

## 1.1 Introduction

Devant les problèmes de transit de puissance, la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé, en 1988, un projet d'étude des systèmes FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques. [1]

Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) leur assure une vitesse supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. De plus, elles peuvent contrôler le transit de puissance dans les réseaux et augmenter la capacité efficace de transport tout en maintenant voir en améliorant, la stabilité des réseaux. Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories: [1]

- ✓ les compensateurs parallèles
- ✓ les compensateurs séries
- ✓ les compensateurs hybrides (série - parallèle)

## 1.2 Analyse de l'écoulement de puissance

L'étude de l'écoulement de puissance consiste à calculer les tensions du réseau électrique pour des extrémités spécifiées, et des conditions données aux jeux de barres, tels que les charges capacitatives ou inductives qui doivent être alimentées les puissances générées et les modules de tensions dans tous les jeux de barres, à partir desquelles les courant dans les lignes de transport ,les puissances et les pertes de puissances peuvent être obtenu [2].

### 1.2.1 Objectif de l'étude de l'écoulement de puissance

L'objectif primordial des opérateurs des réseaux électriques est d'assurer la continuité de service (alimentation de leurs abonnés), tout en respectant plusieurs exigences. Les tensions et la fréquence de réseau doivent d'être dans les limites acceptables:

1.  $V_{min} < V < V_{max}$
2.  $f_{min} < f < f_{max}$
3. La forme d'onde du courant et de la tension doit d'être sinusoïdale (éviter les harmoniques).  $P_{tr} < P_{max}$
4. Les lignes de transmission doivent fonctionner dans leurs limites thermiques et de stabilité.
5. La durée de coupure de l'alimentation doit être le minimum possible.

6. En outre (plus), à cause de dérégulation (ouverture) du marché d'électricité, le courant de kWh doit être le plus bas possible.
7. Pour évaluer toute ces conditions, on doit posséder des méthodes qui déterminent l'état des grandeurs électrique, on doit calculer ainsi les tensions (modules et arguments) au niveau de tous les jeux de barres qui forment le réseau. Ainsi que toutes les puissances qui transitent les lignes de transmission.

### 1.2.2 Formulation des équations de l'écoulement de puissance

1. Pour un réseau électrique avec n jeux de barres, les équations des tensions nodales du système sont exprimées par la relation matricielle [3] :

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \vdots \\ \bar{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} & \dots & \bar{Y}_{1n} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} & \dots & \bar{Y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{n1} & \bar{Y}_{n2} & & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \vdots \\ \bar{V}_n \end{bmatrix} \quad (1.1)$$

$$\text{Ou : } \mathbf{I}_{\text{bus}} = \mathbf{Y}_{\text{bus}} \cdot \mathbf{V}_{\text{bus}} \quad (1.2)$$

Où  $\mathbf{I}_{\text{bus}}$  est le vecteur des courants complexes injectés à chaque jeu de barres,  $\mathbf{V}_{\text{bus}}$  est le vecteur des tensions complexes de chaque jeu de barres et  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$  est la matrice admittance nodale du système.

La matrice admittance nodale est formée sur la base des composants du réseau électrique (lignes de transmission, transformateurs, batteries de condensateurs et réactances), Chaque composant du réseau peut être connecté entre deux jeux de barres i et m.

D'après l'équation (1.1) le courant net injecté à un jeu de barres i, peut s'écrire [3]:

$$\bar{I}_i = \sum_{m=1}^n \bar{Y}_{im} \bar{V}_m \quad \text{avec } i = 1 \dots n \quad (1.3)$$

Les grandeurs complexes  $\bar{V}_m$  et  $\bar{Y}_{im}$  sont représentées sous la forme polaire ou rectangulaire suivantes :

$$\bar{V}_m = V_m \cos \delta_m + jV_m \sin \delta_m \quad (1.4)$$

$$\bar{Y}_{im} = Y_{im} \cos \theta_{im} + jY_{im} \sin \theta_{im} = G_{im} + jB_{im} \quad (1.5)$$

Où  $\delta_m$  est la phase de la tension au jeu de barres m,  $\theta_{im}$  est la phase de l'élément im de la matrice admittance,  $G_{im}$  et  $B_{im}$  sont, respectivement, la partie réelle (ou conductance) et la partie imaginaire (ou susceptance) de  $\bar{Y}_{im}$ .

L'expression de la puissance apparente  $\bar{S}_i$  injectée à un jeu de barres i s'obtient par [3] :

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{V}_i I_i^* = \bar{V}_i \sum_{m=1}^n \bar{Y}_{im}^* \bar{V}_m \quad \text{avec } i = 1 \dots n \quad (1.6)$$

Où  $P_i$  et  $Q_i$  sont, respectivement, l'injection des puissances active et réactive au jeu de barres i.

En remplaçant (1.4) et (1.5) dans (1.6), on a :

$$P_i = \sum_{m=1}^n V_i V_m V_{im} \cos(\delta_i - \delta_m - \theta_{im}) \quad \text{avec } i = 1 \dots n \quad (1.7)$$

$$Q_i = \sum_{m=1}^n V_i V_m V_{im} \sin(\delta_i - \delta_m - \theta_{im}) \quad \text{avec } i = 1 \dots n \quad (1.8)$$

Cet ensemble de 2n équations non linéaires constitue la forme polaire des équations de l'écoulement de puissance. Pour un profil de tension et une topologie du réseau donnés, ces équations donnent les injections de la puissance active  $P_i$  et la puissance réactive  $Q_i$  au niveau d'un jeu de barres i. Ces dernières sont décrites par les relations [3] :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \quad \text{avec } i = 1 \dots n \quad (1.9)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \quad \text{avec } i = 1 \dots n \quad (1.10)$$

Où  $P_{Gi}$ ,  $P_{Di}$ ,  $Q_{Gi}$  et  $Q_{Di}$  sont, respectivement, la puissance active générée, la puissance active demandée, la puissance réactive générée et la puissance réactive demandée au jeu de barres i.

Finalement, les équations d'équilibre de puissance sont de la forme [3] :

$$P_{Gi} = P_{Di} + \sum_{m=1}^n V_i V_m V_{im} \cos(\delta_i - \delta_m - \theta_{im}) \quad \text{avec } i = 1 \dots n \quad (1.11)$$

$$Q_{Gi} = Q_{Di} + \sum_{m=1}^n V_i V_m V_{im} \sin(\delta_i - \delta_m - \theta_{im}) \quad \text{avec } i = 1 \dots n \quad (1.12)$$

### 1.2.3 Classification des variables de l'écoulement de puissance

#### 1.2.3.1 Variables de perturbation

Parmi les variables des équations de l'écoulement de puissance, les variables de la demande (charge)  $P_D$  et  $Q_D$  qu'elles ne sont pas contrôlables car elles dépendent seulement des abonnés de la puissance. Les variables de perturbation avec cette définition constituent les composantes du vecteur de perturbation P [4].

$$P = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_n \\ P_{n+1} \\ P_{n+2} \\ \vdots \\ P_{2n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{D1} \\ P_{D2} \\ \vdots \\ P_{Dn} \\ P_{D1} \\ P_{D2} \\ \vdots \\ P_{Dn} \end{bmatrix} \quad (1.13)$$

#### 1.2.3.2 Variables d'état

Ce sont l'amplitude et l'angle de la tension au niveau de jeux de barres, ils sont qualifiés d'état suite à leur valeur qu'elles peuvent déterminer l'état de réseau. Elles représentés par le vecteur d'état X [4].

$$X = \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_n \\ X_{n+1} \\ X_{n+2} \\ \vdots \\ X_{2n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_D \\ \vdots \\ \delta_n \\ |V_1| \\ |V_2| \\ \vdots \\ |V_n| \end{bmatrix} \quad (1.14)$$

n: nombre de jeux de barres de tout le réseau.

