

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

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'Electrotechnique

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : RESEAUX ELECTRIQUES

Présenté par
Nabil MESSAD
Nassim ZINET

Thème

ETUDE DE LA COMPENSATION DE LA PUISSANCE REACTIVE DANS UN RESEAU DE TRANSMISSION D'ENERGIE ELECTRIQUE

Mémoire soutenu publiquement le 24/09/2014 devant le jury composé de :

M Ahmed CHALLAL

Maitre Assistant Classe A, UMMTO, Président

M Karim HADJ SAID

Maitre Assistant Classe A, UMMTO, Rapporteur

M Slimane RABAHALLAH

Maitre Assistant Classe A, UMMTO, Examineur

M Hamza BESSAI

Maitre Assistant Classe A, UMMTO, Examineur

REMERCIEMENTS

Nos remerciements les plus vifs, vont à notre encadreur monsieur Karim HADJ SAID pour son aide, son orientation judicieuse et sa disponibilité, aussi pour la confiance, la patience et la compréhension qu'il nous a toujours manifesté ...

Nous remercions tout l'ensemble du personnel de département électrotechnique (enseignants et administrateurs) qui nous ont fait preuve d'une bonne volonté et beaucoup de sacrifices pour nous assurer une bonne formation.

Toute notre reconnaissance à nos amis du département ETH, pour leurs services appréciables et le soutien moral qu'ils nous ont toujours manifestés.

Un remerciement particulier, à nos parents et à tous ceux qui ont contribués de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Dédicaces

Je dédie humblement ce modeste travail à mes parents qui ont intensément vécu chaque moment de ce parcours à l'UMMTO avec dignité, générosité et esprit de sacrifice. Leur dévouement, dans une symbiose presque biologique avec mes préoccupations, m'a permis de doper ma volonté farouche d'aboutir à ce modeste résultat que j'espère honorable et satisfaisant.

Je le dédie aussi à mes deux chères sœurs Fetta et Dyhia pour leur amour et soutien, à mon cher frère Nacer et à toute ma famille surtout mes grands parents et tous mes amis et camarades en particulier Samira.

Tout comme je le dédie à tous ceux qui m'ont aidé à concrétiser mes objectifs.

Nabil

Dédicaces

Je dédie ce mémoire tout d'abord à ma grande mère Khedoudja qui ma élevée, à mes chers parents qui ont tout sacrifiés et donnés pour mon éducation et mon instruction, à mes chers frères Noureddine, Kamel, Mourad et Djamel, à mes chères sœurs Assia, Fadhila, Nassima et Souad, à toute ma famille en particulier Soraya.

Tout comme je le dédie à tous mes amis qui m'ont aidé de près ou de loin.

Nassim

SOMMAIRE

SOMMAIRE

Introduction Général	1
CHAPITRE I :	
Généralités sur la compensation de l'énergie réactive.	
I.1.Introduction	3
I.1.1. Energies active, réactive, apparente	3
I.1.2.Composantes active et réactive du courant	3
I.1.3.Composantes réactive et active de la puissance	4
I.1.4. Puissance dans un récepteur monophasé	5
I.1.5. Puissance dans un récepteur triphasé	6
I.1.6. Facteur de puissance	8
I.1.6.1. Définition du facteur de puissance	8
I.1.6.2.Causes du mauvais facteur de puissance	9
I.2.Circulation de la puissance réactive et ses effets	10
I.2.1.Pertes joule	10
I.2.2.Chute de tension	11
I.2.3.Coté économique	13
I.3.Principe de la compensation de l'énergie réactive	13
I.4. Compensation de l'énergie réactive des réseaux de transport	14
I.4.1. Tensions de service	14
- Caractéristiques des réseaux de transport et de répartition.....	15
- Caractéristiques des réseaux de distribution.....	15
I.4.2. Limites des tensions admissibles	16
- Limites dues aux caractéristiques des équipements.....	16
- Limites dues au cahier des charges de la concession du réseau d'alimentation en énergie électrique	16
- Limites dues au domaine de fonctionnement des régleurs en charge des transformateurs THT/HT et HT/MT.....	16
- Limites dues aux contraintes techniques d'exploitation	17
I.4.3. Description de l'instabilité en tension.....	17
I.4.3.1. Puissance maximale transmissible et tension critique	17
I.4.3.2. Phénomène d'écroulement de la tension.....	20
I.4.4. Origine des fluctuations de la demande d'énergie réactive.....	21
I.4.4.1.Consommation des charges.....	22
- Variations périodiques.....	22
- Variations aléatoires lentes.....	22
- Variations brusques.....	22
I.4.4.2. Pertes réactives dans les réseaux de transport.....	22
I.5. Conclusion.....	25
CHAPITRE II :	
Moyens de compensation d'énergie réactive.	
Introduction.....	26
II.1.Batteries de condensateurs.....	26
II.1.1.Présentation.....	26
- Batteries de condensateurs HT.....	26
- Batteries de condensateurs MT	26
II.1.2.Les modes de compensation par batteries	26
- La compensation globale	27

SOMMAIRE

- Compensation partielle ou par secteur	27
- Compensation individuelle	28
II.1.3. Constitution de la batterie de condensateurs	29
II.1.4. Types d'installation	30
a - Installation série.....	30
b - Installation shunt.....	31
II.1.5. Raccordement des condensateurs au réseau.....	34
Avantage des batteries de condensateurs.....	36
Inconvénients des batteries de condensateurs.....	36
II.2. Inductances	36
II.3. Compensateurs synchrones.....	36
II.4. Groupe thermique et hydraulique	40
II.5. Compensateurs statiques d'énergie réactive (dispositifs FACTS).....	42
II.5.1. Concept FACTS : Un projet EPRI.....	42
II.5.2. Quelques dispositifs de type FACTS.....	44
II.6. Conclusion	44

CHAPITRE III :

Descriptions générales des systèmes FACTS.

III.1. Introduction	45
III.2. Types de FACTS	45
- FACTS séries.....	45
- FACTS shunts.....	45
- FACTS hybrides (séries- parallèles)	45
III.2.a. FACTS de type série	46
III.2.a.1. Condensateur série commandé par thyristors.....	46
III.2.a.2 Réactance Série Contrôlée par Thyristor TCSR.....	48
III.2.a.3 Compensateur Série Synchrones Statique (SSSC).....	48
III.2.b FACTS de type parallèle.....	52
III.2.b.1 Compensateur Statique Synchrones(STATCOM).....	52
III.2.b.2 Bobine supraconductrice de stockage d'énergie SMES.....	55
III.2.b.3 Compensateur Statique de Puissance Réactive SVC.....	56
Le SVC en régime permanent.....	58
Le SVC en régime dynamique.....	59
III.2.c FACTS de type hybride.....	62
III.2.c.1 Transformateur déphaseur à base de Thyristors (TCPAR).....	62
III.2.c.2. Contrôleur de flux de puissance d'interligne (IPFC).....	64
III.2.c.3 : Variateur de charge universel UPFC.....	65
III.3. Coût des dispositifs FACTS	67
III.4.Synthèse	68
III.5. Conclusion.....	68

CHAPITRE IV :

Simulation d'un système de puissance pour la compensation de la puissance réactive.

Introduction.....	69
IV.1 Filtres utilisés dans notre simulation	69

SOMMAIRE

IV.2. Description du modèle	72
IV.3. Caractéristiques du modèle	74
IV.4. Résultats des simulations	75
IV.4.1. Système sans filtrage et sans compensation	75
IV.4.2. Système avec filtrage et sans compensation	76
IV.4.3. Système sans filtrage et avec compensation	77
IV.4.4. Système avec filtrage et avec compensation.....	78
IV.5. Simulation avec variation de l'angle d'amorçage	78
IV.5. 1. Système avec filtrage et compensateur à $\alpha = 20^\circ$	79
IV.5. 2. Système avec filtrage et compensateur à $\alpha = 60^\circ$	80
IV.5. 3. Système avec filtrage et compensateur à $\alpha = 80^\circ$	81
Comparaison et interprétation	82
IV.6. Conclusion.....	83
 COCLUSION GENERALE.....	 84

Listes des indices :

I_a : courant actif.

I_r : courant réactif.

I_t : courant apparent.

S : puissance apparente.

P : puissance active.

Q : puissance réactive.

φ : déphasage entre la puissance apparente et la puissance active égal au déphasage entre le courant et la tension.

\square : tension alternative.

i : courant alternatif.

ω : pulsation. Egale $2\pi f$

f : fréquence.

z : impédance.

R : résistance.

L : inductance.

C : capacité.

X : réactance.

F_p : facteur de puissance.

P_j : pertes joule.

U : tension composé.

V : tension simple.

I : valeur efficace du courant.

Z_C : impédance de la charge.

ΔV : chute de tension.

TT : transformateur de tension.

TC : transformateur de courant.

HT : haute tension.

THT : très haute tension.

MT : moyenne tension.

BT : basse tension.

Y : admittance égale $1/z$.

V_{crit} : tension critique.

p_{max} : puissance active maximale.

Q_Δ : puissance réactive des condensateurs couplés en triangle.

Q_Y : puissance réactive des condensateurs couplés en étoile.

E : force électromotrice due à l'excitation du compensateur synchrone.

X_d : réactance de fuite du compensateur synchrone.

K : constante qui dépend de la réactance X_{TCSC} .

\mathfrak{R} : constante qui dépend du nombre de phases.

W_{sm} : l'énergie.

f_1 : fréquence fondamentale.

f_n : fréquence de l'harmonique du rang n .

B : largeur de bande passante.

α : angle d'amorçage des thyristors.

Q : facteur de qualité.

INTRODUCTION

GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale :

De nos jours, les problèmes liés au fonctionnement des réseaux de transport et de production d'énergie électrique ont pris une importance considérable. Face à une consommation d'électricité qui ne cesse d'augmenter et à des conditions d'environnement très contraignantes, les réseaux d'énergie électrique ont tendance à s'accroître et deviennent de plus en plus maillés et interconnectés. Le transport se fait, en outre, sur de longues distances en utilisant des lignes de grande capacité de transport. Cette complexité de structure a de très nombreuses conséquences. La difficulté de maintenir un profil de tension acceptable a substantiellement augmenté. La stabilité de tension du réseau est alors caractérisée par sa capacité de maintenir la tension aux bornes de la charge dans les limites spécifiées dans le fonctionnement normale.

L'étude du comportement de la tension et de la compensation d'énergie dans les réseaux électriques est devenue une préoccupation majeure des exploitants et planificateurs de ces systèmes. En fait, plusieurs incidents généralisés survenus dans le monde ont été associés à des instabilités de tension. Ce mode d'instabilité n'est pas encore bien maîtrisé. En effet, le mécanisme causant l'instabilité de tension semble l'un des plus importants problèmes à clarifier. Aujourd'hui encore, il n'y a pas une théorie disponible et largement acceptée pour l'analyse de la stabilité de tension. Les problèmes liés à ce type d'instabilité constituent alors, dans plusieurs pays, un axe de recherche très important.

Des relevés sur les incidents survenus durant les dernières décennies ont montré que L'effondrement de tension intervient généralement suite à une perturbation majeure ou à une augmentation importante de la charge sur un réseau électrique soumis à de fortes contraintes. Ce réseau s'affaiblit et sa consommation réactive s'accroît. Le phénomène est alors caractérisé par une baisse progressive de la tension dans une ou plusieurs régions consommatrices, et qui va en s'accroissant au bout de quelques minutes. La dégradation de la tension au niveau des charges est alors telle qu'elle entraîne des interruptions de service dont les causes directes peuvent être : manque de tension, augmentation des pertes réactive du réseau. La défaillance du réglage de la tension, au niveau des bornes des groupes, a pour conséquence une accélération de la dégradation du plan de la tension qui peut aller jusqu'à des déclenchements, en cascade, de groupes et de lignes et un effondrement général du réseau.

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

INTRODUCTION GENERALE

dispositifs FACTS a ouvert de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux régulées, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité de tension ou de tendre vers les limites thermiques des lignes. Le maintien de l'équilibre entre la production et la consommation nécessite alors une surveillance permanente du système afin d'assurer la qualité du service (problème de conduite), garantir sa sécurité (problème de protection) et sa stabilité (problème de réglage).

En plus d'assurer la stabilité et la continuité de service des réseaux électriques, les exploitants et les planificateurs des réseaux électriques, cherchent toujours à optimiser la production d'énergie électrique, traduite par la réduction des pertes actives et réactives. La satisfaction simultanée de ces objectifs contradictoires fait appel à des méthodes de compensations d'énergie électrique.

Ce travail traite le problème de la compensation de l'énergie réactive dans les réseaux de transmission d'énergie électrique. Des notions de base relative à la puissance réactive, les modes et moyens de compensation ont été présentés. L'utilisation des systèmes FACTS dans la compensation de la puissance réactive a retenu aussi notre intérêt dans ce mémoire.

Dans le premier chapitre, des notions générales sur l'énergie électrique, le facteur de puissance et la stabilité de tension du réseau électrique sont présentées. Les différentes définitions liées à la puissance réactive.

Le deuxième chapitre, s'adresse aux techniques et moyens de compensation de la puissance réactive classiques et modernes, voir la compensation par batteries de condensateurs, par inductances, les compensateurs synchrones et les compensateurs statiques.

Le troisième chapitre est consacré à la compensation par la technique FACTS. Une classification des différents types de FACTS est proposée et les principaux dispositifs de chaque famille sont décrits d'une façon plus détaillée.

Le quatrième chapitre, est dédié à l'application et la simulation d'un système de puissance pour la compensation de la puissance réactive. Le problème des harmoniques, le filtrage et la variation de l'angle d'amorçage est traitée à travers des courbes comparative au fonctionnement normal du réseau et en fin nous terminerons par une conclusion générale.

CHAPITRE : I

Généralités sur la compensation de l'énergie réactive.

I.1.Introduction :

L'énergie électrique est essentiellement distribuée aux utilisateurs sous forme d'un courant et d'une tension alternative via des réseaux en haute, moyenne et basse tension.

L'énergie consommée est composée d'une partie active, transformée en chaleur ou en mouvement, et d'une partie réactive transformée par les actionneurs électriques pour créer leurs propres champs électromagnétiques.

L'utilisateur ne bénéficie que de l'apport énergétique de la partie active, la partie réactive ne peut pas être éliminée, mais compensée par des dispositifs appropriés. Ces dispositifs de compensation sont très utiles car il faut disposer à chaque instant de la puissance active nécessaire pour diminuer les pertes engendrées par son transport. L'énergie totale soutirée au réseau de distribution sera ainsi globalement réduite.

Les économies d'énergie réalisées sont d'une grande importance vue les efforts humains et matériels qui sont investis quotidiennement pour garantir la continuité et la qualité de service.

Dans ce chapitre, nous allons parler du principe de la compensation de l'énergie réactive en évoquant les différentes techniques entreprises pour sa concrétisation.

I.1.1. Energies active, réactive, apparente :

Toute machine électrique utilisant le courant alternatif (moteur, transformateur) met en jeu deux formes d'énergie active et réactive :

L'énergie active consommée (kwh) résulte de la puissance active P (kw) des récepteurs. Elle se transforme intégralement en puissance mécanique (travail) et en chaleur (pertes).

L'énergie réactive consommée (kvarh) sert essentiellement à l'alimentation des circuits magnétique des machines électriques. Elle correspond à la puissance réactive Q (kvar) des récepteurs.

L'énergie apparente (kVAh) est la somme vectorielle des deux énergies précédentes. Elle correspond à la puissance apparente S (kVA) des récepteurs, somme vectorielle de P (kw) et Q (kvar). [doc I].

I.1.2.Composantes active et réactive du courant :

A chacune des énergies active et réactive, correspond un courant. Le courant actif (I_a) est en phase avec la tension du réseau. Le courant réactif (I_r) est déphasé de 90° par rapport au courant actif, soit en retard (récepteur inductif), soit en avance (récepteur capacitif).

Le courant apparent (I_t) est le courant résultant qui parcourt la ligne depuis la source jusqu'au récepteur. Si les courants sont parfaitement sinusoïdaux, on peut utiliser la représentation de Fresnel.

Ces courants se composent alors vectoriellement comme représenté à la figure I.1 :

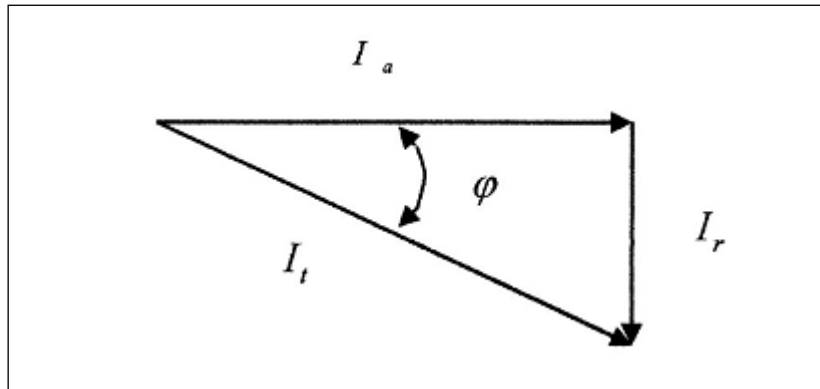


Figure I.1 : Composante vectorielle des courants [doc I].

$$I_t = \sqrt{I_a^2 + I_r^2} \quad [I-1]$$

$$I_a = I \cdot \cos \varphi \quad [I-2]$$

$$I_r = I \sin \varphi \quad [I-3]$$

I.1.3. Composantes réactive et active de la puissance :

Le diagramme précédent (figure I.1) établi pour les courants est aussi valable pour les puissances, en multipliant chacun des courants par la tension commune U. On définit ainsi la figure I.2 où :

$$S = U \cdot I : \text{Puissance apparente en (kVA)} \quad [I-4]$$

$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi : \text{Puissance active en (kw)} \quad [I-5]$$

$$Q = U \cdot I \cdot \sin \varphi : \text{Puissance réactive en (kvar)} \quad [I-6]$$

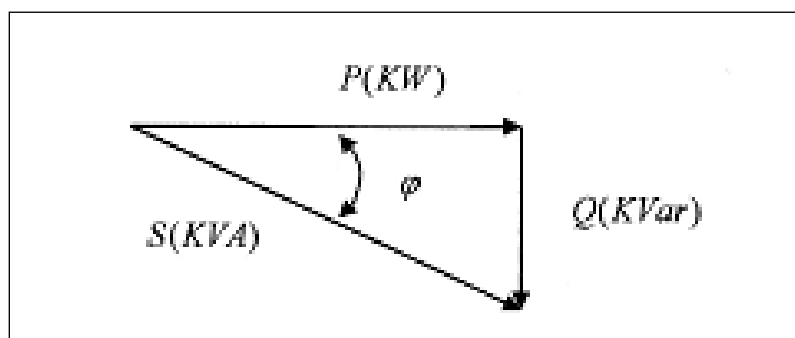


Figure I.2: Composition vectorielle des puissances [doc I].

S: Puissance apparente.

P: Puissance active.

Q: Puissance réactive.

φ : Déphasage entre la puissance apparente et la puissance active (égal au déphasage entre le courant et la tension).

P, Q, S et φ sont reliés par ces relations :

$$P = S \cos \varphi \quad [I-7]$$

$$Q = S \sin \varphi \quad [I-8]$$

$$Q = P \operatorname{tg} \varphi \quad [I-9]$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad [I-10]$$

I.1.4. Puissance dans un récepteur monophasé :

On représente sur la figure I.3 un récepteur monophasé soumis à une tension alternative u et dans lequel circule un courant alternatif i , avec φ comme déphasage entre la tension et le courant.

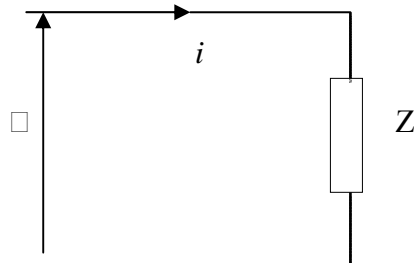


Figure I.3 : Récepteur monophasé. [doc II]

$$u = V\sqrt{2} \sin \omega t \quad [I-11]$$

$$i = I\sqrt{2} \sin(\omega t - \varphi) \quad [I-12]$$

avec V: valeur efficace de la tension, I: valeur efficace du courant.

La puissance instantanée consommée par le récepteur Z est donnée par la relation suivante :

$$P = u \cdot i \quad [I-13]$$

En remplaçant u et i par leurs expressions respectives on obtient:

$$P = V\sqrt{2} \sin\omega t. I\sqrt{2} \sin(\omega t - \varphi) = 2VI \sin\omega t. \sin(\omega t - \varphi) \quad [\text{I-14}]$$

A l'aide des relations trigonométriques et après développement, on obtient l'expression finale de la puissance instantanée qui est composée de deux termes :

$$P = \underbrace{VI \cos \varphi (1 - \cos 2\omega t)}_1 - \underbrace{VI \sin \varphi \sin 2\omega t}_2 \quad [\text{I-15}]$$

La valeur moyenne du terme (1) représente la puissance active fournie par la source au récepteur. Le deuxième terme a une valeur moyenne nulle ; c'est la composante qui caractérise par son amplitude l'échange de puissance réactive entre le récepteur et la source. Cet échange est de nature fluctuante et s'effectue à la pulsation 2ω . Cette notion de puissance réactive apparaît lorsqu'il y'a un déphasage entre la tension et le courant qui traverse le récepteur ; c'est le cas des récepteurs composant des condensateurs ou des inductances en régime sinusoïdal. L'apparition de la puissance réactive est due à la circulation d'un courant réactif qui ne donne lieu à aucun échange de puissance moyenne, ce courant peut être l'origine de pertes et de chutes de tension. En régime sinusoïdal, les puissances réactives produites et consommées se conservent au même titre que les puissances actives. [doc II].

En ce qui concerne la puissance apparente, elle est surtout utilisée pour le dimensionnement des appareils et des machines. Contrairement aux puissances actives et réactives, la puissance apparente ne se conserve pas.

I.1.5. Puissance dans un récepteur triphasé :

On représente sur la figure I.4 un récepteur triphasé symétrique qui est alimenté par un système de tensions triphasées équilibrées.

Les puissances active, réactive et apparente pour un tel système sont d'expressions suivantes :

- **puissance active** : égale à la valeur moyenne de la puissance instantanée soit :

$$P = 3VI \cos \varphi = \sqrt{3}UI \cos \varphi \quad [\text{I-16}]$$

$$\text{Avec } U = \sqrt{3}V: \text{ tension composée} \quad [\text{I-17}]$$

- **puissance réactive** : La somme des puissances fluctuantes des trois phases du système est nulle, mais chaque phase séparément fait circuler une puissance réactive de valeur moyenne nulle et d'amplitude $VI \sin \varphi$. Donc il faut tenir compte de cette puissance qui est pour l'ensemble du système d'expression :

$$Q = \sqrt{3}VI \sin \varphi \quad [\text{I-18}]$$

$$Q = 3UI \sin \varphi \text{ (soit 3 fois la puissance d'une phase)} \quad [\text{I-19}]$$

- **puissance apparente** : A partir des deux puissances précédentes on définit cette troisième comme suit : $S = \sqrt{3}UI = \sqrt{P^2 + Q^2}$ [I-20]

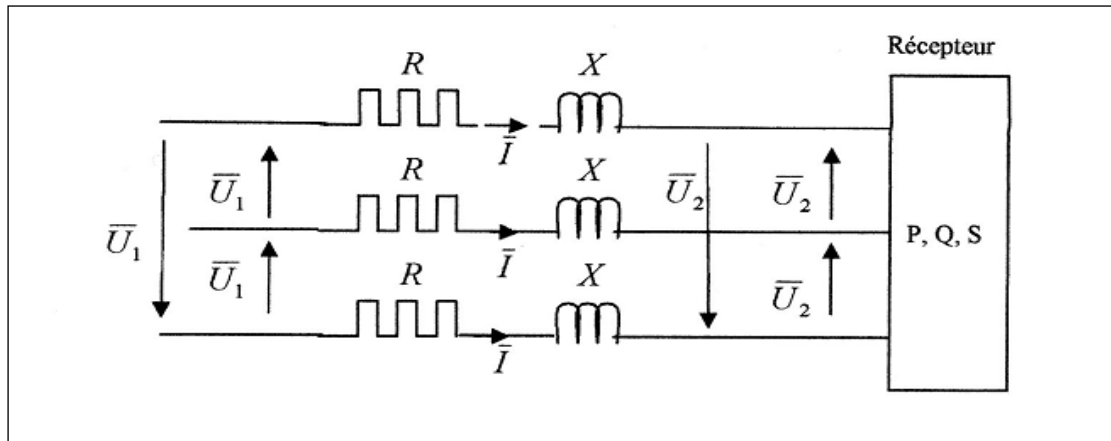


Figure I.4 : Elément de réseau triphasé symétrique. [doc II].

Le tableau I.1 récapitule toutes les notions qu'on vient d'évoquer. Pour mieux comprendre, on a appliqué une tension de forme $Ve^{j\theta}$ à des récepteurs de comportements différents (résistif, inductif et capacitif). C'est l'impédance \bar{Z} du récepteur qui détermine la nature et le sens de la puissance.

Tableau I.1 : Bilan de puissance pour les différents récepteurs de base [ths1] :

Impédance (z) en Ω	Puissance active (P) en kw	Puissance réactive (Q) en KVA	Energie (W)	Déphasage (φ) et facteur de puissance $\cos \varphi$	observation
$\bar{Z}=R$ (résistance)	$P=RI^2$	$Q=0$	$W = \frac{U^2t}{R}$	$\varphi = 0 \Rightarrow \cos \varphi = 1$	Energie active dissipée
$\bar{Z}=jL\omega$ (inductance)	$P=0$	$Q=L\omega I^2$	$W = \frac{1}{2}LI^2$	$\varphi = \frac{\pi}{2} \Rightarrow \cos \varphi = 0$	Energie réactive emmagasinée
$\bar{Z}=\frac{1}{jc\omega}$ (capacité)	$P=0$	$Q = \frac{-I^2}{C\omega}$	$W = -\frac{1}{2}CU^2$	$\varphi = -\frac{\pi}{2} \Rightarrow \cos \varphi = 0$	Energie réactive fournie (par la charge)

[Tableau I.1]

On constate que l'énergie réactive n'existe que lorsque le courant est déphasé par rapport à la tension. Le sens de l'échange de cette énergie dépend uniquement de la nature de l'impédance Z, c'est-à-dire :

- La puissance réactive résistive est nulle : aucun échange de puissance réactive entre la source et le récepteur. C'est le cas d'une impédance résistive qui consomme uniquement la puissance active ; la tension et le courant sont en phase.

- La puissance réactive inductive : le récepteur absorbe une puissance réactive fournie par la source. C'est le cas d'une impédance purement inductive qui ne consomme aucune puissance active ; le courant est en retard de $+\frac{\pi}{2}$ par rapport à la tension.
- La puissance réactive capacitive : le récepteur fournit une puissance réactive à la source. C'est le cas d'une impédance purement capacitive qui ne donne lieu à aucune puissance active ; le courant est en avance de $-\frac{\pi}{2}$ par rapport à la tension.

I.1.6. Facteur de puissance :

I.1.6.1. Définition du facteur de puissance :

Par définition le facteur de puissance est le rapport de la puissance active à la puissance apparente ; c'est un nombre abstrait compris entre 0 et 1, on l'appelle également cosinus φ . [doc I].

$$\text{Facteur de puissance} = \frac{\text{Puissance active}}{\text{Puissance apparente}} \quad [\text{I-21}]$$

$$F_P = \frac{P(\text{kW})}{S(\text{kVA})} \quad [\text{I-22}]$$

Si les courants et tensions sont des signaux parfaitement sinusoïdaux, le facteur de puissance est égal à $\cos \varphi$, c'est à dire :

$$F_P = \cos \varphi = \frac{P(\text{kW})}{S(\text{kVA})} \quad [\text{I-23}]$$

On utilise également la variable $\text{tg}\varphi$. Dans les mêmes conditions, nous avons également la relation :

$$\text{Tg}\varphi = \frac{Q(\text{KVar})}{P(\text{KW})} = \frac{\text{Puissance réactive}}{\text{Puissance active}} \quad [\text{I-24}]$$

On définit un facteur de puissance moyen dans un intervalle donné dans le cas où les grandeurs P et S ne sont pas constantes. On obtient alors le facteur de puissance en effectuant le rapport énergétique des puissances mesurées dans l'intervalle de temps correspondant :

$$F_{P_{\text{moy}}} = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}} = (\cos \varphi)_{\text{moy}} \quad [\text{I-25}]$$

Où

$$\text{Tg}\varphi_{\text{moy}} = \frac{Q}{P} \quad [\text{I-26}]$$

Le facteur de puissance est une grandeur très utile qui permet d'évaluer la consommation ou l'apport en puissance réactive de l'élément mis en jeu. En effet, si le facteur de puissance est proche de 1, cette donnée nous permet de constater que l'élément étudié ne consomme pratiquement aucune

puissance réactive, il ne consomme que de la puissance active. En revanche, si le facteur de puissance est proche de 0, cela nous permet de constater que cet élément consomme uniquement de la puissance réactive. Un facteur de puissance inférieur à 1 conduira à une consommation d'énergie réactive d'autant plus grande qu'il se rapproche de 0.

Voici les valeurs approximatives de $\cos \varphi$ des principaux actionneurs consommateurs d'énergie réactive :

- Moteur asynchrone à 100% de charge : $\cos \varphi = 0.85$
- Moteur asynchrone à 50% de charge : $\cos \varphi = 0.73$
- Lampe à incandescence : $\cos \varphi = 1$
- Lampe à fluorescence : $\cos \varphi = 0.5$
- Chauffage par induction : $\cos \varphi = -0.5$

Ces exemples montrent l'importance de la partie réactive de la consommation énergétique des actionneurs qui comportent des circuits magnétiques.

Un bon facteur de puissance c'est $\cos \varphi$ élevé proche de 1 ou $\tan \varphi$ faible proche de 0, il permet d'optimiser une installation électrique et apporte les avantages suivants :

- La suppression de la facturation d'énergie réactive.
- La diminution de la puissance souscrite en kVA.
- La limitation des pertes d'énergie active dans les câbles compte tenu de la diminution de l'intensité véhiculée dans l'installation.
- L'amélioration du niveau de tension en bout de ligne
- L'apport de puissance disponible supplémentaire au niveau des transformateurs de puissance si la compensation est effectuée au secondaire.

I.1.6.2. Causes du mauvais facteur de puissance :

Dans une installation bien dimensionnée, un bon facteur de puissance est obtenu lorsque chaque machine consomme une puissance active proche de sa valeur nominale. Mais il reste toujours que cette installation consomme une certaine puissance réactive due au courant magnétisant des transformateurs et des moteurs asynchrones. Cette puissance est indépendante de puissance active consommée par l'élément de l'installation. Maintenant, le mauvais facteur de puissance est obtenu lorsque la puissance active absorbée diminue, c'est-à-dire que les éléments de l'installation consomment des puissances actives loin de leurs valeurs nominales. Donc $\cos \varphi$ diminue, ce qui risque de pénaliser le consommateur. [doc I].

En pratique, un mauvais facteur de puissance est souvent le résultat d'une mauvaise utilisation du matériel à titre d'exemple ;

- Un transformateur qui fonctionne à vide ou à faible charge.
- Un fonctionnement à niveau de tension d'alimentation élevée ou à des marches à vides ou à faibles charges pour les moteurs asynchrones.
- Une mauvaise conception de l'éclairage fluorescent.

I.2. Circulation de la puissance réactive et ses effets :

La puissance réactive transite entre la source (générateurs) et les récepteurs (charges) à travers les réseaux de transport de l'énergie électrique. Les effets du transit de la puissance réactive à travers les lignes de transmissions peuvent se manifester sous forme de pertes joule et de chutes de tension. Pour cela, il faut tenir compte de ce phénomène qui rend le rendement médiocre et donc des augmentations d'investissements. [doc II].

I.2.1. Pertes joule :

Afin de déterminer les pertes joule engendrées par le transit d'une puissance réactive Q , on se propose à étudier le réseau monophasé illustré dans la figure I.5.

