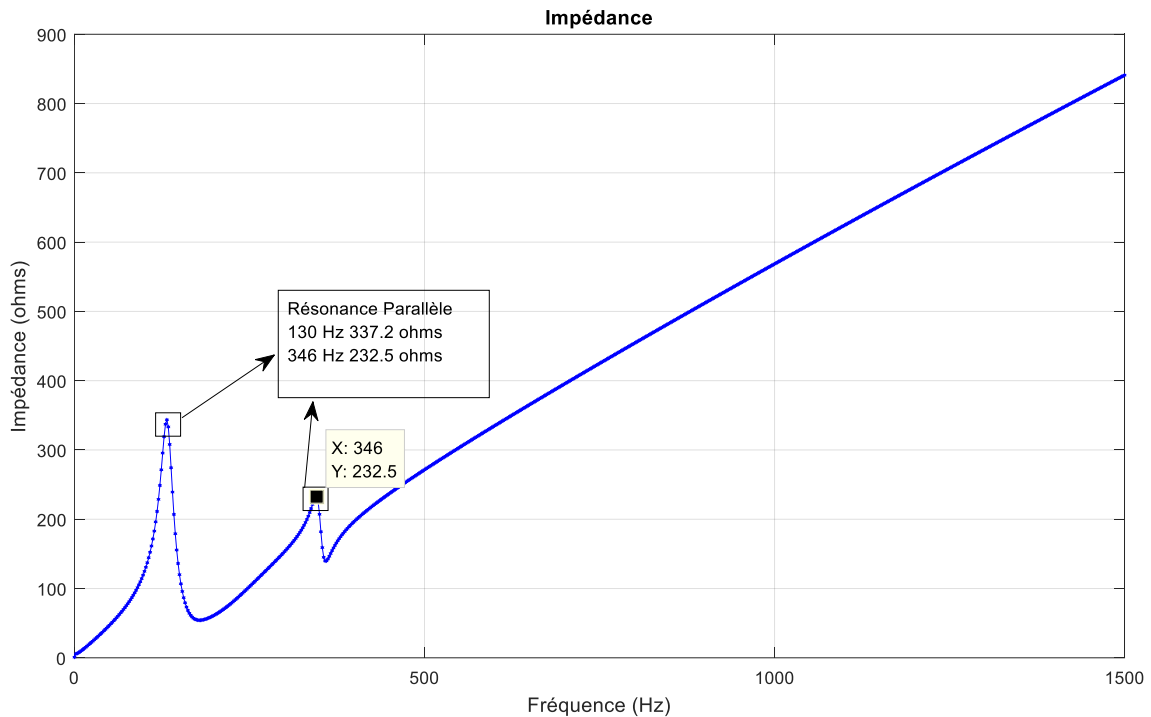


Figure V.17 Scan d'impédance en fonction de la fréquence à PCC après l'emplacement d'un filtre d'harmonique 5-7 et un filtre d'harmonique 3 de 2^{ème} ordre

Le filtre d'harmonique permet de réduire la résonance parallèle à des valeurs dit acceptables pour notre cas comme il montre la figure (V.17).

V.7 Simulation avec filtres harmoniques

Après le dimensionnement des filtres harmoniques en vas placer en parallèle avec le SVC (voir l'annexe D).