#### 1.2.3.3 Variables de contrôle

Les puissances générées à savoir  $P_G$  ou  $Q_G$  (actives ou réactives) sont des variables de contrôles représentés par le vecteur de contrôle U [4].

$$U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_n \\ U_{n+1} \\ U_{n+2} \\ \vdots \\ U_{2n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \vdots \\ P_{Gn} \\ Q_{G1} \\ Q_{G2} \\ \vdots \\ Q_{Gn} \end{bmatrix} \quad (1.15)$$

### 1.2.4 Classification des jeux de barre

Il y a quatre grandeurs fondamentales associées à chaque jeu de barres  $i$  du réseau, à savoir : module de tension  $V_i$ , phase de tension  $\delta_i$ , puissance active injectée  $P_i$  et puissance réactive injectée  $Q_i$ . Pour chaque jeu de barres, deux variables doivent être spécifiées au préalable et les deux autres sont à calculer [3].

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les jeux de barres du système sont classés en trois catégories :

#### 1.2.4.1 Jeu de barres de référence

Est choisi parmi ceux où un générateur est connecté. Le rôle de ce jeu de barres est de fournir la puissance supplémentaire nécessaire pour compenser les pertes de transmission, car celles-ci ne sont pas connues d'avance.

En plus, ce jeu de barres sert de référence pour les phases des tensions. Par convention, ce jeu de barres est identifié par le jeu de barres n°1, dont le module et la phase de tension sont toujours spécifiés ( $V_1=1$  p.u et  $\delta_1=0^\circ$ ).

Donc, les puissances  $P_1$  et  $Q_1$  sont inconnues, du fait que  $P_{G1}$  et  $Q_{G1}$  ne sont pas spécifiées d'avance [3].

#### 1.2.4.2 Jeu de barres de contrôle (PV bus)

Chaque jeu de barres du système dont le module de tension est maintenue constant, est considéré comme un jeu de barres à tension contrôlée ou jeu de barres générateur. Ce type de jeux de barres est connecté avec un générateur. Au niveau de ce jeu de barres,  $P_i$  et  $V_i$  sont des grandeurs spécifiées (connus). Donc,  $Q_i$  n'est pas connue à l'avance étant donné que  $Q_{Gi}$  est inconnue est aussi  $\delta_i$  [3].

**1.2.4.3 Jeu de barres de charge (PV bus)**

Chaque jeu de barres du système dont l'injection des puissances actives et réactives sont données, est considéré comme un jeu de barres de charge. Donc, il est évident que les deux équations d'équilibre de puissance pour chaque jeu de barres de charge sont explicitement considérées dans la formulation du problème. La procédure de l'écoulement de puissance donne les valeurs de  $V_i$  et  $\delta_i$  [3].

Le tableau suivant résume tous les types des variables existants [4]:

Tableau 1.1 : Types des variables des Jeux de barres existents

Type de Jeux de barre (JB)	Variable connues	Existence dans le réseau (%)
Charge (P,Q)	P,Q	$\geq 80$
Contrôle (P,V)	P,  V	$\leq 20$
Référence (slack/swing bus)	V , $\theta_i$	1

**1.2.5 Méthode de Newton-Raphson**

$f(X) = 0$  s'écrit sous la forme :

$$\left. \begin{aligned} f_1(X_1, X_2, \dots, X_n) &= 0, \\ f_2(X_1, X_2, \dots, X_n) &= 0, \\ \vdots \\ f_n(X_1, X_2, \dots, X_n) &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (1.16)$$

Le développement de  $f(X)$  par Taylor en  $X^{(0)}$  au premier ordre permet d'écrire :

$$\underbrace{\begin{bmatrix} f_1(X^{(1)}) \\ f_2(X^{(1)}) \\ \vdots \\ f_n(X^{(1)}) \end{bmatrix}}_{F(X^{(1)})} \approx \underbrace{\begin{bmatrix} f_1(X^{(0)}) \\ f_2(X^{(0)}) \\ \vdots \\ f_n(X^{(0)}) \end{bmatrix}}_{F(X^{(0)})} + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(X)}{\partial X_1} & \frac{\partial f_1(X)}{\partial X_2} & \dots & \frac{\partial f_1(X)}{\partial X_n} \\ \frac{\partial f_2(X)}{\partial X_1} & \frac{\partial f_2(X)}{\partial X_2} & \dots & \frac{\partial f_2(X)}{\partial X_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n(X)}{\partial X_1} & \frac{\partial f_n(X)}{\partial X_2} & \dots & \frac{\partial f_n(X)}{\partial X_n} \end{bmatrix}}_{J(X^{(0)})}_{X=X^{(0)}} \underbrace{\begin{bmatrix} X_1^{(1)} - X_1^{(0)} \\ X_2^{(1)} - X_2^{(0)} \\ \vdots \\ X_n^{(1)} - X_n^{(0)} \end{bmatrix}}_{X^{(1)} - X^{(0)}} \quad (1.17)$$

$X^{(1)}$  étant la valeur proche de  $X^{(0)}$ .

Sous forme compacte, et en généralisant l'expression ci-dessus à l'itération  $it$ , on obtient :

$$f(X^{(it)}) \approx f(X^{(it-1)}) + J(X^{(it-1)})(X^{(it)} - X^{(it-1)}) \quad (1.18)$$

où J est le Jacobien et it le nombre d'itérations.

Quand  $X^{(it)}$  converge vers la valeur cherchée, on aura :

$$f(X^{(it-1)}) + J(X^{(it-1)})(X^{(it)} - X^{(it-1)}) = 0 \quad (1.19)$$

d'où :

$$X^{(it)} = X^{(it-1)} - J^{-1}(X^{(it-1)})f(X^{(it-1)}) \quad (1.20)$$

La solution itérative en fonction du vecteur correcteur  $\Delta X^{(it)} = X^{(it)} - X^{(it-1)}$

$$\Delta X^{(it)} = -J^{-1}(X^{(it-1)})f(X^{(it-1)}) \quad (1.21)$$

$$\text{d'où } X^{(it)} = X^{(it-1)} + \Delta X^{(it)} \quad (1.22)$$

L'équation (1.18) s'écrit aussi :

$$f(X^{(it)}) - f(X^{(it-1)}) = J(X^{(it-1)})(X^{(it)} - X^{(it-1)}) \quad (1.23)$$

L'équation (1.23) appliquée à l'équation non linéaire (1.24) permet d'écrire :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}^{(it)} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(it)} \quad (1.24)$$