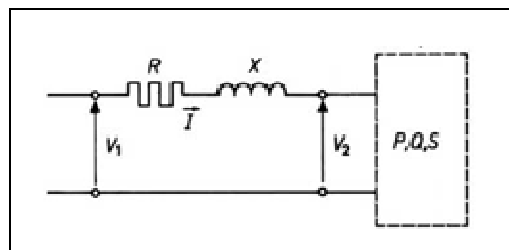


Figure I.5 : Réseau monophasé. [doc II].

Le réseau considéré est représenté par une résistance R en série avec une inductance X . l'ensemble fournit une puissance active P et échange une puissance réactive Q avec un récepteur monophasé.

Le courant circulant dans le réseau a une valeur efficace I égale :

$$I = \frac{S}{V_2} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{V_2} \quad [I-27]$$

V_2 : Valeur efficace de la tension aux bornes du récepteur.

S : Puissance apparente consommée par le récepteur.

La puissance absorbée par la résistance R est transformée en chaleur. C'est par définition les pertes joule engendrées par le transport de la puissance à travers cette résistance. Ces pertes sont d'expression :

$$P_j = R \cdot I^2 = \frac{R(p^2 + Q^2)}{V_2^2} = \frac{RP^2(1 + tg^2\varphi)}{V_2^2} \quad [I-28]$$

$$P_j = \frac{RP^2}{V_2^2} + \frac{RP^2 \cdot tg^2\varphi}{V_2^2} \quad [I-29]$$

Une partie des pertes joule ($\frac{RP^2.tg^2\varphi}{V^2_2}$) est occasionnée par le transit de la puissance réactive.

Pour le réseau triphasé on applique le même principe et on aura les résultats suivants :

$$P_j = 3.R.I^2 \quad [I-30]$$

En remplaçant la valeur efficace du courant par :

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U_2} \quad [I-31]$$

On obtient alors :

$$P_j = 3.R.\left(\frac{S}{\sqrt{3}U_2}\right)^2 = \frac{3.R.(P^2+Q^2)}{3.U^2_2} = \frac{RP^2(1+tg^2\varphi)}{U^2_2} \quad [I-32]$$

$$P_j = \frac{RP^2}{U^2_2} + \frac{RP^2.tg^2\varphi}{U^2_2} \quad [I-33]$$

La partie des pertes joule qui est occasionnée par le transit de la puissance réactive est le terme :

$$\left(\frac{RP^2(1+tg^2\varphi)}{U^2_2}\right).$$

Le transport de la puissance réactive engendre des pertes joule considérable, d'où la nécessité de réduire au mieux le transport de cette puissance indispensable pour le fonctionnement des machines.

I.2.2.Chute de tension :

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension. La tension est alors plus basse en bout de la ligne qu'à son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante. Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel la production et la consommation sont uniformément réparties. Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée. C'est pourquoi dans les réseaux maillés THT, la tension est différente suivant l'endroit où l'on se trouve. A la pointe de consommation, la tension est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales. [doc I], [doc IV].

Considérant maintenant sur la figure I.6 le schéma équivalent d'une ligne de transmission ; d'impédance complexe $\underline{Z}=R + jX$, et destinée à alimenter la charge Z_c .la tension n'est tenue qu'à l'extrémité 1, l'extrémité 2 absorbant une puissance :

$$\underline{S}_2=P_2 + jQ_2 \quad [I-34]$$

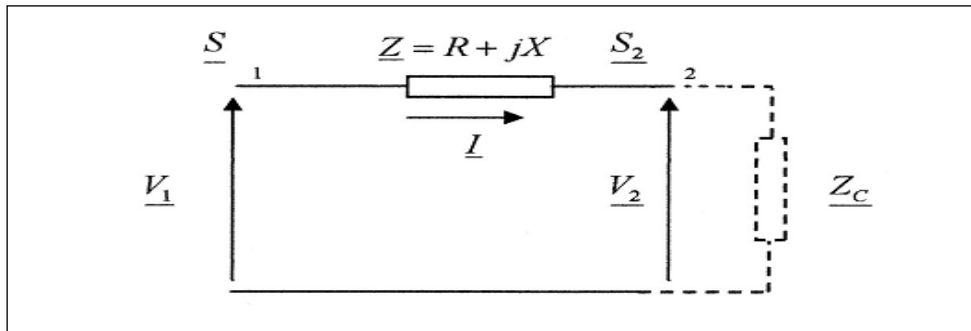


Figure I.6 : Schéma équivalent d'une ligne de transport.[doc I].

Les puissances apparentes :

$$\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1 \quad [I-35]$$

$$\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2 \quad [I-36]$$

La relation qui relie les tensions est donnée par:

$$\underline{V}_1 = \underline{V}_2 + R\underline{I} + jX\underline{I} \quad [I-37]$$

Le diagramme vectoriel des tensions est représenté sur la figure I.7.

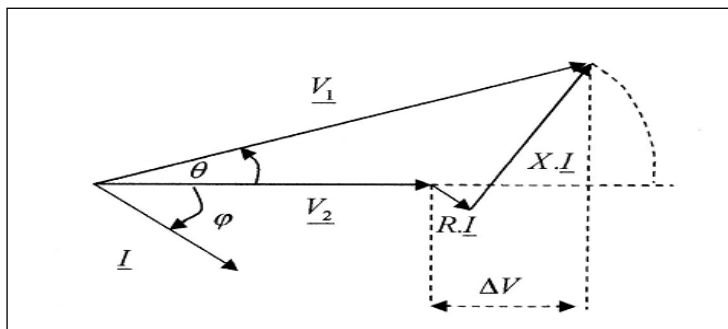


Figure I.7 : Diagramme vectoriel des tensions.

Si le réseau n'est pas trop chargé, le diagramme des tensions conduit à assimiler la chute de tension ΔV à :

$$\Delta V = V_1 \cos \varphi - V_2 \quad [I-38]$$

L'angle de transport étant petit (réseau peu chargé), si φ désigne le déphasage du courant par rapport à la tension à l'extrémité du récepteur 2, on peut écrire, pour un réseau monophasé :

$$\Delta V = R \cdot I \cos \varphi + X \cdot I \sin \varphi \quad [I-39]$$

$$\Delta V = R \cdot I \frac{V_2}{V_2} \cos \varphi + X \cdot I \frac{V_2}{V_2} \sin \varphi \quad [I-40]$$

$$\Delta V = \frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{V_2} \quad [I-41]$$

On considère U comme étant la tension composée dans un réseau triphasé correspondante à V, P et Q les transits triphasés des puissances, on obtient alors l'écart relatif de tension :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U^2} \quad [I-42]$$

Pour les lignes de transport (HT), nous pouvons supposer que $R \ll X$ ($R \rightarrow 0$). L'écart de tension entre deux points du réseau sera réduit à :

$$\Delta U = \frac{X \cdot Q}{U} \quad [I-43]$$

Cette dernière relation montre bien que la chute de tension dépend principalement de la puissance réactive consommée par la charge.

I.2.3. Côté économique :

Le transit de l'énergie réactive à travers les réseaux de transport d'énergie n'arrange pas le distributeur. Étant donné que le courant admissible circulant dans un réseau est limité par des échauffements thermiques, tout transit de puissance réactive engendrera une diminution du transport de la puissance active. Pour satisfaire une même consommation de puissance active, il faut augmenter la capacité et le nombre des matériaux utilisés, ce qui conduira à une augmentation des investissements. [doc I].

I.3. Principe de la compensation de l'énergie réactive :

Les réseaux de transport et d'interconnexion en très hautes tension (THT) et haute tension (HT) permettent d'acheminer l'énergie électrique des centres de productions jusqu'au consommateur à tout instant.

Précédemment nous avons vu que le transit de la puissance réactive engendre des perturbations (pertes joule et chutes de tension), or que cette puissance est indispensable pour faire fonctionner les machines et les transformateurs, il est donc nécessaire de produire l'énergie réactive auprès de la demande pour :

- Réduire les pertes joule.
- Réduire les chutes de tension.
- Permettre de transporter plus de puissance.
- Eviter le surdimensionnement des réseaux.

I.4. Compensation de l'énergie réactive des réseaux de transport :

I.4.1. Tensions de service:

Différents niveaux de tension caractérisent les réseaux de transport et de distribution. L'alimentation de la clientèle en énergie électrique se fait en général à travers quatre niveaux de tension comme le montre la figure I.8 représentant les différentes plages de tension de service du réseau EDF.

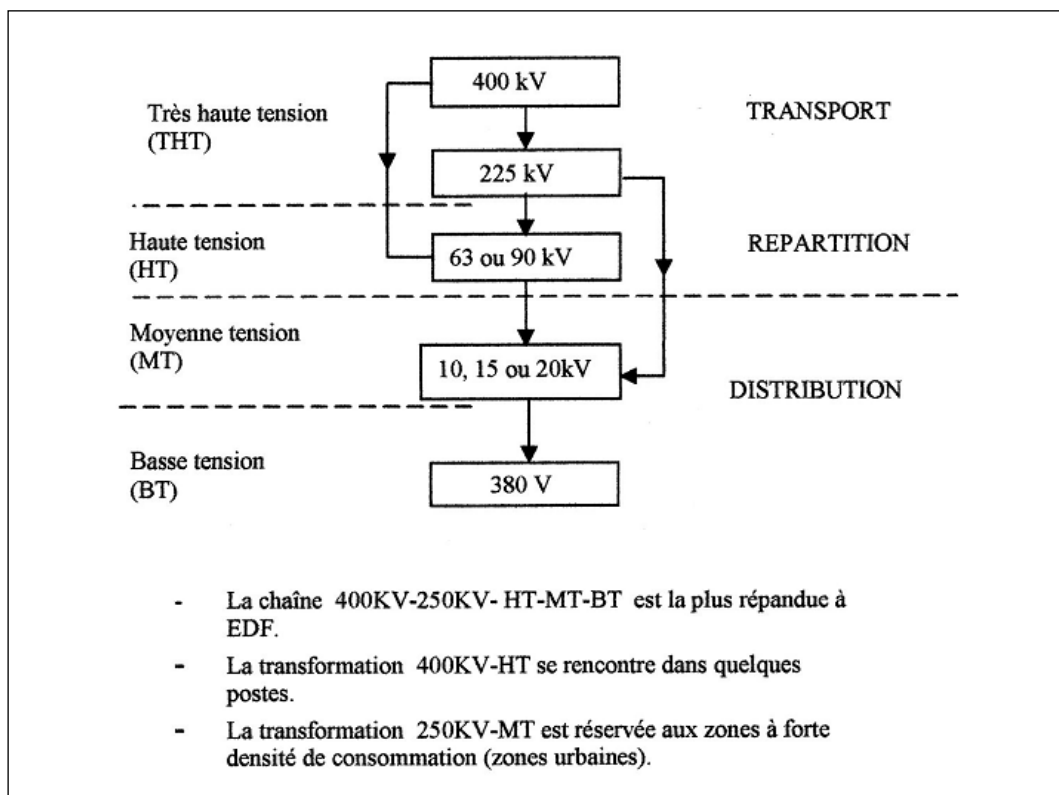


Figure I.8 : Plages des tensions de service des réseaux d'EDF. [doc III].

Les niveaux de tension requis pour de tels réseaux sont:

- 400 ou 225kV, pour les réseaux de transport à très haute tension THT.
- 90 ou 63kV, pour les réseaux de répartition à haute tension HT.
- 10,20 ou15 et exceptionnellement jusqu'au 33kV, pour les réseaux de distribution à moyenne tension MT.
- 220 ou 380V, pour les réseaux de distribution à basse tension.

Les réseaux de transport et de répartition présentent des niveaux de tension très élevés et leurs caractéristiques seront forcément différentes de celles qui caractérisent les réseaux de distribution qui ont des niveaux de tension relativement bas. [doc III]. On distingue alors:

➤ **Caractéristiques des réseaux de transport et de répartition:**

- Présence de groupes de production, raccordés pour la plus part au réseau THT, et qui constituent les sources de tension grâce aux forces électromotrices des alternateurs.
- Absence de clients raccordés directement au réseau HT, uniquement à travers des transformateurs propres, ce type de consommateur dispose souvent de moyens de réglage de la tension sur leurs installations.
- Les réseaux THT et HT sont caractérisés par une structure maillée.
- Pertes et chutes de tension occasionnées essentiellement par le transit de la puissance réactive.
- Sur les réseaux de transport et de répartition, on fait la compensation afin de réduire au minimum le transit de la puissance réactive et d'avoir un plan de tension aussi haut que possible ce qui va limiter les pertes joule tout en tenant compte de longévité des matériaux (lignes, câbles, transformateurs).

➤ **Caractéristiques des réseaux de distribution:**

- Absence des groupes de production.
- Présence de clientèle raccordée directement au réseau basse tension.
- Les réseaux de distribution sont caractérisés par une structure arborescente.
- Les pertes et les chutes de tension sont essentiellement occasionnées par le passage de la puissance active.

Sur les réseaux de distribution, l'objectif de la compensation est de maintenir la tension aussi proche que possible de la valeur admissible en vu de réaliser une bonne utilisation des équipements électriques.

Sur les réseaux haute tension (HT), il existe des sommets à tension tenue, et c'est le cas des sommets comportant des postes où sont raccordés des groupes de production, qui en effet peuvent maintenir la tension constante aux bornes des alternateurs; c'est le cas des secondaires des transformateurs THT/HT dont la tension peut être maintenue sensiblement constante grâce à l'action des régulateurs en charge.

La tension en tout autre sommet du réseau n'est autre que du sommet à tension tenue, diminue des chutes de tension à travers les lignes de transmission. Sur les réseaux THT et HT, ces chutes de tension sont principalement dues au transit de la puissance réactive. Donc pour contrôler la tension en ces sommets, il faut contrôler la cause qui donne naissance aux variations de cette tension. C'est-à-dire, contrôler le transit de l'énergie réactive ; ce qui s'obtient par une localisation et une utilisation appropriée des moyens de compensation de cette énergie qui sont essentiellement des condensateurs et des inductances. Ainsi grâce à des condensateurs installés dans les postes HT/MT, le transit de la puissance réactive sur les réseaux de transport sera réduit par une compensation d'une grande partie de la consommation des charges. D'autre part grâce aux groupes ou inductances raccordées aux réseaux THT, les pertes réactives dans les ouvrages (lignes, câbles, transformateurs)

seront compensées. [doc III].

I.4.2. Limites des tensions admissibles :

En chaque point du réseau, il existe certaines valeurs de tension dites admissibles qui ne doivent pas être franchies, c'est le principe de la tenue en tension qui doit être sérieusement respecté. Ces valeurs limites de tension sont fixées à partir des caractéristiques des matériels utilisés, des conditions contractuelles d'alimentation des consommateurs raccordés au réseau HT et du domaine de fonctionnement des régulateurs en charges des transformateurs THT/HT et HT/MT. [doc III].

➤ a). Limites dues aux caractéristiques des équipements :

La tension est parmi les paramètres les plus importants pris en compte lors du dimensionnement de matériels constituant le réseau (lignes, câbles, transformateurs. . .).

Ces matériels sont conçus pour fonctionner uniquement dans une plage de tension bien déterminée :

- Pour les réseaux THT 400 kV la limite est fixée à 420kV.
- Pour les réseaux THT 225 kV la limite est fixée à 245kV.
- Pour les réseaux HT 90 kV la limite est fixée à 100 kV.
- Pour les réseaux HT 63 kV la limite est fixée à 72.5 kV.

Ces tensions admissibles doivent être respectées car elles sont imposées par la tenue diélectrique des isolants, et le non-respect de ces limites conduira à un vieillissement accéléré des équipements.

➤ b). Limites dues au cahier des charges de la concession du réseau d'alimentation en énergie électrique :

Lors des livraisons de contrats d'exploitation d'énergie électrique, il existe des valeurs limites de tension qui sont imposées par le cahier des charges. Si nous prenons le réseau français pour exemple on trouve que dans le cahier des charges, la tension de service mesurée en un point donné ne doit pas s'éloigner de la valeur contractuelle de $\pm 8\%$ pour les réseaux de tension entre 60 kV à 90 kV. [doc III].

➤ c). Limites dues au domaine de fonctionnement des régleurs en charge des transformateurs THT/HT et HT/MT :

Compte tenu des plages de variations du rapport de transformation des transformateurs et des valeurs admissibles des tensions coté secondaire, les tensions coté primaire doivent être compatibles avec ces limites. C'est pour cette raison que dans les réseaux français, les limites inférieures de tension sont fixées à 225 kV et 200 kV respectivement pour les réseaux de tension nominale de 400 kV et 300 kV. [doc III].

➤ **d). Limites dues aux contraintes techniques d'exploitation :**

Ces limites doivent satisfaire les contraintes techniques d'exploitation. Pour les réseaux français, ces limites sont formulées en plages des tensions admissibles comme suit :

- Réseaux de 400 kV, la plage de tension admissible est [365,450] kV.
- Réseaux de 225 kV, la plage de tension admissible est [200,245] kV.
- Réseaux de 90 kV, la plage de tension admissible est [83,97] kV.
- Réseaux de 63 kV, la plage de tension admissible est [58,68] kV.

En pratique :

Pour les réseaux de transport, l'exploitant doit maintenir la tension dans la plage admissible en s'efforçant d'obtenir une tension élevée, afin de réduire les pertes et d'augmenter la marge de sécurité de fonctionnement du réseau.

Pour les réseaux de distribution, on cherche à maintenir la tension le plus près possible de la tension nominale pour la majorité des consommateurs car d'autant plus on s'en éloigne des valeurs nominales, le rendement est plus faible. Pour y parvenir, on équipe les transformateurs abaisseurs qui alimentent les réseaux de distribution de régleurs en charge. [doc I].

I.4.3. Description de l'instabilité en tension :

On dit qu'un réseau d'énergie électrique est stable en tension dans des conditions d'exploitation données, lorsque suite à une perturbation petite, les tensions près des points de consommateurs après perturbation sont assimilables aux tensions d'avant perturbation.

Tout état différent de l'état stable est dit instable. L'instabilité en tension est due au fonctionnement des régleurs en charge lorsque la tension du réseau diminue au-dessous d'une certaine valeur critique. Ce phénomène se produit lorsque le réseau est très chargé, en raison des chutes de tension occasionnées par le transit des puissances active et réactive. [doc III].

I.4.3.1. Puissance maximale transmissible et tension critique :

En plus des limites en tension imposées lors de l'exploitation de l'énergie électrique, il existe une limite de puissance maximale transmissible qui doit être respectée convenablement. Dans le cas du non respect de cette limite, les chutes de tension provoquées par le transit de cette puissance seront si importantes que le réseau ne pourra plus satisfaire la demande. [doc III].

Pour permettre en évidence ce phénomène, on se propose de faire une représentation par un dipôle du réseau électrique :

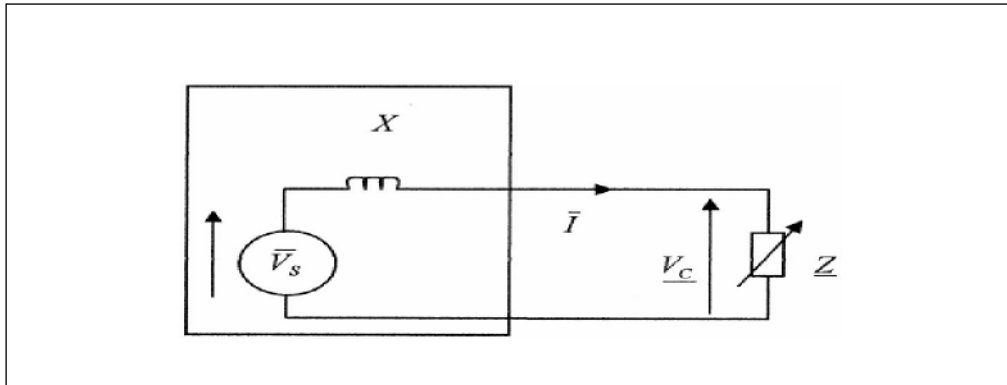


Figure I.9 : Représentation par un dipôle d'un réseau électrique. [doc III].

Le système considéré sur la figure I.9 a une impédance de charge $\underline{Z} = Z \angle \varphi$, de déphasage φ et raccordé à une source de tension V_s à travers un réseau assimilable à une réactance X .

En appliquant la loi d'Ohm, les équations électriques de charges s'écrivent alors :

- Courant:

$$I = \frac{V_s}{\sqrt{X^2 + Z^2 + 2XZ \sin \varphi}} \quad [\text{I-44}]$$

- tension:

$$V_C = \frac{V_s}{\sqrt{\frac{X^2}{Z^2} + 1 + 2\frac{X}{Z} \sin \varphi}} \quad [\text{I-45}]$$

- puissance:

$$P_C = V_C I \cos \varphi = \frac{V_s \cos \varphi}{\frac{X^2}{Z} + Z + 2X \sin \varphi} \quad [\text{I-46}]$$

En supposant que le déphasage φ et la réactance X constant, Z_C étant une charge variable. On peut alors avoir, le maximum de puissance active transmise par la source à la charge pour $Z = X$, ce qui donne :

$$P_{max} = P_C(z = x) = \frac{V_s^2 \cos \varphi}{2X(1 + \sin \varphi)} \quad [\text{I-47}]$$

Sur la figure I-10, les équations de tension, courant et puissance active de la charge sont représentées par leurs courbes respectives en fonction de l'admittance $Y = \frac{1}{Z}$ [I-48]

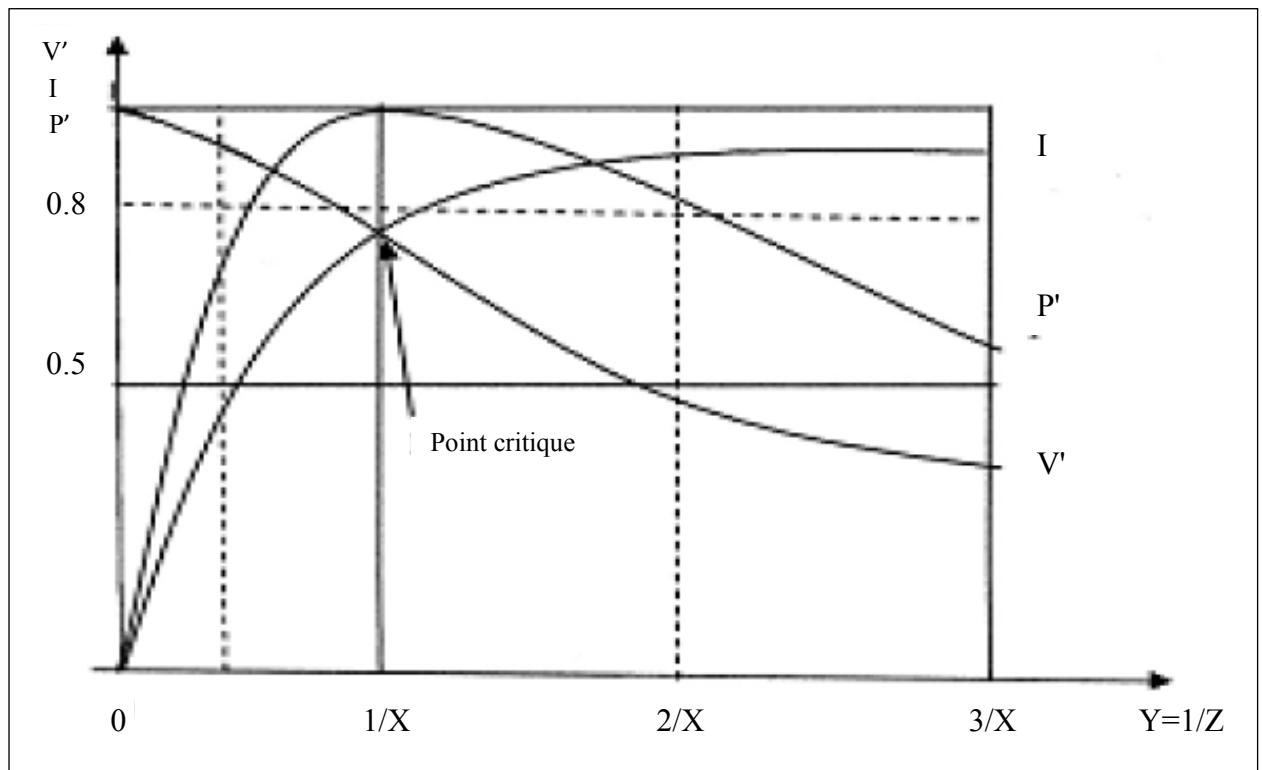


Figure I.10 : Variation des grandeurs I, V et P de la charge en fonction de Y. [doc III].

A première vue, on remarque qu'au départ, l'évolution de la courbe de puissance est croissante, le courant aussi croît en même temps par l'augmentation de l'admittance, ce qui fait diminuer l'impédance Z. après, on constate que la courbe de puissance est de moins en moins croissante et qu'elle atteint son maximum pour $Y = \frac{1}{X}$. A partir de ce maximum, la courbe de puissance décroît en raison des importantes chutes de tension dans le réseau, et qui sont dues au fort appel de courant, cela veut dire que la diminution de V_C ne peut plus être compensée par l'augmentation du courant dans l'expression de P_C .

Pour le point maximum de puissance active, la tension aux bornes de la charge est dite critique d'expression :

$$V_{crit} = \frac{V_S}{\sqrt{2(1+\sin \varphi)}} \quad [I-49]$$

La puissance maximale peut s'écrire alors en fonction de cette tension :

$$P_{max} = P_C(z = x) = \frac{V_S^2 \cos \varphi}{2X(1+\sin \varphi)} = \frac{V_{crit}^2}{X} \cos \varphi \quad [I-50]$$

I.4.3.2. Phénomène d'écroulement de la tension :

En pratique, la diminution de l'impédance de charge peut être le résultat soit d'une augmentation de la consommation de puissance, soit après la mise en action du régleur en charge du transformateur pour modifier le rapport de transformation afin d'élever la tension de la charge. En effet, quand la tension aux bornes de la charge baisse, pour la relever, le régleur en charge entre en action pour changer le rapport de transformation ; cette baisse d'impédance engendre des chutes de tension supplémentaires du côté primaire. Au côté secondaire, deux actions à effets inverses arrivent en même temps : La première a l'effet d'une augmentation de tension provoquée par le changement de prise du régleur et la deuxième a l'effet d'une baisse de tension coté primaire provoquée par les chutes de tension.

Si la tension du primaire, malgré la diminution reste supérieure à la tension critique, l'effet du changement de prise prédomine et la tension de la charge sera augmentée. Par contre, si cette tension inférieure à la tension critique, l'action du régleur ne pourra pas compenser la baisse de tension du côté primaire ; le régleur continu alors à agir entraînant des chutes de tension de plus en plus importantes, c'est le phénomène d'écroulement du plan de tension.

Les grandeurs, tension et de la puissance transmissible, peuvent également être représentées par les courbes de la figure I.11, qui donnent l'évolution de la tension de la charge en fonction de la puissance transmise. [doc III].

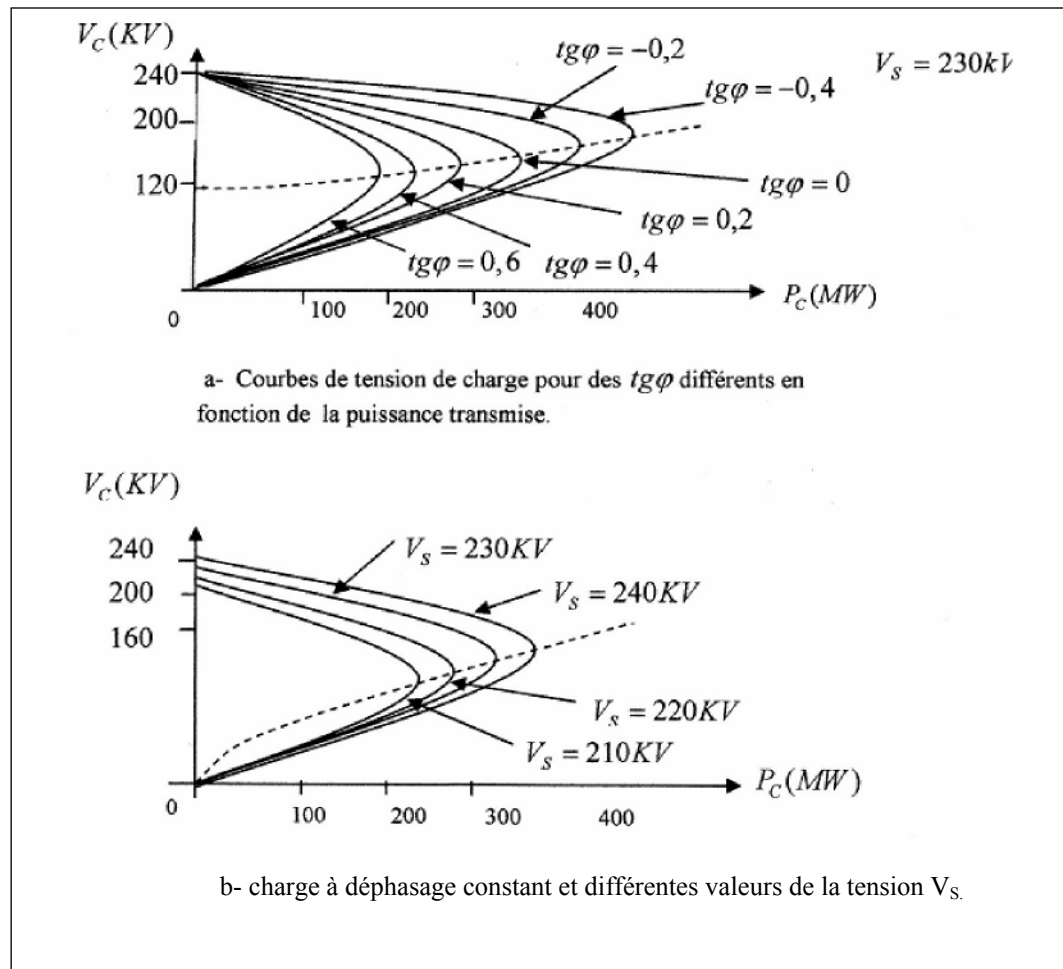


Figure I.11 : Tension de charge à l'extrémité d'une ligne 225 kV en fonction de la puissance active transmise. [doc III].

Les courbes (b) de la figure I.11 montrent bien l'intérêt de transporter la puissance active à tensions élevées, et les courbes (a) mettent en évidence l'intérêt de la compensation de la tension de charge pour des $tg\phi < 0$ afin d'augmenter la puissance maximale transmissible. Sur les deux figures, seules les parties des courbes situées en haut des points critiques tracés en tirés correspondent au fonctionnement stable du réseau.

I.4.4. Origine des fluctuations de la demande d'énergie réactive :

A cours du temps, la circulation d'énergie réactive sur les lignes THT et HT est de nature fluctuante. Cette consommation irrégulière de puissance réactive est due d'une part à la nature même des charges connectées aux réseaux HT/MT, et d'autre part à la participation des ouvrages (lignes, câbles, transformateurs) constituant le réseau à l'absorption ou à la production de la puissance réactive. Cela défavorise l'équilibre entre l'offre et la demande d'énergie réactive et rend difficile le respect des contraintes techniques d'exploitation. Les origines de ces fluctuations sont récapitulées en ce qui suit : [doc III].

I.4.4.1. Consommation des charges :

Les fluctuations de charge peuvent être classées en trois catégories de variations :

a- Variations périodiques : Ces variations sont dues à la consommation de la puissance active par charges et de leur $\text{tg}\varphi$ qui varie sensiblement dans la journée. Ces fluctuations périodiques sont nombreuses et de différentes fréquences : on peut citer les variations saisonnières (été, hiver), hebdomadaires (jours ouvrables ou de repos) ou journalières (matin, heure de pointe et soir).

