

11/621.773

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8Mai 1945 – Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrotechnique et Automatique



**Mémoire de fin d'étude
pour l'obtention du diplôme de Master Académique**

Domaine : **Sciences et Technologie**
Filière : **Electrotechnique**
Spécialité : **Réseaux électriques**

Contrôle de la tension dans un réseau électrique

Présenté par :

KACHI FARID

TAILEB MERIEM

Sous la direction de :

GOUAIDIA SAID

JUIN 2012



Remerciements

Au terme de ce travail nous voudrions adresser nos vifs remerciements à tous nos enseignants et personnels de département de génie électrique qui ont contribué à notre formation. Nous exprimons notre profonde gratitude à notre encadreur Mr : Gouaidia Saïd d'avoir dirigé ce travail.

Nos remerciements s'adressent également aux membres du jury pour l'honneur d'avoir assister à notre Soutenance et juger ce travail.

Sans omettre bien sur de remercier profondément à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation du travail.



Kachi Farid

&

Taïleb Meriem

Introduction	
Chapitre 1:	
STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES	2
Stabilité de fréquence	2
Stabilité de tension.....	2
Stabilité Angulaire	3
Causes d'instabilité de tension.....	5
Production trop éloignée de la consommation	6
Manque local d'énergie réactive	6
Charge appelée trop importante	8
Chapitre 2:	
MODELISATION DU RESEAU ELECTRIQUE.....	12
Modèle de la ligne de transport	12
Modèle du transformateur	13
Equipements de compensation de l'énergie réactive	14
Modélisation des charges	14
Moyens et méthode de réglage de la tension.....	17
Générateur synchrone ou Alternateur (réglage primaire de la tension).....	18
Transformateur réglable.....	20
Compensateur synchrone.....	21
Batterie de condensateurs	24
Compensation shunt.....	24
Compensateur série.....	24

Choix de l'emplacement et du mode de compensation.....	24
Compensateur statique de puissance ou FACTS.....	30
Le réglage secondaire de la tension.....	37
Chapitre 3:	
Formulation d'un réseau en modèle mathématique approprié.....	40
Méthode de Gausse-Seidel.....	40
Méthode de Newton-Raphson.....	41
Méthode découplée de Newton.....	44
Méthode découplée rapide (FDLF).....	45
Application et Résultat de simulations.....	47
Données des lignes.....	47
Les données des jeux de barres.....	48
Simulation sans STATCOM.....	49
Résultats d'exécution du programme de la méthode de newton-raphson....	49
Simulation avec STATCOM.....	52
Compensateur statique synchrone STATCOM.....	52
Donnée du statcom.....	57
Résultats d'exécution du programme de la méthode de newton-raphson avec STATCOM.....	58

Conclusion

Bibliographe

INTRODUCTION GENERALE

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 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, comparé au mode d'instabilité angulaire (dynamique et transitoire). 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'accéléralant 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 accéléralation 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 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 Alternative Current Transmission Systems*) pour le contrôle des réseaux. Le développement des 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), et sa stabilité (problème de réglage). En plus d'assurer la stabilité et la sécurité 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. La satisfaction simultanée de ces objectifs contradictoires fait appel à des méthodes d'optimisations multi-objectives basées sur des métaheuristiques.

Ce travail traite le problème de la stabilité statique de tension des réseaux électriques. Des notions de base relatives à l'instabilité et l'effondrement de tension ont été présentés. L'utilisation du SVC et de TCSC dans l'amélioration de la marge de stabilité statique de tension, Dans le premier chapitre, des notions générales sur la stabilité de tension du réseau électrique sont présentées. Les différentes définitions liées à la stabilité de tension de plusieurs organismes spécialisées ainsi que les causes qui favorisent l'instabilité de tension sont aussi exposées. Les deux types d'analyse de la stabilité de tension, à savoir l'analyse statique et dynamique, sont décrites et des indices d'évaluation de la stabilité statique de tension sont également proposés. , Dans le deuxième chapitre, Une modélisation appropriée des différents composants du réseau électrique, les lignes de transport, les transformateurs, les charges électriques et les compensateurs d'énergie réactive, est présenté. Nous nous sommes ensuite focalisés sur les systèmes FACTS qui sont largement utilisés dans la compensation de l'énergie réactive. Parmi ces dispositifs FACTS, notre choix s'est porté sur le SVC et le

TCSC et STATCOM pour l'amélioration de la stabilité statique de tension et la réduction des pertes actives.

Le troisième chapitre, est dédié à l'application et la simulation des modèles développés sur un réseau test 30 nœuds, et suivante nous avons proposé de faire la simulation on utilisant l'algorithme de Newton-Raphson, et voir les tensions et les répartitions des puissances. En suite on a fait la même simulation cette fois on a ajouté dans l'algorithme de Newton-Raphson une compensateur STATCOM et voir les différents résultats.

CHAPITRE I

STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUE

I.2 STABILITE DE TENSION

Dans les années précédentes, la stabilité angulaire a été le sujet préférentiel de beaucoup d'études et de recherches spécialement après la multiplication des réseaux interconnectés.

Ces travaux ont contribué à l'émergence de nouvelles technologies qui ont considérablement contribué à l'atténuation des oscillations dues à l'instabilité angulaire.

Cependant, sous l'influence des perturbations, le réseau électrique apparaît un autre type d'instabilité, qui est caractérisé par des chutes de tension en certaines zones, sans altérer systématiquement le synchronisme entre les générateurs.

Ce phénomène est désigné sous le nom d'effondrement de tension. L'analyse des événements d'instabilité de tension, montre que les autres types d'instabilité peuvent se produire à différentes étapes d'un effondrement de tension.

L'instabilité de tension englobe plusieurs phénomènes qui se produisent simultanément. Pour cela il existe plusieurs définitions de la stabilité de tension dans la littérature.

Définitions CIGRE

- Un réseau électrique, à un état de fonctionnement donné, est stable du point de vue stabilité de tension aux petites perturbations, si les tensions près des charges sont identiques ou près de la valeur initiale (pré-perturbation) suite à une faible perturbation.
- Un réseau électrique à un état de fonctionnement donné et sujet à une perturbation, est de tension stable, si la tension près des charges est identique ou près de la valeur initiale de fonctionnement (pré-perturbation).

distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations

I.1.3.1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production... etc.

I.1.3.2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations

Elle est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court circuit... etc. Dans ce mémoire, nous nous intéressons seulement à la stabilité de tension. Une étude détaillée sera présentée dans la section suivante.

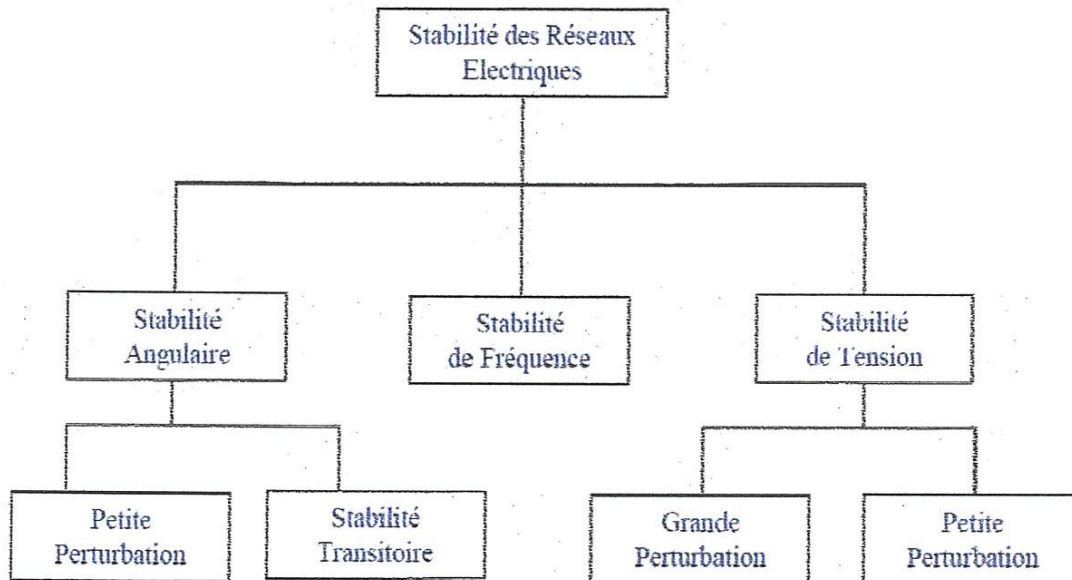


Figure 1.1 Classification des types de stabilité des réseaux électriques.

I.1 STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation. Selon la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude de perturbations, on peut classer les types de la stabilité commesuit (figure 1.1).

I.1.1 Stabilité transitoire

La stabilité transitoire concerne la capacité du réseau à maintenir le synchronisme suite à une perturbation sévère comme un court circuit, arrêt d'un générateur, etc. La réponse du système comporte de grandes variations des angles rétorques et est influencée par la relation non linéaire entre couples et angles...

I.1.2 Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée.

I.1.3 Stabilité de tension

La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions acceptables à tous ses nœuds, dans des conditions du fonctionnement normales ou suite à une perturbation. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production-transport à fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension. Selon l'amplitude de la perturbation, on

INTRODUCTION

Plusieurs événements d'effondrement de tension à travers le monde montrent que les réseaux électriques fonctionnent près de leurs limites de stabilité. Ce problème est d'autant plus aggravé par la libéralisation du marché de l'électricité. En conséquence les marges de stabilité de la tension sont assignées encore plus loin pour répondre aux besoins du marché.

Ce chapitre donne un aperçu général sur la stabilité de tension et ses outils d'analyse. Des notions générales sur la stabilité du réseau électrique se trouvent au début de ce chapitre

Dans une deuxième phase, les différentes définitions liées à la stabilité de tension de plusieurs organismes spécialisées ainsi que les causes qui favorisent l'instabilité de tension seront présentées.

- Un réseau électrique subit un effondrement de tension si les tensions de post-perturbation sont au-dessus des limites acceptables.

Définition IEEE

- La stabilité de tension est la capacité du réseau à maintenir la tension dans les limites permises de sorte que, lorsque l'admittance de charge augmente, la puissance demandée par la charge augmente, dans ce cas la puissance et la tension doivent être contrôlables.
- L'effondrement de tension est le processus par lequel l'instabilité de tension conduit à une tension très faible dans une partie ou dans la totalité du réseau qui cause un effondrement en cascade du réseau, sans détruire nécessairement le synchronisme entre les générateurs.
- D'autre part, la notion de la sécurité de tension et plus large que la stabilité de tension, elle est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir son fonctionnement stable après chaque perturbation ou changement défavorable du système.

I.3 Causes d'instabilité de tension

Les problèmes d'apparition du phénomène d'écroulement de tension sont toujours liés à la difficulté de régler la tension au dessus d'une certaine valeur appelée tension critique.

Généralement, l'effondrement de tension se produit dans les réseaux électriques qui sont fortement chargés, court-circuités et/ou ont un manque de la puissance réactive ; dans cette situation le réseau électrique ne peut pas assurer la puissance réactive demandée par la charge.

Ceci est dû à des limitations sur la production et la transmission de la puissance réactive, de tels sorts que, la puissance réactive des générateurs et des systèmes FACTS est limitée par des contraintes physiques. En plus la puissance réactive générée par des bancs de condensateur est relativement réduite à des tensions basses. La limite sur le transport d'énergie réactive est due principalement aux pertes réactives élevées dans les lignes électriques fortement chargées. Les principales causes de l'instabilité de tension sont présentées dans la section suivante.

1.3.1 Production trop éloignée de la consommation

Dans la plupart du temps les sources d'énergie électrique se trouvent loin des zones de consommation. Cette situation rend le transport de l'énergie réactive très difficile à cause des pertes réactives très élevées. Cette difficulté de transport d'énergie réactive augmente la probabilité d'apparition d'une instabilité ou d'un effondrement de tension.

1.3.2 Manque local d'énergie réactive

L'effondrement de tension est fortement lié au manque de la puissance réactive requise pour maintenir le profil de tension dans une marge de fonctionnement permise. A un certain niveau de charge, le réseau électrique ne satisfait pas la puissance réactive demandée par la charge à cause des limitations sur la production et la transmission de la puissance réactive. La limitation de production de la puissance réactive inclut les générateurs et les équipements FACTS ainsi que la puissance réactive limitée des condensateurs.