Les écarts des puissances actives  $\Delta P$  et réactives  $\Delta Q$  au nœud k sont :

$$\Delta P_k = P_{Gk} - P_{Lk} - P_k^{cal} \quad (1.25)$$

$$\Delta Q_k = Q_{Gk} - Q_{Lk} - Q_k^{cal} \quad (1.26)$$

Au nœud k,  $P_{Gk}$  et  $Q_{Gk}$  représentent respectivement les puissances actives et réactives générées et  $P_{Lk}$  et  $Q_{Lk}$  représentent respectivement les puissances actives et réactives

absorbées par les charges.  $P_k^{cal}$  et  $Q_k^{cal}$  sont les puissances nodales calculées et sont fonction des tensions nodales et de la matrice admittance du réseau. Les éléments de la matrice admittance du réseau sont :

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (1.27)$$

$$V_i = |V_i|e^{j\theta_i} = |V_i|(\cos \theta_i + j \sin \theta_i) \quad (1.28)$$

La puissance apparente injectée au nœud k est :

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k I_k^* = V_k (Y_{kk} V_k + Y_{km} V_m)^* \quad (1.29)$$

où  $I_k^*$  est le conjugué du courant injecté au nœud k. Les expressions de  $P_k^{cal}$  et  $Q_k^{cal}$  peuvent être déterminées en substituant les équations (1.27) et (1.28) dans l'équation (1.29) et en séparant la partie imaginaire de la partie réelle, on obtient :

$$P_k^{cal} = |V_k|^2 G_{kk} + |V_k| |V_m| [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (1.30)$$

$$Q_k^{cal} = -|V_k|^2 B_{kk} + |V_k| |V_m| [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (1.31)$$

Les puissances actives et réactives prévues par le gestionnaire du réseau sont :

$$P_k^{sch} = P_{Gk} - P_{Lk} \quad (1.32)$$

$$Q_k^{sch} = Q_{Gk} - Q_{Lk} \quad (1.33)$$

Les équations (1.25) et (1.26) s'écrivent donc :

$$\Delta P_k = P_{Gk} - P_{Lk} - P_k^{cal} = P_k^{sch} - P_{Lk} \quad (1.34)$$

$$\Delta Q_k = Q_{Gk} - Q_{Lk} - Q_k^{cal} = Q_k^{sch} - Q_{Lk} \quad (1.35)$$

Quand les écarts donnés par les équations ci-dessous doivent obéir à la contrainte tendant vers  $\varepsilon$ , on obtient la convergence désirée et le plan de tension du réseau. Le Jacobien est de la forme :



$$\left. \begin{array}{l} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m}, \frac{\partial P_k}{\partial V_m} V_m, \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m}, \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} V_m, \end{array} \right\} \quad (1.36)$$

Il est de dimension  $(n-1) \times (n-1)$  car la tension du nœud bilan est connue et le calcul par la méthode de Newton-Raphson n'en tient pas compte. Les lignes et colonnes correspondantes à la puissance réactive et à l'amplitude de la tension des nœuds de type PV ne sont pas pris en compte. En plus, lorsque les nœuds  $k$  et  $m$  ne sont pas directement reliés par un élément de transmission, l'entrée  $k$ - $m$  correspondant dans le Jacobien est nulle. A la suite de l'évaluation des éléments du Jacobien, on calcule les valeurs des corrections à porter sur les variables d'état grâce à la relation de type (1.36). Le nouveau profil de tensions et les nouveaux angles sont donnés par:

$$\begin{aligned} V_i^{(it+1)} &= V_i^{(it)} + \Delta V_i^{(it)} \\ \theta_i^{(it+1)} &= \theta_i^{(it)} + \Delta \theta_i^{(it)} \end{aligned} \quad (1.37)$$

où  $i$  désigne le nœud  $i$  autre que le nœud bilan. Les étapes de la méthode de Newton-Raphson sont montrées dans la Fig. 1.1,  $s$  désignant le nœud bilan. [2]

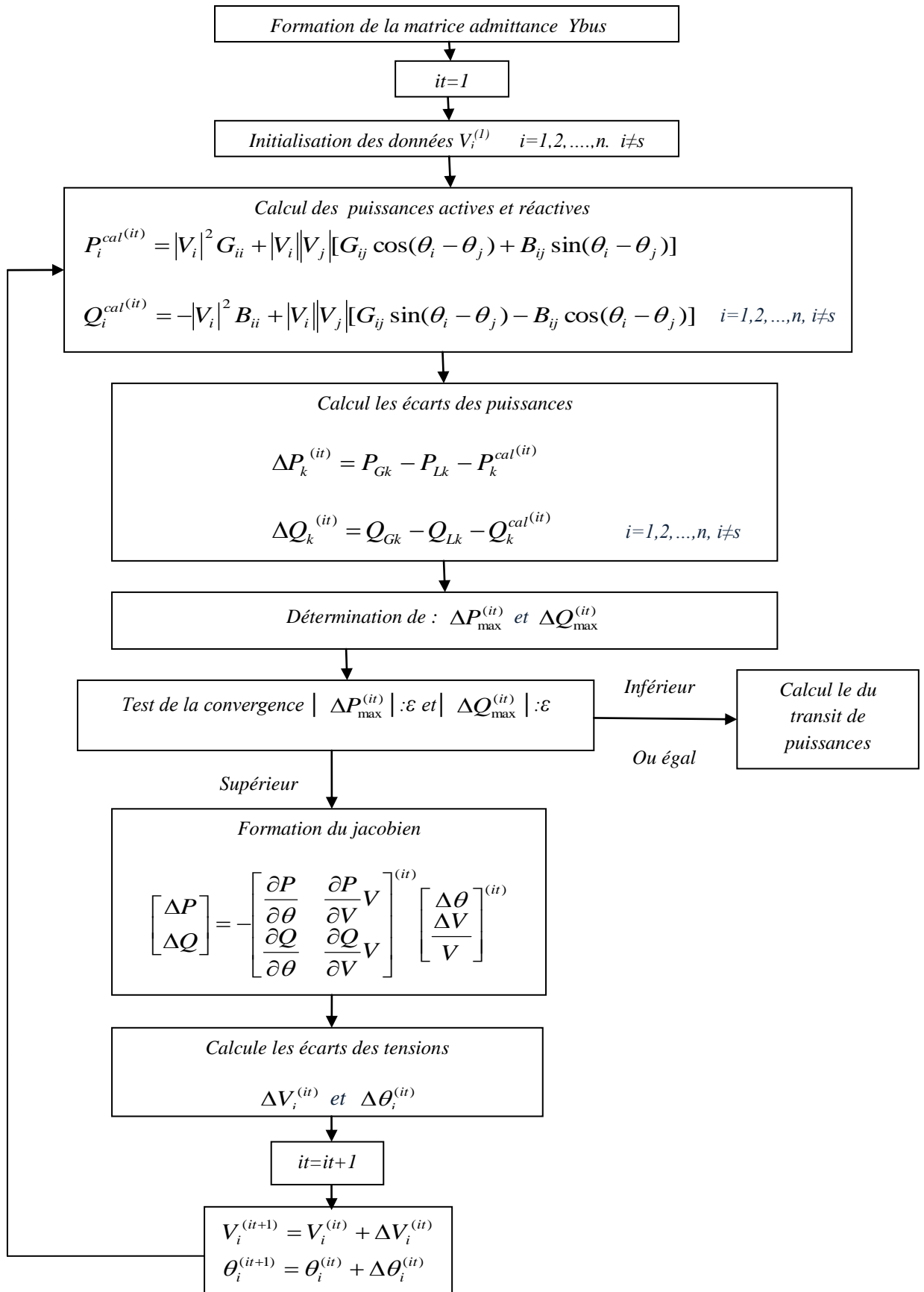


Fig. 1.1 : Organigramme de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton Raphson.