Exemple :

En France, $\text{tg}\varphi$ vue du réseau 250 kV est de l'ordre de 0,5 à 0,6 à l'heure de pointe, tandis qu'aux heures creuses il est de l'ordre de 0,3 à 0,4, ce qui se traduit par l'écart de consommation de 14000 MVAR entre la pointe et le creux d'un jour d'hiver à l'horizon 1990.

b- Variations aléatoires lentes : Ce sont les résultats des connexions ou déconnexions des charges alimentées par le réseau. Comme la mise en marche des charges dépend uniquement des consommateurs, ce type de variations est très aléatoire et peu prévisible.

c- Variations brusques : Elles sont dues au fonctionnement irrégulier de certains appareils comme le four à arc et les machines de traction ferroviaire alimentées par le réseau HT.

I.4.4.2. Pertes réactives dans les réseaux de transport :

Sur la figure I.11 on a représenté un élément AB d'un réseau électrique par une impédance \underline{Z} en parallèle avec une capacité C. Ces deux paramètres sont les équivalents des éléments (transformateurs, lignes, câbles) constituant ce segment du réseau.

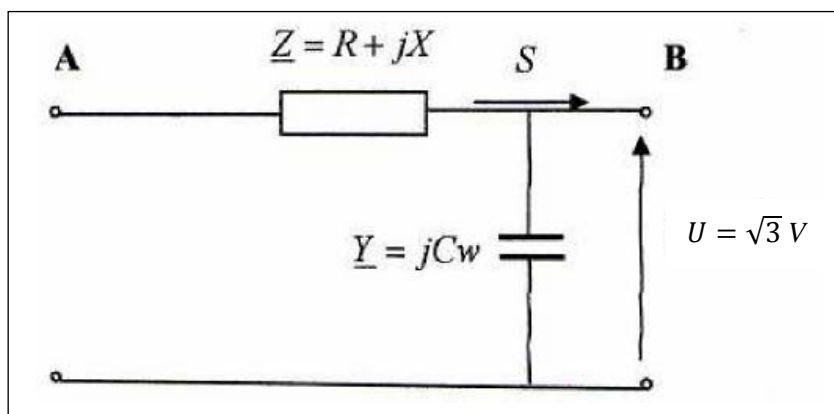


Figure I.11 : Représentation schématique d'un élément AB d'un réseau de transport. [doc III].

Le bilan de puissance réactive pour le segment AB de réactance $X = L\omega$ et de capacité C donne :

$$Q = C\omega U^2 - L\omega \frac{S^2}{U^2} \quad [I-51]$$

Avec : S : Puissance apparente transportée.
 U : Tension composée.

- Les transformateurs absorbent toujours de l'énergie réactive, donc $C \approx 0$.
- Les lignes et les câbles ont une certaine valeur caractéristique de puissance apparente transportée pour laquelle le bilan réactif s'annule, elle s'écrit alors :

$$S_C = U^2 \sqrt{\frac{C}{L}} \quad [I-52]$$

Cette quantité marque la limite entre un ouvrage consommateur ou producteur de puissance réactive, c'est-à-dire que si la puissance transporté est supérieure à S_C , l'ouvrage absorbe de l'énergie réactive. Contrairement, si la puissance transportée est inférieure à S_C , l'ouvrage fournit du réactif.

Pour les câbles, le terme $C\omega U^2$ est dominant dans l'expression de [I-51], donc ils fournissent toujours de l'énergie réactive. Pour les lignes, la puissance caractéristique S_C , correspond à une charge moyenne comme c'est montré sur le tableau I.2 et la figure I.12. [doc III].

Liaisons	Puissance réactive fournie à vide en KVAR/Km	Puissance réactive absorbée à puissance maximale en KVAR/Km	Puissance maximale admissible en régime permanent hiver en MVA	Puissance caractéristique en MVA
Aériennes :				
63 KV	12	400	85	10
225 KV	130	1400	425	130
400 KV	600	9000	2350	550
Souterraines :				
63 KV	320	400	120	100
225 KV	4500	140	240	1500

[Tableau I.2] [doc III].

On voit que l'énergie réactive dans les réseaux subie des variations lors de son transport, elle peut être fournie ou absorbée, ces deux actions dépendent en fait des transits de puissance. Pour le cas des réseaux THT 400 et 225 kV, ces variations de puissance sont :

- **Variations périodiques** : Elles sont dues aux variations de la consommation et de la localisation des centrales utilisées pour répondre à la demande. Elles sont en relation directe avec les transits de puissance dans les ouvrages, tel que : pour un réseau français de 400 et 250 kV, les pertes en énergie réactive représentent une absorption de 2400 MVAR en heures de pointe et une fourniture de 600 MVAR en heures creuses pour un jour ouvrable de l'hiver 1990.
- **Variations aléatoires brusques** : Elles sont le résultat d'importantes modifications imprévues des transits causées par des incidents sur le réseau. Lors de ces modifications, les écarts en énergie réactive peuvent atteindre 1200 MVAR en cas de pertes d'un groupe et 500 MVAR en cas de perte d'une ligne.

La figure I.12 met en évidence l'état d'absorption ou de fourniture d'énergie réactive d'une ligne de transport en fonction de la puissance apparente transmise. On voit que pour une puissance transmise supérieure à la puissance caractéristique, la ligne absorbe de l'énergie réactive et pour une puissance transmise inférieure à la puissance caractéristique, la ligne fournit de l'énergie réactive.

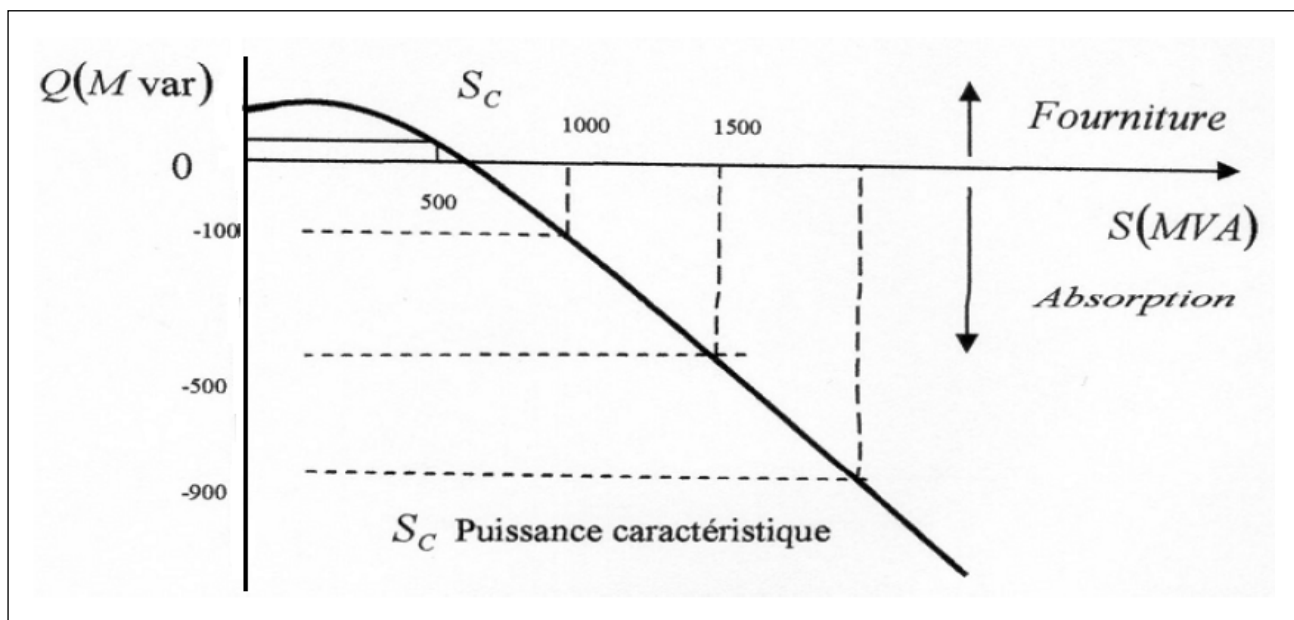


Figure I.12 : Pertes réactives d'une ligne 400 kV de 100 km de longueur. [doc III].

I.5. Conclusion :

Pour maintenir la tension dans les plages admissibles sur les réseaux de transport (THT et HT) en s'assurant que les valeurs limites sont respectées au mieux, il est nécessaire de réduire les transits de l'énergie réactive. Il faut donc produire l'énergie réactive au plus près de la demande, c'est le principe de la compensation.

Dans les réseaux HT, cet objectif est atteint grâce à l'installation des batteries de condensateurs situées dans les postes HT/MT pour couvrir une grande partie de la consommation des charges. La tension est alors ajustée à l'aide des régleurs en charge des transformateurs. Dans le cas des réseaux THT, le contrôle des transits de la puissance réactive est assuré par les groupes de production, les inductances ainsi que les condensateurs installés dans les postes THT/HT.

Pour résoudre les problèmes d'instabilité en tension dans les réseaux de transport, des moyens de compensation d'énergie réactive sont installés afin de limiter les chutes de tension et les pertes joule en réduisant le transport de l'énergie réactive. C'est ce qu'on va voir dans le deuxième chapitre.

CHAPITRE : II

Moyens de compensation d'énergie réactive.

Introduction :

Les dispositifs de compensation sont constitués soit par des machines tournantes, soit par des condensateurs. Ces condensateurs élémentaires sont regroupés en série ou en parallèle pour constituer des batteries de condensateurs.

L'association des condensateurs et des bobines d'inductances commandés par des thyristors permet de réaliser des systèmes statiques, capables de produire ou d'absorber de la puissance réactive d'une manière continue entre deux limites.

II.1. Batteries de condensateurs :**II.1.1. Présentation :**

Les batteries de condensateurs sont actuellement le moyen le plus économique et le plus simple de production de l'énergie réactive dans les installations industrielles aussi bien que dans les réseaux publiques. Les moteurs synchrones peuvent également fournir de l'énergie réactive mais leur fonction principale, c'est la force motrice, donc ne sont pas toujours compatible avec la demande instantanée de puissance réactive.

Les batteries de condensateurs fournissent une partie de l'énergie réactive consommée par les charges ou le réseau. On distingue alors deux types de matériels :

- **Batteries de condensateurs HT :** Raccordées aux jeux de barres HT/MT des postes THT/HT, leur rôle essentiel est de compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT, mais une partie d'entre elles participent également à la compensation des charges ; leur puissance est de l'ordre de 20 à 30 M VAR et représentent environ 20% du parc des condensateurs installés.
- **Batteries de condensateurs MT :** Raccordées aux jeux de barres HT/MT des postes ou THT/MT ; leur rôle principal est de compenser l'appel total de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport ; en fonction du réglage de la tension de la MT, leur installation et dimensionnement sont fait individuellement pour chaque cas. En pratique, les batteries de condensateurs sont fractionnées en gradins de 2,3 ou 4 MVAR, chaque gradin à sa propre commande et l'ensemble dépend de la puissance des transformateurs HT/MT auxquels ils sont raccordés. Le dimensionnement de la taille des gradins est fait de manière à limiter environs 5% de la variation de tension maximale sur le jeu de barres MT au moment de la manœuvre d'un gradin.

II.1.2. Les modes de compensation par batteries :

Dans une installation électrique les batteries de condensateurs peuvent être implantées à trois niveaux différents :

A. La compensation globale :

Ce type de compensation convient pour une installation simple de moyenne puissance, la batterie de condensateur est installée au départ de l'installation. Elle représente l'avantage de :

- Supprimer la facture d'énergie réactive.
- Représenter la solution la plus économique car toute la puissance est concentrée en un point et le coefficient de foisonnement permet des batteries bien optimisées. [doc I]

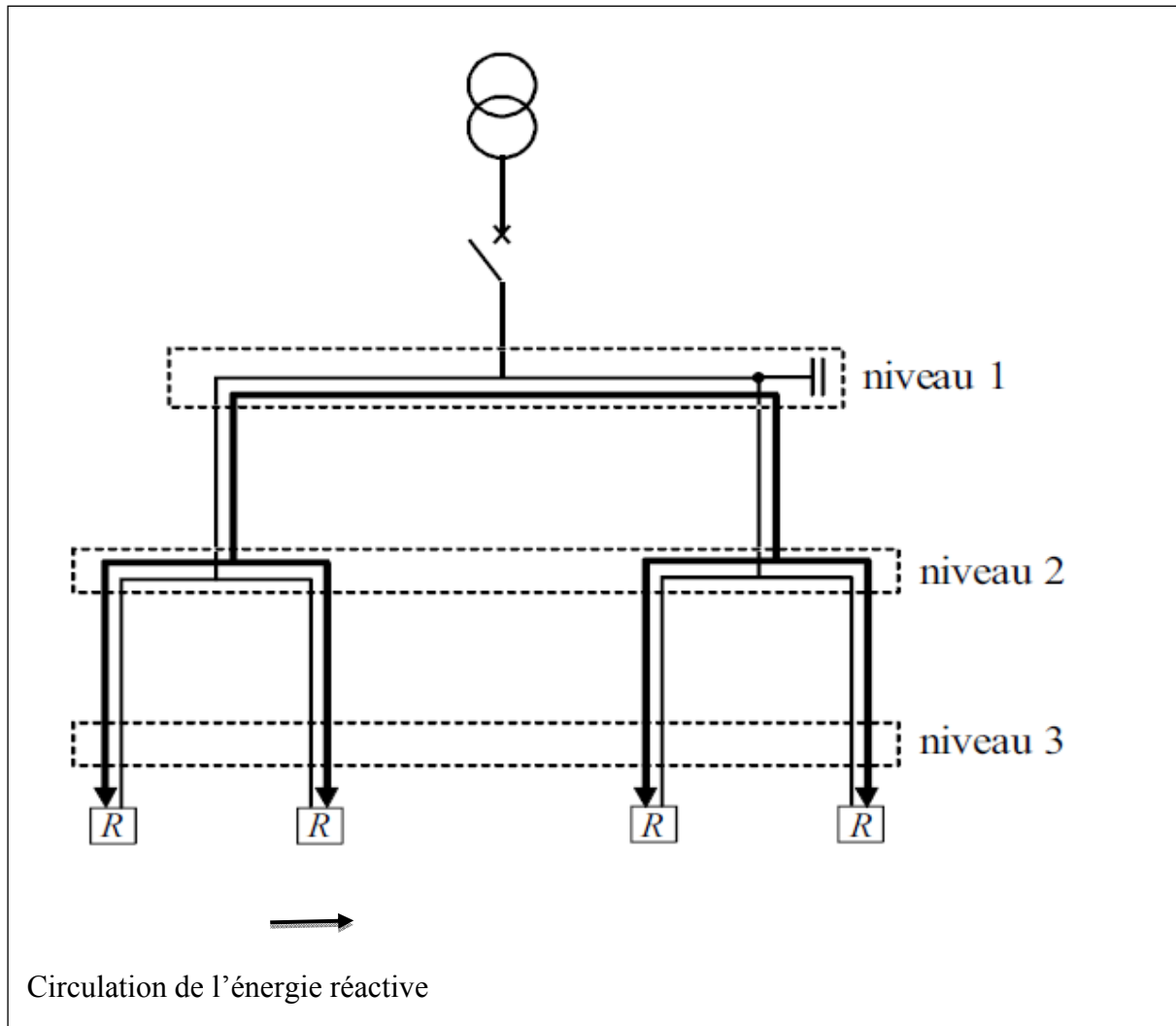


Figure II.1 : Compensation globale. [doc I]

B. Compensation partielle ou par secteur :

Les condensateurs sont installés en tête du secteur d'installation à compenser. Cette méthode convient lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents. [doc I]

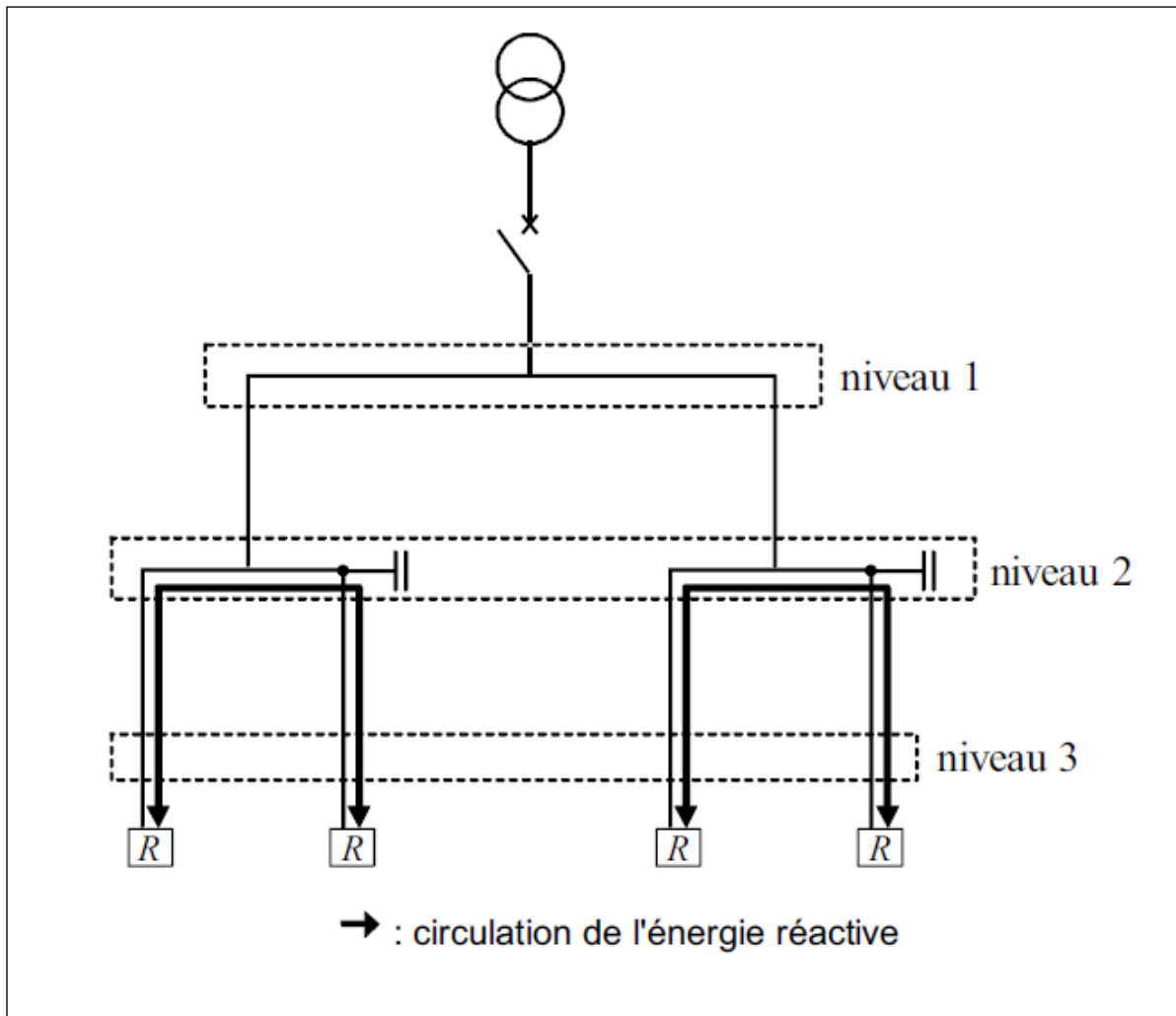


Figure II.2 : Compensation partielle. [doc I]

C. Compensation individuelle :

La batterie de condensateurs est raccordée directement à l'appareil consommateur de l'énergie réactive.

Ce type de compensation représente en principe le mode idéal de compensation sur le plan technique, puisque les pertes dans les lignes ainsi que les chutes de tension seraient réduites au minimum, mais le fait de placer plusieurs condensateurs encombre l'installation et conduit à des frais de première installation relativement élevée. Ce mode de compensation est généralement réservé aux ateliers comprenant plusieurs moteurs dont le fonctionnement est intermittent. [doc I]

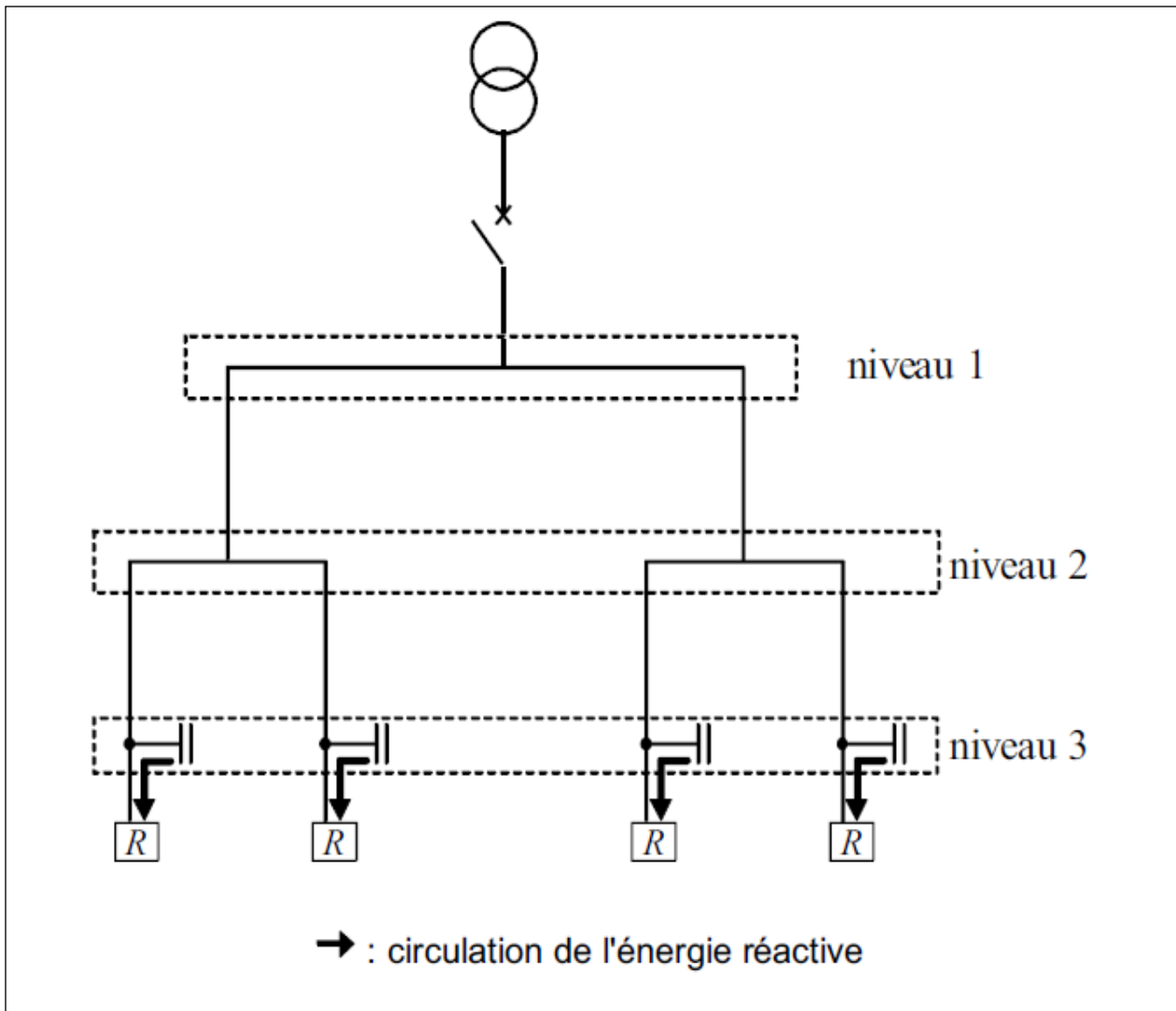


Figure II.3 : Compensation individuelle. [doc I]

II.1.3. Constitution de la batterie de condensateurs :

Chaque élément est formé de feuilles d'aluminium entre lesquelles est inséré un ensemble de trois ou quatre feuilles d'un papier spécial imprégné d'huile minérale, le tout est plié en accordéon ou enroulé. Dans le premier cas, l'élément est parallélépipédique, dans le second il est cylindrique.

Ces éléments sont disposés en série puis en parallèle et sont placés dans une cuve métallique remplie d'huile susceptible d'assurer le refroidissement. Cela constitue une unité, ces unités peuvent aussi être associées en série, parallèle, en triangle ou en étoile.

Les batteries de condensateurs sont introduites dans les réseaux de transport et de distribution soit par une installation série ou shunt. Dans ce qui suit, nous allons donner ces deux types d'installation [doc V] :

II.1.4. Types d'installation :

a - Installation série :

L'installation des batteries de condensateurs en série permet de compenser les chutes de tension sur les longues lignes de transport d'énergie réactive (THT et HT). En diminuant la réactance effective de la ligne, la capacité de transit de la puissance active peut être augmentée en diminuant les chutes de tension.

Considérons les calculs de la puissance de la batterie de condensateurs à installer afin de compenser la chute de tension sur un réseau. La figure II.4 montre un modèle de réseau sur lequel un condensateur série est installé.[doc V]

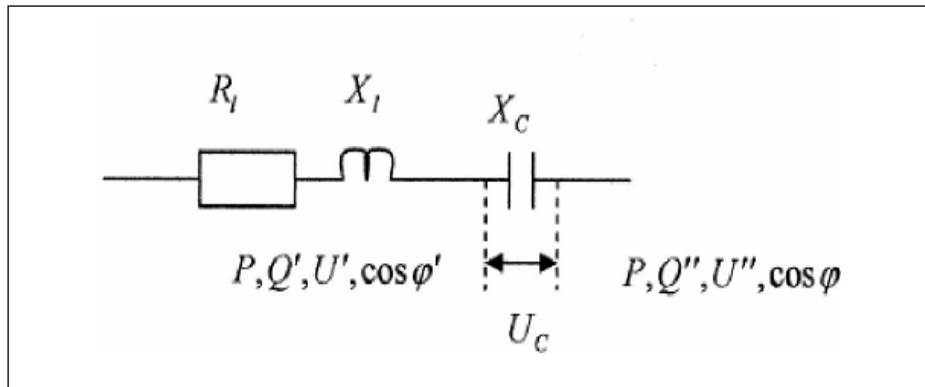


Figure II.4 : Modélisation d'une ligne compensée par un condensateur série. [Ths I]

La puissance active P est considérée constante avant et après le condensateur, par contre les paramètres Q', U' et cos phi' sont considérés à l'amont, Q'', U'' et cos phi à l'aval du condensateur.

Nous avons alors :

$$P = \sqrt{3}.U'. \cos \varphi'. I \quad \text{de l'amont.} \tag{II-1}$$

$$P = \sqrt{3}.U''. \cos \varphi. I \quad \text{de l'aval.} \tag{II-2}$$

$$\frac{P}{P} = 1 = \frac{U' \cos \varphi'}{U'' \cos \varphi} \Rightarrow \cos \varphi' = \frac{U''}{U'} \cos \varphi \tag{II-3}$$

$$tga = \frac{\sqrt{1-\cos^2 a}}{\cos a} \Rightarrow tg \varphi' = \frac{\sqrt{1-\cos^2 \varphi'}}{\cos \varphi'} = \frac{\sqrt{U'^2 - U''^2} \cos \varphi}{U'' \cos \varphi} \tag{II-4}$$

Avec a , angle quelconque.

La puissance compensée est de:

$$Q_c = Q' - Q'' = P(\operatorname{tg}\varphi - \operatorname{tg}\varphi') \quad \text{[II-5]}$$

$$= P \left(\frac{\sin \varphi}{\cos \varphi} - \frac{\sqrt{U'^2 - U''^2 \cos^2 \varphi}}{U' \cos \varphi} \right) \quad \text{[II-6]}$$

$$Q_c = \frac{P}{\cos \varphi} \left(\sin \varphi - \sqrt{1 - \left(\frac{U''}{U'}\right)^2 \cos^2 \varphi} \right) \quad \text{(Puissance compensée) \quad [II-7]}$$

b – Installation shunt :

Considérons maintenant le schéma de la figure II.5 qui représente un jeu de barres de puissance ($P+jQ$) alimentant une charge à travers une ligne, modélisées par une seule impédance ($R+jL\omega$). La charge est supposée avoir un mauvais facteur de puissance, d'où l'installation d'une batterie de condensateurs shunt de puissance (jQ_c). [doc V]

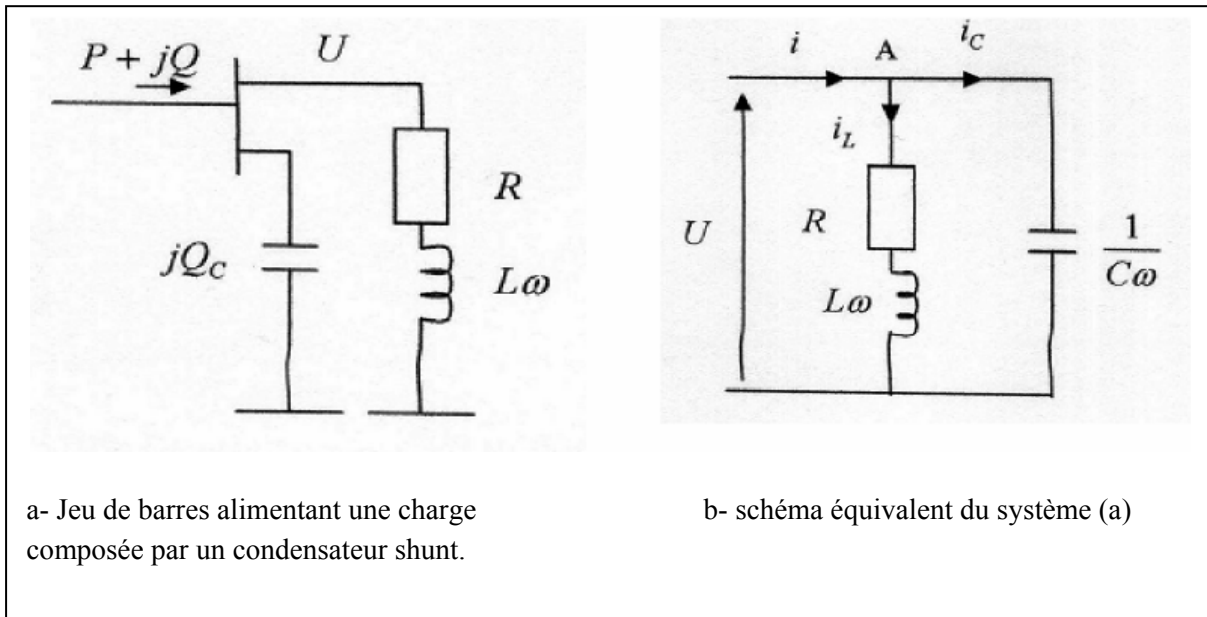


Figure II.5 : Batterie de condensateur shunt installée sur un jeu de barre. [Ths I]

L'objectif voulu par l'installation du condensateur est d'alimenter le facteur de puissance de la charge. Pour vérifier, nous calculons le facteur de puissance d'avant et d'après compensation :

- Avant compensation :

Nous avons au nœud A de la figure II.5.b :

$$i = i_L + i_c \quad \text{[II-8]}$$

Avant compensation, le condensateur n'est pas encore entré en action, donc :

$$i_C = 0 \quad [\text{II-9}]$$

Et

$$i = i_L = I_m^{\angle -\varphi_1} \quad [\text{II-10}]$$

$$= I_m \cdot \cos \varphi_1 - j \cdot I_m \cdot \sin \varphi_1 \quad [\text{II-11}]$$

$$\text{D'où } \varphi_1 = -\text{arctg} \left(\frac{\sin \varphi_1}{\cos \varphi_1} \right) \quad [\text{II-12}]$$

Le facteur de puissance d'avant compensation vaut alors:

$$\cos \varphi_1 = \cos \left(-\text{arctg} \left(\frac{\sin \varphi_1}{\cos \varphi_1} \right) \right) \quad [\text{II-13}]$$

- Après compensation:

$$i = i_L + i_C \quad [\text{II-14}]$$

$$\text{Avec : } i = I_m^{\angle -\varphi_2} ; i_L = I_{mL}^{\angle -\varphi_1} \text{ et } i_C = I_{mC}^{\angle +\frac{\pi}{2}} \quad [\text{II-15}]$$

$$\text{Donc : } I_m^{\angle -\varphi_2} = I_{mL}^{\angle -\varphi_1} + I_{mC}^{\angle +\frac{\pi}{2}} \quad [\text{II-16}]$$

$$I_m \cos \varphi_2 - j \cdot I_m \cdot \sin \varphi_2 = I_{mL} \cos \varphi_1 - j \cdot I_{mL} \cdot \sin \varphi_1 + j \cdot I_{mC} \quad [\text{II-17}]$$

$$= I_{mL} \cos \varphi_1 + j(I_{mC} - I_{mL} \cdot \sin \varphi_1) \quad [\text{II-18}]$$

$$\varphi_2 = -\text{arctg} \left(\frac{\sin \varphi_2}{\cos \varphi_2} \right) = \text{arctg} \left(\frac{I_{mC} - I_{mL} \cdot \sin \varphi_1}{I_{mL} \cos \varphi_1} \right) \quad [\text{II-19}]$$

$$= \text{arctg} \left(\frac{I_{mC} - I_{mL} \cdot \sin \varphi_1}{I_{mL} \cos \varphi_1} \right) \quad [\text{II-20}]$$

$$= -\arctg\left(\frac{\sin \varphi_1 - \frac{I_m C}{I_m L}}{\cos \varphi_1}\right) \quad [\text{II-21}]$$

Le facteur de puissance après compensation vaut alors:

$$\cos \varphi_2 = \cos \left\{ -\arctg\left(\frac{\sin \varphi_1 - \frac{I_m C}{I_m L}}{\cos \varphi_1}\right) \right\} \quad [\text{II-22}]$$

On voit bien que:

$$\varphi_{2(\text{après comp})} < \varphi_{1(\text{avant comp})} \Rightarrow \cos \varphi_{2(\text{après comp})} > \cos \varphi_{1(\text{avant comp})} \quad [\text{II-23}]$$

Donc, le facteur de puissance est amélioré par l'installation du condensateur shunt.