La limite de production de la puissance réactive des générateurs est due principalement aux contraintes thermiques exercées sur le bobinage rotorique et statorique. Sans la limitation thermique, l'instabilité et l'effondrement de tension sont souvent impossibles.

Dans le même contexte, les équipements FACTS sont de très grande dimension. Pour bien comprendre l'influence de la puissance réactive sur l'effondrement de tension, on considère un réseau simple à deux nœuds de la figure 1.2.

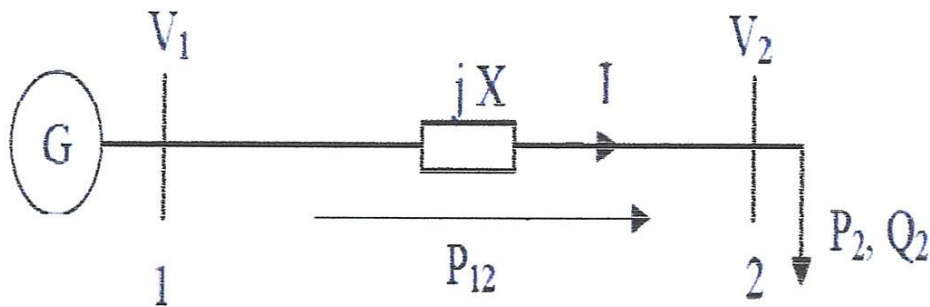


Figure 1.2 Réseau électrique à deux nœuds.

$$\bar{s}_2 = P_2 + jQ_2 \quad (1.1)$$

$$= V_2 \left[\frac{V_1 \cos \delta + jV_1 \sin \delta - V_2}{jX} \right]^*$$

$$= \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta + j \left[\frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \right]$$

$$P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{\max} \sin \delta \quad (1.2)$$

$$Q_2 = \frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \quad (1.3)$$

De même pour le nœud 1 :

$$P_1 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{\max} \sin \delta \quad (1.4)$$

$$Q_1 = \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos \delta}{X} \quad (1.5)$$

Pour la puissance active au bus 2, l'équation (1.2) montre clairement que lorsque la puissance P_2 augmente, la turbine doit fournir plus d'énergie pour augmenter l'angle de puissance δ afin de satisfaire la demande de la charge. Par conséquent, la puissance réactive Q_2 diminuera ou même deviendra négative à cause de la diminution du $\cos\delta$. Autrement, l'équation (1.5) montre que la puissance réactive Q_1 augmentera brusquement. Donc la différence entre la puissance réactive aux nœuds 1 et 2 (pertes réactives) augmentera rapidement. On peut conclure que le transport de la puissance réactive n'est pas économique à cause de l'augmentation des pertes réactives à des niveaux de charge relativement élevés.

La meilleure solution de ce problème est de produire cette énergie localement, proche de la consommation, par l'installation de batteries de condensateurs, de compensateurs synchrones (génératrices synchrones avec $P=0$) ou des compensateurs statiques (FACTS) La meilleure solution de ce problème est de produire cette énergie localement, proche de la

1.3.3 Charge appelée trop importante

L'une des causes de l'instabilité de tension correspond à une charge élevée. Ceci est dû à l'augmentation croissante de la demande et à un large transfert d'énergie entre compagnies. Une instabilité de tension peut se produire en particulier lorsque la charge élevée est plus importante que celle prévue et le risque est d'autant plus grand que la consommation réactive est également plus grande que prévue.

1.4 EFFONDREMENT DE TENSION DANS LE MONDE

A travers le monde entier, il y a plusieurs incidents qui causent l'effondrement de tension au cours de vingt dernières années, la majorité de ces incidents depuis 1982. Le tableau 1 résume quelques effondrements de tension dans le monde.

Tableau 1 Effondrement de tension dans le monde.

Date	Location	Durée
1 Décembre	France	4-6 minutes
22 Août 1987	Tennessee, USA	10 seconds
23 juillet 1987	Tokyo, Japon	20 minutes
30 Novembre 1986	Brésil, Paraguay	1 second
27 Décembre 1982	Suède	55 seconds
30 décembre 1982	Florida	1-3 minutes
4 Août 1982	Belgique	4.5 minutes
19 Décembre 1978	France	26 minutes
19 Décembre 1978	Japon	30 minutes

Pour mieux comprendre le mécanisme d'effondrement de tension, l'historique de deux exemples typiques sont ceux de la France et du Japon :

En France le 12 Janvier 1987 à 10h30 de matin, une heure avant l'effondrement du réseau, la tension était normale. Pour différentes raisons, trois unités thermiques dans une station de production sont arrêtées successivement entre 10h55 et 11h41. Treize secondes après, une quatrième unité de production est arrêtée à cause de l'intervention du système de protection thermique de rotor. Cette perte soudaine dans la génération, cause un décroissement de tension dans le réseau. Cette baisse de tension, augmente trente secondes après et se généralise dans les zones adjacentes. Ce qui engendre des arrêts dans des autres unités de production. En conséquence, le réseau français subit une perte de 9000 MW entre 11h45 et 11h50. Après cette grande perturbation, le niveau de la tension a été restauré après un délestage approprié. Dans la même année, le 23 février, à Tokyo (Japon), la température augmente à 39°C, ce qui a engendré une augmentation de la demande au delà la valeur présumée, à cause de l'utilisation

massive des climatiseurs. Une instabilité de tension survient, entraînant le déclenchement des trois postes électriques alimentant la région de Tokyo.

La relation estimée est alors corrigée en utilisant la méthode classique de Newton-Raphson en le considérant comme solution initiale du programme d'écoulement de puissance conventionnel.

CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions de base sur la stabilité de tension d'un réseau électrique. Le problème d'instabilité de tension peut être favorisé par plusieurs paramètres à savoir : manque local de la puissance réactive, production trop éloignée de la consommation, ou le cas d'une charge demandée très élevée.

Une analyse efficace de la stabilité de tension reste la solution appropriée pour s'éloigner du point d'effondrement. Nous avons focalisé notre étude sur l'analyse statique de la stabilité de tension.

CHAPITRE

II

MOYENS ET METHODE DE REGLAGE DE LA TENSION

MODELISATION DES RESEAUX ELECTRIQUES EN REGIME PERMANENT

INTRODUCTION

Ce chapitre présente la modélisation des différents composants du réseau électrique à savoir : les générateurs d'énergie électriques, les lignes de transport, les équipements de compensation d'énergie réactive, les transformateurs et les charges électriques.

Plusieurs études ont montré l'importance de la représentation des charges dans l'analyse de la stabilité de tension. La modélisation usuelle (puissance active et réactive constante) ne reflète pas les caractéristiques réelles du réseau. En effet, deux autres types de modélisation statique sont utilisés dans ce mémoire, à savoir : modèle à courant constant et celui à admittance constante. Ce sont deux modèles qui expriment la puissance consommée par la charge en fonction de la tension. Parmi les compensateurs d'énergie réactive qui sont largement utilisés ces dernières années, on trouve les FACTS. Dans ce travail, on s'intéressera à deux types à savoir : le SVC et le TCSC. Une représentation détaillée de ces équipements a été présentée dans ce chapitre.

II.1 MODELISATION MATHEMATIQUE DU RESEAU ELECTRIQUE

II.1.2.1 Modèle de l'alternateur

Le groupe turbo-alternateur est considéré comme le cœur du réseau électrique, il assure la production de l'énergie électrique demandée par le consommateur. Dans notre cas, le groupe turboalternateur est modélisée par une source de tension constante qui injecte, au niveau du nœud auquel il est connecté, une puissance active P_g et réactive Q_g .

L'alternateur possède deux boucles de régulation automatique, une pour le réglage automatique de la puissance AGC (AutomaticoGénération Control) et l'autre pour le réglage automatique de la tension AVR (Automatico Voltage Régulation).

La production de l'énergie réactive dans un générateur est limitée suivant l'équation (2.1)

$$Q_g^{min} \leq Q \leq Q_g^{max} \quad (2.1)$$

Cette limitation est due principalement à la limite thermique du bobinage statorique et rotorique ainsi que la limitation de l'angle rotorique permise (30°).

II.1.2.2 Modèle de la ligne de transport

La ligne de transport à été modélisée par un schéma équivalent en qui se compose d'une impédance série (résistance R en série avec une réactance inductive X), et une admittance shunt qui consiste en une susceptance capacitive B (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation G . Voir figure (2.1).

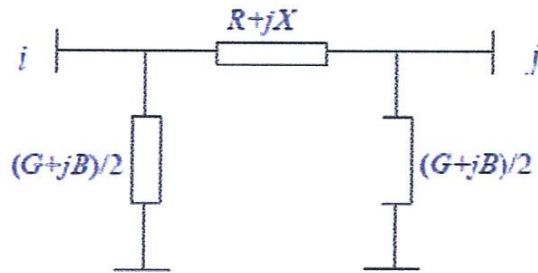


Figure 2.1 Modèle en π d'une ligne électrique.

II.1.2.3 Modèles des nœuds du réseau

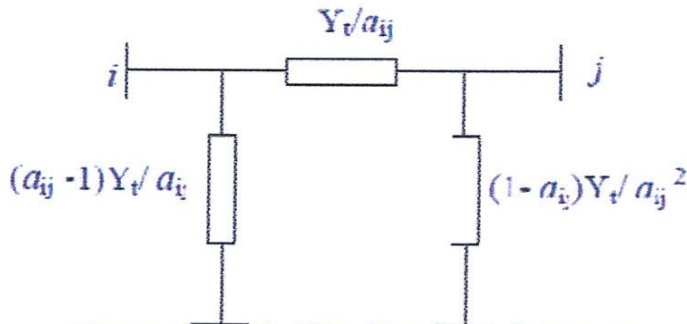
Les nœuds dans un réseau électrique sont divisés en trois types :

- Nœud de charge (PQ) : c'est un nœud connecté directement avec la charge, il ne possède aucune source d'énergie. Les puissances active et réactive sont considérées connues.
- Nœud générateur (PV) : c'est un nœud connecté directement avec un générateur ou une source d'énergie réactive. la puissance active et la tension sont considérées connues. La production de l'énergie réactive est limitée par des valeurs inférieures et supérieures, Q_g^{\min} et Q_g^{\max} respectivement. Si l'une des deux limites est atteinte, la valeur se fixe à cette limite et la tension se libère, le nœud devient alors un nœud (PQ).
- Nœud bilan (slack bus) : c'est un nœud connecté avec un générateur relativement puissant ; il est considéré dans le calcul d'écoulement de puissance afin de compenser les pertes actives et assurer l'égalité entre la demande et la génération de la puissance active. Dans un nœud bilan, l'amplitude et l'angle de la tension sont supposés connus.

II.1.2.4 Modèle du transformateur

Un transformateur de l'énergie électrique est représenté par un quadripôle en non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation a et l'impédance de fuite. Les rapports a_{ij} sont inclus dans les éléments de la matrice

admittance, c'est-à-dire que les susceptances de la matrice admittance B_{ij} sont vues comme des fonctions de rapports de transformation a (figure 2.2).



Dans un réseau électrique, les transformateurs qui sont connectés directement à la charge sont des transformateurs régleurs de charge (LTC). Ils disposent des régulateurs automatiques de la tension dans des limites permises de fonctionnement, indépendamment des fluctuations de tension primaire

H.1.2.5 Equipements de compensation de l'énergie réactive

Le transport de l'énergie réactive pour une longue distance n'est pas économique (augmentation des pertes actives). De ce fait, la production de cette énergie doit être le plus près possible des points de consommation. Dans un réseau électrique, on peut citer deux types d'équipements de compensations :

- Compensateur synchrone : c'est un alternateur qui produit seulement une puissance réactive. Il est modélisé par un nœud PV de puissance active nulle ($P=0$) avec une tension constante. L'angle de la tension et la puissance réactive est calculé par le programme d'écoulement de puissance. La génération de la puissance réactive est limitée selon l'équation (2.1).
- Compensateurs statiques : il existe deux types des compensateurs statiques :
- Banks de condensateurs : ils sont installés au niveau des nœuds ainsi que

des lignes de transport. La manipulation de ces condensateurs est effectuée manuellement. Dans notre travail, ils sont modélisés par une admittance shunt avec une susceptance fixe B_c introduite dans la matrice admittance.