V.7.1.1 Les résultats de simulation

Analyse fréquentiel du courant

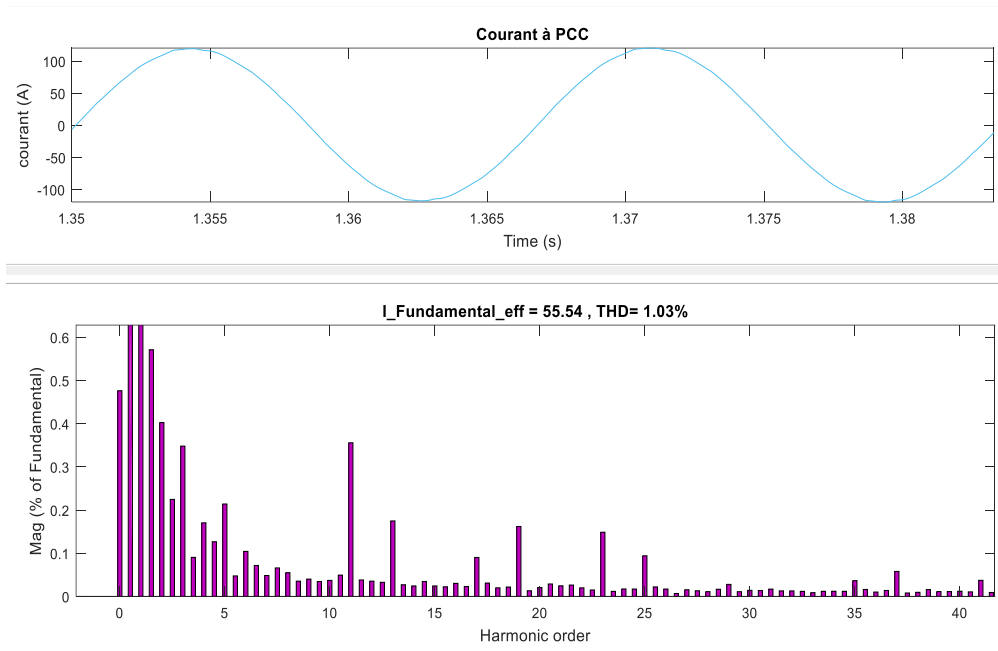


Figure V.18 Analyse fréquentiel du courant dans PCC pour $\alpha=99^\circ$ après placer des filtres

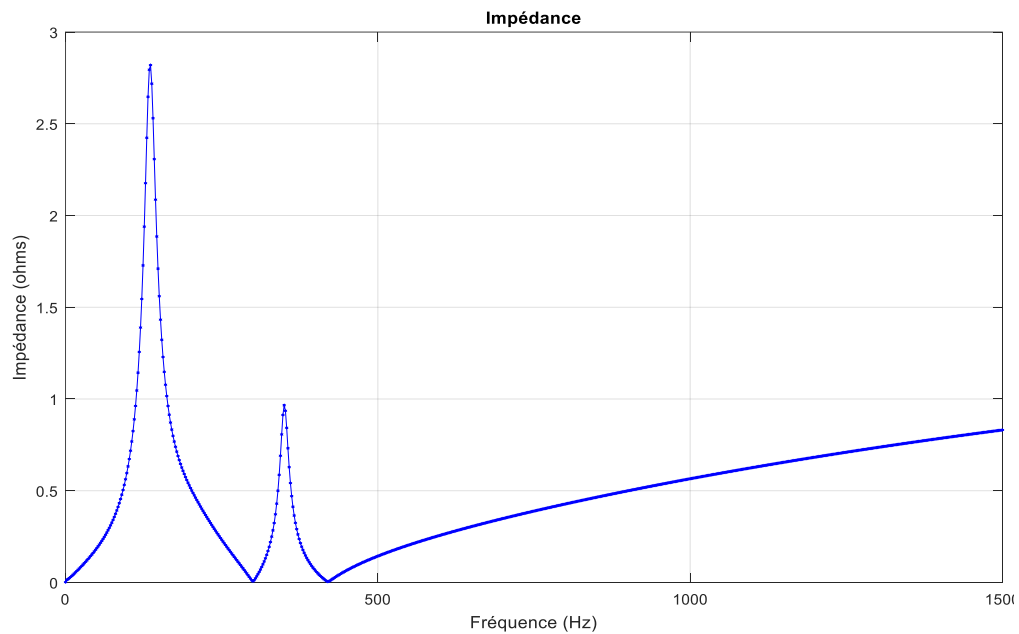


Figure V.19 Scan d'impédance en fonction de la fréquence à bus de SVC après l'emplacement des filtres