- Pour déterminer la puissance du condensateur, référent-nous à la figure II.6 représentant les diagrammes vectoriels des différents courants.

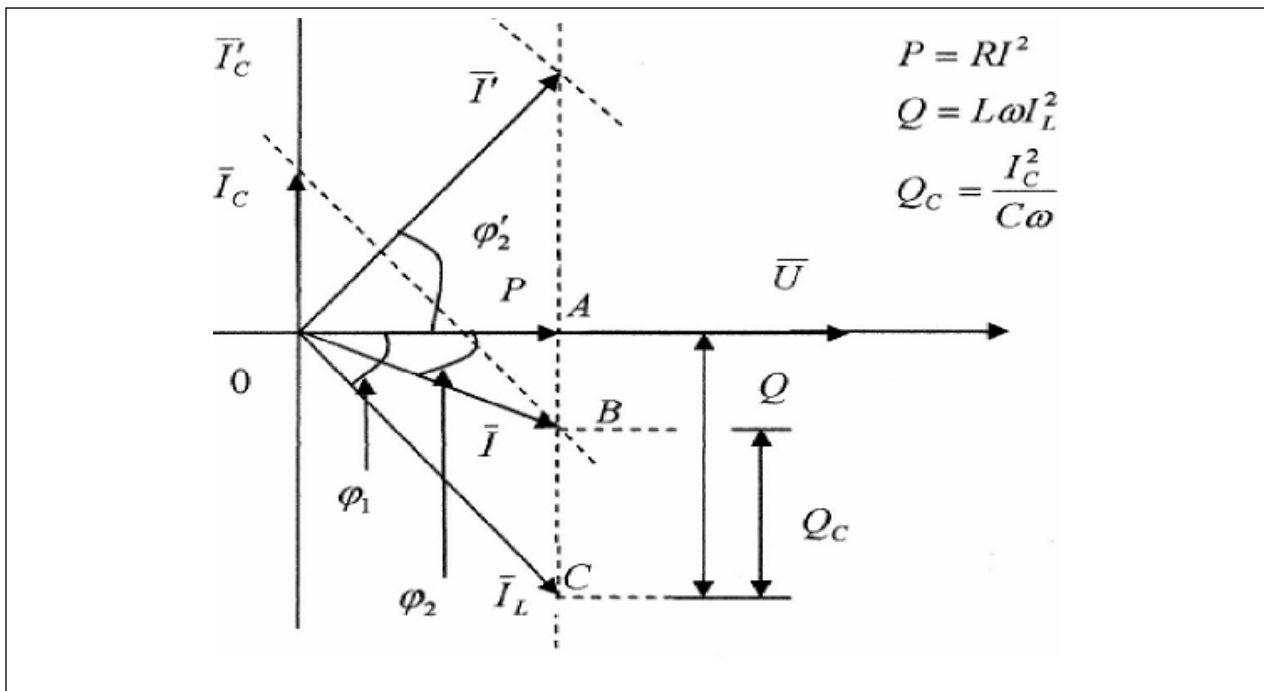


Figure II.6 : Diagramme vectoriel du schéma de la figure II.5.b. [Ths I]

Nous avons :

$$\frac{P}{Q} = \operatorname{tg} \varphi_1 \quad [\text{II-24}]$$

Du triangle (OAC) on déduit :

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{AC}{OA} \quad [\text{II-25}]$$

Du triangle (OAB) on déduit :

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{AC-AB}{OA} = \frac{Q-Q_C}{P} = \frac{Q}{P} - \frac{Q_C}{P} \quad [\text{II-26}]$$

$$\text{Donc} \quad \operatorname{tg} \varphi_2 = \operatorname{tg} \varphi_1 - \frac{Q_C}{P} \quad [\text{II-27}]$$

Finalement, la puissance du condensateur est :

$$Q_C = P(\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2) \quad [\text{II-28}]$$

Connaissant la puissance active du réseau aux points de connexion, ainsi que la valeur du facteur puissance que nous voulons atteindre et en calculant le facteur de puissance à corriger, nous pouvons déterminer la puissance du condensateur à installer.

II.1.5. Raccordement des condensateurs au réseau :

La figure II.7 représente le schéma de branchement d'un condensateur série à travers des disjoncteurs. P étant un parafoudre pour assurer la protection et le transformateur TT permet la mise à la terre des charges partielles après le débranchement du condensateur. [doc V]

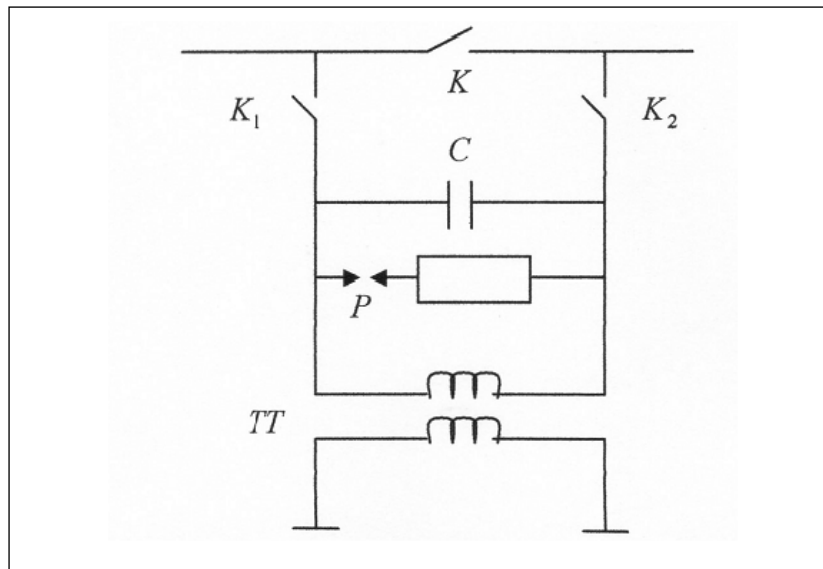


Figure II.7: Schéma de branchement d'un condensateur série et parallèle. [doc V]

Les condensateurs shunt sont habituellement couplés en triangle avant d'être raccordés au réseau. Le choix du système triangle est fait pour des raisons économiques ; la puissance produite par des condensateurs en triangle (Q_{Δ}) est trois fois plus importante que la puissance produite par les même condensateurs couplés en étoile ($\frac{Q_{\Delta}}{3} = Q_Y$). Le tableau II.1 donne les différents couplages des condensateurs shunt.

Tableau II.1 : différents couplages des condensateurs shunt (3~) :

couplage	Etoile (Y)	Triangle(Δ)	Comparaison
Impédance 3~(X_C) des condensateurs	$X_{CY} = \frac{V}{I}$	$X_{C\Delta} = \frac{3V}{I}$	$X_{C\Delta} = 3X_{CY}$
Puissance (Q) des condensateurs	$Q_Y = 3VI \sin \varphi$	$Q_{\Delta} = \sqrt{3}UI \sin \varphi$	$Q_Y = Q_{\Delta}$

[Tableau II.1] [Ths I]

La figure II.8 représente un gradin de condensateurs couplés en étoile sur une ligne triphasé :

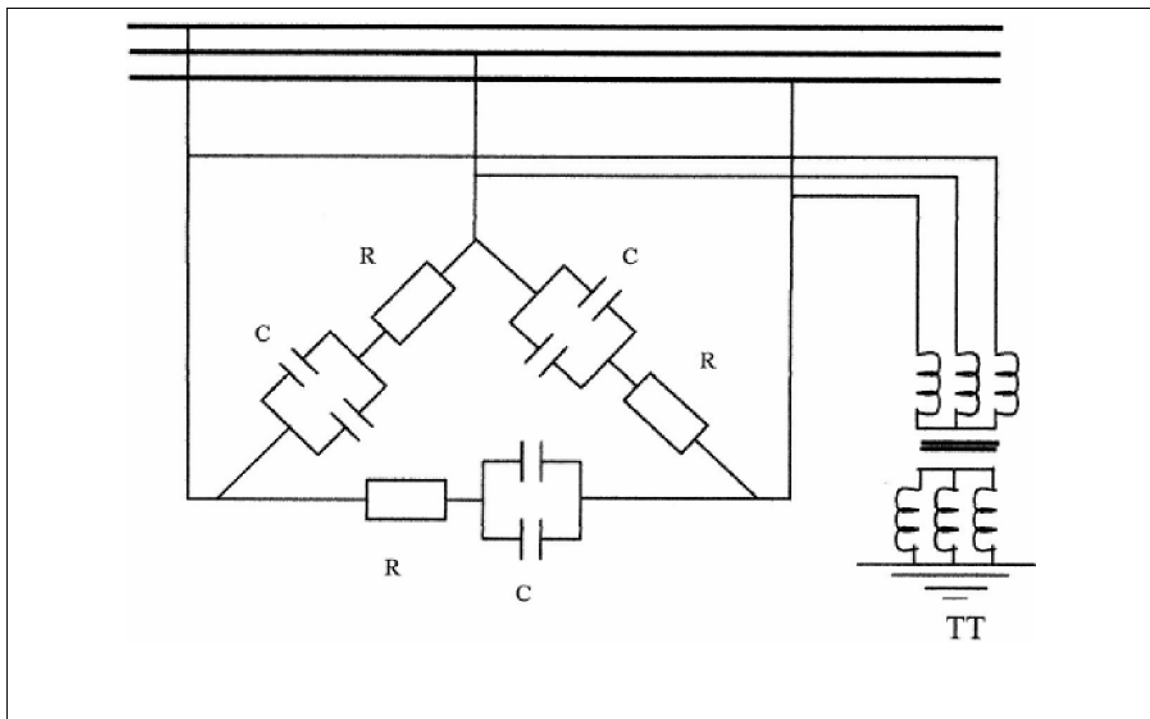


Figure II.8 : Schéma de couplage des condensateurs shunt. [Ths I]

- En cas de claquage d'un condensateur, la résistance R connectée en série, permet d'éviter le court circuit des autres condensateurs. Le transformateur de tension TT, permet l'alimentation des charges résiduelles après la mise hors service des condensateurs.
- Les batteries de condensateurs peuvent être raccordées en étoile, mais dans ce cas, le problème de surtension survient lors d'un défaut sur une phase.

- **Avantage des batteries de condensateurs :**

Les batteries de condensateurs présentent les avantages de tous les éléments statiques :

- Absence d'usures mécaniques.
- Entretien réduit.
- Pertes faibles.
- Elles occupent un faible volume.
- Installation facile.

- **Inconvénients des batteries de condensateurs :**

Les inconvénients que présentent les batteries de condensateurs peuvent être résumés comme suit :

- Les condensateurs sont très sensibles aux surtensions et aux surcharges, ce qui peut résulter un vieillissement prématuré et parfois du claquage.
- Les condensateurs n'ont pas la rapidité de réponse nécessaire pour répondre aux phénomènes transitoires.

II.2. Inductances :

Les inductances ont un rôle complémentaire au rôle des batteries de condensateurs pour réaliser la stabilité de la tension. En effet, lors des heures creuses, en régime surchargé, la puissance réactive produite n'est pas consommée totalement par les charges. C'est pour cette raison que les inductances sont installées sur les lignes THT ou HT, pour emmagasiner cet excédent d'énergie réactive et l'empêcher de transiter à travers les lignes. Ainsi les surtensions seront atténuées et en cas de besoin cette énergie sera restituée au réseau. Pour comprendre cette technique, nous avons choisis l'exemple prit du réseau EDF (figure II.9). [doc III]

Exemple : On dispose d'éléments de 100 MVAR raccordés au réseau de 400 kV et d'éléments de 64 kV raccordés à 20 kV.

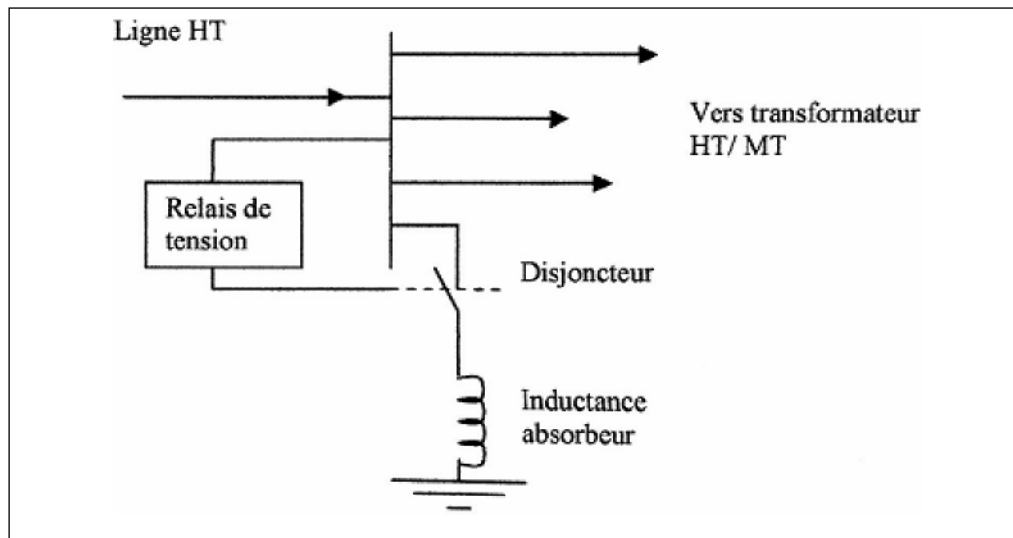


Figure II.9 : Schéma de montage d'un absorbeur sur jeu de barres HT. [Ths I]

Le relais de tension connecte l'inductance au réseau dans le cas suivant :

En cas de tension supérieure à la tension maximale de service sur le jeu de barres, le relais qui est consigné à cette valeur exacte, détecte cette surtension qui est aussitôt absorbée par l'inductance après la fermeture du disjoncteur. Le passage du courant dans l'inductance crée une chute de tension qui fait diminuer la tension au niveau du jeu de barres à la tension de consigne. Le disjoncteur ne s'ouvrira que lorsque la tension revienne à une valeur de service. [doc III]

II.3. Compensateurs synchrones :

Le compensateur synchrone est une machine synchrone fonctionnant en moteur à vide. Ses fonctionnements en régime surexcité ou sous-excité lui permettent respectivement de fournir ou d'absorber l'énergie réactive. Comme il n'entraîne aucune charge, le compensateur synchrone n'absorbe pratiquement aucune puissance active. Cette méthode permet de contribuer au contrôle et à la stabilité de la tension. [doc III]

D'après la théorie de Potier, le modèle simplifié d'une machine synchrone est représenté sur la figure II.10 par une source de tension E en série avec une inductance $X_d = (R \ll X_d)$.

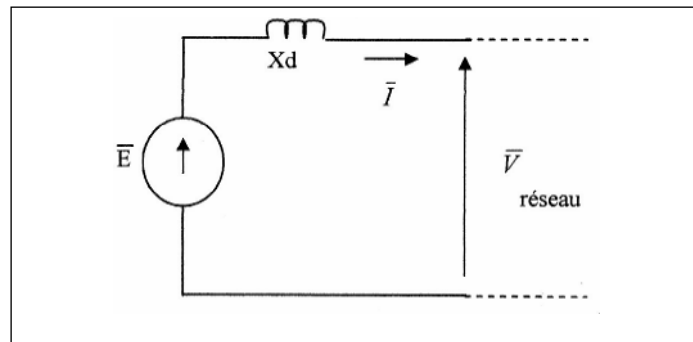


Figure II.10 : Schéma équivalent de la machine synchrone [doc III]

De la figure II.10, on tire l'équation des tensions suivante :

$$\bar{E} = \bar{V} + jX_d\bar{I} \quad [\text{II-29}]$$

Avec :

E , f e m due à l'excitation du compensateur synchrone

V , tension du réseau ;

X_d ; Réactance de fuite du compensateur synchrone ;

I , courant échangé avec le réseau ;

La puissance active consommée par le condensateur est :

$$P = 3VI \cos \varphi \quad [\text{II-30}]$$

La puissance réactive aussi est :

$$Q = 3VI \sin \varphi \quad [\text{II-31}]$$

La représentation vectorielle de l'équation [II-29] donne :

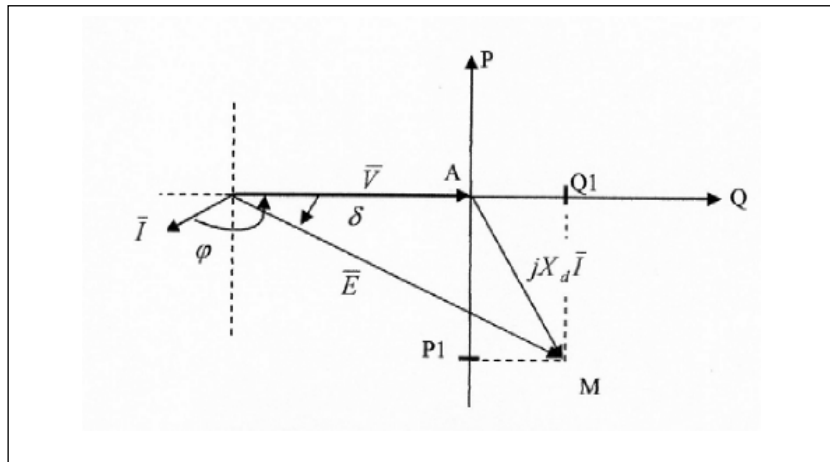


Figure II.11 : Représentation vectorielle des tensions du compensateur synchrone. [doc III]

Par projection sur l'axe (P) on obtient :

$$AP_1 = X_d I \cos \varphi = E \sin \delta \quad [\text{II-32}]$$

$$[\text{II-30}] \Rightarrow I \cdot \cos \varphi = \frac{P}{3.V} = \frac{AP_1}{X_d} \quad [\text{II-33}]$$

$$\Rightarrow P = \frac{3.V}{X_d} \cdot AP_1 \quad [\text{II-34}]$$

En remplace AP_1 par $E \cdot \cos \delta$ à partir de [II-32], on trouve :

$$P = \frac{3.V}{X_d} \cdot E \sin \delta \quad [\text{II-35}]$$

Avec une projection sur l'axe (Q) on obtient :

$$AQ_1 = X_d I \sin \varphi = E \cos \delta - V \quad [\text{II-36}]$$

$$[\text{II-31}] \Rightarrow I \sin \varphi = \frac{Q}{3.V} = \frac{AQ_1}{X_d} \quad [\text{II-37}]$$

$$\Rightarrow Q = \frac{3.V}{X_d} \cdot AQ_1 \quad [\text{II-38}]$$

En remplaçant AQ_1 par $E \cos \delta - V$ à partir de [II-36], on obtient :

$$Q = \frac{3EV}{X_d} \cos \delta - \frac{3V^2}{X_d} \quad [\text{II-39}]$$

Comme le compensateur synchrone fonctionne à vide, donc la puissance active qu'il absorbe est nulle, c'est à dire $P = 0$, $\delta = 0$, $\cos\delta = 1$ et $\sin\delta = 0$. L'expression de la puissance réactive est alors :

$$P = 0 \Rightarrow Q = \frac{3.V.(E-V)}{X_d} \quad [\text{II-40}]$$

Le sens de transit de la puissance réactive, du compensateur vers le réseau ou du réseau vers le compensateur dépend du signe de quantité $(E-V)$. Ainsi :

- Si $E - V > 0 \Rightarrow E > V$, le compensateur est dit capacitif. Il fonctionne en régime surexcité, donc il fournit de l'énergie réactive.
- Si $E - V < 0 \Rightarrow E < V$, le compensateur est dit inductif. Il fonctionne en régime sous-excité, donc il absorbe de l'énergie réactive.

Le raccordement du compensateur synchrone au réseau se fait à travers un transformateur survolteur comme le montre la figure II.12; le compensateur est branché à côté de la charge pour réduire la portée du transit de la puissance réactive.

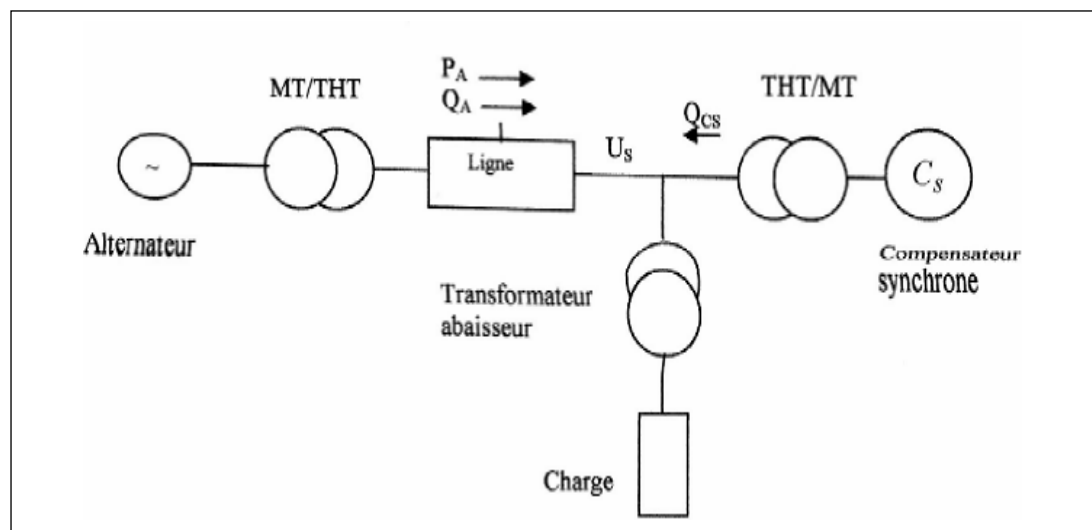


Figure II.12 : Schéma de branchement du compensateur synchrone sur le réseau. [doc III]

II.4-Groupe thermique et hydraulique :

Les groupes thermiques et hydrauliques peuvent également participer à la compensation de l'énergie réactive dans les réseaux électriques. Grâce aux performances de leurs alternateurs notamment sur le plan dynamique, ces groupes qui constituent les sources de tension du réseau, peuvent contrôler la tension en absorbant ou

en fournissant de l'énergie réactive, ce qui dépend des courants d'excitation des rotors des alternateurs. [doc III]

Comme on va le voir sur la figure II.13, plusieurs zones de limitation de fonctionnement sont à prendre en considération en raison de :

- L'échauffement des conducteurs du rotor et des tôles des circuits magnétiques, c'est une limitation de quantité de puissance fournie (limite de courant du rotor).
- Des contraintes dues au courant du stator et à l'angle interne δ qui doit être inférieur à $\frac{\pi}{2}$ pour un fonctionnement stable à excitation constante et à tension du rotor fixe, c'est une limitation de puissance absorbée.

Les potentialités d'un groupe à absorber ou à fournir de l'énergie réactive dépendent également de la puissance active qu'il fournit, de la tension aux bornes de son alternateur et de la prise du transformateur qui le relie au réseau.

La modification de la production d'énergie réactive dans un groupe s'effectue en quelques dixièmes de seconde seulement. Il peut donc faire face aux fluctuations brusques de la demande. Cette performance dynamique fait du groupe un moyen accompli de compensation d'énergie réactive dans les réseaux de transport. Mais il reste qu'il ne peut compenser les charges que partiellement en raison des chutes de tension importantes créées par les transits de l'énergie réactive dans les réseaux.

L'alternateur étant une machine synchrone, on a donc utilisé le schéma équivalent de la figure II.10. [doc III]

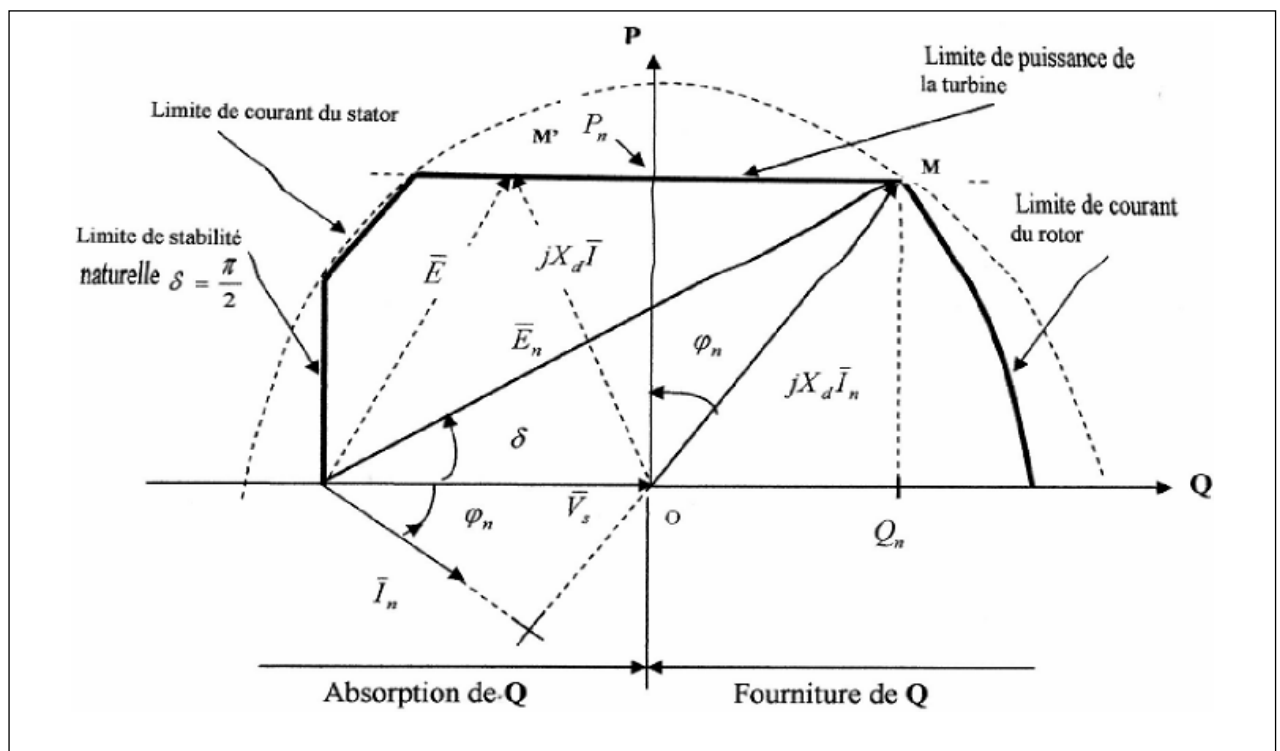


Figure II.113 : Domaine de fonctionnement d'un alternateur dans le plan puissance active – réactive. [doc III]

L'expression de la force électromotrice interne de l'alternateur est la même que l'expression [II-29] :

$$\underline{E} = \underline{V}_s + jX_d \underline{I}$$

L'expression de la puissance active produite par l'alternateur est la même que l'expression [II-35] :

$$P = \frac{3V_s}{X_d} \cdot E \sin \delta$$

L'expression de la puissance réactive absorbée ou fournie par l'alternateur est la même que l'expression [II.39] :

$$Q = \frac{3 \cdot E \cdot V_s}{X_d} \cos \delta - \frac{3V_s^2}{X_d}$$

Avec :

E : Force électromotrice interne.

I : Courant statorique.

P : Puissance active fournie par l'alternateur.

Q : Puissance réactive absorbée ou fournie par l'alternateur.

V_s : Tension aux bornes du stator.

δ : Angle interne.

X_d : Réactance de l'alternateur.

φ : Angle de phase.

P_n, Q_n, E_n, φ_n : Valeurs nominales.

En fonction de l'angle de phase φ , l'alternateur absorbe ou fournit de l'énergie réactive :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{si } 0 < \varphi < \frac{\pi}{2}, \text{ l'alternateur fournit de la puissance réactive.} \\ \text{si } -\frac{\pi}{2} < \varphi < 0, \text{ l'alternateur absorbe de la puissance réactive.} \end{array} \right\}$$

II.5. Compensateurs statiques d'énergie réactive (dispositifs FACTS) :

II.5.1. Concept FACTS : Un projet EPRI.

FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System), système flexible de transmission à courant alternatif. C'est un projet lancé en 1988 par EPRI (Electric Power Research Institute), qui est un consortium dédié à la recherche dans le domaine de l'exploitation de l'énergie et regroupe un certain nombre de compagnies. Ce projet vise surtout à trouver des moyens capables d'améliorer les capacités des réseaux de transport en augmentant leur flexibilité.

La technologie FACTS utilise l'électronique de puissance et particulièrement les thyristors à ouverture par gâchette, GTO, qui permettent d'atteindre des temps de réponses nettement inférieurs à ceux obtenus pour les systèmes mécaniques, et leur état statique réduit largement leur maintenance.

Les transits de la puissance réactive ont des effets directs sur le niveau de tension dans le réseau. Un transit de puissance non contrôlé, peut causer une instabilité en tension en raison des chutes de tension et des pertes joule occasionnées.

Les dispositifs FACTS ont pour objectifs de contrôler la tension et le transit de la puissance dans les réseaux afin d'augmenter leur capacité de charge jusqu'à leurs limites thermiques maximales. [doc VI]

Pour comprendre comment agissent ces dispositifs, prenons l'exemple suivant :

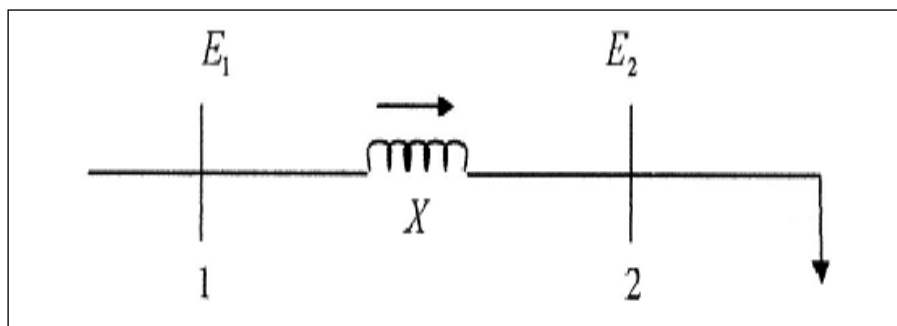


Figure II.14 : Ligne de transport à courant alternatif.[Ths I]

On suppose que les pertes sont négligeables lors du transit de la puissance du nœud (1) au nœud (2). La puissance active, transmise s'écrit alors en fonction des tensions aux deux extrémités, du déphasage entre elle δ_{12} et de la réactance de la ligne X comme le montre l'expression [II-41] :

$$P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \sin \delta_{12} \quad \text{[II-41]}$$

Cette équation nous montre que si l'on trouve un moyen de contrôler un, deux, voire trois des paramètres qui caractérisent l'ensemble tension, déphase et impédance, nous

pouvons alors contrôler la puissance transmissible par la ligne.