### 1.2.6 Compensation de puissance réactive

Le transport de la puissance réactive à longue distance présente une série d'inconvénients tels-que les chutes de tension considérables, les pertes de ligne par effet joule et moins de capacité pour transporter la puissance active.

A l'exception de ces aspects purement statiques, la puissance réactive peut jouer un grand rôle dans d'autres aspects dynamiques, tels-que les fluctuations de tension produites par les variations soudaines des charges [5].

Le transit de puissance réactive par les lignes provoquant des chutes de tension et des pertes. Donc, Il faut, éviter ces transits par la production de la puissance réactive, autant que possible, à l'endroit où elle est consommée.

Considérant la Fig. (1.2) qui représente une ligne électrique alimentant une charge  $(P + jQ)$  en admettant que la résistance de la ligne est très faible par rapport sa réactance donc:  $Z_s = jX_s$ .

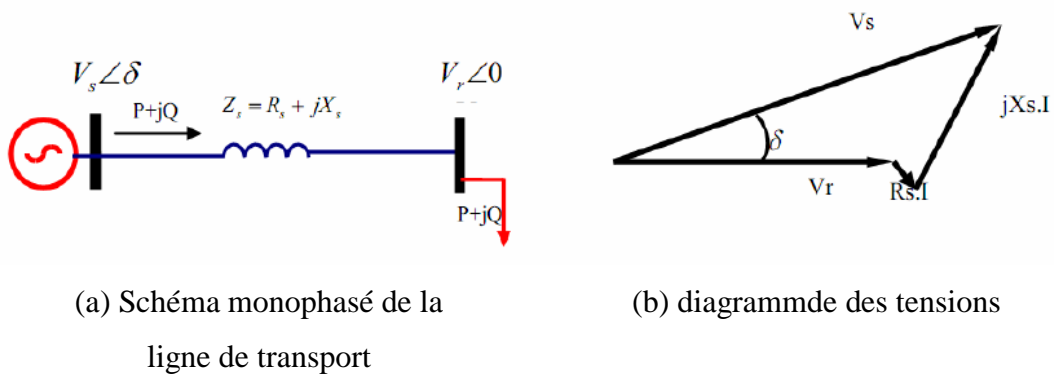


Fig. 1.2 : Ligne électrique alimentant une charge

En prenant la tension aux bornes de la charge comme référence des phases (Fig.1.2(b)) et en négligeant la résistance  $R_s$ , le courant sera en phase avec  $V_r$ , La puissance demandée par la charge sera donnée par les équations qui suivent [5]:

$$S_r = P + jQ = V_r I_r^* \quad \text{Avec} \quad I_r = \frac{V_s - V_r}{Z_s} \quad (1.38)$$

$$P = \frac{V_s \cdot V_r}{X_s} \sin \delta \quad (1.39)$$

$$Q = \frac{V_s \cdot V_r}{X_s} \cos \delta - \frac{V_r^2}{X_s} \quad (1.40)$$

On peut démontrer facilement le besoin du maintien de la tension aux bornes de la charge pour permettre un maximum de puissance à transmettre:

Si la charge varie et aucune précaution n'est prise pour maintenir la tension  $V_r$  égale à  $V_s$  alors depuis le diagramme de phase de la Fig. (1.2 (b)) [5]:

$$V_r = V_s \cos \delta \quad (1.41)$$

En remplaçant dans (1.39) on aura :

$$P = \frac{V_s^2}{X_s} \sin \delta \cdot \cos \delta = \frac{V_s^2}{2X_s} \sin 2\delta \quad (1.42)$$

Dans ce cas on ne peut transporter qu'une puissance maximale pour un angle  $\delta=45^\circ$  :

$$P_{max} = \frac{V_s^2}{X_s} \quad (1.43)$$

Dans le cas où on maintient la tension  $V_r$  égale à  $V_s$  on peut avoir, une puissance maximale:

$$P_{max} = \frac{V_s^2}{X_s} \quad (1.44)$$

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

- ✓ Maintenir le profil du plan de la tension pour les différents niveaux des puissances transportées.
- ✓ Pour améliorer la stabilité du système par augmentation de la puissance maximale transmissible.
- ✓ Et/ou pour couvrir le besoin en puissance réactive sur la majorité des plans économiques. [6]

## 1.2.7 Moyens de compensation de la puissance réactive

### 1.2.7.1 Groupes de production (générateurs)

Les groupes de production sont bien situés pour satisfaire les besoins en énergie réactive.

D'autant plus, leurs performances dynamiques leur permettent de faire face aux fluctuations brusques de la demande. En revanche, ils ne peuvent compenser que partiellement les charges réactives, en raison des chutes de tension importantes que créent les transits d'énergie réactive sur les réseaux. [5]

### 1.2.7.2 Condensateurs

Ils ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges dans le réseau. On distingue deux types :

- ✓ Des batteries de condensateurs HT, raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT. Elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT.
- ✓ Des batteries de condensateurs MT, raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT ou THT/MT. Ces batteries servent à compenser l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Elles sont localisées et dimensionnées individuellement en fonction du réglage de tension. [5]

### 1.2.7.3 Inductances

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les câbles. Elles sont soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs. Par conséquent, elles permettent une limitation des surtensions dans le réseau. [5]

### 1.2.7.4 Compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes qui ne fournissent aucune puissance active, mais qui peuvent suivant qu'elles soient sous ou surexcitées, fournir ou absorber de la puissance réactive [5].

## 1.3 Les systèmes FACTS :

### 1.3.1 Compensateurs parallèles

Vers la fin des années 60 plusieurs équipements utilisant l'électronique de puissance ont fait leurs apparitions. Ces derniers avaient l'avantage d'éliminer les parties mécaniques et d'avoir un temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie réactive absorbée par le dispositif.

En effet tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de raccordement. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne [3-4]. Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

### 1.3.2 Compensateurs parallèles à base de thyristors

Il s'agit de :

✓ TCR (Thyristor Controlled Reactor )

Dans le TCR (ou RCT : Réactances Commandées par Thyristors), la valeur de l'inductance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors [4].

✓ TSC (Thyristor Switched Capacitor)

Dans le TSC (ou CCT : Condensateurs Commandés par Thyristor), les thyristors fonctionnent en pleine conduction [4].