• Les formes d'ondes

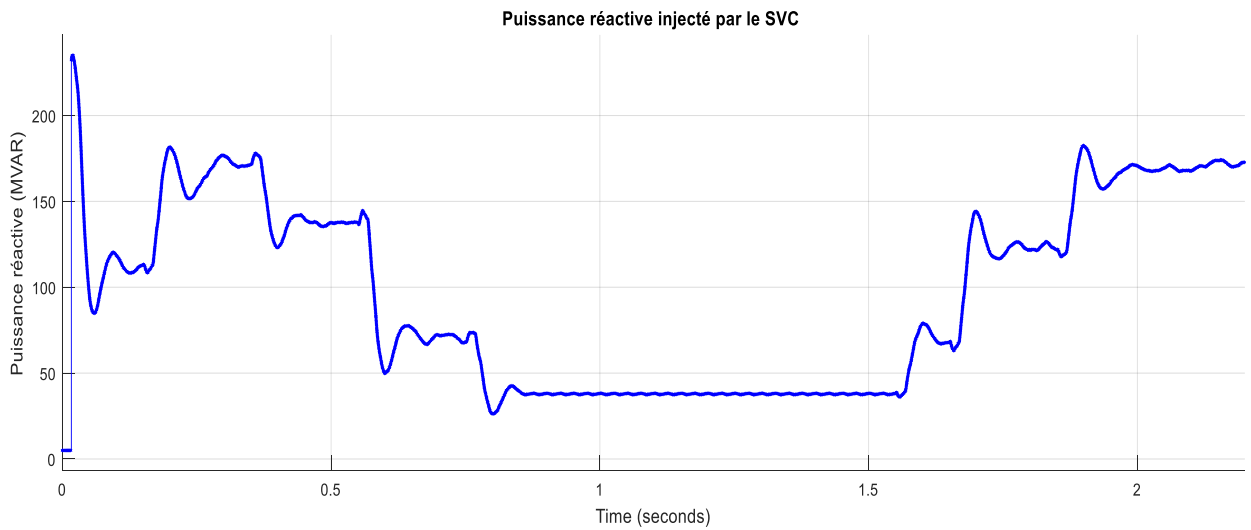


Figure V.20 Variation de la puissance réactive injecté par le SVC

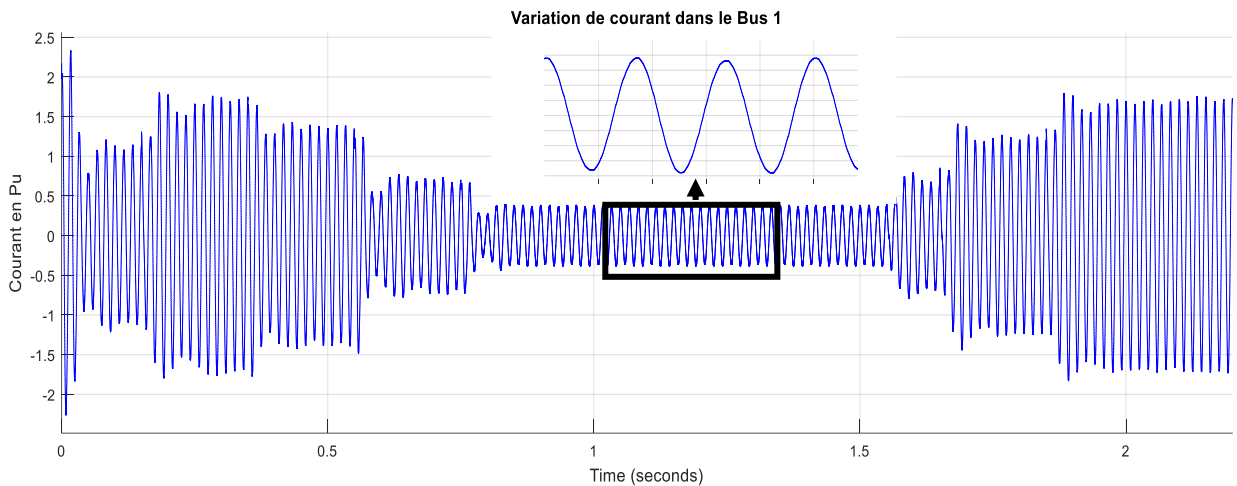


Figure V.21 Simulation de courant dans Bus 1 en (p.u) avec SVC et filtres harmoniques

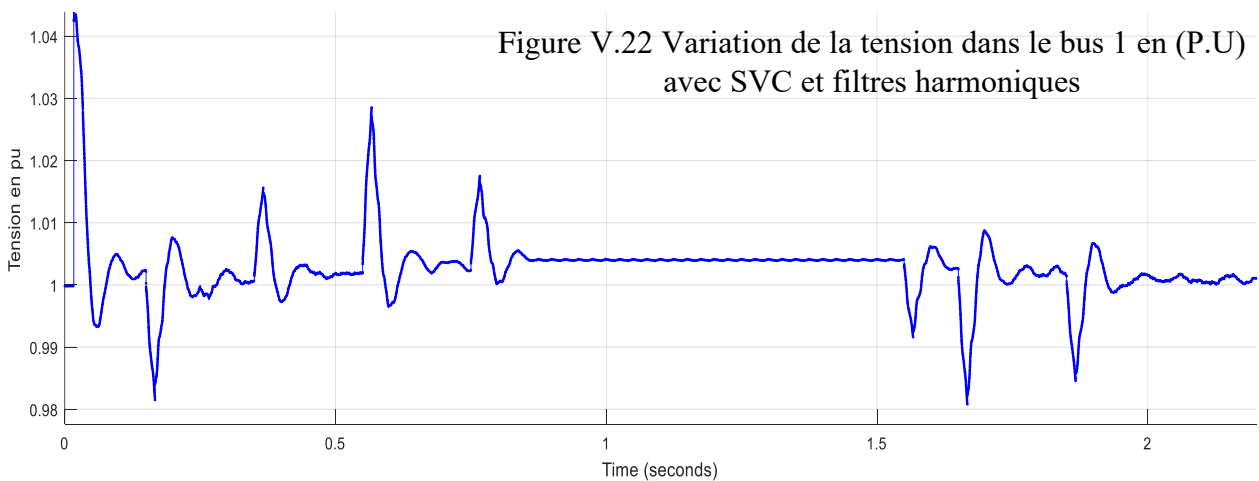


Figure V.22 Variation de la tension dans le bus 1 en (P.U) avec SVC et filtres harmoniques