Le contrôle de ces paramètres se fait par les moyens de la compensation statique. Le mot statique est relatif à l'absence d'éléments tournants parmi ces dispositifs qui sont constitués de l'ensemble de condensateurs et d'inductances commandés par thyristors. Parmi les dispositifs FACTS les plus utilisés on peut citer :

II.5.2. Quelques dispositifs de type FACTS :

- Les compensateurs série contrôlés par thyristors (**TCSC** : Thyristors Contrilled Series Compensators), permettant de modifier l'impédance de la ligne avec une grande flexibilité.

- les déphaseurs statiques (**SPS** : Static Phase Shifter), permettant le contrôle de L'angle de transmission.

- Les compensateurs statique d'énergie réactive (**SVC**: Static VAR Compensator), permettant le contrôle de la tension et de l'énergie réactive.

- Les compensateurs statique d'énergie réactive de type avancé (**STATCOM**: Static Synchronous Compensator), permettant le contrôle rapide de la tension .

- L'**UPFC** (Unified Power Flow Controller), ce compensateur réunit les fonctions du SVC, du compensateur série et du déphaseur. [doc VI]

II.6. Conclusion :

Plusieurs moyens sont utilisés pour la compensation de la puissance réactive, certains participent à la stabilité des systèmes compensés, d'autres au contraire créent des nouvelles contraintes au système.

Le choix du moyen de compensation doit répondre aux exigences fixées dès le départ et atteindre aussi l'objectif de compensation, de régulation ou du maintien de la tension proche des conditions idéales de fonctionnement.

Ces moyens utilisés pour la compensation de l'énergie réactive sont différents dans leur conception et leurs performances. L'évolution technique des charges et l'accroissement du niveau de consommation énergétique des abonnés, imposent plus de rapidité lors des échanges de l'énergie réactive. D'où, l'application des moyens à performances dynamiques avancées tels que les systèmes FACTS, ce qu'on va voir d'une manière approfondit dans le troisième chapitre.

CHAPITRE : III

Descriptions générales des systèmes FACTS.

III.1. Introduction :

Un FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) est un équipement d'électronique de puissance d'appoint utilisé pour contrôler la tension, augmenter les capacités de transit, ou assurer la stabilité dynamique des réseaux de transmission d'électricité. Il agit généralement en fournissant ou en consommant dynamiquement de la puissance réactive sur le réseau. Ceci a pour effet d'augmenter ou de diminuer l'amplitude de la tension à son point de connexion, et par conséquent la puissance active maximale transmissible.

Les condensateurs shunts fournissent la puissance réactive, et augmentent localement la tension du réseau (utilisé en période de forte consommation ou dans les zones éloignées des centres de production). Les réactances shunts consomment la puissance réactive, et diminuent la tension du réseau (utilisé en période de faible consommation). Les condensateurs séries permettent de diminuer l'impédance des liaisons électriques et d'augmenter la puissance transmissible par ces liaisons (une liaison électrique haute-tension est en effet essentiellement inductive). Les réactances série augmentent l'impédance d'une liaison électrique, afin de mieux répartir les courants sur les différentes liaisons.[Ths II]

III.2. Types de FACTS :

Les contrôleurs FACTS peuvent être classés comme suit:

- a) **FACTS séries:** Modifier l'impédance de la ligne, X_L est diminué afin d'augmenter la puissance active transmissible. Le FACTS est connecté en série avec le système de puissance. Il fonctionne comme une source de tension contrôlable. L'inductance série existe dans toutes les lignes de transmission AC. Sur les lignes longues, quand un courant fort circule, ceci provoque une chute de tension importante. Pour compenser, des condensateurs séries sont connectés, diminuant l'effet de l'inductance.
- b) **FACTS shunts:** Dans la compensation shunt, le système de puissance est connecté en shunt avec le FACTS. Il fonctionne comme une source de courant contrôlable. Un courant réactif est injecté dans la ligne pour maintenir l'amplitude de la tension. La puissance active transmissible est augmentée.
- c) **Hybrides (séries- parallèles) :**
Selon les topologies et les dispositifs électroniques de puissance utilisés, les contrôleurs FACTS peuvent être classés en deux types:
 1. Type d'impédance variable.
 2. Type convertisseur source de tension (VSC).

III.2.a. FACTS de type série :

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

III.2.a.1. Condensateur série commandé par thyristors :

Ceci peut être réalisé de deux manières:

- *Par un contrôle continu :*

Un module de TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) (figure III.1.a) est composé d'un banc de condensateurs X_C en parallèle avec une inductance X_{ind} contrôlée par deux thyristors.

L'impédance totale X_{TCSC} vue par la ligne est une combinaison parallèle de la capacité et de l'inductance équivalente variable selon l'angle d'amorçage des thyristors. On peut aligner plusieurs modules commandés en série dans la ligne à compenser. Ce système permet:

- D'accroître la longueur électrique d'une ligne de transmission à courant alternatif;
- L'amortissement des oscillations de puissance;
- La stabilité de la tension;
- L'équilibrage des flux de charge dans les réseaux de transmission;
- Une grande plage de variation de l'impédance équivalente capacitive et inductive;
- La réduction des problèmes dus aux phénomènes de résonance sub-synchrone.

- *Par une commande discrète :*

La différence entre TSSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*) (figure III.1.b) et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de 90 degrés soit de 180 degrés.

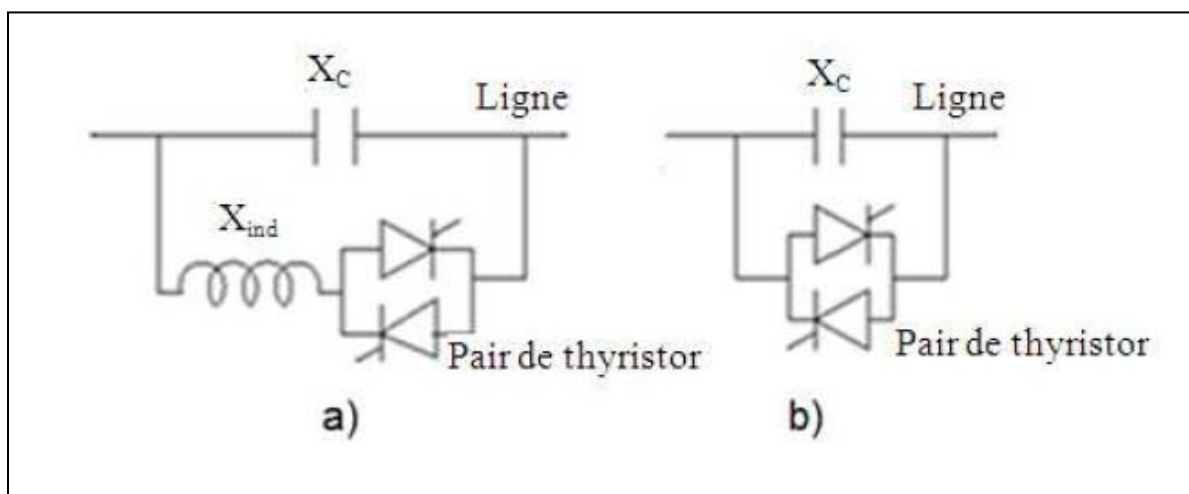


Figure III.1 : Schéma de principe de a) TCSC et b) TSSC.

La figure III.2.a, montre le circuit équivalent d'une ligne de transmission d'une réactance jX_L avec deux générateurs de tension V_S et V_R , et un TSSC de réactance X_{TSSC} placé en série avec la réactance jX_L . [doc VII]

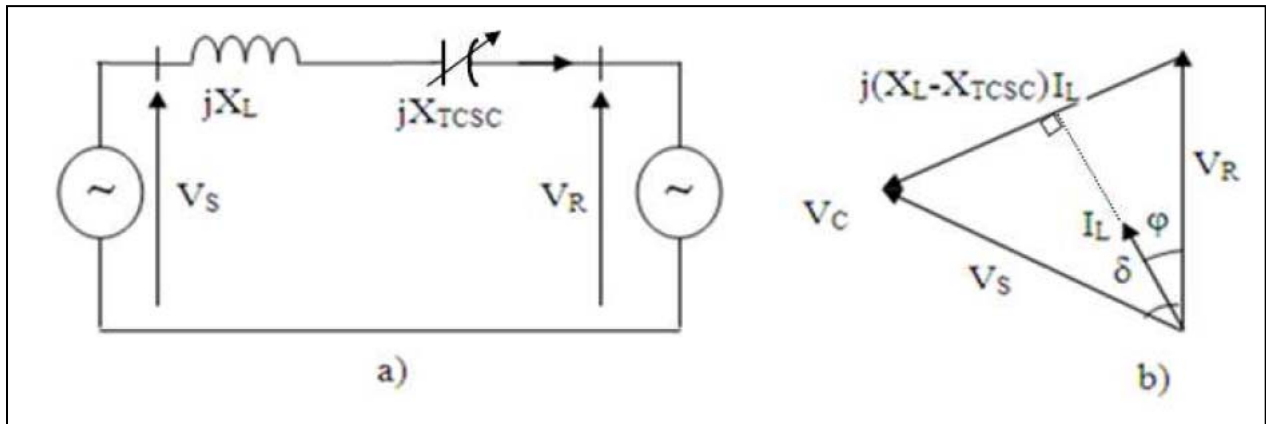


Figure III.2 : - a) Circuit équivalent d'un réseau électrique avec TSSC.
- b) Diagramme vectoriel associé.

On peut calculer la puissance active transmise dans la ligne comme suit:

$$P_R = \frac{V_R V_S}{X_L (1 - K)} \sin(\delta) \quad \text{[III-1]}$$

$$K = -\frac{X_{TSSC}}{X_L} \quad \text{Pour un TSSC} \quad \text{[III-2]}$$

$$K = -\frac{X_{TCSC}}{X_L} \quad \text{Pour un TCSC} \quad \text{[III-3]}$$

$$X_{TCSC} = \frac{X_C X_{ind}}{X_C + X_{ind}} \quad \text{[III-4]}$$

Pour mieux tracer les caractéristiques $P_R(\delta)$ avec différentes valeurs de K , on suppose dans ce cas que la tension $V_S = V_R = V_{base}$, $X_L = X_{base}$ et $0 \leq \delta \leq \pi$.

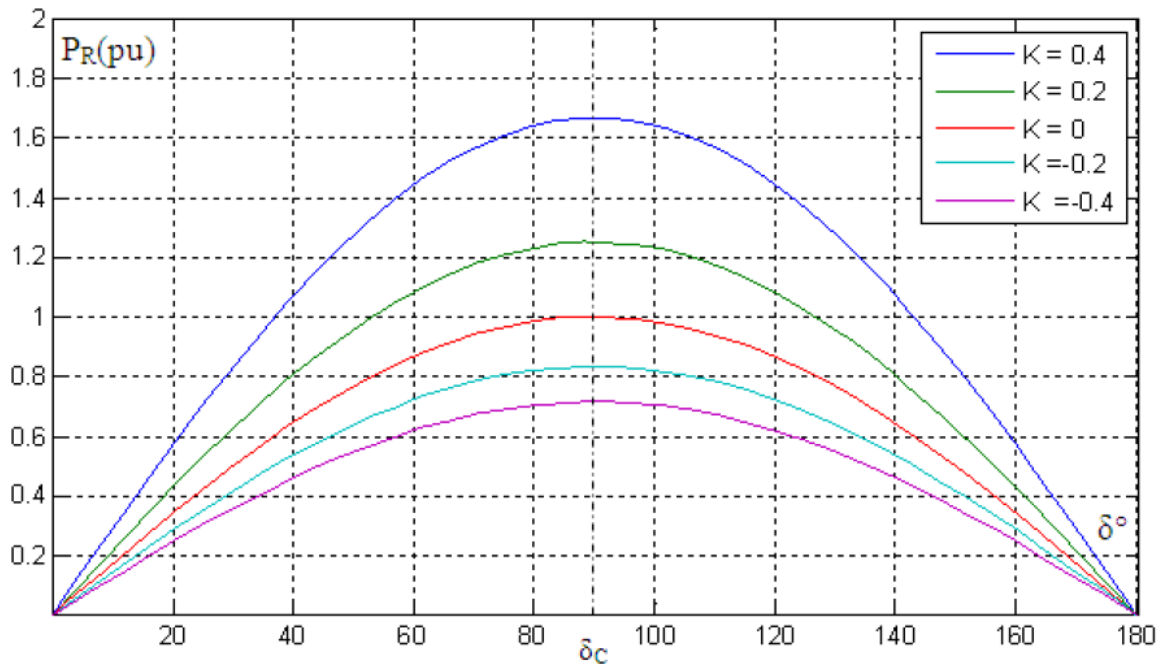


Figure III.3 : P_R en fonction de δ avec un TSSC.

La figure III.3, montre que la puissance active P_R prend sa valeur maximale pour $\delta^\circ = \delta_c = 90^\circ$. Et dépend fortement de la valeur K , quand celle-ci augmente la puissance active maximale transmise augmente, et elle diminue avec la diminution de K , c'est-à-dire la puissance active transmise dépend de la réactance X_{TSC} inséré dans la ligne de transmission.

III.2.a.2 Réactance Série Contrôlée par Thyristor TCSR:

Thyristor Controlled Series Reactor (TCSR):

Le TCSR (Figure III.4) est un compensateur inductif placé en série avec la ligne de transmission, qui se compose d'une inductance X_{ind1} en parallèle avec une autre inductance X_{ind2} commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable. Lorsque l'angle d'amorçage de la réactance commandée par thyristor est de 180° , le thyristor cesse de conduire, et la réactance non contrôlable X_{ind1} agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue au-dessous de 180° , la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90° , où elle est la combinaison parallèle de deux réactances. [doc VII]

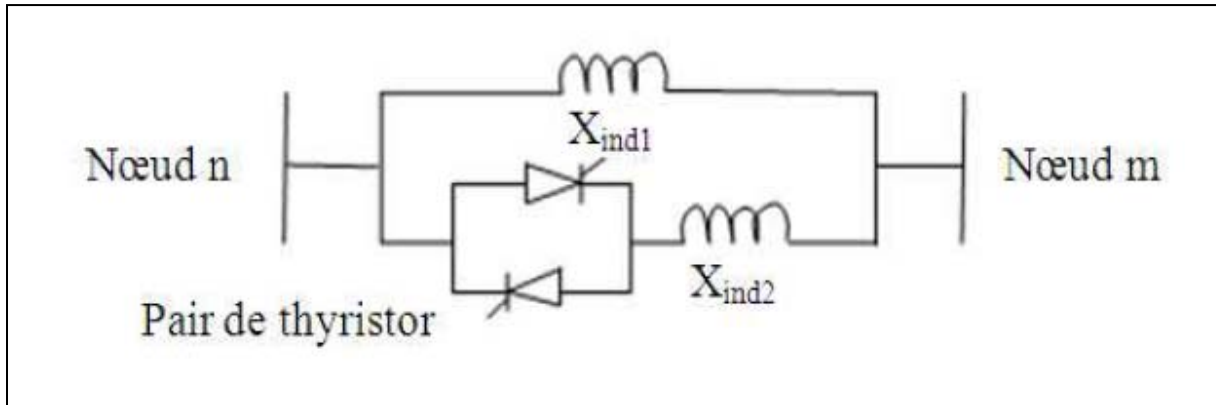


Figure III.4 : Structure d'un TCSR.

III.2.a.3 Compensateur Série Synchrone Statique (SSSC):

Static Synchronous Series Compensator (SSSC):

Le SSSC est constitué d'un convertisseur statique avec une source d'énergie V_{dc} , connectée en série avec la ligne de transmission à travers un transformateur de tension placé en série comme le montré la figure III.5.

Le SSSC injecte en série une tension alternative V_C en quadrature avec le courant de ligne I_L à l'aide d'un transformateur série. Le SSSC peut produire ou absorber la puissance réactive Q suivant la commande D 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).

Le SSSC a une fonction comparable au TCSC. Mais contrairement à ce dernier qui présente une zone morte à la résonance parallèle, le réglage est continu. De plus, l'introduction d'un stockage d'énergie est possible du fait de la structure du convertisseur VSC. En distribution, il a des niveaux de puissance plus faibles, cette topologie est utilisée pour fiabiliser les utilisations critiques, face aux microcoupures: celle-ci porte alors le nom de DVR stockage dynamique de tension, (Dynamics Voltage Restorer). [doc VII]

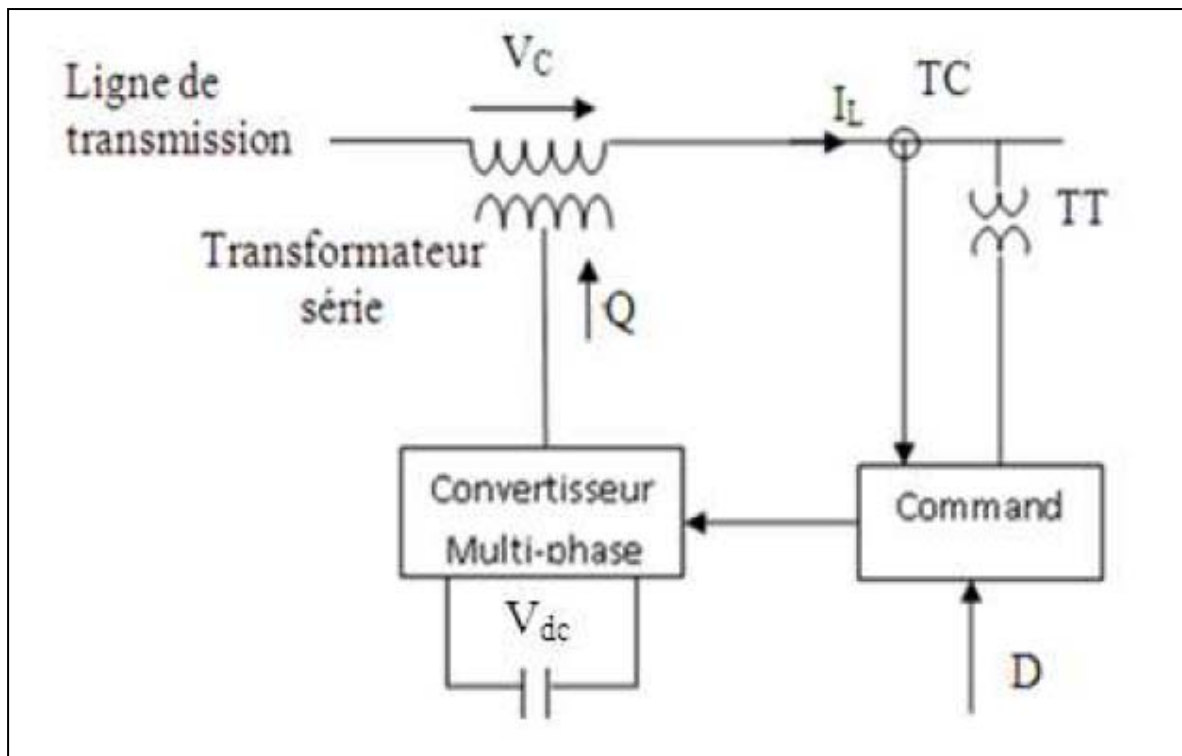


Figure III.5 : Schéma de principe d'un SSSC.

La figure III.6.a, montre le circuit équivalent d'une ligne de transmission de réactance jX_L avec deux générateurs de tension V_S et V_R , et un SSSC placé en série [doc VII] :

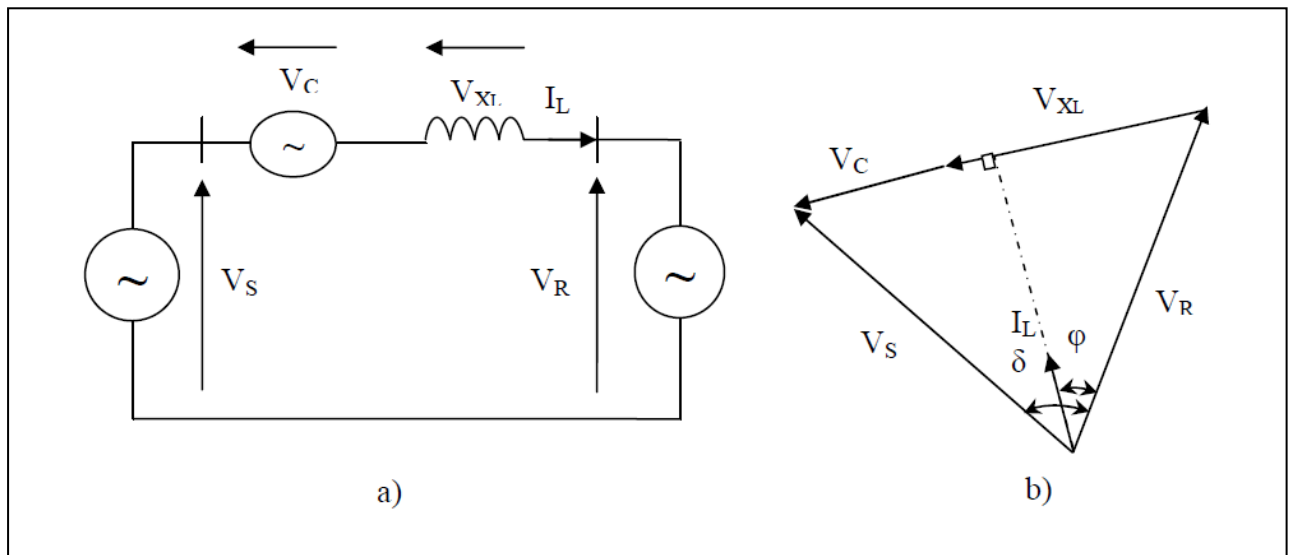


Figure III.6 : - a) Circuit équivalent d'un réseau électrique avec un SSSC.
- b) Diagramme vectoriel associé.

Le diagramme vectoriel de la figure III.6.b, nous permet d'extraire les équations suivantes:

$$\bar{I}_L = \frac{\bar{V}_S - \bar{V}_C - \bar{V}_R}{jX_L} \quad \text{[III-5]}$$

$$P = \Re \{ \bar{V}_R \bar{I}_L^* \} \quad \text{[III-6]}$$

$$|\bar{V}_S - \bar{V}_R| = \sqrt{V_R^2 + V_S^2 - 2V_R V_S \cos(\delta)} \quad \text{[III-7]}$$

A partir des équations (III-5), (III-6) et (III-7), on peut calculer la puissance transmise comme suit :

$$P_R = \frac{V_R V_S}{X_L} \sin(\delta) \left(1 - \frac{V_C}{\sqrt{V_R^2 + V_S^2 - 2V_R V_S \cos(\delta)}} \right) \quad \text{[III-8]}$$

Pour mieux tracer les caractéristiques $P_R(\delta)$ avec différentes valeurs de V_C , on suppose dans ce cas que la tension $V_S = V_R = V_{\text{base}}$, $X_L = X_{\text{base}}$ et $0 \leq \delta \leq \pi$.

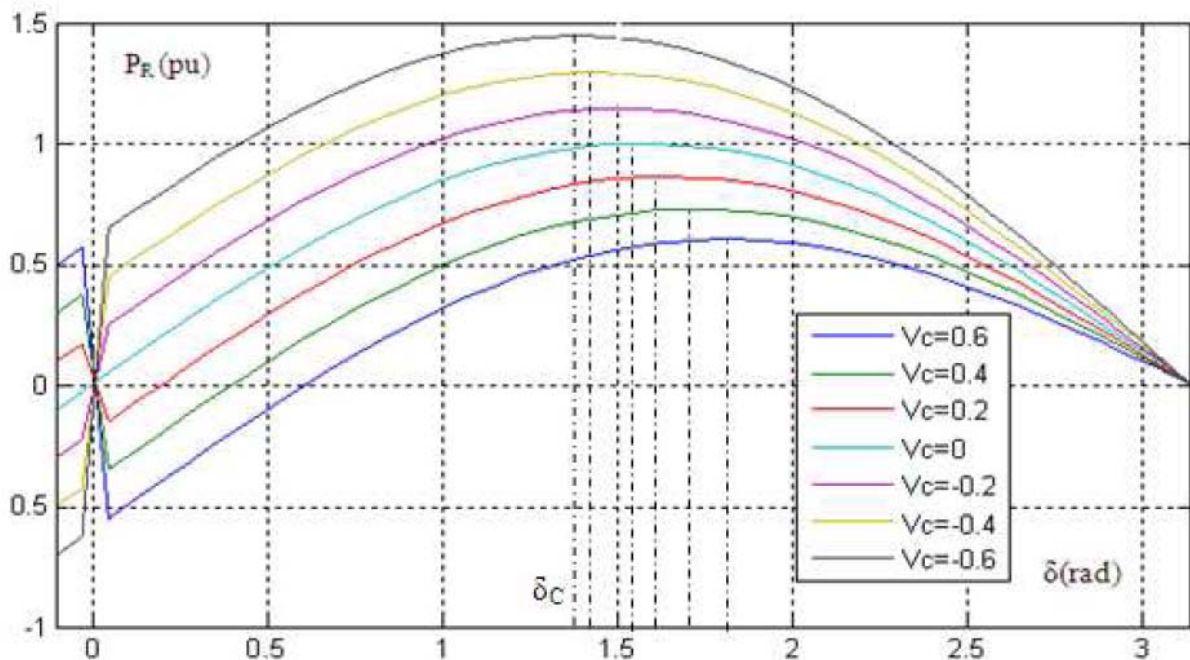


Figure III.7 : P_R en fonction de δ avec un SSSC.

La figure III.7, montre que la puissance active transmise P_R atteint une valeur maximale puis diminue jusqu'à zéro pour $\delta^\circ = \pi$, En plus, la valeur maximale de P_R augmente et se déplace vers la gauche quand la tension V_C injectée dans la ligne par le SSSC diminue.

III.2.b FACTS de type parallèle:

III.2.b.1 Compensateur Statique Synchronique (STATCOM):

Static synchronous compensator (STATCOM):

Le compensateur statique synchronique STATCOM est constitué d'un convertisseur source de tension, d'un transformateur d'accouplement et d'un circuit de commande. Dans cette application, la source d'énergie V_{dc} peut être remplacée par un condensateur C , de sorte que l'échange d'énergie en régime permanent entre le compensateur statique et le réseau soit uniquement réactif, comme il est illustré dans la figure III.8 où I_C est le courant de sortie du convertisseur, perpendiculaire à la tension du convertisseur V_C . L'amplitude de la tension du convertisseur et la puissance réactive à la sortie du convertisseur sont réglables. Si V_C est supérieure à la tension V_L du réseau, le compensateur statique fournit la puissance réactive au système, si V_C est inférieure à V_L le compensateur statique absorbe la puissance réactive. [doc VII et VIII] Le modèle simplifié du STATCOM considère le STATCOM comme une source de tension variable qui est ajustée automatiquement pour atteindre la tension désiré, le jeu de barres où il est connecté est considéré comme un jeu de barres où l'amplitude de la tension et la puissance active et réactive sont spécifiés. [doc IX]

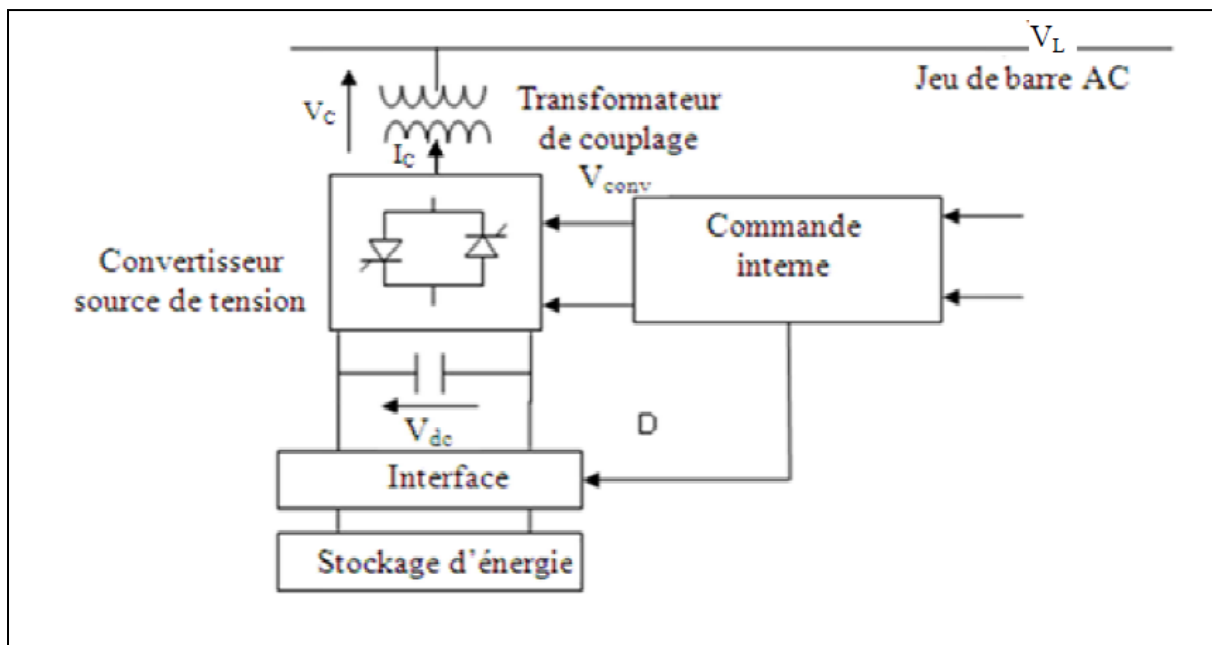


Figure III.8 : Schéma de principe du STATCOM.

La figure III.9.a, montre le circuit équivalent d'une ligne de transmission de réactance jX_L avec deux générateurs de tension V_S et V_R , et un STATCOM placé en parallèle au point quelconque de celle-ci.

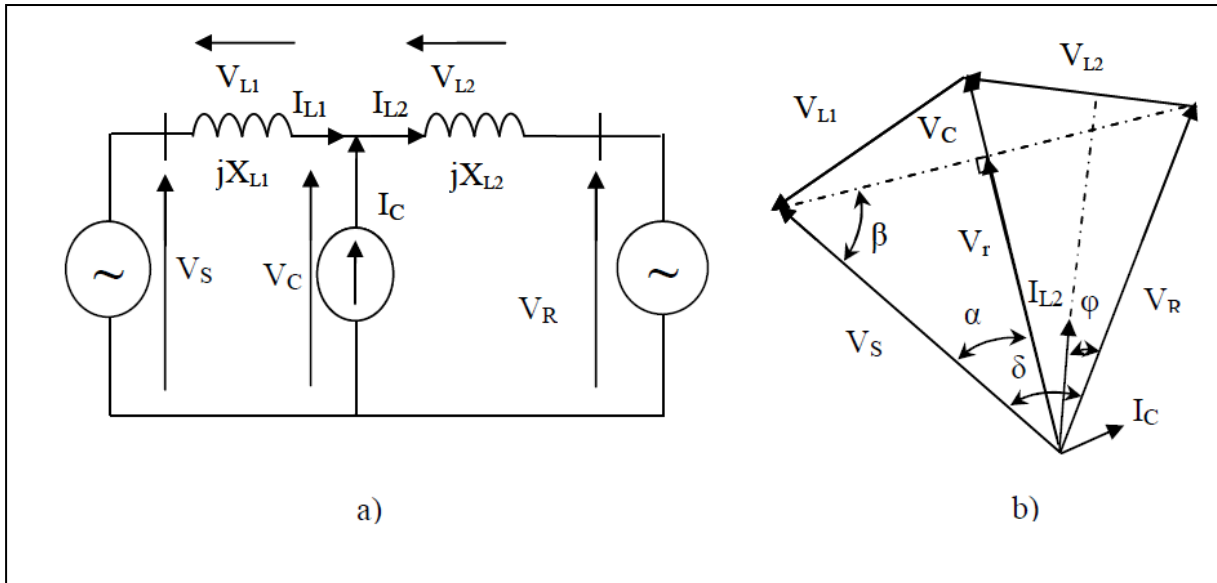


Figure III.9. a) Circuit équivalent d'un réseau électrique avec STATCOM.
b) Diagramme vectoriel associé.