- Dispositifs FACTS : ils sont modélisés généralement par une inductance variable connectée en parallèle avec une capacité fixe. A cause de leurs importances dans la conduite et le fonctionnement des réseaux électriques, une description relativement détaillée de ces équipements sera présentée dans une section indépendante.

II.1.2.6 Modélisation des charges

La modélisation de la charge joue un rôle très important dans l'étude et l'analyse de la sécurité de tension. Dans la littérature, il existe deux types de modélisation des charges électriques à savoir, la modélisation statique et celle dynamique. La modélisation dynamique est relativement compliquée ; la puissance consommée par la charge est une fonction de la tension et du temps ; Elle est utilisée généralement pour l'étude et l'analyse de la stabilité transitoire. La modélisation statique est mieux adaptée aux programmes d'écoulement de puissance.

Dans cette section, on présente différents modèles statiques qui expriment la puissance active et réactive de la charge en fonction de la tension de nœud. Le modèle exponentiel de la charge est défini par les équations (2.2) et (2.3).

$$P = P_0 \times \left(\frac{V}{V_0}\right)^{np} \quad (2.2)$$

$$Q = Q_0 \times \left(\frac{V}{V_0}\right)^{nq} \quad (2.3)$$

Avec :

- P_0 et Q_0 : puissance active et réactive consommées à une tension de référence $V_0=1pu$.

- n_p et n_q : constantes dépendant du type de la charge.
- En pratique, les valeurs de n_p et n_q de différents types de charges sont trouvées empiriquement. Le tableau 2.1, représente les différents types de charges avec leurs exposants spécifiques.
- **Tableau 2.1** Valeurs des exposants n_p et n_q pour différents types de charge.

Types de charge	n_p	n_q
Climatisation	0.50	2.50
Chauffage électrique	2.00	0.00
Eclairage fluorescent	1.00	3.00
Pompes, climatiseurs, moteurs	0.08	1.60
Grands moteurs industriels	0.05	0.50
Petit moteur industriel	0.10	0.60

Selon les valeurs de n_p et n_q , on peut présenter les différents modèles statiques à savoir :

- Modèle à puissance constante (modèle standard PQ) : les puissances active et réactive ne dépendent pas de la tension ($n_p = n_q = 0$).
- Modèle à courant constant : la puissance varie directement avec le module de la tension ($n_p = n_q = 1$)
- Modèle à impédance constante : la puissance varie avec le carré du module de la tension ($n_p = n_q = 2$)

II.2 Moyens et méthode de réglage de la tension :

II.2.1 Générateur synchrone ou Alternateur (réglage primaire de la tension) :

Les générateurs synchrones sont les seuls moyens pour tenir et régler la tension avec les performances dynamiques qu'exige un haut niveau de sécurité du réseau.

Le réglage de la tension dans le réseau électrique doit donc s'effectuer de manière centralisée, au niveau du générateur synchrone, la vitesse de l'alternateur doit rester constante (n) et que la longueur du conducteur fixe, le facteur déterminant est l'intensité du champ d'excitation.

Le réglage de la tension dans ce cas est lié à la puissance réactive générée par la machine. Une tension de source plus élevée permet de transférer davantage de puissance à la charge.

Ainsi, si à un instant donné, la puissance réactive du réseau est à une certaine valeur et qu'on veuille désexciter un alternateur pour une raison quelconque (échauffement de l'enroulement par exemple), il faudra qu'un autre alternateur soit excité pour fournir la puissance réactive délestée sinon la tension du réseau baisserait. Le régulateur de tension qui essayera de maintenir la tension sortie alternateur constante agira sur l'excitatrice en conséquence pour illustrer ceci nous allons faire une étude du système de régulation centralisé pratique vue à la centrale thermique d'Annaba.

II.2.1.1 Régulation de tension de l'alternateur 75MW groupe IV centrale thermique Annaba

II.2.1.1.1 Régulation automatique et régulation à main :

Le système d'excitation est prévu pour fonctionner normalement en régulation automatique. Le fonctionnement à la main est prévu comme service de secours de façon à pouvoir assurer la continuité de service. En cas d'avarie au régulateur automatique et dans la phase de démarrage où il permet une excitation graduelle de la machine.

La complète séparation des circuits aussi bien de ceux de contrôle que ceux de puissance et les organes de coupure prévue rendent possible d'accéder en toute sûreté au régulateur automatique pour des éventuelles réparations ou étalonnages.

II.3.1.1.2 Caractéristique de l'ensemble d'excitation :

Le système peut être subdivisé comme suit :

- Ensemble pour excitation avec commande à main (APM-98M)
- Ensemble pour l'excitation réglée automatiquement (APA-APAR-90V)
- Ensemble pour la désexcitation rapide associé avec en plus quelques circuits accessoires tel que :
 - Le poursuiveur automatique
 - Les circuits de protection

II.2.1.1.3 Exploitation :

II.2.1.1.3.1 Amorçage :

Pour assurer la montée en tension de l'alternateur on injecte dans l'inducteur de l'excitateur pendant quelques seconds un faible courant prélevé sur la batterie de la centrale pour palier une éventuelle démagnétisation de la machine.

II.2.1.1.3.2 Marche manuelle (fonctionnement de secours) :

Dans ce cas où le déphasage des impulsions des thyristors est sous la dépendance du régulateur manuelle (opérateur). Au démarrage l'opérateur utilise ce mode de fonctionnement puisque la tension sortie alternateur n'ayant pas atteint sa valeur nominale. Les séquences à suivre sont les suivantes :

- Porter les machines à vitesse nominale et alimenter les APM
- Mettre le 43R sur « A main »

Dans ce cas l'alternateur peut être excité et atteindre la tension désirée par l'entremise du rhéostat RE70

En agissant sur le rhéostat on varie la tension de barre et on peut aussi exécuter la régulation de la valeur maximale que l'on doit atteindre avec la course complète du rhéostat une fois que tout marche régulièrement on peut effectuer le passage à fonctionnement automatique.

II.2.1.1.3.3 Marche automatique (fonctionnement normale) :

Le déphasage des impulsions de commande des thyristors est alors sous la dépendance du régulateur de tension pour passer à ce mode de fonctionnement les manœuvre suivantes sont à effectuer par l'opérateur :

Utiliser le déviateur d'essai DP et contrôler sur le voltmètre d'essai VP si les tensions du système automatique et du système à main sont égales (le voltmètre doit indiquer 0). C'est le poursuiveur automatique qui joue ce rôle. En effet le régulateur à main est toujours alimenté et prêt à remplacer le régulateur automatique en cas d'avarie. Le poursuiveur assure cette fonction en comparant les tensions en sortie APA et APM grâce au voltmètre qui doit afficher une tension nulle sinon :

- Dans le cas où il y ait déséquilibre on doit agir par l'entremise de 90M/DC sur le RE90 jusqu'à ce que la différence soit à ou proche de 0 et inversement jusqu'à l'obtention de l'égalisation.
- Porter 43R sur « automatique » le régulateur 90V doit fonctionner correctement.

II.2.1.1.3.4 Désexcitation :

La désexcitation est obtenue par ouverture du disjoncteur d'excitation 41 : l'inducteur se décharge sur une résistance non linéaire branchée en permanence à ses bornes. Il faudra passer au mode manuelle au préalable et de désexciter jusqu'à ce la tension que l'alternateur soit nulle.

Cependant l'échauffement des enroulements rotoriques et statiques limites de façon assez stricte la capacité de régulation du générateur d'où la nécessité de rechercher d'autre moyens de compensation.

II.2.2 transformateur réglable :

A proximité d'une centrale une régulation plus précise de la tension du réseau peut être obtenue en compensant la chute dans le transformateur élévateur de même le réglage en charge du rapport de transformation permet de faire varier plus largement la tension du réseau tout en gardant la tension du stator proche de la valeur nominale. On peut distinguer trois possibilités de réglage dont deux sous charge et un hors tension.

II.2.2.1 Par sortie multiples :

Dans ce cas les prises sortent directement sur des bornes et l'on connecte la ligne d'alimentation sur les prises choisies ces prises sont généralement du côté haute tension et le plus souvent sont au nombre de trois disposés dans le même isolateur et permettant un réglage : à $U_n - 5\%$, U_n , $U_n + 5\%$.

II.2.2.2 Par commutateur ou régleur charge :

Un dispositif destiné généralement aux unités de forte puissance destinées à être interconnecter avec d'autre réseau les prises de tension sont beaucoup plus nombreuses (jusqu'à vingt prises et au-delà).

II.2.2.3 Par sélecteur ou ajusteur hors tension :

Dans ce cas les prises disposées généralement sur la haute tension à $U_n-5\%$, U_n , $U_n+5\%$ sont reliées à un commutateur qui permet de sélectionner l'une de ces prises lors de la commutation d'une prise à l'autre, il se produit une coupure de l'alimentation du circuit haute tension ce qui oblige à mettre hors tension l'appareil pour effectuer cette manœuvre.

Exemple : Ce type de régleur hors tension (à vide) équipe le transformateur principal (13.8/60KV) de la centrale thermoélectrique d'Annaba.

NB : Tous ces dispositifs généralement immergés dans des diélectriques liquides (huiles tel que le borrak 22,...), les régleurs en charge sont très souvent commandés automatiquement par des servomoteurs pilotés par des capteurs volumétriques.

II.2.3 Compensateur synchrone :

On appelle compensateur synchrone un moteur synchrone qui tourne à vide et dont la seule fonction est de fournir ou d'absorber de la puissance réactive sur une ligne de transport ou sur un réseau en vue de réguler la tension. Il agit alors comme une énorme capacitance ou inductance variable dont la valeur est réglable en agissant sur le niveau d'excitation de son rotor. La plupart de ces machines ont une capacité comprise entre 20MVAR et 200MVAR et on les refroidit à l'hydrogène.

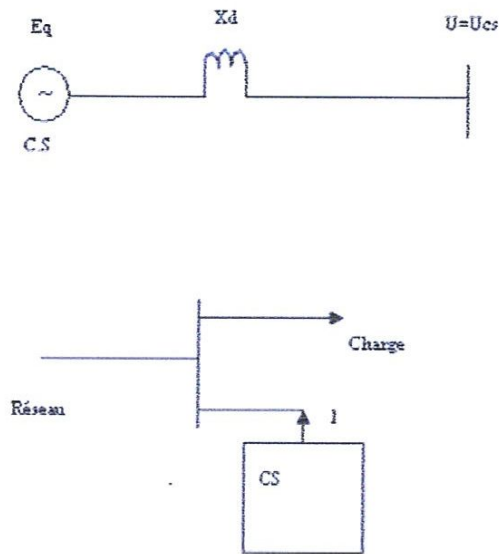


Figure 2.3 Compensateur synchrone dans un poste d'un réseau électrique

Le branchement du compensateur synchrone au réseau met en interaction la F.é.m. E_q avec la tension réseau U ($U=U_{c,s}$) leur différence définit le sens du courant et sa valeur dans la réactance X_d (circuit du C.S).

$$I = I_E - I_U$$

I_E : Courant forcé da la F.é.m. E_q

I_U : Courant forcé de la tension du réseau.

Autrement :

$$I = \frac{(E_q - U_{cs})}{X_d}$$

Du fait que la tension du réseau est considérée constante le courant résultant I dans le circuit di C.S varie avec la variation de E_q .