✓ SVC (Static Var Compensator)

L'association des dispositifs TCR, TSC, bancs de capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC (compensateur statique d'énergie réactive) dont le premier exemple a été installé en 1979 en Afrique du Sud. La caractéristique statique est donnée sur la Fig. 1.3. Trois zones sont distinctes:

- une zone où seules les capacités sont connectées au réseau.
- une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des TCR et des TSC.
- une zone où le TCR donne son énergie maximale (butée de réglage), les condensateurs sont déconnectés. [5]

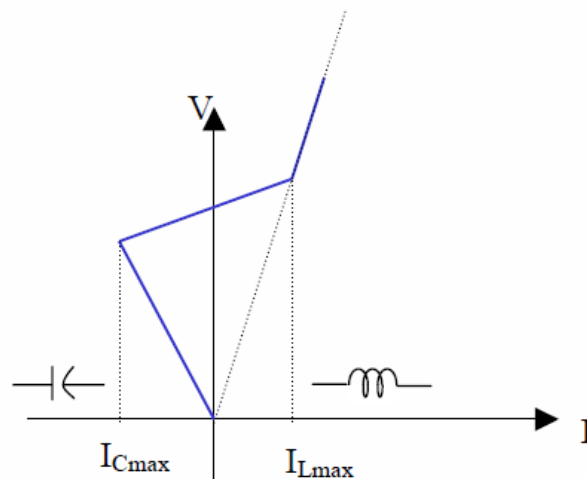


Fig. 1.3 : Caractéristique d'un SVC

Tous ces compensateurs parallèles à base de thyristors sont utilisés pour contrôler la tension (la puissance réactive).

✓ TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor)

Ce type de compensateur connecté en parallèle est utilisé pour améliorer la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations.

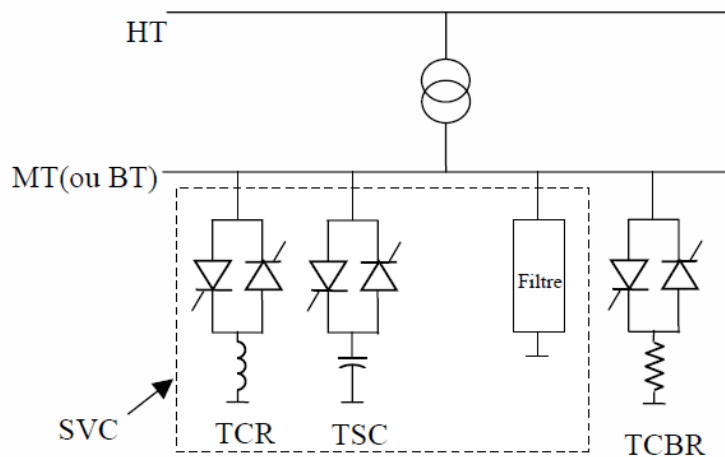


Fig. 1.4 Schéma du SVC et TCBR

### 1.3.3 Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors

Il s'agit du STATCOM (Static - Compensator) qui a connu jusqu'à présent différentes appellations:

- ✓ ASVC (Advanced Static Var Compensator)
- ✓ STATCON (Static - Condenser)
- ✓ SVG (Static Var Generator)
- ✓ SVClight
- ✓ SVCplus

Le principe de ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 70 mais ce n'est que dans les années 90 que ce type de compensateur a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance [6].

Le STATCOM présente plusieurs avantages :

- ✓ Une bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.
- ✓ Une bonne réponse dynamique : Le système répond instantanément.

Cependant, le STATCOM de base engendre de nombreux harmoniques. Il faut donc utiliser, pour résoudre ce problème, des compensateurs multi-niveaux à commande MLI ou encore installer des filtres.

La Fig. 1.5. représente le schéma de base d'un STATCOM. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, formées de GTO et de diode en antiparallèle. Le rôle du STATCOM est d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau. Pour ce faire, l'onduleur est couplé au réseau par l'intermédiaire d'une inductance, qui est en général l'inductance de fuite du transformateur de couplage [6].

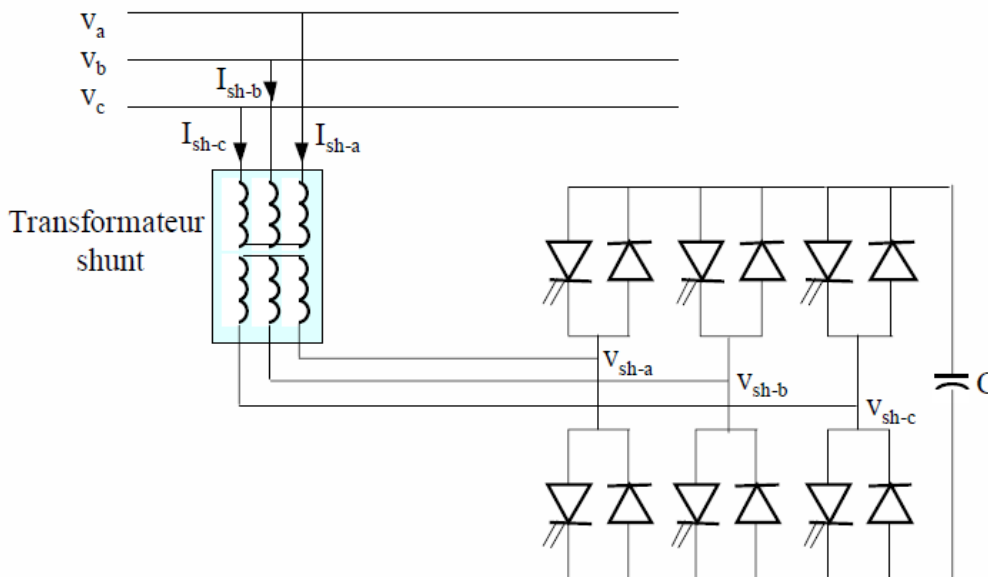


Fig. 1.5 : Schéma de base du STATCOM

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur  $V_{sh}$ , laquelle est en phase avec la tension du réseau  $V$  (Fig 1.5). Le fonctionnement peut être décrit de la façon suivante :

Si la tension  $V_{sh}$  est inférieure à  $V$ , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de  $-\frac{\pi}{2}$  par rapport à la tension  $V$  ce qui donne un courant inductif (Fig. 1.6-a).

Si la tension  $V_{sh}$  est supérieur à  $V$ , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de  $+\frac{\pi}{2}$  par rapport à la tension  $V$  ce qui donne un courant capacitif (Fig. 1.6-b).

Si la tension  $V_{sh}$  est égale à  $V$ , le courant circulant dans l'inductance est nul et par conséquent il n'y a pas d'échange d'énergie.



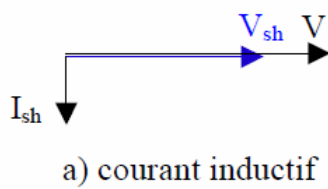


Fig. 1.6-a

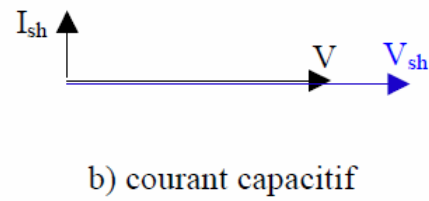


Fig. 1.6-b

Fig. 1.6 : Diagramme vectoriel du STATCOM

Nous considérons dans ce cas de fonctionnement que les tensions sont triphasées et équilibrées. Par ailleurs, l'amplitude de la tension de sortie  $V_s$  est proportionnelle à la tension continue aux bornes du condensateur.