Où V_r : est la tension de non fonctionnement du STATCOM, c'est-à-dire $I_C = 0$. Le courant I_C est déphasé de 90° par rapport à V_C , donc il n'y a aucune puissance réactive produite ou absorbée par le STATCOM.

Le diagramme vectoriel de la figure III.9.b, nous permet d'extraire les équations suivantes :

$$\bar{V}_C = \bar{V}_{L1} - j\bar{I}_1 X_{L1} \quad \text{[III-9]}$$

$$= \bar{V}_{L1} - \frac{(\bar{V}_{L1} - \bar{V}_{L2}) X_{L1}}{(X_{L1} + X_{L2})} - jI_C \cdot \frac{X_{L1} X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} \quad \text{[III-10]}$$

$$= \bar{V}_C - jI_C \cdot \frac{X_{L1} X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} \quad \text{[III-11]}$$

$$\bar{I}_C = jI_C \cdot \frac{\bar{V}_r}{V_r} \quad \text{[III-12]}$$

$$\bar{V}_C = \bar{V}_r + I_C \frac{\bar{V}_r}{V_r} \cdot \frac{X_{L1} X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} \quad \text{[III-13]}$$

$$\bar{V}_C = \bar{V}_r + \left(1 + \frac{I_C}{V_r} \cdot \frac{X_{L1} X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} \right) \quad \text{[III-14]}$$

$$\frac{\sin(\beta)}{V_R} = \frac{\sin(\delta)}{|\overline{V_S - V_R}|} \quad \text{[III-15]}$$

$$\frac{\sin(\alpha)}{|\overline{V_S - V_R}| \frac{X_1}{X_{L1} + X_{L2}}} = \frac{\sin(\beta)}{V_R} \quad \text{[III-16]}$$

Et en substituant de (II.15) dans (II.16), on obtient l'équation (II.17):

$$P_R = \frac{V_C V_S}{X_{L1}} \sin(\alpha) = \frac{V_R V_S}{X_{L1} + X_{L2}} \sin(\delta) \frac{V_C}{V_r} \quad \text{[III-17]}$$

$$|\overline{V_r}| = \frac{\sqrt{V_R^2 X_{L1}^2 + V_S^2 X_{L2}^2 + 2V_R X_{L2} V_S X_{L1} \cos(\delta)}}{X_{L1} + X_{L2}} \quad \text{[III-18]}$$

A partir de l'équation (III-14) jusqu'à (III-17) on peut calculer la puissance transmise P_R comme suit:

$$P_R = \frac{V_R V_S}{X_{L1} + X_{L2}} \sin(\delta) \left(1 + \frac{I_C}{V_r} \frac{X_{L1} X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} \right) \quad \text{[III-19]}$$

Pour mieux tracer les caractéristiques $P_R(\delta)$ avec différentes valeurs de I_C , on suppose dans ce cas que la tension $V_S = V_R = V_{base}$, $X_{L1} = X_{L2} = X_{base} / 2$ et $0 \leq \delta \leq \pi$.

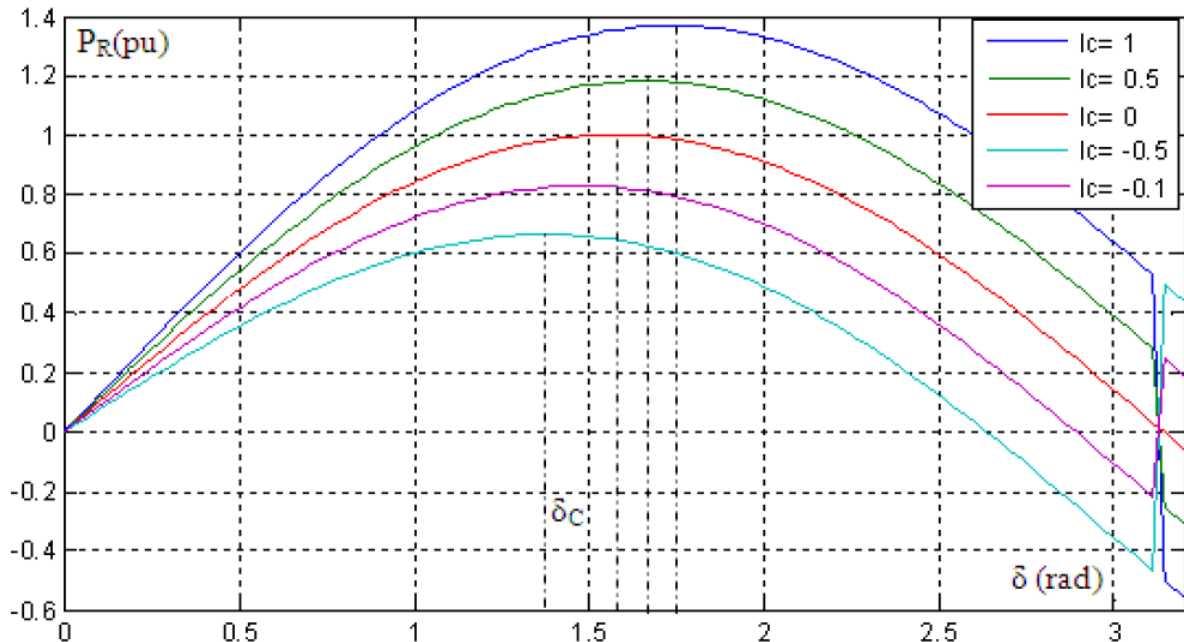


Figure III.10 : P_R en fonction de δ avec un STATCOM.

La figure III.10, montre que la puissance active transmise P_R dépend du courant I_C injecté par le STATCOM, quand la tension V_C du STATCOM est inférieure à la tension au point de connexion avec la ligne de transmission, le STATCOM absorbe un courant I_C déphasé de $-\pi/2$ par rapport à la tension V_C . Donc, le STATCOM joue le rôle d'un compensateur inductif et la puissance active maximale $P_R(\delta_C)$ diminue avec la diminution de I_C . Dans le cas contraire, la tension V_C est supérieure à la tension au point de connexion de la ligne de transmission, le STATCOM génère un courant I_C déphasé de $+\pi/2$ par rapport à la tension V_C , Dans ce cas, le STATCOM joue le rôle d'un compensateur capacitif et la puissance active maximale $P_R(\delta_C)$ augmente avec l'augmentation de I_C .

III.2.b.2 Bobine supraconductrice de stockage d'énergie SMES:

La figure III.11 ci-dessous donne le schéma de principe d'un tel dispositif, dont la bobine supraconductrice ne présente aucune résistance: tout courant qui y est induit, en appliquant par exemple une tension à ses bornes puis en la court-circuitant, va se maintenir jusqu' à ce qu'une tension de polarité inverse soit appliquée. Aucune résistance ne soit introduite dans le circuit pour la décharger. Si l'inductance de la bobine est L_{sm} , elle accumulera une énergie W_{sm} et se charge conformément aux équations (III.20) et (III.21).

$$W_{sm} = \frac{1}{2} L_{sm} (I_{sm})^2 \quad \text{[III-20]}$$

$$V_{sm} = L_{sm} \frac{dI_{sm}}{dt} \quad \text{[III-21]}$$

I_{sm} et V_{sm} sont respectivement le courant et la tension de la bobine supraconductrice. L'association d'une bobine supraconductrice utilisée comme accumulateur magnétique supraconducteur d'énergie et d'un convertisseur à commutation forcée de grande puissance constitue le SMES. Les échanges des puissances active et réactive entre la bobine supraconductrice et le réseau électrique à travers le convertisseur convenablement commandé font que le SMES réalise les deux fonctions de régulation, à savoir la régulation de vitesse et celle de tension. [doc VIII]

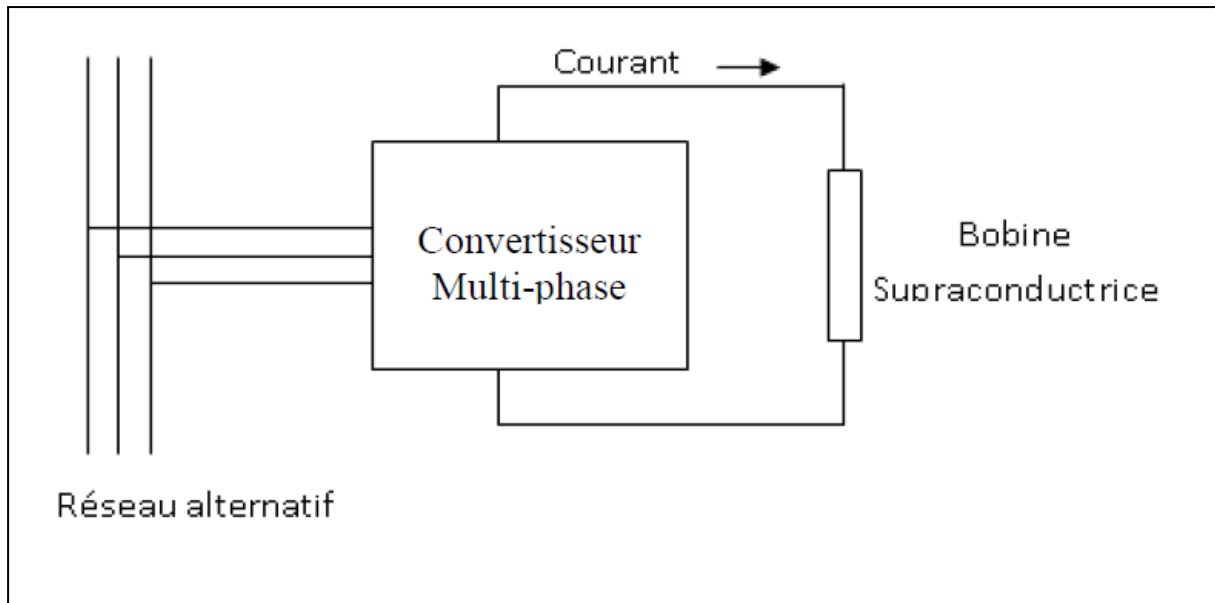


Figure III.11 : Schéma de principe du SMES.

III.2.b.3 Compensateur Statique de Puissance Réactive SVC:

Static Var Compensator (SVC):

Dans la pratique, il y a plusieurs modèles de SVC, le modèle défini par (Conférence Internationale des Grands Réseaux Electric) et considère le SVC comme un générateur synchrone qui ne produit aucune puissance active, identique à un condensateur synchrone en parallèle avec une réactance inductive. Le jeu de barres au point de raccordement est comme un jeu de barres PV bus, devient PQ bus quand le SVC fonctionne à sa limite. [doc IX]

Le compensateur statique de puissance réactive SVC rend possible le contrôle rapide de la tension. La figure III.12 ci- dessous illustre le schéma d'un SVC.

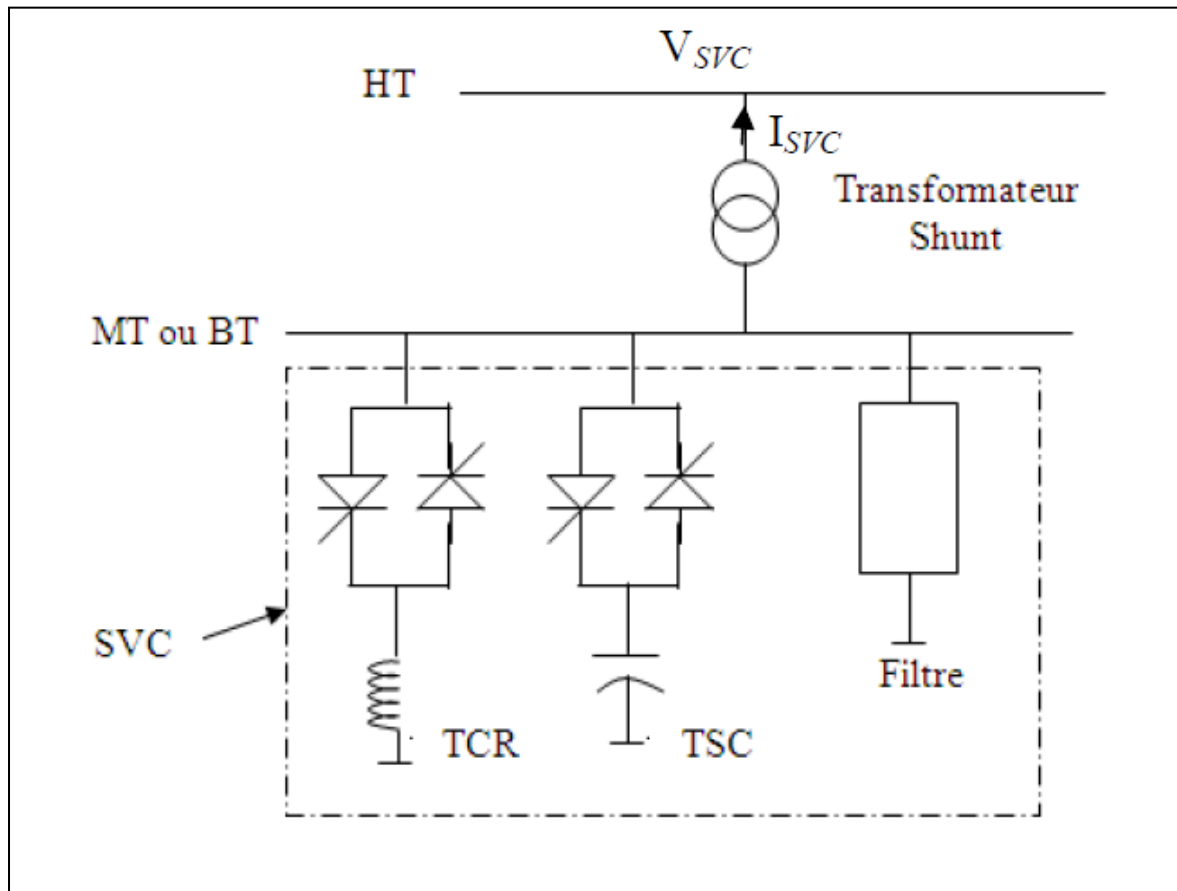


Figure III.12 Schéma de principe d'un SVC.

Le SVC est l'association d'une inductance commandée par thyristor (*Thyristor-Controlled Reactor*: TCR), d'un condensateur commuté par thyristor (*Thyristor-Switched Capacitor*: TSC) et d'un filtre d'harmoniques. La caractéristique statique de ce type de FACTS est donnée par la figure III.13.

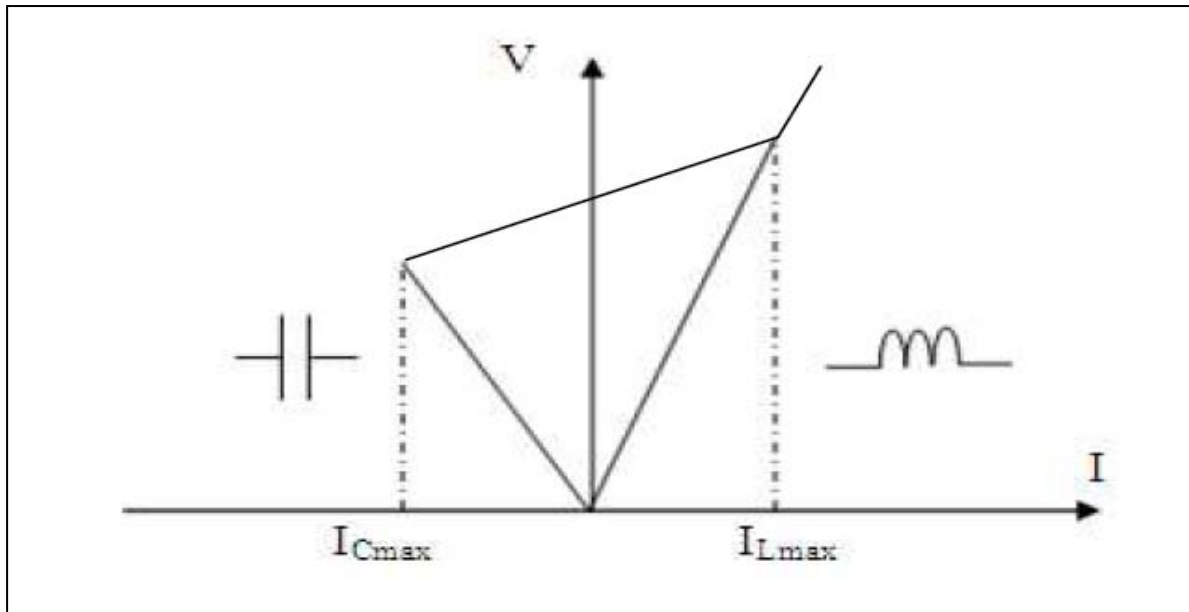


Figure III.13 : Caractéristique du SVC.

I_{Cmax} et I_{Lmax} sont les courants limites que peuvent supportés respectivement le TCR et le TSC.
[doc VIII et X]

Le SVC est un dispositif qui met en jeu des thyristors montés en tête-bêche;
Un "Static Var Compensator" est un dispositif shunt, branché en général à travers un transformateur HT/MT ou BT.

Un SVC est un générateur de puissance réactive qui produit / absorbe une puissance variante de façon continue depuis : $+Q_c$ à $-Q_l$.

Le SVC répond en dynamique, dans un temps court, de l'ordre de deux cycles, pour compenser une variation brusque de la tension consécutive à un coup de charge ou à un défaut.

Le TSC fournit: rien ou sa pleine puissance: $0/+Q_c$

Le TCR absorbe de façon continûment variable: $0/-Q_l$

Le filtre fournit en permanence sa puissance : $+Q_f$

Le bilan du SVC est donc : $Q = +Q_c + Q_f - Q_l$

Le SVC en régime permanent:

- ✓ Régule le profil de tension, particulièrement sur les systèmes faibles, en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive.
- ✓ Augmente la capacité de transport du système.
- ✓ Réduit ou élimine les exigences pour des nouvelles lignes.
- ✓ Réduit les pertes (en évitant de transporter du réactif) et donc optimise les investissements.

Le SVC en régime dynamique:

- ✓ Participe à la restauration d'un système après un défaut.
- ✓ Amortit les oscillations de puissance.
- ✓ Améliore les marges de stabilité.
- ✓ Réduit les oscillations de (flicker).
- ✓ Equilibre les effets dus aux charges déséquilibrées.

La figure III.14.a, montre le circuit équivalent d'une ligne de transmission de réactance jX_L avec deux générateurs de tension V_S et V_R , et un SVC placé en parallèle au point milieu de celle-ci.

Le diagramme vectoriel associé est montré dans la figure III.14.b : [doc VII]

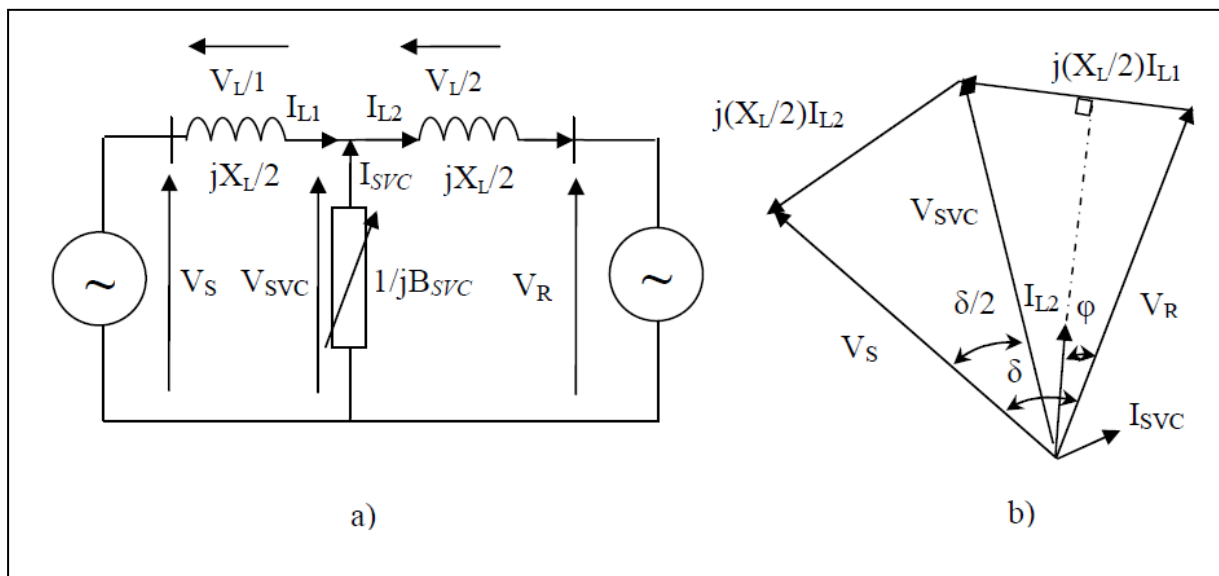


Figure III.14. - a) Circuit équivalent d'un réseau électrique avec un SCV.
 - b) Diagramme vectoriel associé avec : $\varphi = \delta/4$.

On peut calculer la puissance active transmise dans la ligne par :

$$P_R = \frac{2V_R V_S}{X_L} \sin(\delta/2) \quad [III-22]$$

La figure III.15, montre la transformation $Y \rightarrow \Delta$ de la figure III.14.a

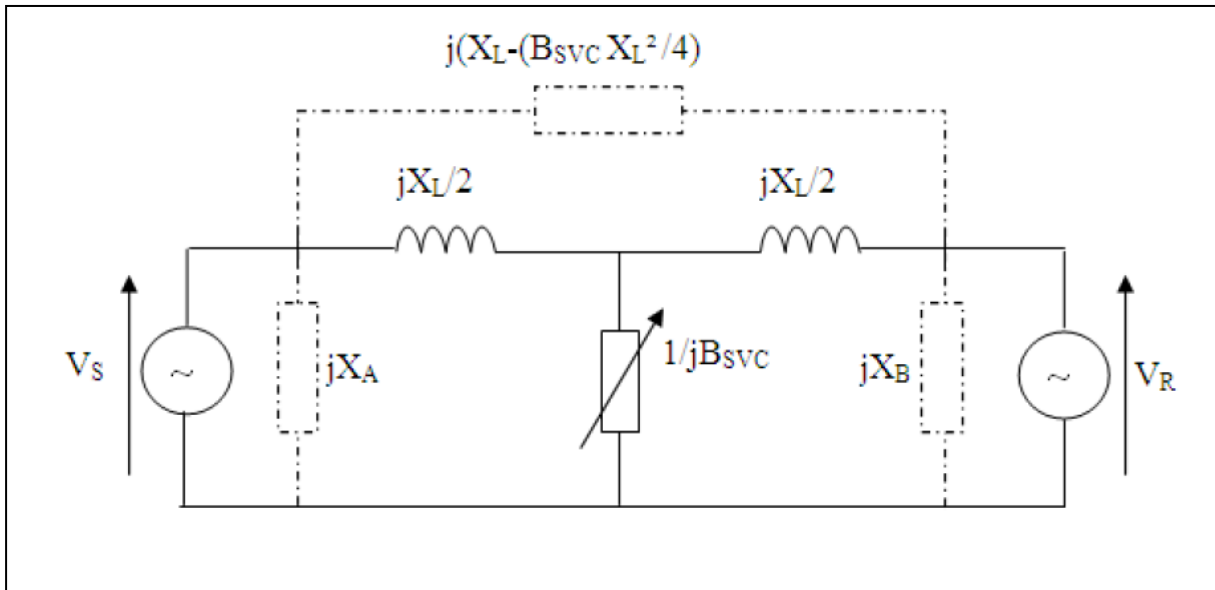


Figure III.15 : Transformation $Y \rightarrow \Delta$ de circuit de la figure III.14.a.

Il n’y a aucun effet pour les réactances parallèles X_A et X_B , parce que V_S et V_R sont supposés constants, la puissance active transmise est donnée par l’équation suivante:

$$P_R = \frac{V_R V_S}{X_L - \frac{X_L^2 B_{SVC}}{4}} \quad [III-23]$$

De la même manière, on suppose que la tension $V_S = V_R = V_{SVC} = V_{base}$, $X_L = X_{base}$ et $0 \leq \delta \leq \pi$, pour différentes valeurs de B_{SVC} .

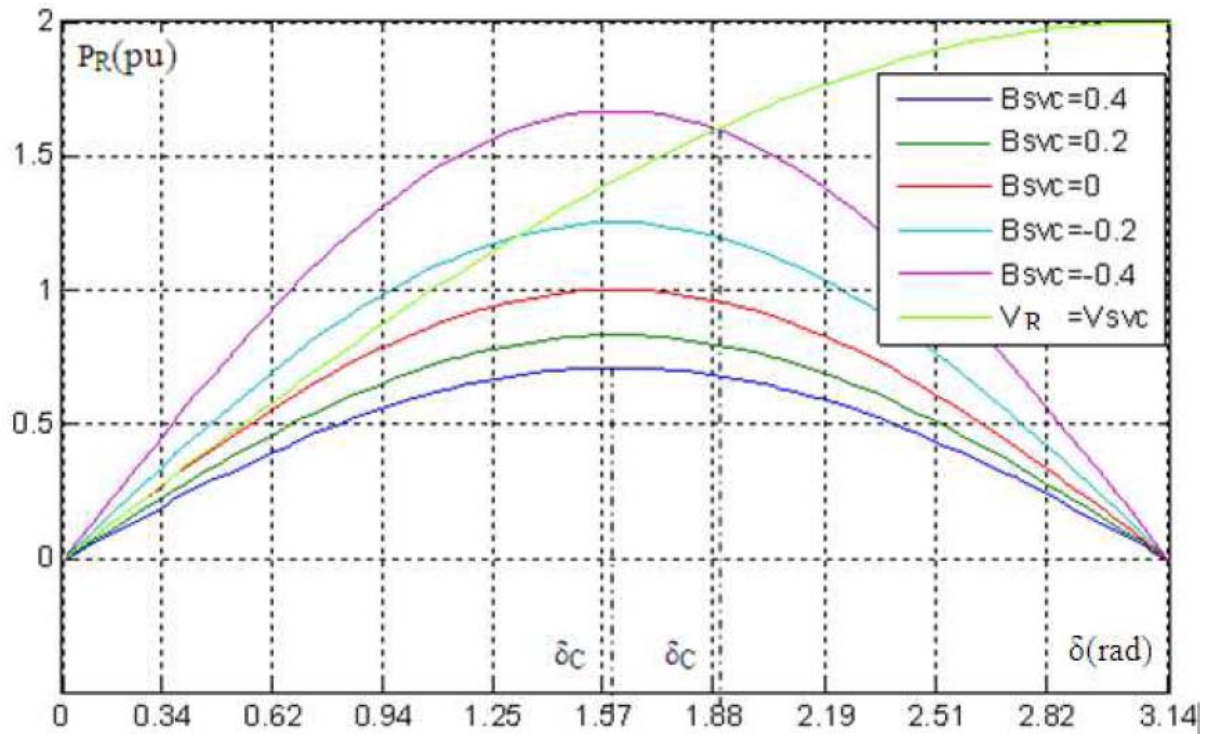


Figure III.16 : P_R transmise en fonction de δ avec un SVC.

La figure III.16, montre que la puissance active maximale transmise $P_R(\delta)$ avec le SVC est deux fois supérieur à la puissance active transmise maximale $P_R(\delta)$ sans SVC, dans ce cas, on cherche la réactance B_{SVC} pour maintenir la tension au point de connexion égale 1pu et $P_R(\delta)$ au maximum.

III.2.c.FACTS de type hybride:

III.2.c.1 Transformateur déphaseur à base de Thyristors (TCPAR) :

Thyristor Controlled Phase Angle Regulator (TCPAR):

La figure III.17, montre le schéma d'un TCPAR :

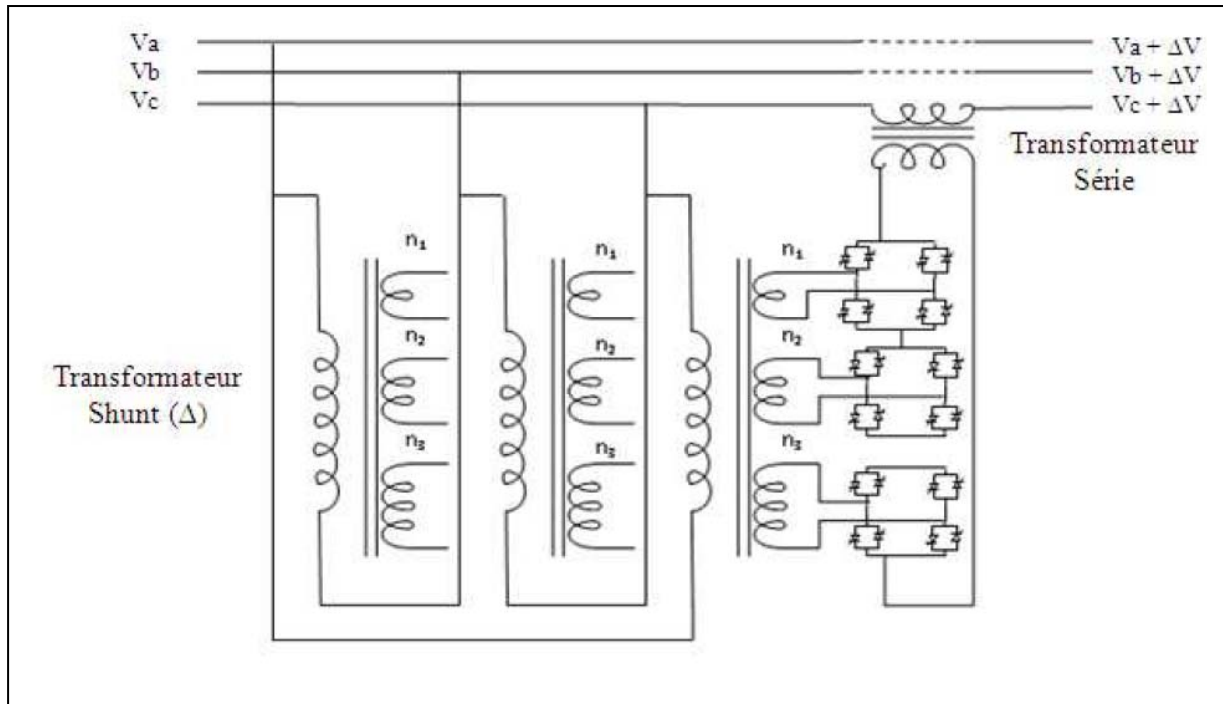


Figure III.17 : Schéma de principe d'un TCPAR.

C'est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs à réglage en charge (LTC; Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. Ce dernier possède différents rapports de transformation (n_1 , n_2 , n_3). Ces deux transformateurs sont reliés par l'intermédiaire des thyristors. Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les trois phases de la ligne de transmission, une tension ΔV en quadrature avec la tension à déphaser. Il a l'avantage de ne pas générer d'harmoniques car les thyristors sont commandés en interrupteurs en pleine conduction. Par contre, comme le déphasage n'a pas une variation continue, il est nécessaire d'ajouter un compensateur shunt, ce qui entraîne des surcoûts d'installation. L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont n_1 , n_2 , n_3 . [doc XI]

La figure III.18.a, illustre le circuit équivalent d'une ligne de transmission de réactance jX_L avec deux générateurs de tension V_S et V_R et un TCPAR placé en série. [doc VII]

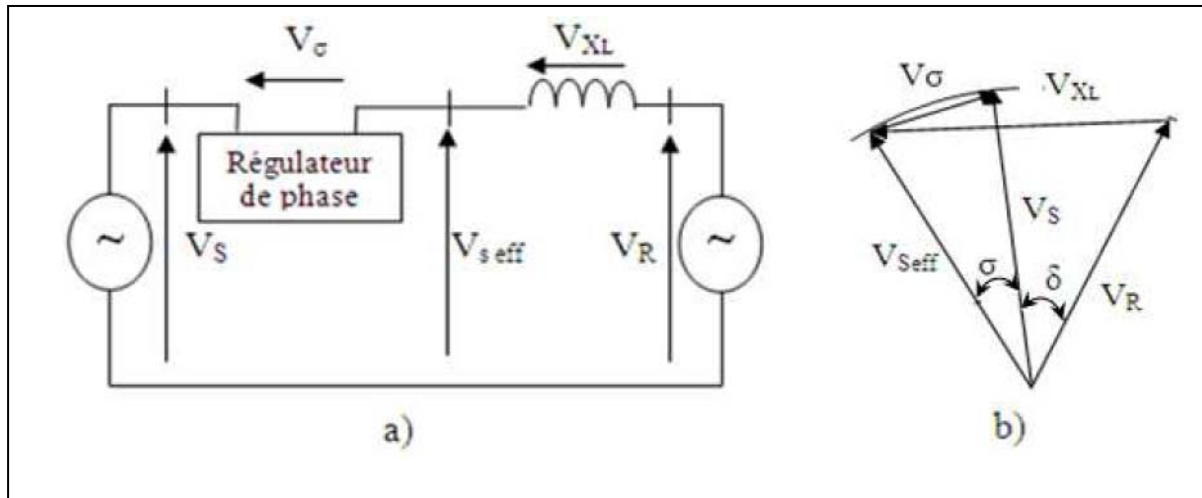


Figure III.18 : - a) Circuit équivalent d'un réseau électrique avec TCPAR.
 - b) Diagramme vectoriel associé.