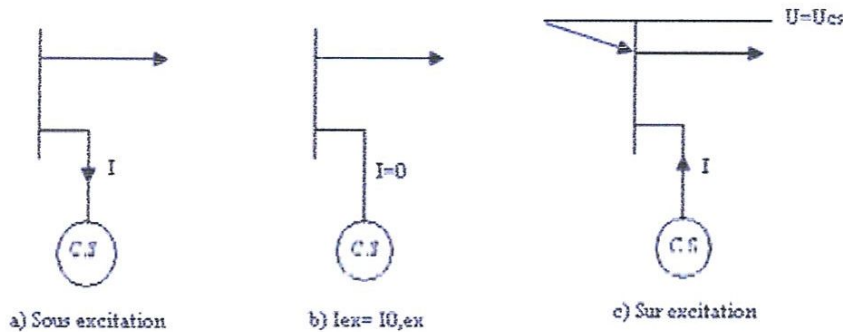
La variation de E_q (pour un but de réglage) est obtenue par la variation du courant d'excitation rotorique I_{ex} si le courant d'excitation pour ca cas $I_{ex} = I_{\theta, ex}$

on peut définir :

$$I_{ex} \neq I_{0,ex} \Rightarrow E_q \neq U_{c,s} \Rightarrow I \neq 0.$$

$$I_{ex} < I_{0,ex} \Rightarrow E_q < U_{c,s} \Rightarrow I < 0. \text{ (Sous excitation, régime a)}$$

$$I_{ex} > I_{0,ex} \Rightarrow E_q > U_{c,s} \Rightarrow I > 0. \text{ (Sur excitation, régime c)}$$



La puissance réactive du compensateur synchrone est définie par

$$Q_{cs} = \sqrt{3} I \cdot U_{c,s} = \frac{E_q - U_{c,s}}{X_d} \cdot U_{c,s}$$

Régime a :

$E_q < U_{c,s}$ Le courant I circule du nœud du réseau vers compensateur, c'est un régime de consommation du réactif.

Dans ce régime la valeur maximale consommée peut être atteinte quand $I_{cx} = 0$

E_q est alors nulle ($E_q = 0$) et $Q_{cs} = \frac{U_{c,s}^2}{X_d}$

Régime b :

$E_q = U_{c,s}$ et $Q_{cs} = 0$ le courant est nul.

Régime c :

$V_q > U_{cs}$ le courant résultant circule du compensateur vers le nœud du réseau, dans ce régime le compensateur injecte la puissance réactive dans le nœud. Le compensateur produit de la puissance réactive.

II.2.4 Batterie de condensateurs :

Selon la norme CEI 871-1 la Batterie de condensateur est une ensemble de condensateurs unitaire raccordés de façon à agir conjointement.

II.2.4.1 Compensation shunt :

Les batteries de condensateur sont très souvent utilisées dans les réseaux de distribution pour le réglage de la puissance réactive et par conséquent de la tension. Elles peuvent être utilisées dans les systèmes à tension jusqu'à 110KV, à ce niveau particulièrement, en générale une batterie de condensateurs est constituée par un système de condensateurs branchés en combinaison série ou parallèle.

Les condensateurs de puissance sont le plus souvent installés en dérivation sur le réseau, pratiquement ils sont connectés aux bornes de réseau suivant un couplage triangle ou étoile. Les condensateurs fournissant à la pulsation $\Omega = 2 \cdot \pi \cdot f$, une puissance réactive $Q_c = U^2 \Omega C$

Où U : tension de réseau.

C : capacité des condensateurs.

II.2.4.2 Compensateur série :

Les condensateurs sont placés en série sur la ligne dont ils compensent partiellement la réactance. Les condensateurs série sont peu utilisés sur les réseaux à moyenne et haute tension, par contre sur les réseaux de transport à grande distance sous des tensions supérieures à 220KV leur utilisation est

fréquente avec une puissance unitaire importante. Ces batteries jouent plusieurs rôles :

- Améliorer la stabilité du système (tension, fréquence).
- Réduire ou annuler les chutes de tension.

11.2.4.3 Choix de l'emplacement et du mode de compensation :

La compensation peut être globale par secteur ou individuelle. En principe la compensation idéale est celle qui permet de produire l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée et en quantité ajustée à la demande. Ce mode de compensation est très coûteux, on cherchera dans la pratique un optimum technico-économique.

11.2.4.1.1 Compensateur globale :

La batterie est raccordée en tête d'installation et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation. Elle reste en service de façon permanente pendant la période de facturation de l'énergie réactive pour un fonctionnement normal du site. Cette compensation globale convient lorsque la charge est régulière. Le courant réactif circule dans l'installation du niveau1 jusqu'à récepteurs les pertes par effet joule (KWII) et les chutes de tension dans les canalisations situées en aval de la batterie ne sont pas diminuées.

Le foisonnement naturel des charges permet un dimensionnement faible de la batterie elle est en service en permanence elle est donc amortie encore plus rapidement. Ce type de compensation peut suivant le cas :

- Supprimer les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive
- Permet aussi d'augmenter la puissance active disponible du transformateur de livraison.
- Le courant réactif circule dans l'installation du niveau1 jusqu'aux récepteurs.

- Les pertes par effet joule (KWII) et les chutes de tension dans les canalisations situées en aval de la batterie ne sont pas diminuées.

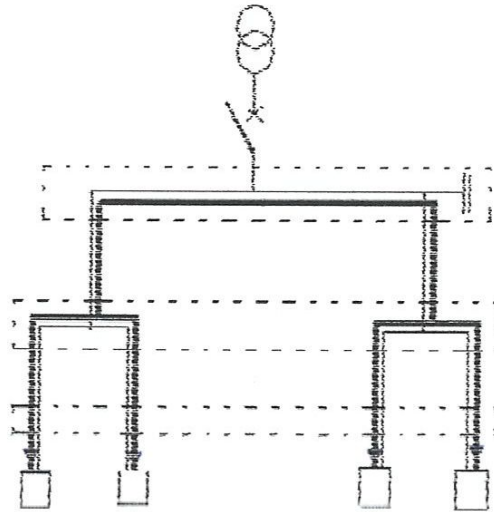


Figure 2.4 Schéma d'une Compensateur globale

11.2.4.1.2 compensateur par secteur :

La batterie est raccordée au tableau de distribution et fournit l'énergie réactive demandée par un secteur de l'installation une grande partie de l'installation est soulagée en particulier les canalisations alimentant chaque secteur.

Une compensation par secteur est conseillée lorsque l'installation est étendue et comporte des secteurs à forte consommation d'énergie réactive, ce type de compensation :

- Supprime les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive.
- Optimise une partie du réseau, le courant réactif n'étant pas véhiculé entre les niveaux 1 et 2.
- Augmente la puissance active disponible du transformateur et la puissance active qui peut être véhiculée dans les canalisations situées en amont du secteur compensé en plus les pertes par effet joule (KWII) et les chute de

tension dans les canalisations reliant le niveau2 au niveau1 sont diminuées.

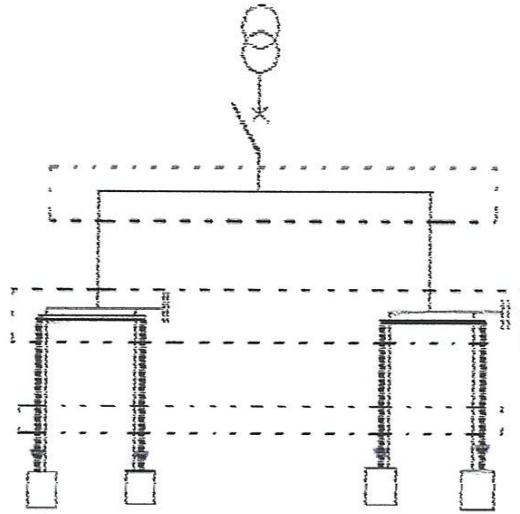


Figure 2.5 Schéma du Compensation sectorielle

11.2.4.1.3 Compensation individuelle :

La batterie est raccordée directement aux bornes du récepteur.

La compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance du récepteur est importante par rapport à la puissance du transformateur. C'est le type de compensation qui offre le plus d'avantage mais qui est le plus couteux. Ce type de compensation :

- Supprime les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive.
- Augmente la puissance active disponible du transformateur et la puissance active qui peut être véhiculée dans les canalisations situées en amont du récepteur.
- Réduit aussi les pertes par effet joule (KWH) et les chutes de tension dans les canalisations entre le niveau 3 et 1.

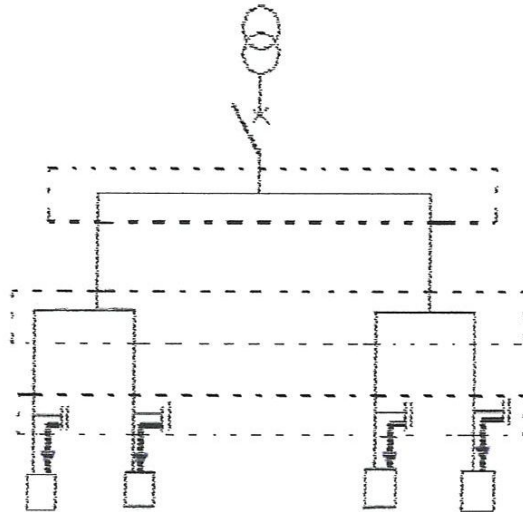


Figure 2.6 Schéma du Compensation individuelle

II.2.5 Compensateur statique de puissance ou FACTS :

II.2.5.1 Les systèmes classiques à thyristors :

C'est les systèmes qui utilisent le thyristor comme composant électrique.

II.2.5.1.1 Les systèmes hybrides :

Cette classe qualifiée des systèmes mixtes ou hybrides est constituée par des systèmes de contrôle classique (transformateurs à prises réglables, bancs de condensateurs... évoqués précédemment) dans lesquels les interrupteurs mécaniques sont remplacés par des interrupteurs électroniques utilisant le thyristor comme élément de commutation. Ces derniers temps, des bancs de condensateurs en gradins mis en ou hors service par des commutateurs à thyristors placés en parallèle pour réaliser une compensation de type série ont connu du développement important ils sont connus sous l'appellation TSSC (Thyristors Switched Série Capacitor) et représentés à suivant :

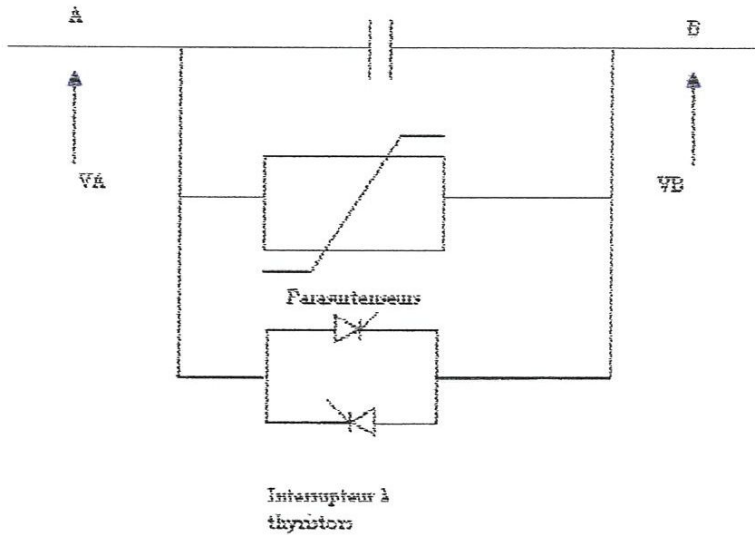


Figure 2.7 Schéma de principe du TSSC

De puissance installations de ce type sont en fonctionnement aux états unis, notamment à la sous-station KANAWHA RIVER du réseau Américain Electric Power (AEP) depuis 1991. Cette installation réglée manuellement à partir d'un centre de contrôle réalise la compensation d'une ligne de 345kv de 0 à 60% par pas de 10%, pour éviter la surcharge de cette ligne et d'une ligne parallèle de 138kv en cas de perte d'une ligne principale de 765kv.

II.2.5.1.2 Les systèmes à gradateurs :

Cette classe met en œuvre le gradateur en courant alternatif pour réaliser une réactance variable contrôlée par thyristors associée à un banc de condensateurs commutés par thyristors. Le contrôle de la réactance est réalisé par modification de l'instant d'allumage des thyristors. Les condensateurs sont commutés par fonctionnement des thyristors en interrupteur idéal avec coupure au passage par zéro du courant et enclenchement au passage par zéro de la tension.

Cette structure est à la base des systèmes suivants utilisés en pratique :

- Le compensateur statique de puissance réactive ou SVC (Statice Var Compensation) à placer en parallèle sur le circuit à compenser.
- Le compensateur série à circuit bouchon ou TCSC (Thyristor Controller Série Capacité) connu sous l'appellation ASC (Advanced Série Compensation).

Ces derniers systèmes font l'objet des deux paragraphes suivants vu leur importance.

II.2.5.1.3 Le compensateur statique de puissance réactive ou SVC (Statice Var compensateur)

Ces systèmes sont actuellement constitués quasiment toujours de trois inductance séparées câblées en triangle et réglées indépendamment par un variateur de courant à thyristors pour permettre un rééquilibrage du réseau par action différenciée sur chacune des phases. Un banc triphasé de condensateurs commutables en gradins placé en parallèle complète le dispositif.