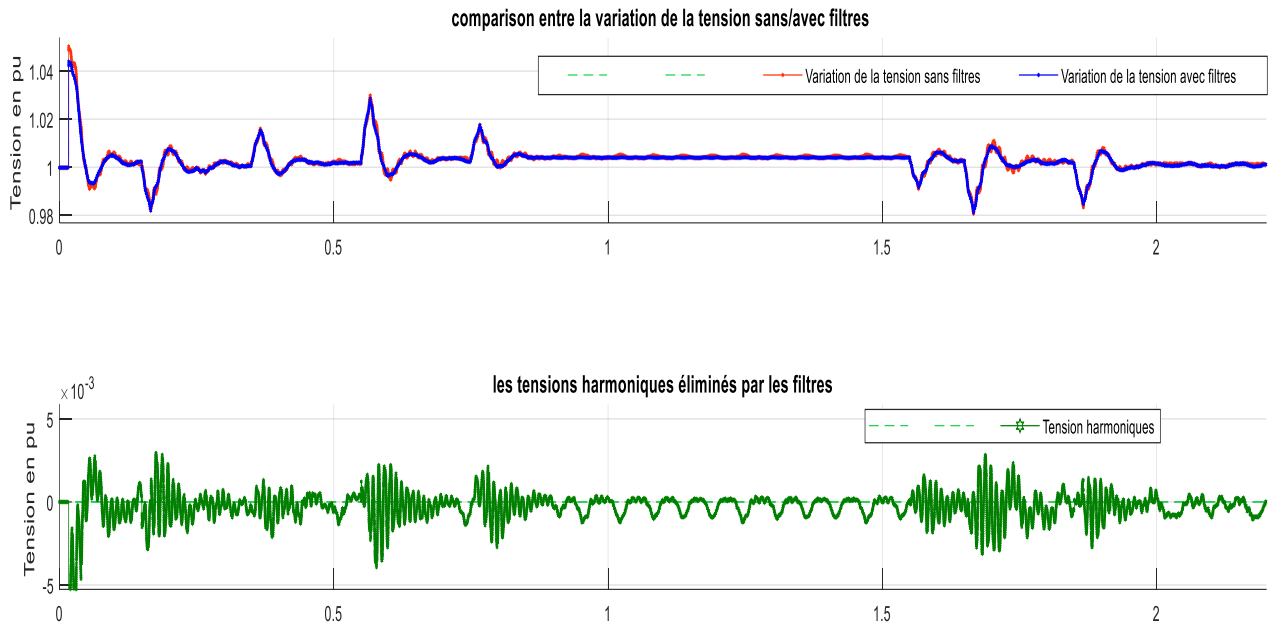


Figure V.23 Simulation comparative de la tension dans Bus 1 en (p.u) avec/sans SVC et filtres harmoniques et les tensions harmoniques éliminés

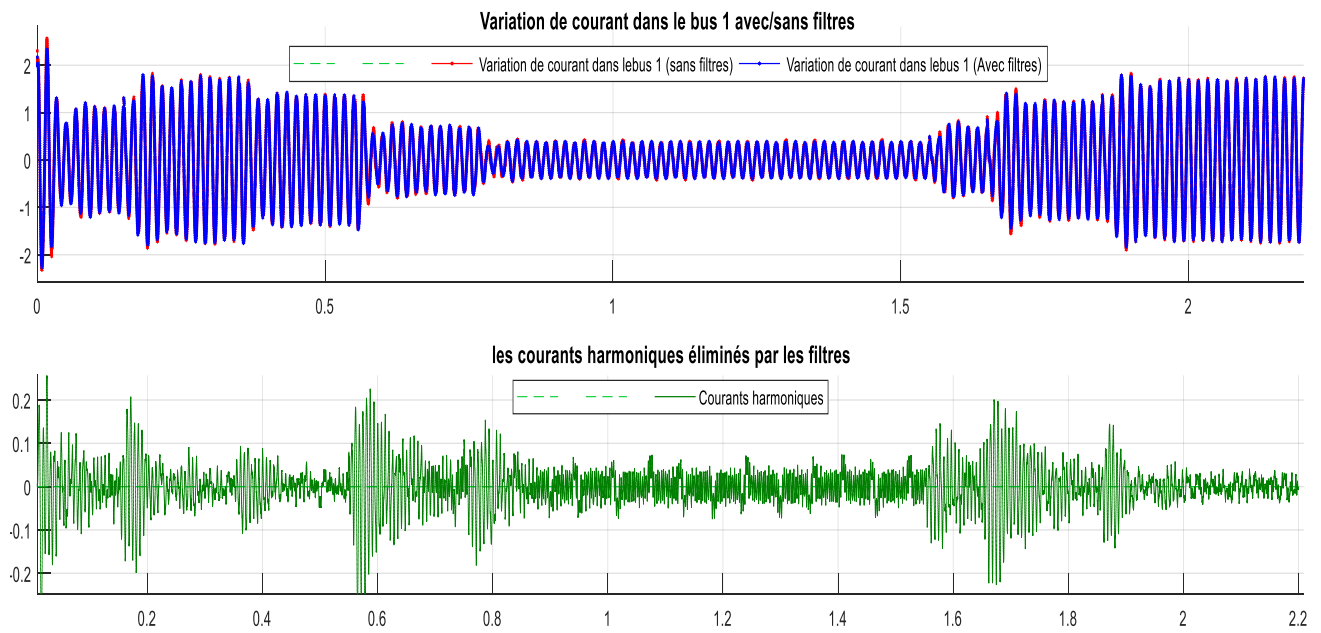


Figure V.24 Simulation comparative du courant dans Bus 1 en (p.u) avec/sans SVC et filtres harmoniques et les courants harmoniques éliminés