Du diagramme vectoriel de la figure (III.18.b), on peut calculer la puissance active transmise dans la ligne comme suit:

$$P_R = \frac{V_R V_S}{X_L} \sin(\delta \pm \sigma) \quad \text{[III-24]}$$

De la même manière, on suppose dans ce cas, que la tension $V_S = V_R = V_{base}$, $X_L = X_{base}$ et $0 \leq \delta \leq \pi$ avec différentes valeurs de σ .

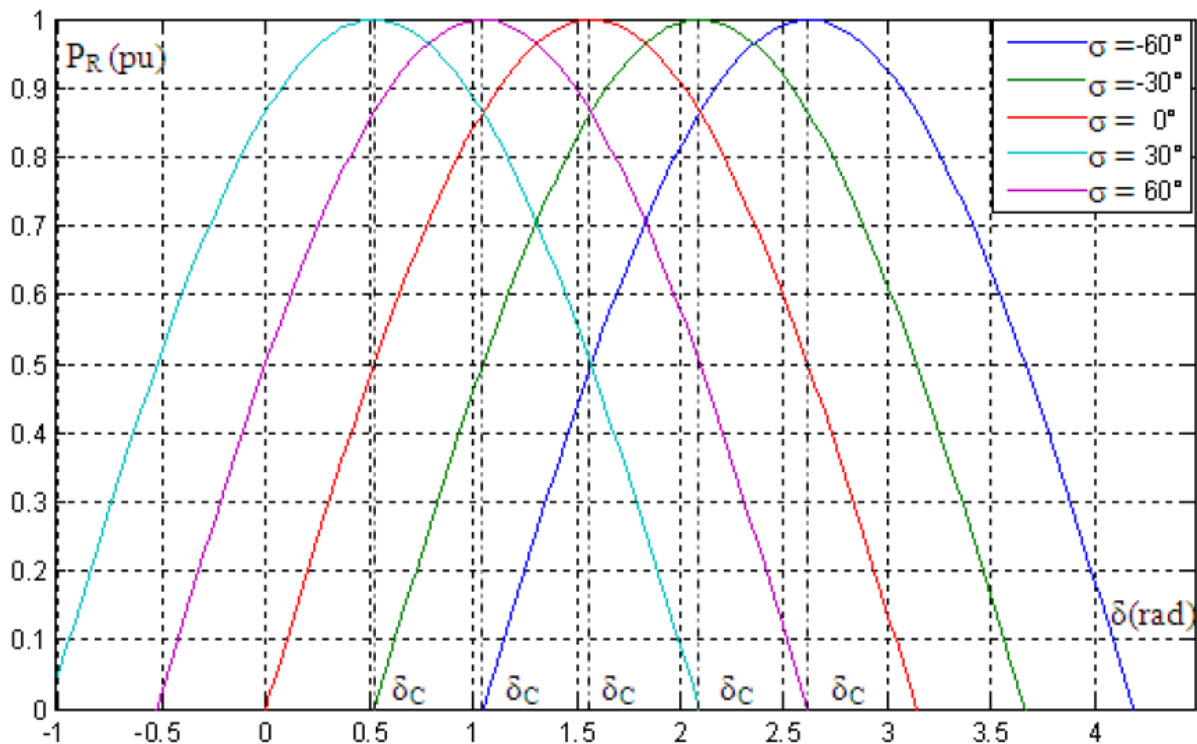


Figure III.19 : P_R en fonction de δ radian avec un TCPAR.

L'idée de base de ce type de FACTS est de maintenir la puissance active transmise $P_R(\delta)$ à sa valeur désirée et indépendante de la valeur actuelle de l'angle de déphasage δ . Si δ dépasse $\pi/2$, l'amplitude de $V\sigma$ est choisie de telle sorte que le déphasage entre les tensions V_R et V_S reste à $\pi/2$ ($\delta = \delta_C$). [doc VII]

III.2.c.2. Contrôleur de flux de puissance d'interligne (IPFC) :

Interline Power Flow Controller (IPFC):

L'IPFC a été proposé afin de compenser un certain nombre de lignes de transmission d'une sous-station. Sous sa forme générale, l'IPFC utilise des convertisseurs DC-DC placés en série avec la ligne à compenser. En d'autres termes, l'IPFC comporte un certain nombre de SSSC et peut ajouter le STATCOM.

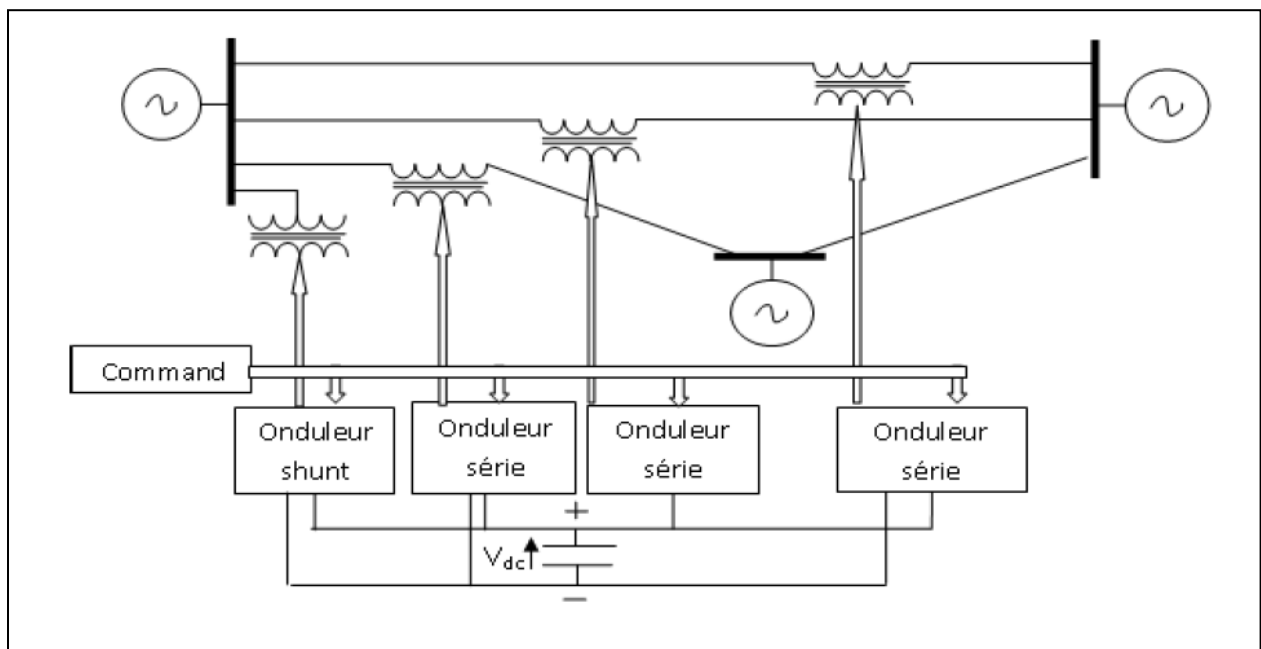


Figure III.20 : Schéma de principe d'un IPFC.

III.2.c.3 : Variateur de charge universel UPFC :

Unified Power Flow Controller (UPFC):

En principe, le variateur de charge universel l'UPFC possède à la fois la fonctionnalité des autres compensateurs FACTS (parallèle, série et déphaseur), à savoir le réglage de la tension, le flux de puissances, l'atténuation des oscillations de puissance et l'amélioration de la stabilité. L'originalité de ce dispositif est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique à savoir : la tension, l'impédance de la ligne, le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne où il est installé. La configuration de l'UPFC comprend un compensateur shunt STATCOM et un compensateur série SSSC. Les deux compensateurs sont interconnectés avec un jeu de barres de tension continue V_{dc} comme le montre la figure III.21 [doc VI, VIII et XI] :

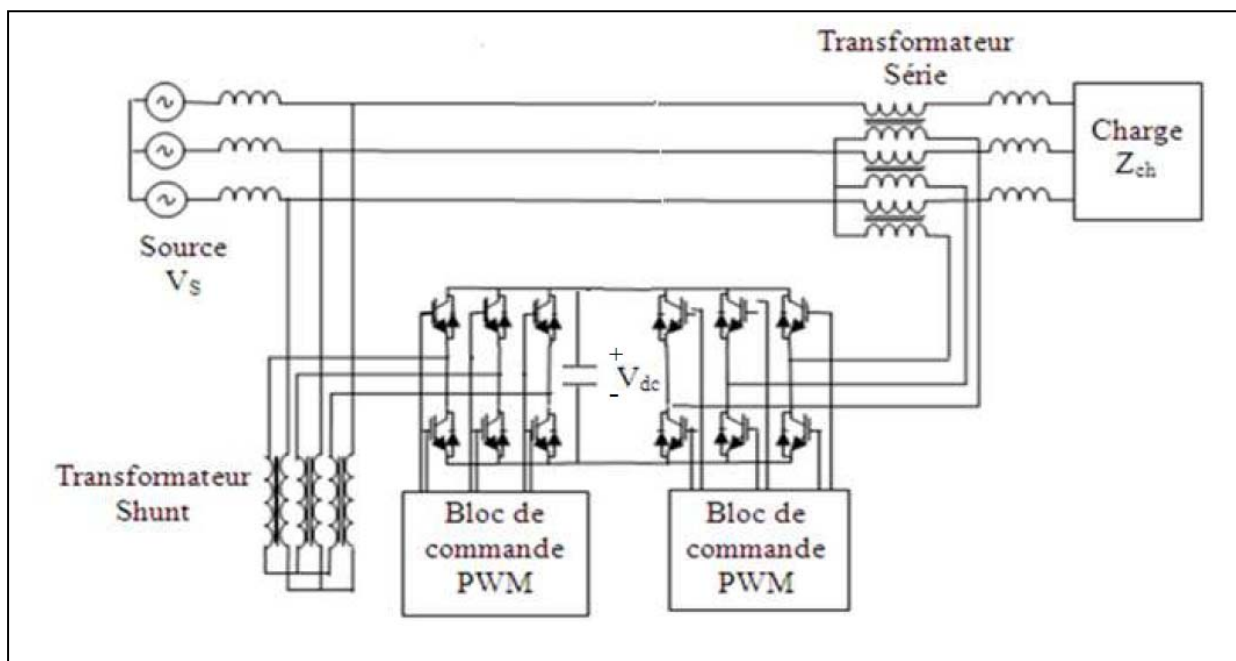


Figure III.21 : Schéma de principe d'un variateur de charge universel.

La figure III.22.a, montre le circuit équivalent d'une ligne de transmission de réactance jX_L avec deux générateurs de tension V_S et V_R et un UPFC. [doc VII]

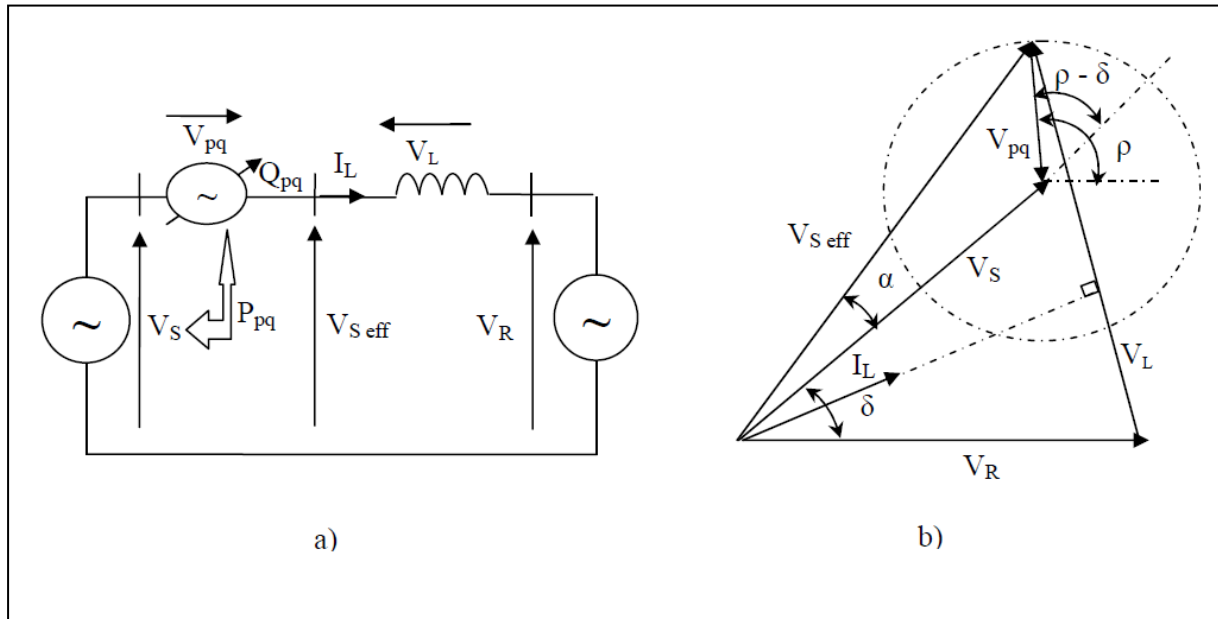


Figure III.22 : - a) Circuit équivalent d'un réseau électrique avec UPFC.
 - b) Diagramme vectoriel associé.

Le diagramme vectoriel de la figure III.22.b, nous permet d'extraire les équations suivantes:

$$P = \Re \left\{ \overline{V_R} I_L^* \right\} \quad \text{[III-25]}$$

$$\overline{I_L} = \frac{\overline{V_{Seff}} - \overline{V_R}}{jX_L} = \frac{\overline{V_S} e^{j\delta} + \overline{V_{pq}} e^{j\rho} - \overline{V_R}}{jX_L} \quad \text{[III-26]}$$

A partir des deux équations (III.25) et (III.26), on peut calculer la puissance transmise:

$$P_R = \frac{V_R V_S}{X_L} \sin(\delta) - \frac{V_R V_{pq}}{X_L} \sin(\rho) \quad \text{[III-27]}$$

De la même manière, on suppose dans ce cas, que la tension $V_S = V_R = V_{base}$, $X_L = X_{base}$ et $0 \leq \delta \leq \pi$ avec différentes valeurs de V_{pq} .

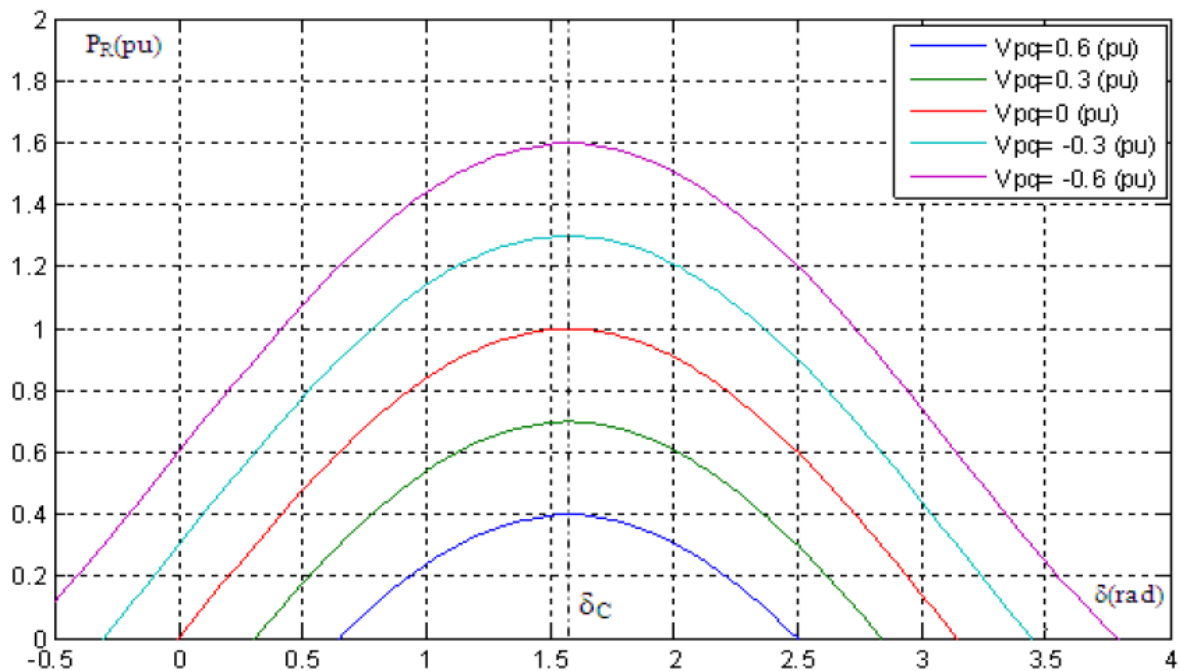


Figure III.23 : P_R en fonction de δ avec un UPFC et $\rho = 90^\circ$.

La figure III.23, montre le cas, où la tension injectée par l'UPFC et au maximum influence, lorsque l'angle (ρ) est égale à 90° , donc la puissance active transmise maximale ($\delta_c = \pi/2$) dépend de la valeur de V_{pq} injectée. La puissance maximale augmente avec l'augmentation V_{pq} et l'inverse.

III.3. Coût des dispositifs FACTS :

Mis à part les avantages techniques apportés par les FACTS, d'autres critères liés au coût doivent être pris en considération dans la décision d'installer un dispositif. Sur le plan économique, le critère généralement adopté dans l'évaluation des bénéfices obtenus par un FACTS est que l'accroissement des revenus doit excéder les coûts d'exploitations, de maintenance et d'amortissement de l'installation.

Le coût d'une installation FACTS dépend principalement des facteurs tels que les performances requises, la puissance de l'installation, le niveau de tension du système ou encore la technologie du semi-conducteur utilisé. [Ths IV]

III.4.Synthèse :

Les différents dispositifs FACTS présentés dans cette section possèdent tous leurs propres caractéristiques tant en régime permanent qu'en régime transitoire. Chaque type de dispositif sera donc utilisé pour répondre à des objectifs bien définis. Des considérations économiques entrant également dans le choix du type d'installation sont à discuter. Le tableau (III.1) synthétise les domaines d'applications des différentes technologies de FACTS. Le nombre « + » est proportionnel à l'efficacité du dispositif. [Ths III]

Dispositif	Contrôle du transit de puissance	Contrôle de la tension	Stabilité transitoire	Stabilité statique
SVC	+	+++	+	++
STATCOM	+	+++	++	++
TCSC	++	+	+++	++
SSSC	++	+	+++	++
TCPAR	+++	+	++	++
UPFC	+++	+++	+++	+++

Tableau III.1 : Domaines d'applications des dispositifs FACTS.

III.5. Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons présenté quelques types des systèmes FACTS. Concernant la modélisation et l'intégration de ces dispositifs de compensation dynamique dans les réseaux électriques, on peut conclure que l'intégration de cette nouvelle technologie (FACTS) dans la structure des réseaux électriques, permet le réglage des tensions, le contrôle du transit de la puissance active et réactive, ce qui permet une meilleure gestion de l'énergie et une amélioration des indices de qualité de l'énergie électrique.

Les équipements à base de l'électronique de puissance, y compris leurs commandes appropriées, offrent des solutions efficaces à ce problème. Grâce aux avancées récentes dans la technologie des IGBT/GTO, le temps de réaction des dispositifs FACTS est diminué à quelques millisecondes.

CHAPITRE : IV

Simulation d'un système de puissance pour la compensation de la puissance réactive.

Introduction :

En ingénierie, la simulation est un moyen efficace et économique, couramment utilisé pour faire des études préliminaires et/ou comparatives, tant au stade du développement (conception), qu'au cours du fonctionnement normal des systèmes. Actuellement, plusieurs outils de simulation, parmi lesquels MATLAB/SIMULINK, sont utilisés dans l'industrie et dans les milieux universitaires.

Dans ce chapitre nous allons présenter un modèle de simulation, composé d'une source de tension, d'une ligne triphasé, d'un convertisseur (redresseur), charges, filtres, et compensateur.

Le but de cette simulation c'est de montrer d'une manière qualitative l'apport d'un filtre et d'un compensateur à un réseau électrique pour la régulation de la tension et la compensation de la puissance réactive.

Les filtres harmoniques triphasés sont des éléments parallèles utilisés dans les systèmes de puissance pour diminuer la distorsion de la tension et pour élever le facteur de puissance.

Des composants non linéaires comme les convertisseurs d'électronique de puissance génèrent des courants harmoniques qui seront injectés dans le système de puissance ; ces courants en traversant l'impédance du système produisent des tensions harmoniques. Les filtres réduisent la déformation de l'onde de tension en détournant les courants harmoniques dans les chemins de faible impédance.

Les filtres harmoniques sont conçus pour être capacitifs à la fréquence fondamentale et sont utilisés pour produire de la puissance réactive requise par les convertisseurs à fin d'élever le facteur de puissance.

IV.1 Filtres utilisés dans notre simulation :

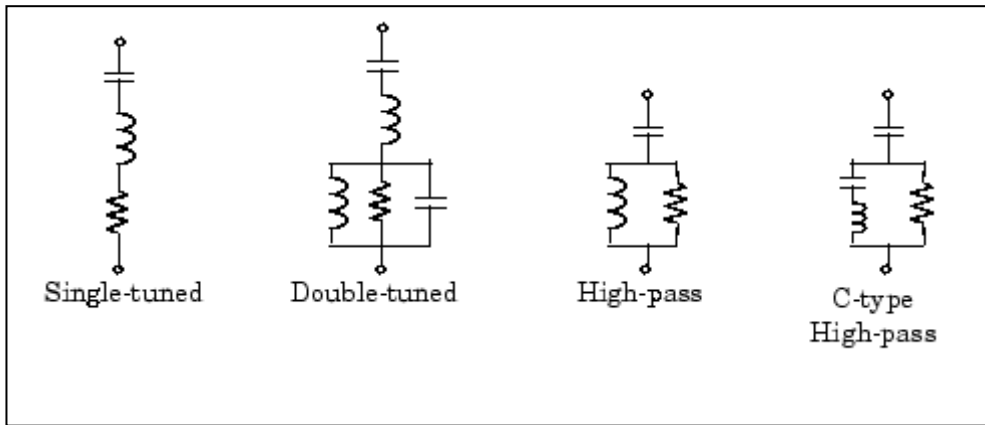
A fin d'obtenir une déformation acceptable des ondes de tension et de courant, plusieurs bacs de filtres à différents types sont usuellement connectés en parallèle. Les types les plus communément utilisés sont :

- Les filtres passe-bande qui sont utilisés pour piéger les harmoniques de rangs faibles ; 5^{ème}, 7^{ème}, 11^{ème}, 13^{ème} etc ... Ces filtres peuvent être accordés à une seule fréquence (Single-tuned-filter) ou à deux fréquences (Double-tuned-filter).
- Les filtres passe-haut qui sont utilisés pour filtrer les harmoniques de rangs élevés et couvrent un large éventail de fréquence.
- Un type spécial de filtre passe-haut nommé le type C est utilisé pour fournir la puissance réactive et éviter les résonances parallèles. Comme il filtre également les harmoniques d'ordre bas (tel que le 3^{ème}) tout en maintenant les pertes nulles à la fréquence fondamentale.

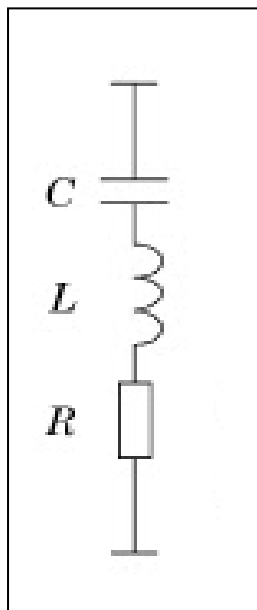
Les filtres d'harmoniques triphasés passifs sont des circuits RLC. Les valeurs des résistances, des inductances et des capacités sont déterminées en fonction du type du filtre ainsi que sur les paramètres suivants :

- La puissance réactive à la fréquence fondamentale ;
- Les fréquences sur lesquelles les filtres sont accordés ;
- Le facteur de qualité déterminé par la valeur de la résistance ;

Les quatre types de filtres sont modélisés de la manière suivante :



Pour définir certains paramètres d'un filtre, on va choisir le filtre le plus simple :



Single-tuned

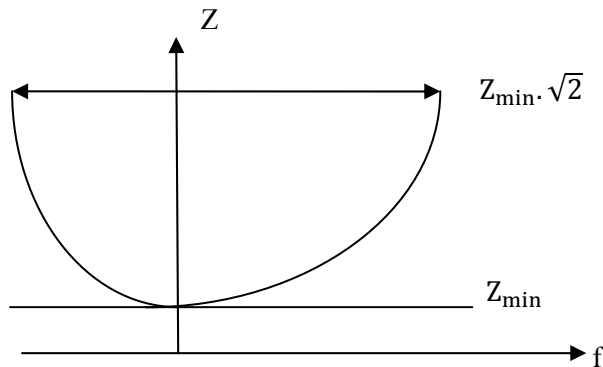
$$\text{Ordre (rang) de l'harmonique : } n = \frac{f_n}{f_1} = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}}$$

$$\text{Facteur de qualité : } Q = \frac{nX_L}{R} = \frac{X_C}{nR}$$

$$\text{Largeur de bande passante : } B = \frac{f_n}{Q}$$

$$\text{Puissance réactive à la fréquence } f_1 : Q_C = \frac{V^2}{X_C} \frac{n^2}{(n^2 - 1)}$$

$$\text{Puissance active à la fréquence } f_1 \text{ (pertes) : } P = Q_C = \frac{1}{Q} \frac{n}{(n^2 - 1)}$$



Où f_1 : est la fréquence du fondamental ;

$\omega = 2\pi f_1$: Pulsation ;

f_n : fréquence de l'harmonique n ;

n : ordre de l'harmonique = f_n / f_1 ;

V : tension nominale entre phases ;

X_L : réactance de l'inductance à la fréquence fondamentale ; $X_L = L \cdot \omega$

X_C : réactance de la capacité à la fréquence fondamentale ; $X_C = 1 / C \cdot \omega$

Le filtre à double fréquences fonctionne comme deux filtres à fréquence unique mais avec certains avantages :

- Les pertes sont beaucoup plus faibles.
- L'amplitude de l'impédance à la fréquence de résonance parallèle est plus faible.

Le filtre à double fréquences consiste à mettre en série un circuit LC avec un circuit RLC branché en parallèle.

Si f_1 et f_2 sont les fréquences sur lesquelles le filtre doit être accordé, les deux circuits série et parallèle sont accordés approximativement à une fréquence moyenne $f_m = \sqrt{f_1 \cdot f_2}$

Le facteur de qualité Q pour un filtre double fréquence est défini comme le facteur de qualité d'un circuit RL parallèle à la fréquence moyenne f_m : $Q = \frac{R}{L2\pi f_m}$.

Le filtre passe-haut est un filtre où les éléments R et L sont connectés en parallèle au lieu de série.

Le facteur de qualité pour le filtre passe-haut est le même que celui du circuit RL parallèle à la fréquence à laquelle il est accordé. : $Q = \frac{R}{L2\pi f_n}$

Le filtre passe-haut de type C est une variation du filtre où l'inductance L est remplacée par un circuit LC en série accordé à la fréquence fondamentale.

Le facteur de qualité du filtre de type C est aussi donné par le rapport : $Q = \frac{R}{L2\pi f_n}$

IV.2 Description du modèle :

La figure IV.1 représente l'ensemble de la structure du bloc à étudier, composé :

- D'une source de tension triphasée à trois fils.
- D'un double pont de redresseurs à tout thyristor (pont de Graetz) alimentant une charge (R-L).
- D'un transformateur triphasé connecté à l'entrée de la charge non linéaire.
- D'un bloc de commande pour générer l'angle α de la commutation des thyristors.
- D'une charge linéaire (R_d) triphasée déséquilibrée.
- D'un ensemble de filtres triphasé (type passe haut, double raccordements) pour réduire les harmoniques : 3, 11, 13 et 24 respectivement.
- D'un compensateur de puissance réactive.