L'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive uniquement à l'aide d'une inductance. Contrairement au SVC, il n'y a pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau. La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la Fig. 1.7. Ce dispositif a l'avantage, contrairement au SVC, de pouvoir fournir un courant constant important même lorsque la tension  $V$  diminue.

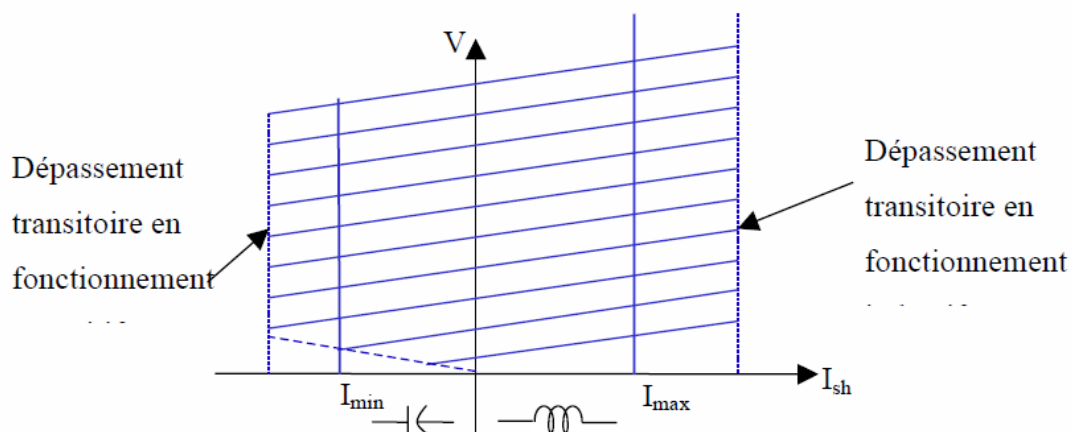


Fig. 1.7 : Caractéristique du STATCOM

### 1.3.4 Compensateurs séries

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et 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 elles.

#### 1.3.4.1 Compensateurs séries à base de thyristor

Les plus connus sont :

✓ **TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)**

Le TCSC (Compensateur Série Contrôlé par Thyristors) est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, le tout en parallèle avec un condensateur (Fig.1.8.(a)).

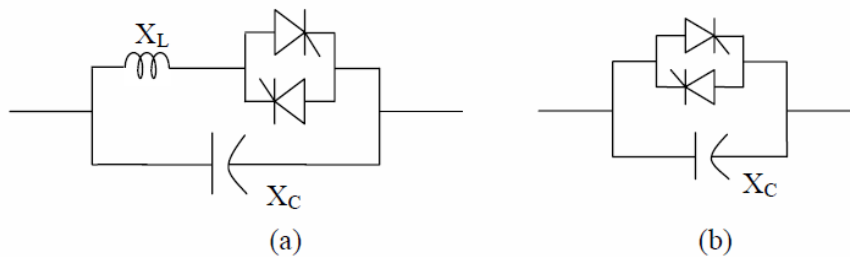


Fig. 1.8 : (a) Structure du TCSC

(b) Structure du TSSC

Si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique et en pleine conduction, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance. L'expression de l'impédance est donnée par l'équation suivante où  $\alpha$  représente l'angle de retard à l'amorçage des thyristors [5]:

$$X(\alpha) = \frac{jL\omega}{\frac{\pi}{2} \left( \pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2} \right) - LC\omega^2} \quad (1.45)$$

Les courbes théoriques obtenues avec l'équation (1.45) sont représentées par la Fig. 1.9.

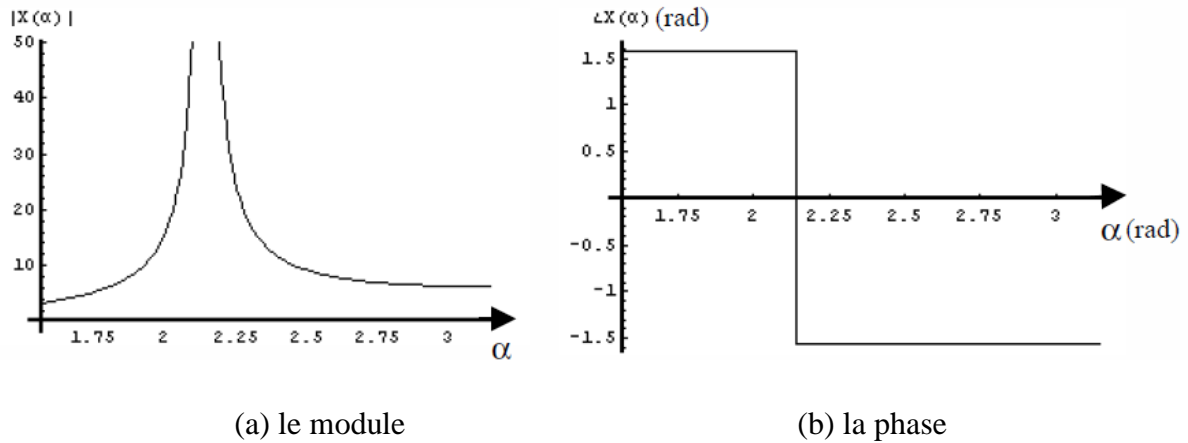


Fig. 1.9 : Réactance équivalente  $X(\alpha)$

✓ **TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor)**

La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de  $90^\circ$  soit de  $180^\circ$ .

✓ **TCSR(Thyristor Controlled Series Reactor)**

Le TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable.

Lorsque l'angle d'amorçage du réacteur commandé par thyristor est de  $180$  degrés, il cesse de conduire, et la réactance non contrôlable  $X_1$  agit comme un limiteur de courant de défaut.

Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de  $180$  degrés, la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de  $90$  degrés, où elle est la combinaison parallèle de deux réactances.

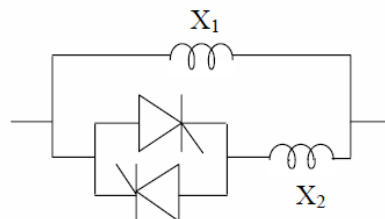


Fig. 1.10 : Structure du TCSR

✓ TSSR(Thyristor Switched Series Reactor)

La différence entre ce système et le TCSR est que l'angle d'amorçage est soit de 90° soit de 180°.

1.3.4.2 Compensateurs séries à base de GTO thyristors

✓ SSSC (Static Synchronous Series Compensator)

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur (Fig. 1.11).