Interprétation

Il ressort de l'analyse des ondes après simulation que l'installation de ces filtres nous a permis de passer d'un taux global d'harmonique en courant de 9.23% à 1,03% avec des taux individuels des harmoniques 3, 5 et 7 conforme à la norme CEM (compatibilité électromagnétique).

La figure (V.19) montre que les filtres harmoniques garantie un passage pour les harmoniques 5 et 7 (impédance très faible). L'impact de ces filtres sur le réseau c'est qu'ils créent des résonances (figure V.17).

Conclusion partielle

L'analyse de l'ensemble de ces courbes après filtrage donne des allures très satisfaisantes avec une amélioration considérable des taux globaux d'harmoniques qui sont maintenant autour de 0.2 pour les uns et 0,4 pour les autres. Ces valeurs témoignent de l'efficacité des filtres dimensionnés et leurs apports dans l'amélioration considérable de la qualité du réseau.

Les points de résonance créés par le SVC peuvent causer des problèmes de stabilité et de qualité de l'énergie électrique, qui peuvent affecter les équipements électriques et les systèmes de contrôle. Il est important de prendre en considération ces points de résonance lors de la conception et de l'installation du SVC.

V.8 Conclusion

En conclusion, l'étude harmonique du SVC est une étape importante dans la conception et l'installation de ces dispositifs de compensation de puissance réactive. Elle permet de déterminer les niveaux d'harmoniques générés, d'évaluer leur impact sur le système électrique et de prendre des mesures pour minimiser ces effets et assurer un fonctionnement optimal et sûr du système électrique.

D'après la simulation, on conclue les impacts de SVC sur le réseau el leurs inconvénients :

1. Augmentation de la distorsion harmonique : Les SVC peuvent générer des harmoniques qui peuvent causer des distorsions dans les formes d'onde des tensions et des courants dans le réseau électrique. Cela peut entraîner des problèmes de qualité d'énergie.

2. Problèmes de résonance : Les SVC peuvent être sujets à des problèmes de résonance en raison de leurs fréquences naturelles et des fréquences du réseau électrique. Cela peut causer des perturbations électriques et des risques pour la stabilité du réseau électrique.
3. La puissance réactive fournie ou absorbée hors zone de réglage du SVC dépend de la tension appliquée.

Conclusion générale

Les besoins énergétiques des usines peuvent entraîner une forte consommation de puissance réactive. Par conséquent, ça entraîne la facturation de l'énergie réactive par le fournisseur d'énergie électrique et une baisse de la tension dans les jeux de barres. Cette baisse de tension peut entraîner un mauvais fonctionnement de toutes les charges connectées au réseau.

Ce mémoire présente une contribution au problème de contrôle des puissances réactives et des tensions dans un réseau électrique. Pour résoudre ce problème, différents outils de contrôle sont disponibles, dont les systèmes FACTS. Ces systèmes peuvent contrôler la puissance transmissible dans les lignes de transport grâce à trois méthodes : la compensation série, la compensation shunt et la compensation hybride. Dans ce travail, nous avons choisi d'utiliser le compensateur statique de puissance réactive (SVC), en raison de sa simplicité de contrôle et de son coût relativement faible sur le marché par rapport aux autres FACTS.

Un Compensateur Statique de Puissance Réactive (SVC) est un dispositif FACTS (Flexible AC Transmission System) utilisé pour réguler la tension et qui peut fournir une compensation dynamique de la puissance réactive. Le SVC se compose principalement d'un réacteur contrôlé par thyristor (TCR) connecté en parallèle avec une banque de condensateurs (FC). Le TCR peut être contrôlé pour varier la quantité de puissance réactive injectée dans le système, tandis que la banque de condensateurs peut être utilisée pour fournir ou absorber la puissance réactive selon les besoins. L'utilisation de TCR génère des courants harmoniques et il est donc nécessaire de déterminer ces harmoniques et le compenser.