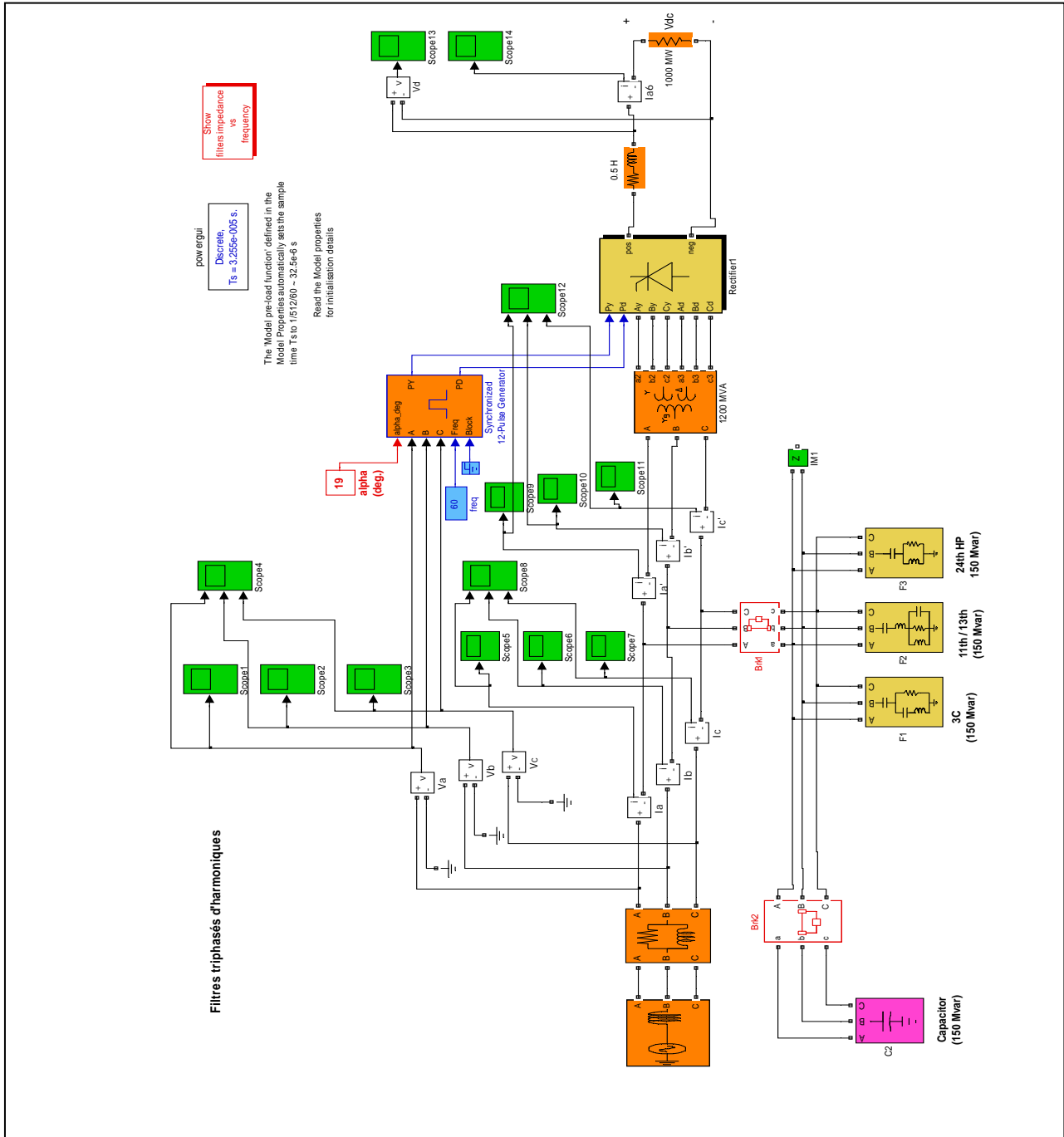


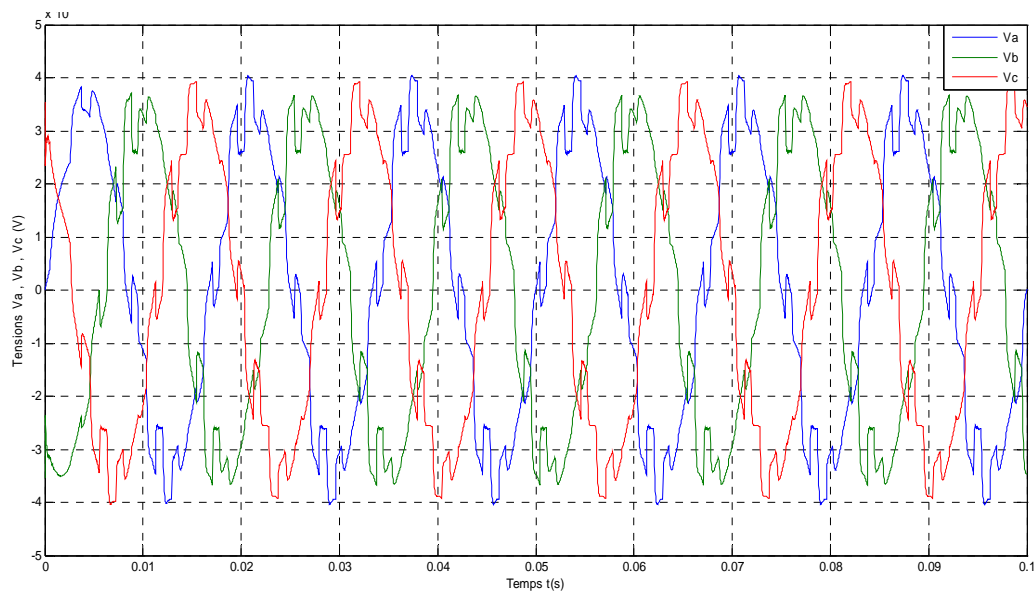
Figure .IV.1 : modèle de base

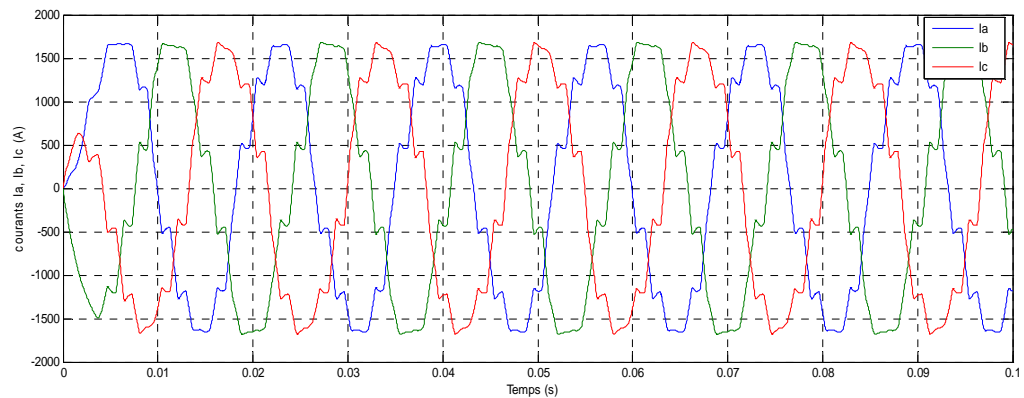
IV.3.caractéristiques du modèle :

blocs	Caractéristique	
Source	U = 500 kV	
	$L_s = 98.03\text{mH}$	
Lignes	f = 60hz	
	R = 26.07ohms	
Transformateurs	L = 48.86mH	
	Enroulement 1	$V_1 = 500 * 0.9 \text{ kV}$
		$R_1 = 0.0025 \text{ pu}$
		$L_1 = 0 \text{ pu}$
	Enroulement 2	$V_2 = 200 \text{ kV}$
		$R_2 = 0.0025 \text{ pu}$
		$L_2 = 0.24 \text{ pu}$
	Enroulement3	$V_2 = 200 \text{ kV}$
		$R_2 = 0.0025 \text{ pu}$
		$L_2 = 0.24 \text{ pu}$
$R_m = 500 \text{ pu}$		
$L_m = 500 \text{ pu}$		
Pont tout thyristors	$R_s = 2000 \text{ ohm}$	
	$L_s = 0.1 \mu\text{f}$	
Impédance de lissage	R = 1 ohm	
	L = 0.5 ohms	
Charge	R = 250 ohms	
	P = 1000 MW	
Filtres	Filtre 1	f=3*60 Hz
		Q=150 MVAR
		Facteur de qualité : 2
	Filtre 2	f=11*60 ; 13*60 Hz
		Q=150 MVAR
		$V_n = 500 \text{ kV}$
		Facteur de qualité:20
	Filtre3	f=24*60 Hz
		Q=150 MVAR
Facteur de qualité:7		
Compensateur	$U_n = 500 \text{ kV}$	
	f = 60 Hz	
	$Q_L = 0$	
	$Q_C = -150 \text{ Mvar}$	

IV.4. Résultats des simulations :

Le convertisseur est modélisé pour fonctionner en mode redresseur, on prend l'angle d'amorçage des thyristors $\alpha = 19^\circ$. Cette méthode consiste à simuler le modèle de base avec et sans filtrage, avec et sans compensation, enfin on agit sur l'angle d'amorçage et à chaque fois on visualise les tensions et les courants alternatifs des phases.

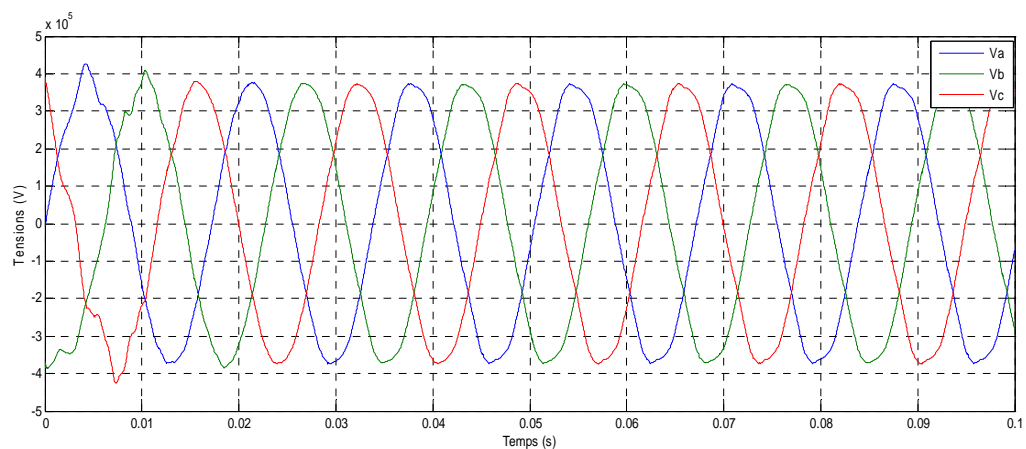
IV.4.1. Système sans filtrage et sans compensation :➤ **Tensions :****Figure .IV.2 : Tensions alternatives des phases abc.**

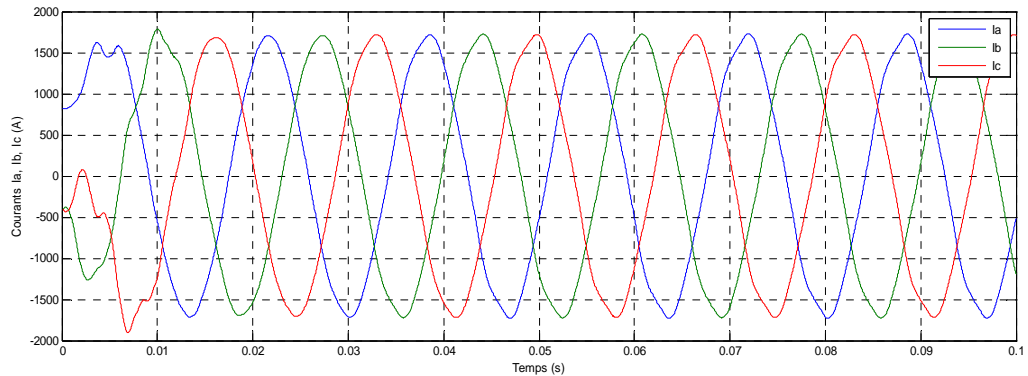
➤ **Courants :****Figure .IV.3 : Courants alternatifs des lignes Ia, Ib, Ic.**

Les tensions alternatives des phases sont fortement perturbées, leurs formes sont non sinusoïdales, mais alternatives, cela due à la présence du redresseur qui génère ces signaux perturbateurs appelés harmoniques.

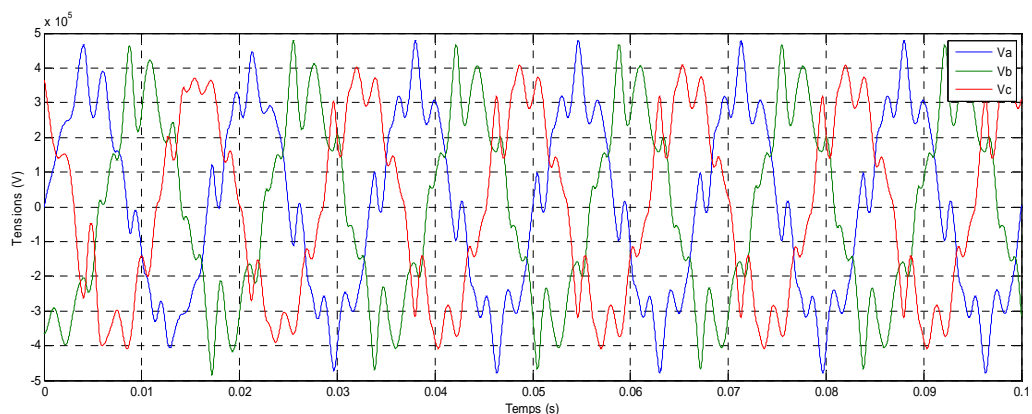
Ce qui est également visible dans les courbes des courants alternatifs des phases.

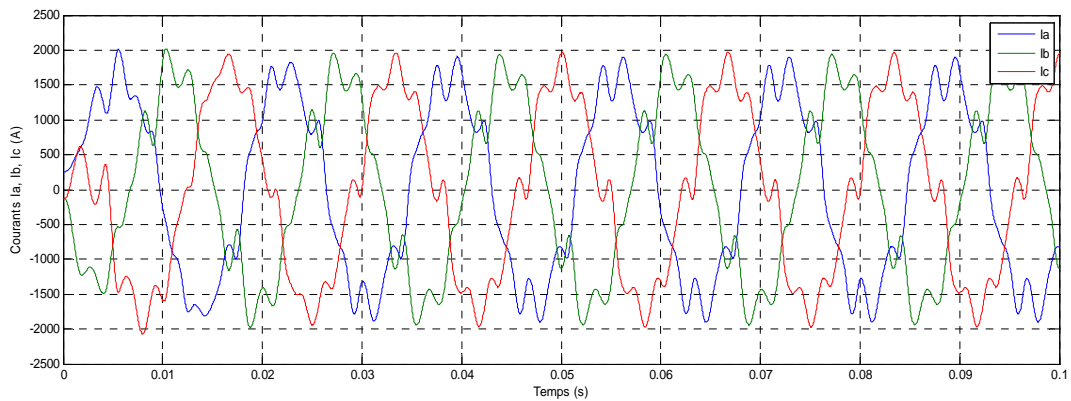
Ces harmoniques se propagent vers la source engendrant des chutes de tension dans le réseau pour limiter ces perturbations on place les filtres et les compensateurs.

IV.4.2. Système avec filtrage et sans compensation :➤ **Tensions :****Figure .IV.4 : Tensions alternatives des phases abc.**

➤ **Courants :****Figure .IV.5 : Courants alternatifs des lignes Ia, Ib, Ic.**

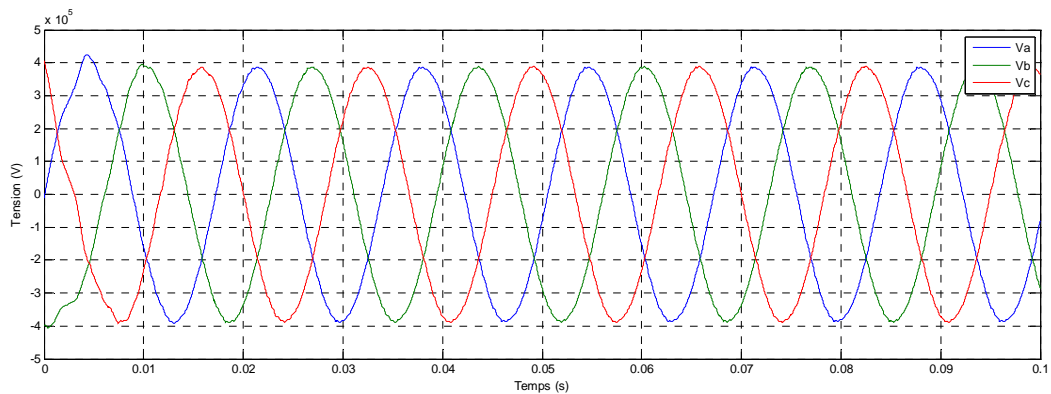
Les courbes des tensions et des courants alternatifs des phases sont presque lisses, ont des formes sinusoïdales, cela grâce à la présence des filtres qui ont pour rôle d'éliminer les harmoniques. Mais ça reste une légère déformation aux sommets des sinusoïdes. Le filtrage dans le réseau est très important pour éviter les incidents que causent les harmoniques.

IV.4.3. Système sans filtrage et avec compensation :➤ **Tensions :****Figure .IV.6 : Tensions alternatives des phases abc.**

➤ **Courants :****Figure .IV.7 : Courants alternatifs des lignes Ia, Ib, Ic.**

Les courbes des tensions et des courants sont fortement déformées, les allures des signaux sont non sinusoïdales mais alternatives, cela due aux harmoniques générées par le redresseur.

En absence des filtres le compensateur ne suffit pas pour limiter les perturbations engendrées par les harmoniques.

IV.4.4. Système avec filtrage et avec compensation :➤ **Tension :****Figure .IV.8 : Tensions alternatives des phases abc.**

➤ Courant :

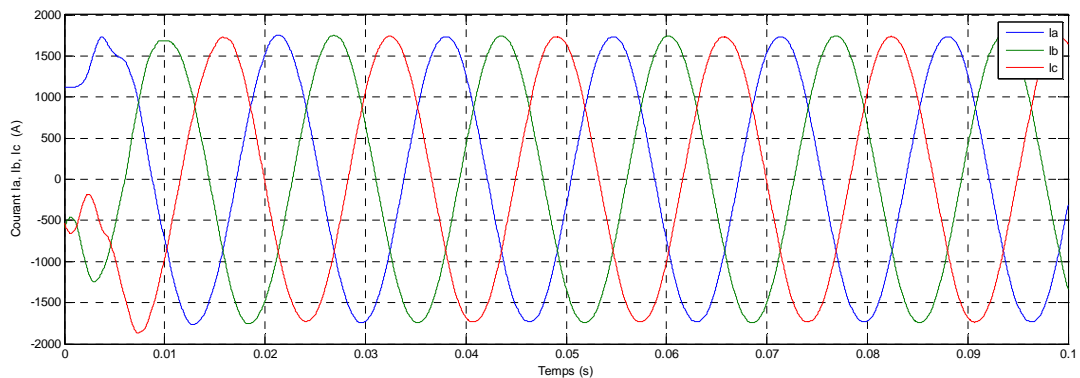


Figure .IV.9 : Courants alternatifs des lignes Ia, Ib, Ic.

Les courbes des tensions et courants en fonction du temps sont parfaitement lisses, les allures des signaux forment des sinusoïdes alternatives, ce système ne contient plus d'harmoniques sa tension est stable grâce aux filtres et compensateur.

D'après ces trois système simulés précédemment on peut conclure que la stabilité du réseau en tension nécessite la présence de ces deux éléments en même temps ; filtres et compensateur.

IV.5. Simulation avec variation de l'angle d'amorçage :

On gardant le modèle de base (figure IV.1) avec filtres et compensateur et on faisant varier l'angle d'amorçage des thyristors au niveau du redresseur puis on compare les résultats à fin de voir l'angle qui conviendra le mieux pour un fonctionnement normal du réseau simulé.

IV.5. 1. Système avec filtrage et compensateur à $\alpha = 20^\circ$:

➤ **Tension :**

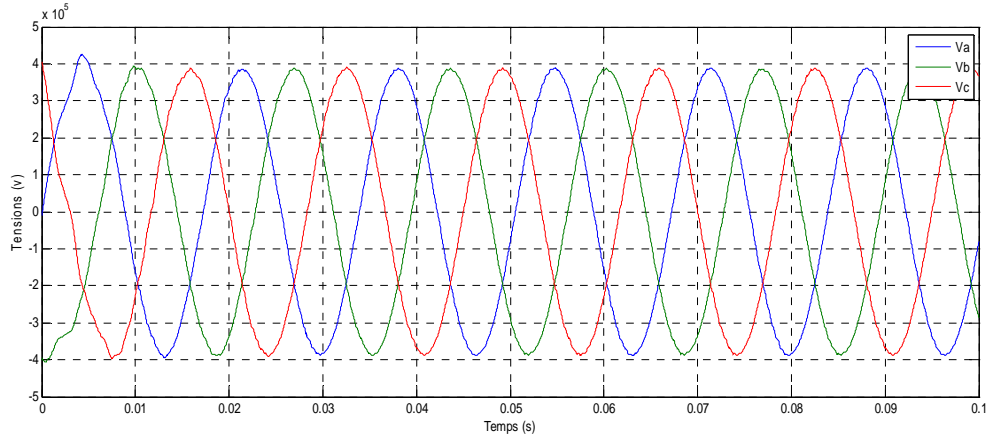


Figure .IV.10 : Tensions alternatives des phases abc.

➤ **Courant :**

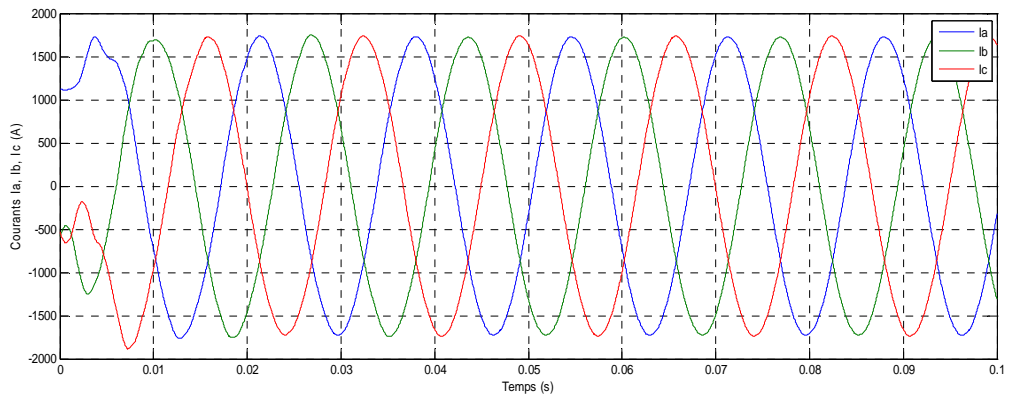


Figure .IV.11 : Courants alternatifs des lignes Ia, Ib, Ic.

IV.5. 2. Système avec filtrage et compensateur à $\alpha = 60^\circ$:

➤ Tension :

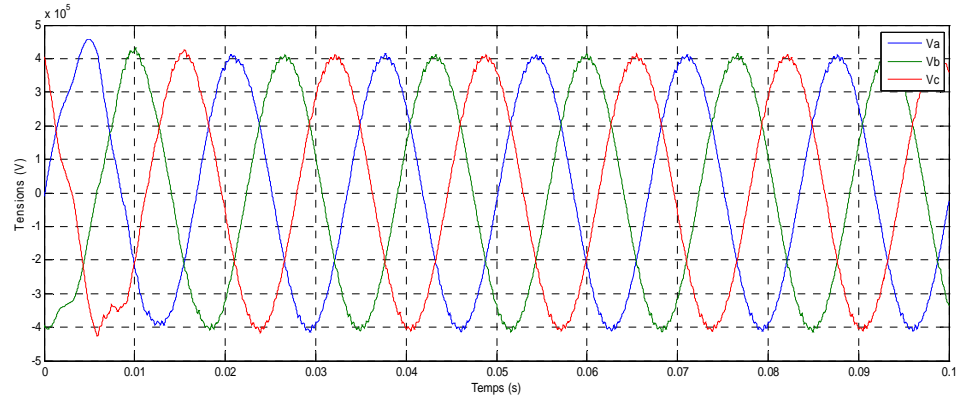
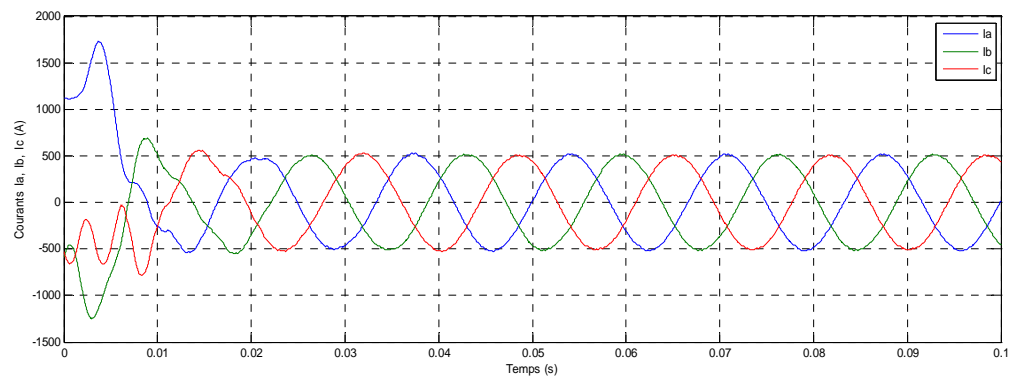


Figure .IV.12 : Tensions alternatives des phases abc.

➤ Courant :

Figure .IV.13: Courants alternatifs des lignes I_a, I_b, I_c .

IV.5. 3. Système avec filtrage et compensateur à $\alpha = 80^\circ$:

➤ Tension :

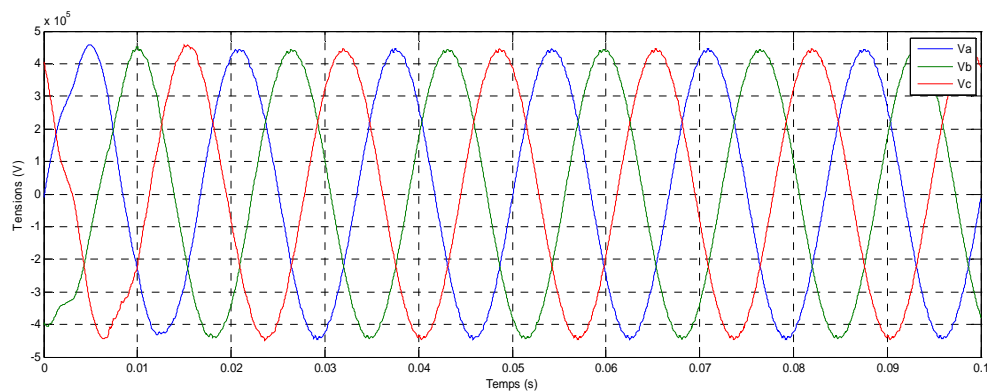


Figure .IV.14 : Tensions alternatives des phases abc.

➤ Courant :

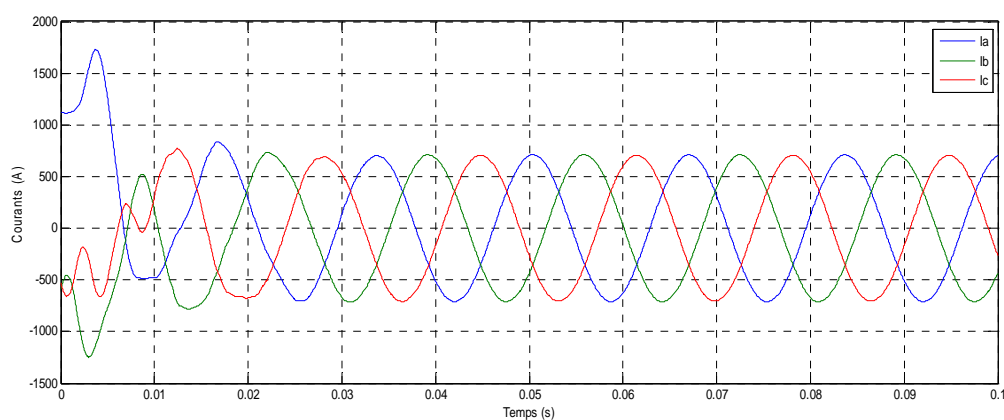


Figure .IV.15 : Courants alternatifs des lignes Ia, Ib, Ic

Comparaison et interprétation :

Les courbes des tensions des trois systèmes se ressemblent, ont toutes des formes sinusoïdales ; à $\alpha = 20^\circ$, le signal de la tension est parfaitement lissé cependant ceux qui correspondent à $\alpha = 60^\circ$ et 80° ont une légère déformation.

Les courbes des courants sont des sinusoïdes qui se ressemblent, la seule différence c'est l'amplitude ; à $\alpha = 60^\circ$ et 80° , l'amplitude est très petite par rapport à celle qu'on a dans le premier système où $\alpha = 20^\circ$.

On peut conclure que l'angle d'amorçage des thyristors agit sur la forme du signal des tensions et des courants, celui qui correspond à $\alpha = 20^\circ$ est adéquat, pas de déformation du signal. Donc pour le fonctionnement normal de ces systèmes, l'angle d'amorçage des thyristors doit être proche de 20° .

IV.6. CONCLUSION:

Les convertisseurs sont aujourd'hui les principales sources d'harmoniques dans les systèmes de puissance ce qui est néfaste sur le transfert et la transmission de l'énergie. Le filtrage et la compensation devient donc indispensable pour tout fonctionnement normal de ces systèmes.

Dans cette simulation nous avons essayé de mettre en évidence le rôle des filtres et des compensateurs dans la réduction des tensions et des courants harmoniques, ainsi que l'alimentation du système de puissance, en puissance réactive exigée par le convertisseur.

Le modèle du système utilisé peut être exploité pour plusieurs types d'études, comme l'influence de l'angle d'amorçage du convertisseur dans la génération des harmoniques, l'utilisation des filtres actifs, la compensation statique de la puissance réactive..., c'est pour cela que nous souhaitons que ce travail soit complété par d'autres études à l'avenir.

CONCLUSION

GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale :

Le travail que nous avons réalisé a porté sur l'étude de la compensation de la puissance réactive dans un réseau de transmission d'énergie. Les principales conclusions auxquelles nous sommes arrivés sont les suivantes :

- La compensation de l'énergie réactive est indispensable pour stabiliser la tension du réseau et contrôler le transit des puissances, en fait le manque de puissance réactive contribue favorablement à une instabilité de tension, notamment lorsque les générateurs arrivent à leurs limites de production d'énergie réactive. De ce fait, une compensation appropriée permet d'améliorer et de contrôler la stabilité de tension.
- Chaque installation électrique requiert ses moyens appropriés pour une bonne compensation, tout en tenant compte de la nature du réseau et le niveau des tensions. Le choix du moyen de compensation doit répondre aux exigences fixées dès le départ c'est-à-dire au cahier des charges et atteindre aussi l'objectif de compensation, de régulation ou du maintien de la tension proche des conditions idéales de fonctionnement.
- De nos jours, les dispositifs FACTS sont prédominants dans le domaine de la compensation de l'énergie réactive grâce à leurs performances dynamiques avancées et leurs flexibilités. En fait l'introduction optimale des dispositifs FACTS assure une meilleure amélioration de la stabilité de tension, dans ce présent travail une étude détaillé sur les systèmes FACTS a été faite, la classification de ces dispositifs, la constitution des dispositifs les plus connus, leurs multiples applications et leurs énormes avantages apportés aux réseaux électriques.
- Les résultats de la simulation et les représentations graphiques obtenus sous l'environnement MATLAB-SIMULINK ont montrés l'apport du compensateur et filtres optimisés à la compensation de l'énergie réactive dans le réseau électrique, et contrôle de la tension par variation de l'angle d'amorçage.

Nous espérons néanmoins que ce travail sera un support certain à ceux qui voudraient bien compléter la partie pratique des moyens de compensation de l'énergie réactive.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE :

- [doc I] : Gérard GAY ‘ ‘ La compensation de l'énergie réactive ’ ’
Intersections : Le magasin Schneider Electronic de l'enseignement technologique et
professionnel.
No :16-novembre 2006.
- [doc II] : Jean VERSEILLE ‘ ‘ Circulation d'énergie réactive’ ’
Technique de l'ingénieur.
No : D4 300-Mars 1992.
- [doc III] : Philippe SERRAND et Jean VERSEILLE ‘ ‘ Compensation de la puissance réactive
et tenue en tension dans les réseaux publics’ ’
Technique de l'ingénieur.
No : D4 305 –Juin 1986.
- [doc IV] : Théodore WILDI, Gilbert SYBILLE ‘ ‘Electrotechnique’ ’ 3^{ème} edition
Edition de Boeck Université 2000.
- [doc V] : Charles HANTOUCHE ‘ ‘Condensateur de puissance’ ’
Technique de l'ingénieur.
No : D4 710 .
- [doc VI] : K. R. Padiyar ‘ ‘FACTS controllers in power transmission and distribution’ ’ ,
new age
international publisher, 2007
- [doc VII] : Gabriela, Glanzmann, " Flexible Alternating Current Transmission Systems ",
EEH – Power Systems Laboratory, 14. January 2005,
- [doc VIII] : David C. Hamill, "A Classification Scheme for FACTS Controllers", School of
Electronic Engineering, Information Technology and Mathematics University of Surrey,
Guildford GU2 5XH, United Kingdom.
- [doc IX] : Gyu-ha Choe, K Wallace, Min ho Park "An improved PWM techniques for ac-
chopper" IEEE transaction on power electronic vol 4 NO 1 October 1989.
- [doc X] : Qian lu Yuanzhang sun Shengwei Mei, "Nonlinear Control and power system
dynamics " book, cluwer academic publishers 2001.
- [doc XI] : Mohamed.E,Elhawari "Thyristor-Based FACTS Controllers and Electrical
Transmission System ", A John Wiley & sons inc publication, IEEE press 2002
- [ths I] :A. CISSOUMA ‘ ‘ Etude de la compensation de la puissance réactive des réseaux
électriques (application d'un SVC)’ ’.
Mémoire d'ingénieur à l'UMMTO , année 2006.
- [Ths II] : 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.

[Ths III] : Stéphane GERBEX, “ Metaheuristique Appliquées Au Placement Optimal De Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique’”, thèse PHD, Ecole polytechnique de Lausanne, Lausanne 2003.

[Ths IV] : Rabah BENABID, “ Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par Particules en Essaim pour le contrôle de la stabilité de tension des réseaux électriques’”, mémoire Magister en Electrotechnique, Université de Jidjel soutenu le 04 /09/2007.