Plus de 200 SVC sont en fonctionnement à travers le monde dans les réseaux électrique de 10 à 765 KV. Les plus anciens datent des années 1970 la principale fonction d'un SVC est le support de la tension mais il peut également être utilisé pour réduire le phénomène de flécher en présence de charge fluctuantes (laminoirs, fours à arcs, etc.). Amortir les oscillations de puissance et augmenter le transfert de puissance (par ces deux actions il améliore la marge de stabilité statique et transitoire). La capacité d'un SVC peut varier de -300 à 800 MVAR de manière continue ou discrète le réseau d'Hydro Québec a été un des premiers équipés de ce compensateur sur longue ligne. La caractéristique de régulation des SVC généralement adoptée est représentée sur la figure de la caractéristique de réglage d'un SVC. Elle se base sur la mesure de la tension du réseau.

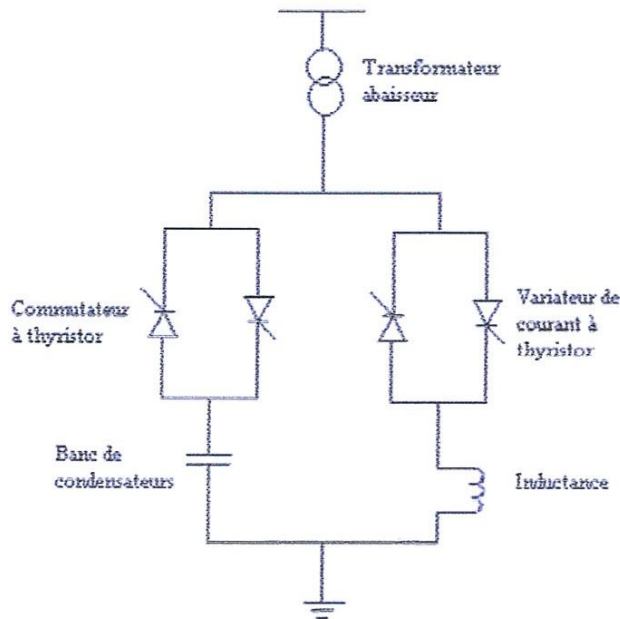


Figure 2.8 Schéma de principe du compensateur statique shunt SVC.

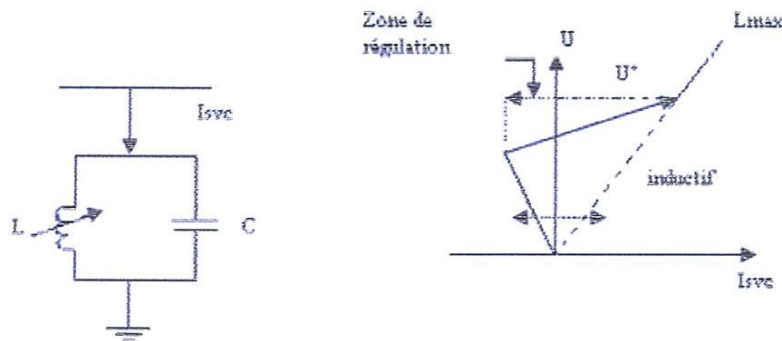


Figure 2.9 Caractéristique de réglage d'un compensateur statique SVC.

Le principal désavantage de ces dispositifs réside dans leur comportement en dehors de la zone de régulation où ils agissent comme des réactances constantes et présentent une puissance de compensation proportionnelle au carré de la tension. En outre le courant absorbé par les inductances est riche en harmoniques d'ordre impair, ces harmoniques sont généralement éliminés à

l'aide de filtres LC et la connexion en triangle du compensateur permet déjà l'élimination des composantes homo polaires de rang multiple de trois.

II.2.5.1.4 Le compensateur série à circuit bouchon TCSC (Thyristor Controlled Série Capacitor) :

Ce système utilise des condensateurs à valeurs fixes placés en parallèle sur des inductances contrôlées par un variateur de courant à thyristors, de manière à rendre continu le réglage de la compensation capacitive ou inductive respectivement au-delà et en deçà de la fréquence de résonance. Le schéma de principe d'un tel système et sa caractéristique de réglage sont présentés à la figure suivante :

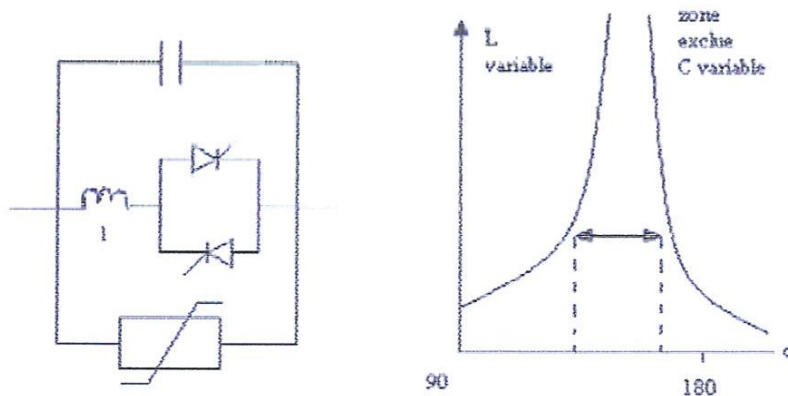


Figure 2.10 Schéma de principe du compensateur série à circuit bouchon et caractéristique de réglage (ASC ou TCSC)

$$Z = j \frac{\omega^2 \cdot L}{1 - \omega^2 L_c}$$

P : parasurtenseur de protection

α : angle de retard d'allumage

Actuellement dans les réalisations existantes seules la partie en capacité variable est généralement mise en œuvre. Le contrôle comporte la plus souvent en cascade un contrôle lent du flux de puissance et un contrôle rapide par exemple

de l'écart de fréquence entre zones interconnectées pour amortir les oscillations de puissance. Deux TCSC sont présents depuis 1999 dans le système d'interconnexion des réseaux sud-sud est nord-nord, du Brésil comprenant également une ligne de 1020 km de 500KV et une compensation série fixe de 54% divisée en 6 bancs présente pour augmenter le transfert de puissance jusqu'à 1300M. Chaque TCSC procure 6% de la compensation série en régime permanent leur présence est justifiée par l'existence d'oscillations basses fréquences faiblement amorties.

Les TCSC ont prouvé leur capacité à amortir les oscillations quelques soient les situations y compris celles avec un faible transfert de puissance (<200MW).

11.2.5.2 Compensateur statique avancé de puissance réactive SVG ou STATCOM :

Il fait parti des systèmes de compensation à éléments entièrement commandables. Ces systèmes utilisent les ressources offertes par les composants électroniques entièrement commandables permettant de réaliser des sources de tension ou de courant dont on peut régler l'amplitude et la phase. Le SVG (Statice Var Générateur) réalise une compensation de type parallèle en agissant comme un véritable compensateur synchrone statique. Il est constitué d'un convertisseur alternatif continu à commutation forcée raccordé coté continu à un élément de stockage d'énergie un condensateur dans la version dite STATCOM.

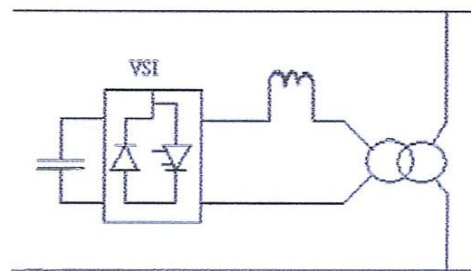


Figure 2.11 Schéma de principe du STATCOM ou SVG compensateur statique de puissance réactive.

La tension du coté alternatif est en phase avec celle du réseau de manière à n'échanger que de l'énergie réactive avec ce dernier. On règle la valeur du courant et le sens de la puissance réactive échangée par la valeur de la tension du convertisseur.

Le principe de fonctionnement est représenté à la figure suivante :

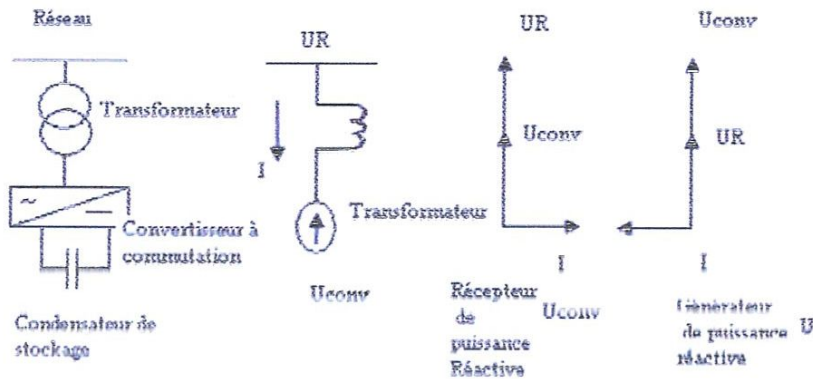


Figure 2.12 Schéma de principe de fonctionnement du compensateur statique shunt avancé

STATCOM

Ce système pourrait aussi fournir de la puissance active au réseau et lui venir en renfort en couvrant des pointes de consommation par exemple et à la limite devenir un véritable générateur de secours. Il faut pour cela utiliser un élément de stockage d'énergie soit une batterie d'accumulateur soit une bobine supraconductrice (Système SMES pour Super ConductionMagnétiquesEnergies Storage). De tel système pourraient dans l'avenir être envisagé dans les réseaux à production décentralisée pour pallier les aléas de productions.

Ces nouveaux dispositifs ont pour principaux avantages :

- Réduction de la taille et du cout des composants fixes.
- Possibilités de contrôle sans limite de tension contrairement ai SVC. Le courant maximal échangé est indépendant de la tension et de la puissance réactive maximale varie comme la tension. Dans les compensateurs classiques de type SVC cette puissance variant comme le carré de la tension, le système devient totalement inefficace en cas de profonds creux de tension.
- Réduction des harmoniques par l'utilisation de ma technique de modulation de largeurs d'impulsions dite MLI pour organiser les commutations du convertisseur.
- Une grande vitesse de réponse de l'ordre de 10 fois celle d'un SVC. Plusieurs installations de STATCOM sont présentes dans les réseaux japonais 22, 33, 66 et 154KV. Ils assurent des fonctions de contrôle de tension une compensation de variations rapide de charge réactive et un contrôle des oscillations de puissance.

Une installation de STATCOM à été conçue pour être localisée à partir de fin 200 à la sous-station East Clayton du réseau 400KV de la NGN (National Grid Compagnie) en Angleterre afin de fournir une compensation supplémentaire dans le sud. La conception a été réalisée de manière à pouvoir relocaliser le STATCOM à d'autres sous-stations des réseaux 400 ou 275KV en qu'a de besoin.

Tableau2.2 Récapitulatif systèmes FACTS en opération dans le monde :

Type de FACTS	Nombre en application	Fonctions	Niveau de puissance
TSSC	1(Etats-Unis)	Test de technologie	
SVC	Plus de 200 dans le monde	-Compensation de variation rapide de charge réactive -Amortissement de résonances -Contrôle de tension -Contrôle des oscillations de puissance	De -300 A 800MVAR
TCSC ou ASC	5(Brésil, suède, Etats-Unis)	-Contrôle du transit de puissance -Amortissement de résonance -Contrôle des oscillations de puissance	De -50 A 50MVAR
SVG ou STACOM	10 à 20 (Japon et Etats-Unis)	-Contrôle de tension -Compensation de variations rapides de la charge réactive -Contrôle des oscillations de puissance	

II.2.6 Le réglage secondaire de la tension.

L'action des régleurs de tension est locale par nature. La majeure partie de la puissance réactive supplémentaire étant produite par les générateurs les plus proches de la perturbation les réserves post incident peuvent être inégalement répartir. Cette situation doit être corrigée en ajustant les consignes des régulateurs. Une commande en boucle fermée appelée réglage secondaire de la tension a été implémentée dans certains pays occidentaux. L'objet est de commander de façon coordonnée les générateurs situés dans une même région de sorte que les tensions en un certain nombre de « points pilotes » soient maintenus au voisinage de leurs consignes et que chaque groupe produise de la puissance réactive au prorata de sa capacité.