Une méthode est présentée pour obtenir les paramètres du filtre. Il est nécessaire d'effectuer une analyse harmonique. Cette analyse comprend un balayage de fréquence et une analyse de flux de charge harmonique pour détecter l'existence et les distorsions harmoniques dans le réseau, ainsi que les points de résonance. La connexion du filtre sélectionné entraîne l'apparition de deux nouvelles fréquences de résonance parallèles au point de couplage au réseau (PCC). Le scan de fréquence est réalisé pour le modèle de réseau réel car cela donne une amplitude d'impédance plus précise aux fréquences de résonance. Il est particulièrement important de vérifier que la connexion du filtre ne provoque pas de points de résonance au niveau des harmoniques, L'analyse du flux de charge harmonique a montré que THDi et le THDv sont inférieurs et respectent les limites définies lors de l'utilisation de filtres.

Perspectives et recommandations

- Approfondir les recherches sur la régulation de la tension du SVC, en testant d'autres régulateurs intelligents pour optimiser l'action de commande.
- Faire des études sur l'utilisation des SVC dans les environnements industriels, comme les usines qui consomment souvent beaucoup de puissance réactive (les fours à arc)
- Faire des études sur le comportement des SVC en cas déséquilibre des tensions et courants.

Références bibliographie

Chapitre 1

- [1] Cahier Technique Schneider Electric n° 199 La qualité de l'énergie électrique
- [2] <http://www.electromagazine.ch/fr/perturbations-harmoniques/>
- [3] Eskandar Gholipour Shahraki, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques ", Docteur de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I en Génie Electrique
- [4] Thierry Van Cutsem, Analyse et fonctionnement des systèmes d'énergie électrique, université de liège, 2012
- [5] Rabah BENABIB « optimisation de synthèse des FACTS par les Particules en essaim pour contrôler de la stabilité de tension des réseaux électrique », mémoire de magister université Amar Telidji, Laghouat 2007.
- [6] https://fr.wikipedia.org/wiki/Compensation_de_puissance_r%C3%A9active#:~:text=Le%20transfert%20de%20puissance%20r%C3%A9active,chute%20de%20tension%20est%20importante
- [7] Farid Hamoudi Polycopié Cours UEF 13 intitulé RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE Université A/Mira- Bejaia
- [8] SANAE RECHKA « ÉTUDE DE MÉTHODES DE FILTRAGE DES~ONIQUESDANSLESRÉSEAUX ÉLECTRIQUES DE DITRIBUTION
- [9] High Voltage Direct Current Transmission Review, Part II Converter Technologies
- [10] Houbad Sabrina Hocine Fatna "Contrôle des transits de puissance par l'utilisation d'un UPFC connecté à une ligne de transmission.

Chapitre 2

- [1] Cahier Technique Schneider Electric n° 199 La qualité de l'énergie électrique
- [2] <http://www.electromagazine.ch/fr/perturbations-harmoniques/>
- [3] Eskandar Gholipour Shahraki, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques ", Docteur de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I en Génie Electrique soutenu le 13 Octobre 2003.
- [4] Thierry Van Cutsem, Analyse et fonctionnement des systèmes d'énergie électrique, université de liège, 2012
- [5] Rabah BENABIB « optimisation de synthèse des FACTS par les Particules en essaim pour contrôler de la stabilité de tension des réseaux électrique », mémoire de magister université Amar Telidji, Laghouat 2007

[6] https://fr.wikipedia.org/wiki/Compensation_de_puissance_r%C3%A9active#:~:text=Le%20transfert%20de%20puissance%20r%C3%A9active,chute%20de%20tension%20est%20importante

[7] Farid Hamoudi Polycopié Cours UEF 13 intitulé RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE Université A/Mira- Bejaia

Chapitre 3

[1] guy séguir.Francis labrique Philippe Delarus livre électronique de puissance 9em edition

[2] Bjarne R. Andersen, Dennis Woodford, and Geoff Love FACTS Planning Studies

[3] Manfredo Lima and Stig Nilsson Technical Description of Static Var Compensators (SVC)

[4] Hong Rao, Shi He, Xiaodan Wu, Marcio Oliveira, Guillaume de Prévile, Colin Davidson, Zhanfeng Deng, Tuomas Rauhala, Georg Pilz, Bjarne Andersen, and Shukai Xu Application Examples of SVC

[5] Gabriela, Glanzmann, " Flexible Alternating Current Transmission Systems ", EEH - Power Systems Laboratory, 14. January 2005,

[6] Mohamed.E, Elhawari "Thyristor-Based FACTS Controllers and Electrical Transmission System ", A John Wiley & sons inc publication, IEEE press 2002

[7] Jendela Den Ngabei Flexible AC Transmission System (FACTS) |

[8] Youness Magnoun ,Placement optimal de dispositif FACTs dans un réseau de puissance

[9] , Shaobo Wang, Guangjie Zuo, Colin Davidson, Marcio Oliveira, Rizah Memisevic, Georg Pilz, Bilgehan Donmez,and Bjarne Andersen ,Application Examples of STATCOM Shukai Xu