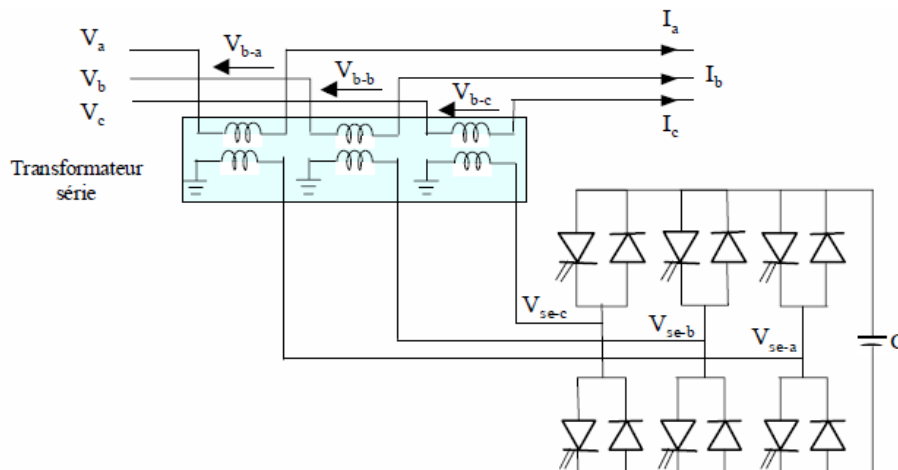


Fig. 1.11 : Schéma de base du SSSC

Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne .

$$\bar{V}_b = -jKX\bar{I} \Rightarrow \bar{I} = \frac{j\bar{V}_b}{KX} \tag{1.46}$$

Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduite dans la ligne. L'avantage de ce compensateur est de ne pas introduire physiquement un condensateur ou une inductance, mais de simuler leurs fonctions.

Cela évite l'apparition des oscillations dues à la résonance avec les éléments inductifs du réseau.

La caractéristique statique d'un Compensateur Synchrone Statique Série est donnée sur la Fig. 1.12 :

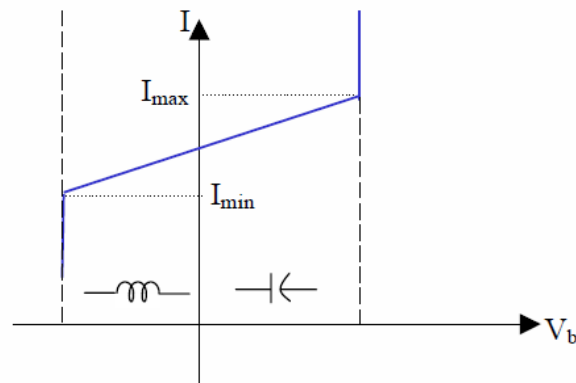


Fig. 1.12 : Caractéristique statique du SSSC

Si l'on utilise un système de stockage d'énergie, le SSSC peut à ce moment là échanger de la puissance active avec la ligne électrique. Ceci peut contribuer à améliorer la stabilité du réseau. Dans ce cas la tension  $V_b$  n'est pas obligatoirement en quadrature avec le courant de ligne.

### 1.3.4.3 Compensateurs hybrides série - parallèle

#### 1.3.4.3.1 Compensateurs hybrides à base de thyristors

##### ✓ *TCPAR ( Thyristor Controlled Phase Angle Regulator)*

TCPAR (déphaseur statique) 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 en quadrature avec la tension à déphaser. Ce type de compensateur n'est pas couramment utilisé, seule une étude est actuellement menée afin d'introduire un déphaseur à thyristors dans l'interconnexion des réseaux du nord ouest du Minnesota et du nord de l'Ontario.

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'y adjoindre un compensateur shunt, ce qui entraîne des surcoûts d'installation [6].

L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont  $n_1, n_2, n_3$ . Cette combinaison donne une tension à injecter dont l'amplitude peut prendre 27 valeurs différentes.

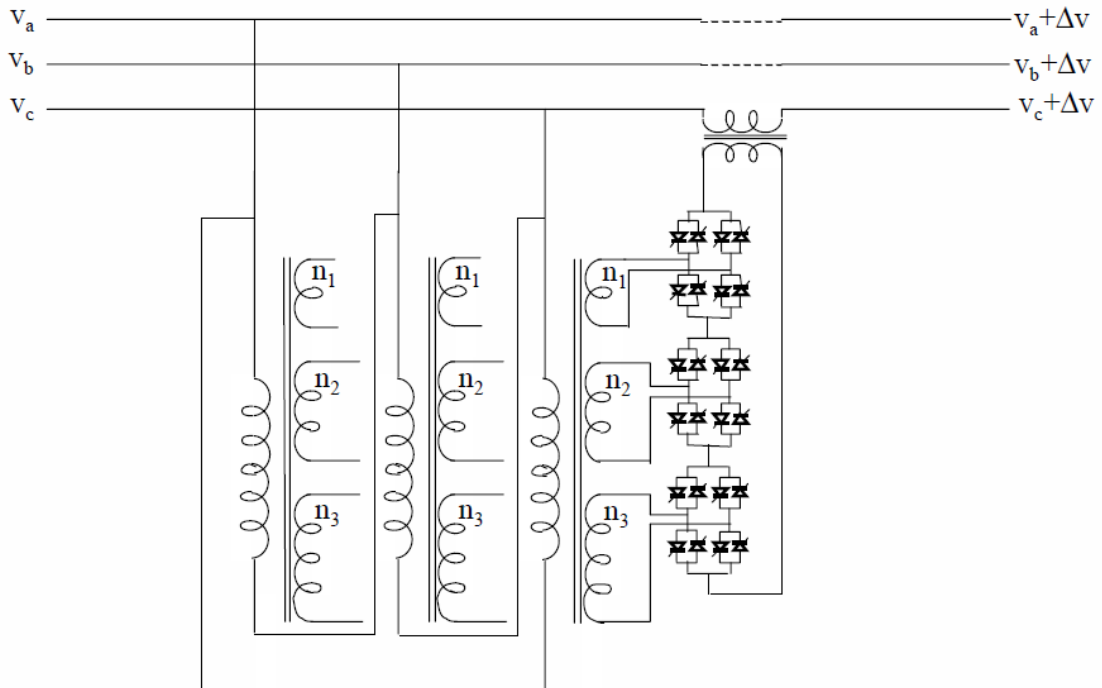


Fig. 1.13 : Schéma du TCPAR

Un déphasage  $\alpha$  est alors introduit et l'angle de transport total de la ligne devient  $(\delta \pm \alpha)$ . Par contre avec ce compensateur, le module de la tension en aval n'est pas égal à celui de la tension en amont. La caractéristique statique d'un tel compensateur est présentée sur la Fig. 1.14.

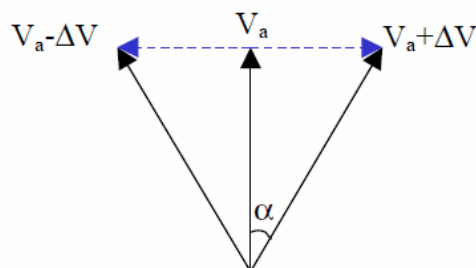


Fig. 1.14 : Diagramme vectoriel du TCPAR

1.3.4.3.2 Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors

✓ *IPFC (Interline Power Flow Controller)*

L'IPFC a été proposé par Gyugyi, Sen et Schuder en 1998 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 (Fig. 1.15) [4].