Suivant la région, il existe deux types de réglage de la tension secondaire :

- Le RST (réglage secondaire de la tension).
- Le RSCT (réglage secondaire coordonné de tension).

Le RSCT permet d'ajuster le plan de tension globalement sur toute une région en asservissant les tensions d'un ensemble de pointes pilotes (et non localement sur un seul point comme le cas RST) à des valeurs de consignes.

A chaque pas de tension (égal à 10 secondes) le RSCT calcule directement et individuellement les variations de tension de consignes à appliquer à chaque régulateur primaire de la tension des groupes en prenant en compte (et en réactualisant) à chaque pas de temps les contraintes du réseau et des groupes.

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons modélisées les différents composants du réseau électrique à savoir : les lignes de transports, les transformateurs et les charges dynamiques. Aussi que nous avons présenté des notions de base sur le réglage de tension d'un réseau électrique. Les moyennes de réglage de tension peut être favorisé par plusieurs paramètres à savoir : Régulation automatique et régulation à main, transformateur réglable, Le réglage secondaire de la tension, les équipements FACTS, leurs types, leurs rôles, l'état de l'art de l'emplacement optimal des dispositifs FACTS, ainsi que la modélisation du SVC et TCSC, ont montrées une nette amélioration de la stabilité de tension. L'optimisation de la taille de SVC assure une meilleure amélioration de la stabilité de tension avec un coût minimal de compensation. Le choix optimal de site du TCSC est la ligne qui fournit la meilleure marge de stabilité de tension.

CHAPITRE

III

APPLICATION ET RESULTAT DE SIMULATIONS

Introduction

La répartition des charges (*load flow ou power flow*) est l'un des principaux problèmes qui se pose aux gestionnaires d'un système de production - transport d'énergie électrique. Dans tout ensemble de centrales électriques alimentant un ensemble de consommateurs par l'intermédiaire d'un réseau de transport maillé, on doit déterminer la répartition des puissances fournies par ces centrales à un instant donné tout en respectant un ensemble de contraintes techniques et économiques.

La résolution du problème de la répartition des charges, nous permet de déterminer les valeurs du module et de la phase de la tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement données. Ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées et générées et les pertes. Pour résoudre ce problème, il est nécessaire de déterminer les conditions de l'opération en régime permanent, d'un système de puissance, qui sont :

- La formulation d'un modèle mathématique approprié.
- La spécification d'un certain nombre de variables et de contraintes dans les nœuds du système.
- La résolution numérique du système.

III Formulation d'un réseau en modèle mathématique approprié :

La complexité du système électrique est directement proportionnelle aux nombres des nœuds qu'il contient. Pour cela, afin de faciliter les calculs et expliquer le fonctionnement correct des grands systèmes, on a utilisée deux méthodes de calcul :

III.1 Méthode de Gausse-Seidel :

Cette méthode consiste à enlever séquentiellement chaque nœud et actualiser sa tension en fonction des valeurs disponibles de toutes les tensions. En général, on calcule le vecteur x qui satisfait le système non linéaire :

$$f(x) = 0 \quad (3.1)$$

Comme le problème du point fixe, d'où :

$$x = f(x) \quad (3.2)$$

La solution est obtenue itérativement, à partir d'une valeur initiale x^0 :

$$x^{k+1} = f(x^k) \quad (3.3)$$

Pour le cas concret de la répartition des charges, la résolution de l'équation nodale

$$\begin{aligned} I &= Y.V \\ I_i &= \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot V_j \\ i &= 1, \dots, n \end{aligned} \quad (3.4)$$

La résolution est tel que :

$$\begin{aligned} V_i &= \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{j \neq i} Y_{ij} \cdot V_j \right] \\ V_i^{k+1} &= \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{(V_i^k)^*} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} \cdot V_j^{k+1} - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} \cdot V_j \right] \end{aligned} \quad (3.5)$$

Le processus itératif est obtenu quand l'expression suivante est satisfaite :

$$\max |V_i^{k+1} - V_i^k| < \varepsilon \quad (3.6)$$

Le processus peut être accéléré, en diminuant le nombre d'itérations, par l'introduction d'un facteur d'accélération α :

$$V_{i, accel}^{k+1} = V_i^k + \alpha(V_i^{k+1} - V_i^k) \quad (3.7)$$

III.2 Méthode de Newton-Raphson :

Cette méthode se base sur le développement en série de Taylor de l'équation

$$f(x) = 0$$

Cette dernière s'obtient successivement à partir des approximations du premier ordre :

$$f(x) \approx f(x^k) + f'(x^k)(x^{k+1} - x^k) = 0 \quad (3.8)$$

Où

$$f' = \frac{\partial f}{\partial x} \quad (3.9)$$

Est le Jacobien de $f(x)$. A partir d'une valeur initiale x^0 , on obtient les corrections Δx^k en résolvant le système linéaire :

$$-f'(x^k)\Delta x^k = f(x^k) \quad (3.10)$$

Et les nouvelles valeurs x^{k+1} de :

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k \quad (3.11)$$

Dans le réseau, on corrige l'angle et le module de la tension qui sont donnés par les deux équations :

$$\Delta P_i = P_i^{spe} - P_i^{cal} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (3.12)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{spe} - Q_i^{cal} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3.13)$$

Avec cette notation et en divisons le Jacobien en sous matrices, l'expression :

$x^{k+1} = f(x^k)$ appliquée au problème de la répartition des charges, se convertit, en un système matriciel suivant :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \cdot \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \theta \end{bmatrix}^k \quad (3.14)$$

La variable ΔV peut être divisée par V :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix}^k \quad (3.15)$$

Et l'expression :

$$V_i - \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{j \neq i}^n Y_{ij} \cdot V_j \right] \quad (3.16)$$

En système matriciel est :

$$\begin{bmatrix} O \\ V \end{bmatrix}^{k+1} = \begin{bmatrix} O \\ V \end{bmatrix}^k + \begin{bmatrix} \Delta O \\ \Delta V \end{bmatrix}^k \quad (3.17)$$

Avec :

$$H_{ij} = \frac{dP_i}{d\theta_j}, \quad M_{ij} = \frac{dQ_i}{d\theta_j}, \quad N_{ij} = \frac{dP_i}{dV_j} \cdot V_j, \quad L_{ij} = \frac{dQ_i}{dV_j} \cdot V_j \quad (3.18)$$

La matrice du Jacobien a comme éléments :

Pour $i = j$:

$$H_{ii} = -Q_i - B_{ii} \cdot V_i^2 \quad (3.19)$$

$$M_{ii} = P_i - G_{ii} \cdot V_i^2 \quad (3.20)$$

$$N_{ii} = P_i + G_{ii} \cdot V_i^2 \quad (3.21)$$

$$L_{ii} = Q_i - B_{ii} \cdot V_i^2 \quad (3.22)$$

Pour $i \neq j$:

$$H_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3.23)$$

$$N_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (3.24)$$

$$L_{ij} = H_{ij} \quad (3.25)$$

$$M_{ij} = -N_{ij} \quad (3.26)$$

Pour chaque itération, on calcule $[\Delta\theta, \frac{\Delta V}{V}]$, en résolvant le système

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix}^k \quad (3.27)$$

Le processus s'arrêtera pour $|\Delta P| \leq \varepsilon$ et $|\Delta Q| \leq \varepsilon$

III.2.1 Méthode découplée de Newton :

Si, on observe la valeur numérique des éléments du Jacobien utilisé dans plusieurs systèmes, on découvre que les éléments de H et L sont invariablement beaucoup plus grands que ceux de M et N . Et, en se basant sur les découplés $P\theta$ et QV , on peut supposer $N \approx 0$ et $M \approx 0$. A partir de cela, on peut avoir deux systèmes d'équations linéaires indépendantes pour chaque itération. Ce qui réduit l'expression (3.27) :

Donc :

$$\Delta P^k = H^k \cdot \Delta \theta \quad (3.28)$$

$$\Delta Q^k = L^k \cdot \left(\frac{\Delta V}{V} \right)^h \quad (3.29)$$

III.2.2 Méthode découplée rapide (FDLF) :

La méthode découplée rapide est une simplification de la méthode découplée, par une série d'approximations sur les équations (3.28) et (3.29) :

Les éléments des Jacobiens $[H]$ et $[L]$ sont obtenus après certaines approximations successives:

$$\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1$$

$$\sin(\theta_i - \theta_j) \approx 0$$

$$G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \ll B_{ij}$$

$$Q_i \ll B_{ii} \cdot V_i^2$$

A partir des approximations précédentes, les Jacobiens H et L s'écrivent comme suit :

$$H_{ij} = L_{ij} = -V_i \cdot V_j \cdot B_{ij} \quad (3.30)$$

$$H_{ii} = L_{ii} = -V_i^2 \cdot B_{ii} \quad (3.31)$$

Comme conséquence des simplifications antérieures, les équations (3.28) et (3.29) en les divisant par V , et en posant $V_{j \approx 1}$ peuvent être de la forme suivante :

$$\left(\frac{\Delta P}{V} \right)^k = B' \cdot \Delta \theta^k$$

$$\left(\frac{\Delta Q}{V} \right)^h = B'' \cdot \Delta V^h$$

Avec :

$$B'_{ij} = \frac{-1}{X_{ij}}$$

$$B''_{ii} = - \sum_{j \neq i} \frac{1}{X_{ij}} B''_{ij} = -B''_{ij}$$

$$B''_{ii} = -B''_{ii}$$

III.3 Application et Résultat de simulations :

Le réseau d'application de la méthode de newton-raphson est constitué de 30 jeux de barres.

III.3.1 Données des lignes :

%	From	To	R	X	B/2	X'mer
%	Bus	Bus	pu	pu	pu	TAP (a)
linedata =	[1	2	0.0192	0.0575	0.0264	1
	1	3	0.0452	0.1652	0.0204	1
	2	4	0.0570	0.1737	0.0184	1
	3	4	0.0132	0.0379	0.0042	1
	2	5	0.0472	0.1983	0.0209	1
	2	6	0.0581	0.1763	0.0187	1
	4	6	0.0119	0.0414	0.0045	1
	5	7	0.0460	0.1160	0.0102	1
	6	7	0.0267	0.0820	0.0085	1
	5	8	0.0120	0.0420	0.0045	1
	6	9	0.0	0.2080	0.0	0.978
	6	10	0.0	0.5560	0.0	0.969
	9	11	0.0	0.2080	0.0	1
	9	10	0.0	0.1100	0.0	1
	4	12	0.0	0.2560	0.0	0.932
	12	13	0.0	0.1400	0.0	1
	12	14	0.1231	0.2559	0.0	1
	12	15	0.0662	0.1304	0.0	1
	12	16	0.0945	0.1987	0.0	1
	14	15	0.2210	0.1997	0.0	1
	16	17	0.0824	0.1923	0.0	1
	15	18	0.1073	0.2185	0.0	1
	18	19	0.0639	0.1292	0.0	1
	19	20	0.0340	0.0680	0.0	1
	10	20	0.0936	0.2090	0.0	1
	10	17	0.0324	0.0845	0.0	1
	10	21	0.0348	0.0749	0.0	1
	10	22	0.0727	0.1499	0.0	1
	21	23	0.0116	0.0236	0.0	1
	15	23	0.1000	0.2020	0.0	1
	22	24	0.1150	0.1790	0.0	1
	23	24	0.1320	0.2700	0.0	1
	24	25	0.1885	0.3292	0.0	1
	25	26	0.2544	0.3800	0.0	1
	25	27	0.1093	0.2087	0.0	1
	28	27	0.0000	0.3960	0.0	0.968
	27	29	0.2198	0.4153	0.0	1
	27	30	0.3202	0.6027	0.0	1
	29	30	0.2399	0.4533	0.0	1
	8	28	0.0636	0.2000	0.0214	1
	6	28	0.0169	0.0599	0.065	1];