[10] Shi He, Xiaodan Wu, Marcio Oliveira, Guillaume de Prévile, Colin Davidson, Zhanfeng Deng, Tuomas Rauhala, Georg Pilz, Bjarne Andersen, and Shukai Xu,Application Examples of SVC Hong Rao,

[11] Sidi Salah Mokhtar’’ Etude comparative entre les moyens de compensation de l’nergie réactive 2017

[13] Mlle DEGHMOUS Nacima ‘’Mlle KENNOUCHE Nessrine’’Contribution à la stabilité de la tension par compensation de l’nergie réactive dans les réseaux électriques’’2019

[14] Shukai Xu, Bo Lei, Zhanfeng Deng, and Bjarne Andersen,Application Examples of UPFC and Its Variants Stig Nilsson,

[16] Toufik.SI AHMED’’ ETUDE COMPARATIVE DES DIFFERENTS MOYENS DE COMPENSATION DE L’ENERGIE REACTIVE ‘’ 2010

[17] KAIDI NOUR EDDINE ‘’MESADI MOHAMMED OUSSAMA’’ Compensateur statique d’nergie réactive (SVC)’’ 2019

[18] Youness Magnoun' Placement optimal de dispositif FACTs dans un réseau de puissance'
2014

[19] HACHEMI Hachemi " Conditionnement des Réseaux Electriques en utilisant les
dispositifs de l'électronique de puissance FACTS

Chapitre 4

[1] Manfredo Lima and Stig Nilsson Technical Description of Static Var Compensators
(SVC)

[2] KAIDI NOUR EDDINE Mr. MESADI MOHAMMED OUSSAMA Compensateur
statique d'énergie réactive (SVC)

[3] Belguidoum Hocine Les systèmes FACTS utilisant les convertisseurs entièrement
commandés

[4] Gaboussaseddik et dob Med lakhdar « l'impact des dispositifs de compensation dynamique
–FACTS- sur les réseaux de transport » Mémoire de magister de université Biskra, 2006.

[5] Mohamed.E,Elhawari "Thyristor-Based FACTS Controllers and Electrical Transmission
System ", partie 03, 04 ,A John Wiley & sons inc publication, IEEE press 2002

[6] Thyristor-Based Static Var Compensator - MATLAB & Simulink (mathworks.com)

[7] High voltage direct current transmission - A Review, Part II - Converter technologies

[8] Aniruddha Gole, and Lucian To STATIC VAR COMPENSATOR (SVC) Mircea Eremia,

Annexe A-B https://docs.google.com/document/d/1W_C-OOO-4P12AzUB9RHOKRqtS8F3mFMV0ehAHvEe2hA/edit

ANNEXE C calcule les paramètres de SVC

La puissance absorbée par un banc de TCR d'une seule phase et par l'équation

$$Q_{\text{TCR}} = \frac{215 \cdot 10^6}{3}$$

$$Q_{\text{TCR}_{1\text{ph}}} = 71,66 * 10^6 \text{ Mvar}$$

$$Q_{\text{TCR}_{1\text{ph}}} = \frac{v^2}{X_{\text{TCR}}}$$

$$X_{\text{TCR}_{1\text{ph}}} = \frac{v^2}{Q_{\text{TCR}}} = \frac{(16 \cdot 10^3)^2}{71,66 \cdot 10^6}$$

$$X_{\text{TCR}_{1\text{ph}}} = 3,57 \Omega$$

Calculer l'inductance

$$Z = L\omega$$

$$L = \frac{Z}{\omega} = \frac{3,57}{2\pi \cdot 60}$$

$$L = 0,00948 \text{ H}$$

Calcul des susceptances

La puissance réactive de base est

$$S_{\text{base}} = 100 \text{ MVA}$$

$$|Y_{\text{base}}| = \frac{100 \cdot 10^6}{3(16 \cdot 10^3)^2}$$

$$|Y_{\text{base}}| = 0,1302 \text{ pu}$$

La susceptance du TCR en pu au secondaire du transformateur

$$B_{\text{TCR}} = -\frac{1}{X_{\text{TCR}}}$$

$$B_{\text{TCR}} = -0,2801 \Omega^{-1}$$

$$B_{\text{TCR}_{\text{pu}}} = \frac{B_{\text{TCR}}}{Y_{\text{base}}}$$

$$B_{\text{TCR}_{\text{pu}}} = \frac{-0,2801}{0,1302},$$

$$B_{\text{TCR}_{\text{pu}}} = -j2,1513 \text{ pu}$$

La susceptance du secondaire du transformateur

Annexe

$$j \frac{1}{B_{\delta}} = jX_m \frac{S_{base}}{S_{nom}} = 0,15j * \frac{100 * 10^6}{333 * 10^6} =$$

$$\frac{1}{B_{\delta}} = \mathbf{j0,04995 \text{ pu}}$$

La susceptance du transformateur B_{δ} , les susceptances maximale et minimale sont données par :