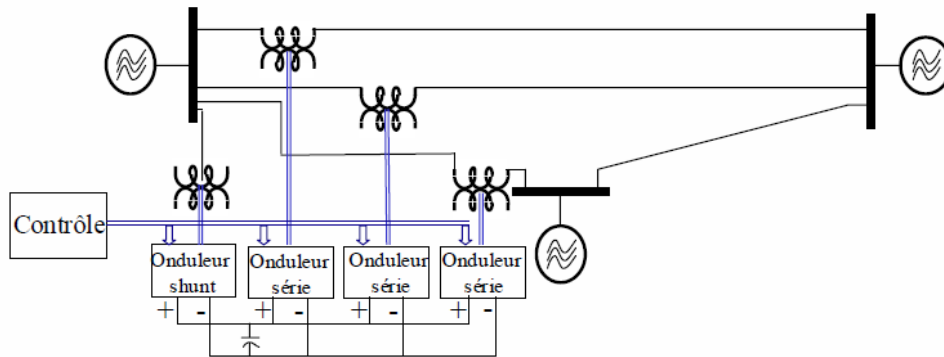


Fig. 1.15 Schéma de base de l'IPFC

Nous pouvons l'utiliser afin de conduire des changements de puissances entre les lignes du réseau.

✓ *UPFC*

Gyugyi a présenté le concept de l'UPFC en 1990. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique :

- ✓ la tension,
- ✓ l'impédance de la ligne,
- ✓ le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.

En effet, l'UPFC permet à la fois le contrôle de la puissance active et celui de la tension de ligne (Fig. 1.15).

En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance.

Dans la Fig. 1.16, l'onduleur no.1 est utilisé à travers la liaison continue pour fournir la puissance active nécessaire à l'onduleur n° 2. Il réalise aussi la fonction de compensation d'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment de la puissance active, au réseau. L'onduleur n° 2 injecte la tension  $V_b$  et fournit les puissances actives et réactives nécessaires à la compensation série.

L'énorme avantage de l'UPFC est bien sûr la flexibilité qu'il offre en permettant le contrôle de la tension, de l'angle de transport et de l'impédance de la ligne en un seul dispositif comprenant seulement deux onduleurs de tension triphasés. De plus, il peut basculer de l'une à l'autre de ces fonctions instantanément, en changeant la commande de ces onduleurs, ce qui permet de pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau en privilégiant temporairement l'une des fonctions.

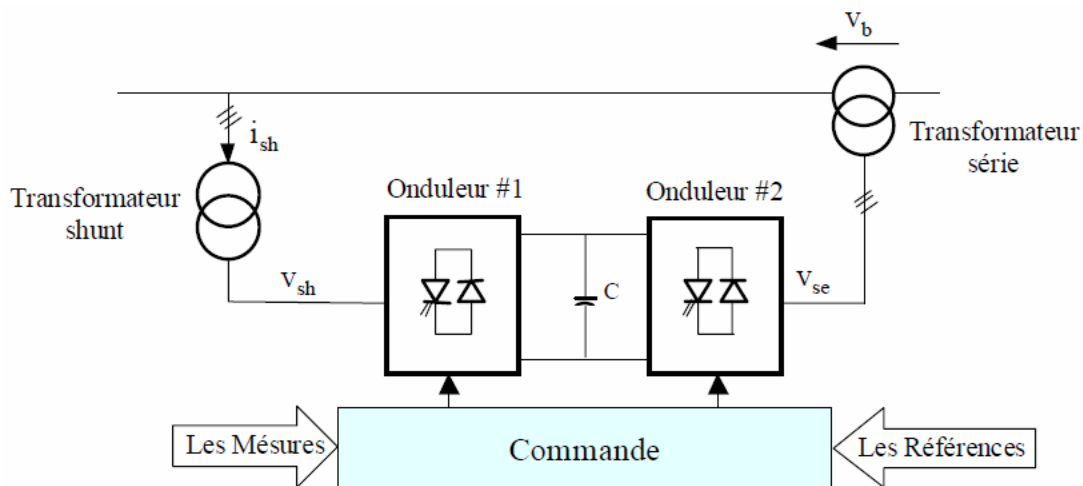


Fig. 1.16 : Schéma de base de l'UPFC

Il pourra alterner différentes fonctions : par exemple, la fonction shunt pourra être utilisée pour soutenir la tension alors que la partie série pourra être utilisée afin d'amortir les oscillations de puissances [6].

La Fig. 1.17 montre l'influence des différents systèmes FACTS (à base de GTO) sur la courbe de puissance active transitée dans la ligne de transmission. Cette dernière est un facteur important pour l'amélioration de la stabilité transitoire.



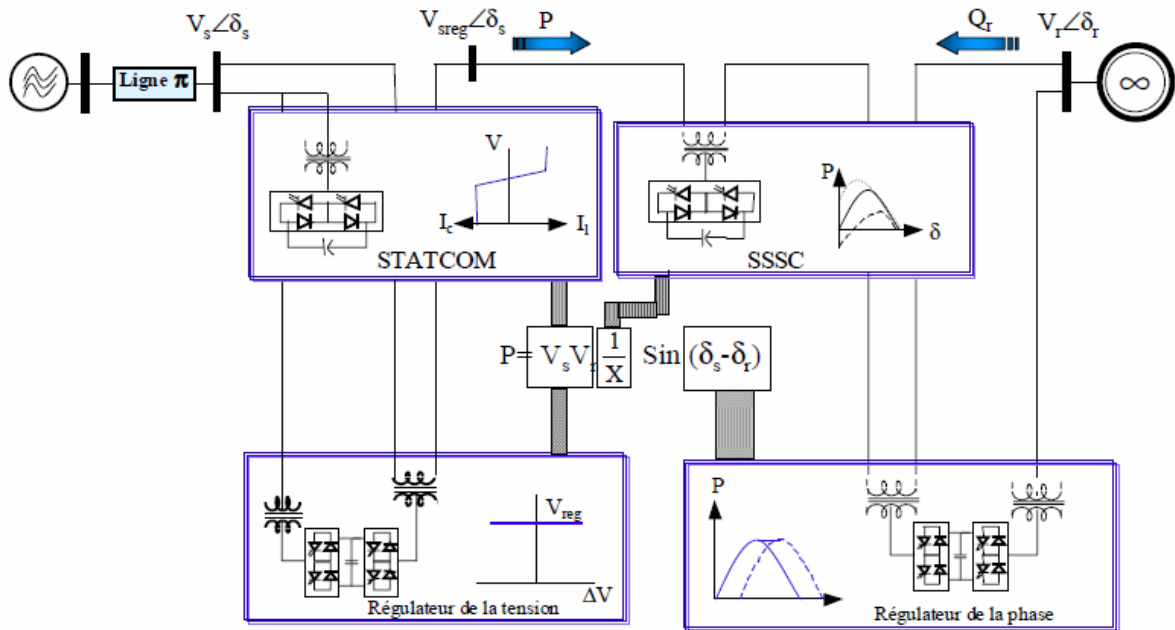


Fig. 1.17 : L'influence de différents systèmes FACTS sur la puissance active

### 1.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu de l'analyse de l'écoulement de puissance ainsi que la méthode de résolution de ce problème par la méthode de Newton-Raphson puis on a vu l'importance de la compensation de puissance réactive ainsi que leurs dispositifs.

Nous avons aussi présenté les systèmes FACTS d'une manière générale avec la classification selon le type du convertisseur (à base des thyristors ou à base des onduleurs) ou bien selon le type de raccordement (Série, parallèle et hybride). Nous avons montré la structure et le principe de fonctionnement de quelques exemples (SSSC, SVC, UPFC.....) leurs avantages par rapport autres dispositifs de compensation et l'intégration de STATCOM dans le calcul de l'écoulement de puissance.