III.3.2 Les données des jeux de barres :

```

%      |Bus | Type | Vsp | theta | PGi | QGi | PLi | QLi | Qmin | Qmax
|
busdata = [ 1      1      1.06   0      0      0      0      0      0      0      0;
            2      2      1.043  0      40     50.0  21.7  12.7  -40     50;
            3      3      1.0     0      0      0      2.4   1.2   0      0;
            4      3      1.0     0      0      0      7.6   1.6   0      0;
            5      2      1.01   0      0     37.0  94.2  19.0  -40     40;
            6      3      1.0     0      0      0      0.0   0.0   0      0;
            7      3      1.0     0      0      0     22.8  10.9   0      0;
            8      2      1.01   0      0     37.3  30.0  30.0  -10     40;
            9      3      1.0     0      0      0      0.0   0.0   0      0;
           10     3      1.0     0      0      0      5.8   2.0   0      0;
           11     2      1.082  0      0     16.2  0.0   0.0   -6     24;
           12     3      1.0     0      0      0     11.2  7.5   0      0;
           13     2      1.071  0      0     10.6  0.0   0.0   -6     24;
           14     3      1.0     0      0      0      6.2   1.6   0      0;
           15     3      1.0     0      0      0      8.2   2.5   0      0;
           16     3      1.0     0      0      0      3.5   1.8   0      0;
           17     3      1.0     0      0      0      9.0   5.8   0      0;
           18     3      1.0     0      0      0      3.2   0.9   0      0;
           19     3      1.0     0      0      0      9.5   3.4   0      0;
           20     3      1.0     0      0      0      2.2   0.7   0      0;
           21     3      1.0     0      0      0     17.5  11.2   0      0;
           22     3      1.0     0      0      0      0.0   0.0   0      0;
           23     3      1.0     0      0      0      3.2   1.6   0      0;
           24     3      1.0     0      0      0      8.7   6.7   0      0;
           25     3      1.0     0      0      0      0.0   0.0   0      0;
           26     3      1.05   0      0      0      3.5   2.3   0      0;
           27     3      1.0     0      0      0      0.0   0.0   0      0;
           28     3      1.0     0      0      0      0.0   0.0   0      0;
           29     3      1.0     0      0      0      2.4   0.9   0      0;
           30     3      1.0     0      0      0     10.6  1.9   0      0];

```

III.3.3 Résultats d'exécution du programme de la méthode de newton-raphson :

Newton Raphson Loadflow Analysis									

Bus	V	Angle	Injection		Generation		Load		
No	pu	Degree	MW	MVar	MW	Mvar	MW	MVar	

1	1.0600	0.0000	260.928	-17.118	260.928	-17.118	0.000	0.000	
2	1.0430	-5.3474	18.300	35.066	40.000	47.766	21.700	12.700	
3	1.0217	-7.5448	-2.400	-1.200	-0.000	0.000	2.400	1.200	
4	1.0129	-9.2989	-7.600	-1.600	0.000	0.000	7.600	1.600	
5	1.0100	-14.1542	-94.200	16.965	-0.000	35.965	94.200	19.000	
6	1.0121	-11.0880	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	
7	1.0035	-12.8734	-22.800	-10.900	-0.000	0.000	22.800	10.900	
8	1.0100	-11.8039	-30.000	0.691	0.000	30.691	30.000	30.000	
9	1.0507	-14.1363	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
10	1.0430	16.7311	5.000	17.000	0.000	10.000	5.000	2.000	
11	1.0820	-14.1363	-0.000	16.270	-0.000	16.270	0.000	0.000	
12	1.0576	-14.9416	-11.200	-7.500	0.000	0.000	11.200	7.500	
13	1.0710	14.9416	0.000	10.247	0.000	10.247	0.000	0.000	
14	1.0429	-15.8244	-6.200	-1.600	-0.000	0.000	6.200	1.600	
15	1.0304	-15.9101	-8.200	-2.500	-0.000	-0.000	8.200	2.500	
16	1.0445	-15.5487	-3.500	-1.800	-0.000	-0.000	3.500	1.800	
17	1.0387	-15.8856	-9.000	-5.800	0.000	0.000	9.000	5.800	
18	1.0282	-16.5425	-3.200	-0.900	-0.000	0.000	3.200	0.900	
19	1.0252	-16.7273	-9.500	-3.400	-0.000	0.000	9.500	3.400	
20	1.0291	-16.5363	-2.200	-0.700	0.000	0.000	2.200	0.700	
21	1.0293	-16.2462	-17.500	-11.200	0.000	0.000	17.500	11.200	
22	1.0353	-16.0738	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
23	1.0291	-16.2528	-3.200	-1.600	0.000	-0.000	3.200	1.600	
24	1.0237	-16.4409	-8.700	-2.400	-0.000	4.300	8.700	6.700	
25	1.0202	-16.0539	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
26	1.0025	-16.4712	-3.500	-2.300	-0.000	-0.000	3.500	2.300	
27	1.0265	-15.5558	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	
28	1.0109	-11.7436	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	
29	1.0067	-16.7777	-2.400	-0.900	-0.000	0.000	2.400	0.900	
30	0.9953	-17.6546	-10.600	-1.900	-0.000	0.000	10.600	1.900	
Total			17.528	20.921	300.928	147.121	283.400	126.200	
#####									

APPLICATION ET RESULTAT DE SIMULATIONS

Line Flow and Losses

From Bus	To Bus	P MW	Q MVar	From Bus	To Bus	P MW	Q MVar	Line Loss	
								MW	MVar
1	2	173.143	-18.108	2	1	-167.964	33.617	5.179	15.509
1	3	87.785	6.248	3	1	-84.669	5.140	3.116	11.388
2	4	43.619	5.194	4	2	-42.607	-2.113	1.011	3.081
3	4	82.269	-3.772	4	3	-81.412	6.235	0.858	2.463
2	5	82.293	4.033	5	2	-79.347	8.342	2.945	12.374
2	6	60.353	1.403	6	2	-58.406	4.503	1.946	5.906
4	6	72.272	-17.521	6	4	-71.631	19.753	0.641	2.231
5	7	-14.853	11.796	7	5	15.015	-11.387	0.162	0.409
6	7	38.195	-1.201	7	6	-37.815	2.370	0.381	1.169
6	8	29.490	-3.214	8	6	-29.387	3.574	0.103	0.361
6	9	27.799	-18.485	9	6	-27.799	20.698	0.000	2.213
6	10	15.882	-5.306	10	6	-15.882	6.781	0.000	1.475
9	11	0.000	-15.799	11	9	-0.000	16.270	0.000	0.470
9	10	27.799	7.041	10	9	-27.799	-6.222	0.000	0.819
4	12	44.147	-16.795	12	4	-44.147	21.983	0.000	5.188
12	13	-0.000	-10.119	13	12	0.000	10.247	-0.000	0.128
12	14	7.790	2.390	14	12	-7.717	-2.238	0.073	0.152
12	15	17.639	6.705	15	12	-17.429	-6.290	0.211	0.415
12	16	7.518	3.420	16	12	-7.460	-3.299	0.058	0.121
14	15	1.517	0.638	15	14	-1.511	-0.633	0.006	0.005
16	17	3.960	1.499	17	16	-3.946	-1.468	0.014	0.032
15	18	6.291	1.829	18	15	-6.249	-1.742	0.043	0.087
18	19	3.049	0.842	19	18	-3.043	-0.830	0.006	0.012
19	20	-6.457	-2.570	20	19	6.473	2.601	0.016	0.031
10	20	8.749	3.471	20	10	-8.673	-3.301	0.076	0.170
10	17	5.067	4.367	17	10	-5.054	-4.332	0.013	0.035
10	21	18.286	11.764	21	10	-18.135	-11.439	0.151	0.325
10	22	5.780	3.107	22	10	-5.751	-3.048	0.029	0.059
21	23	0.635	0.239	23	21	-0.635	-0.239	0.000	0.000
15	23	4.449	2.593	23	15	-4.424	-2.544	0.025	0.050
22	24	5.751	3.048	24	22	-5.706	-2.977	0.045	0.071
23	24	1.859	1.183	24	23	-1.853	-1.171	0.006	0.012
24	25	-1.142	1.748	25	24	1.149	-1.734	0.008	0.014
25	26	3.544	2.366	26	25	-3.500	-2.300	0.044	0.066
25	27	-4.694	-0.632	27	25	4.717	0.677	0.024	0.045
28	27	17.998	-3.529	27	28	-17.998	4.791	-0.000	1.262

APPLICATION ET RESULTAT DE SIMULATIONS

27	29	6.189	1.667	29	27	-6.103	-1.505	0.086	0.162
27	30	7.091	1.661	30	27	-6.930	-1.358	0.161	0.303
29	30	3.703	0.605	30	29	-3.670	-0.542	0.033	0.063
8	28	-0.613	-0.241	28	8	0.614	0.242	0.000	0.001
6	28	18.670	-3.094	28	6	-18.611	3.304	0.059	0.209
Total Loss								17.528	68.888

Variation de la charge aux jeux de barres 26 sans compensation

$S_{ch}=3.5+j2.3$ MVA de 0% jusqu'à 100.

Puissance de charge (MVA)	Module tension U26 (en pu)	Angle en degré
0%	1.0025	16.4712
20%	0.9794	-16.7525
40%	0.9726	-16.9815
60%	0.9667	-17.2404
80%	0.9595	-17.4724
100%	0.9529	-17.7231

D'après les résultats de calcul, on peut remarquer que le module de la tension est fortement lié à la puissance de charge.

III.4 Compensateur statique synchrone STATCOM

Le compensateur statique synchrone STATCOM (*Static Synchronous Compensator*), autrefois appelé compensateur statique de puissance réactive avancé, est également désigné par les acronymes SSC et STATCON (*Static Condenser*). Le STATCOM est basé sur la structure d'un convertisseur de tension triphasé (*figure 3.1*). Il correspond à l'équivalent statique exact de la machine synchrone classique fonctionnant en compensateur, mais sans inertie. Il est principalement utilisé pour la compensation dynamique des réseaux, afin de faciliter la tenue en tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance.

Le convertisseur ne fournit ou n'absorbe que de la puissance réactive. Ceci est réalisé en contrôlant les tensions de sortie de manière à ce que ces dernières soient en phase avec les tensions du réseau. De ce fait, la puissance active fournie par la source de tension continue (*le condensateur chargé*) doit être nulle. De plus, la puissance réactive étant par définition nulle en régime continu (*fréquence égale à zéro*), le condensateur ne joue pas de rôle dans la génération de puissance réactive. En d'autres mots, le convertisseur fait tout simplement l'interconnexion entre les trois phases, de manière à ce que les courants de sortie réactifs puissent circuler librement entre ces dernières. En pratique, les semi-conducteurs utilisés dans les convertisseurs ne sont pas sans pertes. De ce fait, de l'énergie stockée dans le condensateur sera consommée par les pertes internes des thyristors. La puissance réactive nécessaire pour couvrir ces pertes peut être fournie par le réseau en sorte que les tensions à la sortie du convertisseur soient légèrement déphasées par rapport aux tensions du réseau. Dans ce cas, le convertisseur absorbe une faible quantité de puissance active.

Le STATCOM est un circuit avec un seul port monté en parallèle avec le réseau, il utilise la commutation forcée, la fréquence de commutation des interrupteurs

est élevée, son élément de stockage d'énergie est un condensateur et ceci implique un port DC (Figure 3.1).

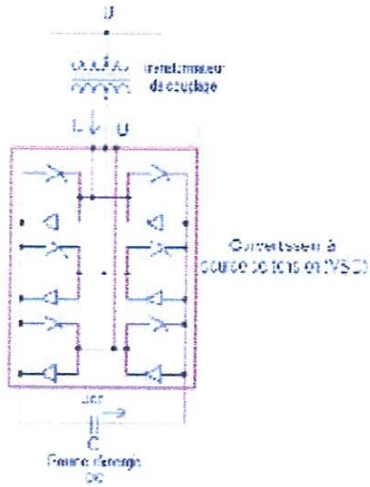


Figure 3.1: Structure de base d'un STATCOM.

L'échange de puissance réactive avec le réseau se fait en faisant varier l'amplitude des tensions de sortie. Selon l'amplitude de ces tensions, les trois régimes de fonctionnement suivants sont possibles pour le STATCOM

1. $U' < U$: le courant circule du convertisseur vers le réseau; le STATCOM produit alors de la puissance réactive (comportement capacitif).
2. $U' > U$: le courant circule du réseau vers le convertisseur; le STATCOM consomme de la puissance réactive et alors un comportement inductif.
3. $U' = U$: aucun courant ne circule entre le réseau et le convertisseur (aucun échange d'énergie réactive).