$$B_{SVCs_max} = \frac{B_C}{1+B_C/B_{\delta}}$$

$$B_C = j \frac{1}{X_C}$$

$$Q_C = \frac{V^2}{X_C}$$

$$X_C = \frac{V^2}{Q_C} = \frac{(16 * 10^3)^2}{68,33 * 10^6} = 3,74 \Omega$$

$$B_C = j \frac{1}{3,74}$$

$$\mathbf{B_C = j0,267 \Omega^{-1}}$$

$$B_{C_pu} = \frac{B_C}{Y_{base}}$$

$$B_{C_pu} = \frac{0,267}{0,1302}$$

$$\mathbf{B_{C_pu} = 2,0536 \text{ Pu}}$$

$$B_{SVCs_max} = \frac{B_{\delta} B_{C_pu}}{B_{\delta} + B_{C_pu}}$$

$$B_{SVCs_max} = \frac{20,02 * 2,0536}{20,02 + 2,0536}$$

$$\mathbf{B_{SVCs_max} = 1,86 \Omega^{-1}}$$

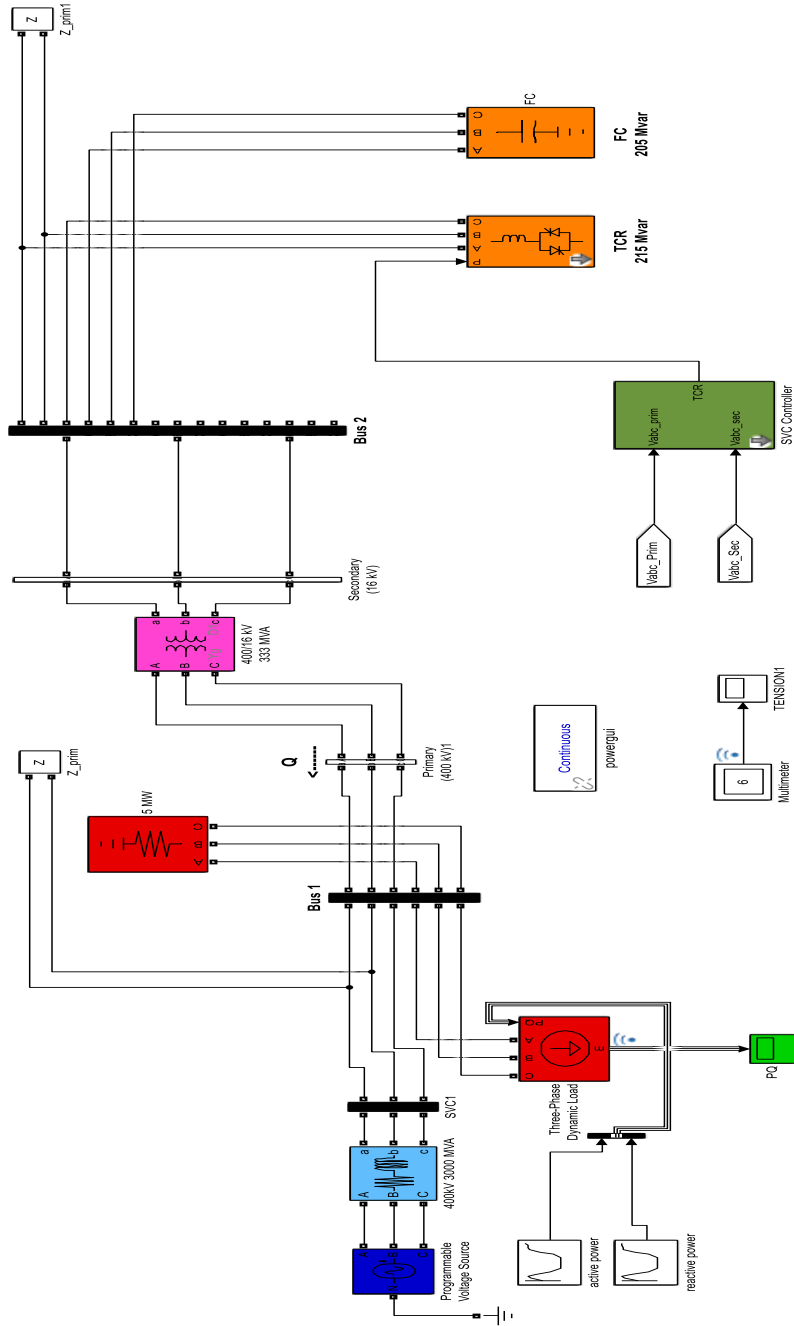
Si la batterie de compensation fixe est déconnecté :

$$B_{SVCs_min} = \frac{B_L}{1+B_L/B_{\delta}}$$

$$B_{SVCs_min} = \frac{-j2,1513}{1+2,1513 * 0,04995}$$

$$\mathbf{B_{SVCs_min} = -j1,94255 \text{ pu}}$$

ANNEXE D



ANNEXE E