La variation de l'amplitude des tensions de sortie est obtenue en faisant varier la tension continue aux bornes du condensateur. Le STATCOM peut fournir un courant capacitif ou inductif indépendant de la tension du réseau. Il peut donc fournir le courant capacitif maximal même pour de faibles valeurs de tensions. Sa capacité à soutenir la tension du réseau est donc meilleure que celle du SVC. De plus, le STATCOM peut augmenter temporairement les valeurs nominales du courant (inductif ou capacitif).

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 figure (3.2).

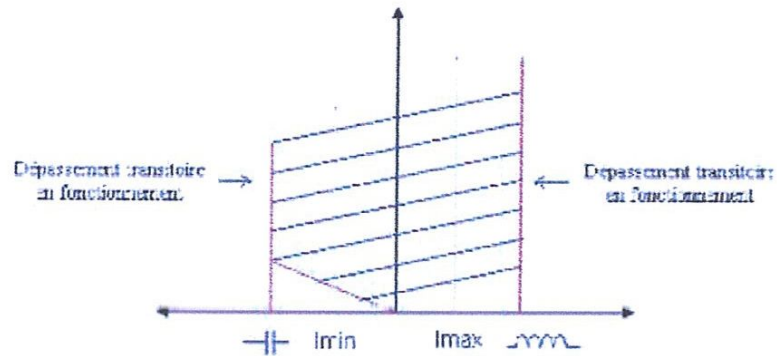


Figure 3.2 : Caractéristique du STATCOM.

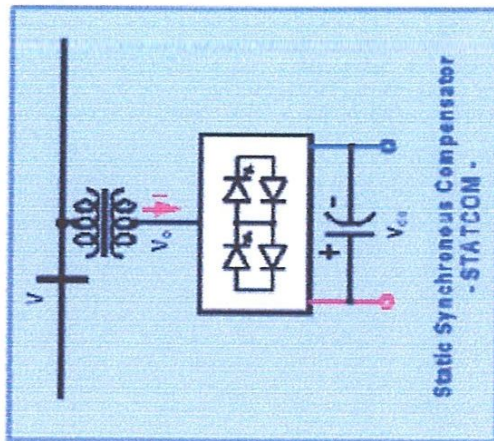


Figure 3.3 : Montage d'une cellule STATCOM

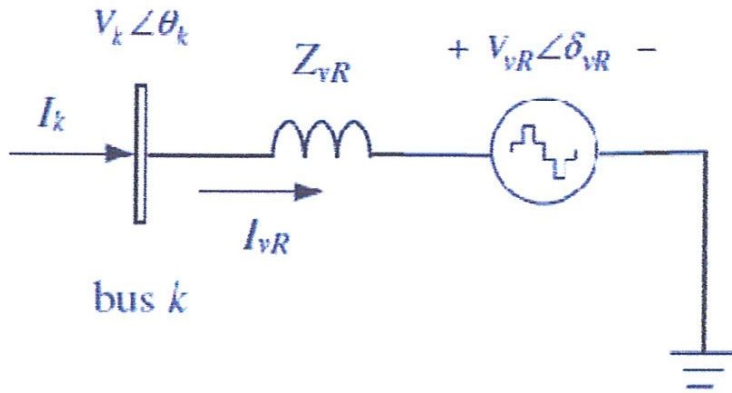


Figure 3.4 Le circuit équivalent de compensateur statique(STATCOM)

III.4.1.1 Modèle Power Flow :

Les équations d'écoulement de puissance pour le STATCOM sont dérivées ci-dessous à partir des premiers principes et en supposant que la représentation de tension suivant la source:

$$E_{vR} = V_{vR}(\cos \delta_{vR} + j \sin \delta_{vR}).$$

Basé sur la connexion de dérivation de l'équation de E_{vR} , celui-ci peut être écrit :

$$S_{vR} = V_{vR} I_{vR}^* = V_{vR} Y_{vR}^* (V_{vR}^* - V_k^*).$$

III.4.1.2 Flux de puissance compris les contrôleurs FACTS :

Après avoir effectué certaines opérations complexes, la puissance active et réactive suivant équations sont obtenues pour les k convertisseur de bus et, respectivement:

$$\begin{aligned}
 P_{vR} &= V_{vR}^2 G_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k) + B_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k)], \\
 Q_{vR} &= -V_{vR}^2 B_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k) - B_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k)], \\
 P_k &= V_k^2 G_{vR} + V_k V_{vR} [G_{vR} \cos(\theta_k - \delta_{vR}) + B_{vR} \sin(\theta_k - \delta_{vR})], \\
 Q_k &= -V_k^2 B_{vR} + V_k V_{vR} [G_{vR} \sin(\theta_k - \delta_{vR}) - B_{vR} \cos(\theta_k - \delta_{vR})].
 \end{aligned}$$

Utilisation ces équations de puissance, le modèle linéaires STATCOM est donnée ci-dessous, où la amplitude de tension V_{vR} et l'angle de phase δ_{vR} sont considérés comme des variables d'état:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \Delta P_{vR} \\ \Delta Q_{vR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{vR}} V_{vR} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} V_{vR} \\ \frac{\partial P_{vR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{vR}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_{vR}}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial P_{vR}}{\partial V_{vR}} V_{vR} \\ \frac{\partial Q_{vR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial V_{vR}} V_{vR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \Delta \delta_{vR} \\ \frac{\Delta V_{vR}}{V_{vR}} \end{bmatrix}$$

L'utilisation de la compensation statcom aux jeux de barres 26 et 30.

III.4.2 Donnée du statcom :

```
      |Bus | Vsp | theta |Qsmx | Qsmn |
statdata = [ 26  1.0  0    0.5  -0.5;
            30  1.0  0    0.5  -0.5];
```

% Details of STATCOM

```
statb = statdata(:,1); % Buses at which statcoms are placed..
```

```
Vsh = statdata(:,2)
```

```
Thst = statdata(:,3);
```

```
Qsmx = statdata(:,4),
```

```
Qsmn = statdata(:,5);
```

```
gsh = 0.9901;
```

```
bsh = -9.901;
```

```
Vshmx = 1.1; Vshmn = 0.9;
```

```
Thstmx = pi; Thstmn = -pi;
```

III.4.3 Résultats d'exécution du programme de la méthode de newton-raphson avec STATCOM :

Bus No	V pu	Angle Degree
1	1.0600	0.0000
2	1.0430	-5.3549
3	1.0204	-7.5411
4	1.0114	-9.2959
5	1.0100	-14.1712
6	1.0107	-11.0805
7	1.0026	-12.8765
8	1.0100	-11.8252
9	1.0420	-14.0571
10	1.0265	-15.6413
11	1.0820	-14.0571
12	1.0518	-15.0622
13	1.0710	-15.0622
14	1.0350	-15.9386
15	1.0288	-15.9659
16	1.0338	-15.5769
17	1.0233	-15.8326
18	1.0157	-16.5628
19	1.0111	-16.7227
20	1.0142	-16.5102
21	1.0143	-18.2042
22	1.0206	-16.0075
23	1.0149	-16.2230
24	1.0121	-16.4273
25	1.0320	-16.5715
26	1.0500	-18.2796
27	1.0337	-15.7987
28	1.0105	-11.7854
29	1.0128	-16.9671
30	1.0000	-17.7921

STATCOM Bus	Vsh pu	Thst Degree	Qsh pu
26	1.0593	-18.3303	-0.0975
30	0.9992	-17.7877	0.0077

Pour les jeux de barre 26 en faisons augmenter la puissance de la charge par un pas de 20% .

$S_{ch}=3.5+j2.3$ MVA de 0% jusqu'à 100.

Premier cas :

Avec $U_{26}=1$

Puissance de charge (MVA)	Module tension (en pu) V_{sh}	Angle thst en degré	Qsh
20%	1.0022	-17.1894	-0.0219
40%	1.0031	-17.5940	-0.0313
60%	1.0039	-17.9996	-0.0394
80%	1.0049	-18.4080	-0.0492
100%	1.0058	-18.8178	-0.0582

Deuxième cas

Avec $U_{26}=1.05$

Puissance de charge (MVA)	Module tension (en pu) V_{sh}	Angle thst en degré	Qsh
20%	1.0601	-18.7243	-0.1060
40%	1.0610	-19.1208	-0.1157
60%	1.0618	-19.5183	-0.1241
80%	1.0628	-19.9186	-0.1341
100%	1.0637	-20.3204	-0.1434

Le contrôle de la tension par le compensateur STATCOM :

Le compensateur STATCOM est un compensateur synchrone qui fournit ou absorbe la puissance réactive pour maintenir la tension dans un jeu de barre à une valeur déterminée.

Dans le premier cas on veut maintenir la tension au jeu de barre 26 égale à 1 pu. Pour simuler la variation réelle de la tension on fait varier la puissance de la charge au nœud considéré (26) en suite on applique la méthode de Newton Raphson avec modèle STATCOM pour calculer le réseau. On remarque d'après le tableau que si la puissance de charge augmente la tension diminue, pour élever cette tension le compensateur se comporte comme source de puissance réactive. Au fur et à mesure la baisse de tension est grande la quantité de la puissance réactive injectée par le compensateur est grande.

Même si dans le cas contraire, si la tension dans un nœud augmente, pour faire diminuer cette dernière à valeur déterminée, le compensateur agit dans ce cas comme consommateur de puissance réactive.

Conclusion

L'importance de l'étude de la répartition des charges est capitale pour l'obtention de tous les paramètres du réseau électrique. Parmi les méthodes de résolution, on a choisit la méthode de Newton-Raphson. Cette dernière a été appliquée dans différents réseaux avec et sans incorporation des dispositifs FACTS.

Conclusion générale

Nous avons traité le problème de la répartition des puissances réactives et le contrôle des tensions des réseaux d'énergie électrique en incorporant les dispositifs STATCOM. Une étude sur les dispositifs FACTS à été réalisé et en plus une étude détaillée sur les dispositifs STATCOM (*définition, modélisation, incorporation dans le load flow*). Le programme de Newton-Raphson utilisé a donné des résultats très satisfaisants pour divers cas de simulation, ou on a amélioré avec succès les tensions des nœuds et une répartition adéquate des puissances réactives.

Dans notre modeste travail, nous avons essayé d'illustrer l'utilité, l'efficacité et la rapidité de contrôle des tensions par l'insertion du contrôleur STATCOM.

Les résultats obtenus montrent que le dispositif de contrôle STATCOM peut jouer un rôle très important dans le domaine de la compensation des puissances réactives et le contrôle des tensions des différents nœuds. Enfin si les systèmes STATCOM sont surtout destinés au réseau de transport, des applications en réseau à moindre tension sont envisageables pour résoudre des problèmes liés notamment aux nouvelles contraintes nées de la production décentralisée. En perspective, nous suggérons une continuité dans les domaines suivants :

- La réalisation d'un système global de contrôle de la tension et de la puissance réactive, à partir de sous système.
- Etude de l'impact des autres dispositifs FACTS sur les réseaux d'énergie électriques.
- L'optimisation des puissances réactives et le contrôle des tensions avec l'incorporation des dispositifs FACTS.

BIBLIOGRAPHE :

- [1] C.Barbier et J.P. Barret, "Analyse des Phénomènes d'écroulement de Tension sur un Réseau de Transport. ", Tome89, No:10, pp.672-690, October 1980.
- [2] H.G.Kwatny et al., "Static Bifurcations in electric Power Networks: Loss of Steady State Stability and Voltage Collapse. ", IEEE trans. Vol. CAS-33, No:10, pp.981-991, October 1986.
- [3] H.Chiang et al., "On Voltage Collapse in Electric Power Systems. ", IEEE Trans. PS, Vol5, No: 2, pp.601-611, 1989.
- [4] W.R.Lachs and D. Sutanto, "Voltage Instability in Interconnected Power System: a Simulation Approach ", IEEE Trans, Vol.7, NO: 2, pp.753-761, May 1992.
- [5] A. Laifa, "Evaluation de la Stabilité de Tension d'un Réseau d'énergie électrique Développement et Application Des Indices De Stabilité ", thèse de Magister, Ecole Nationale polytechnique, 27 juin 1995.
- [6] KA CHEIKH "Etude de l'écoulement de puissance par simulation et réglage de la tension par compensation de la puissance réactive dans un réseau électrique de transport", Mémoire d'ingénieur, Université de Guelma. JUIN 2007.