



Etude des FACTS (Flexible AC Transmission System) et de leur comportement dans les réseaux de transport et d'interconnexion

Yvon Besanger

► To cite this version:

Yvon Besanger. Etude des FACTS (Flexible AC Transmission System) et de leur comportement dans les réseaux de transport et d'interconnexion. Énergie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble, 1996. Français. <tel-01147005>

HAL Id: tel-01147005

<https://hal.archives-ouvertes.fr/tel-01147005>

Submitted on 29 Apr 2015

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



T518

PRÉTABLE

THESE

présentée par

Yvon BESANGER
Agrégé de Génie Electrique,
ancien élève de l'ENS de CACHAN

pour obtenir le grade de **DOCTEUR**

de l'**INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE**

(Arrêté ministériel du 30 Mars 1992)

(Spécialité : Génie Electrique)

Etude des FACTS (Flexible AC Transmission System) et de leur comportement
dans les réseaux de transport et d'interconnexion

Date de soutenance : **05 Juillet 1996**

composition du Jury

Monsieur	R. MORET	Président
Monsieur	J.J. SIMOND	Rapporteur
Monsieur	J.M. KAUFFMANN	Rapporteur
Messieurs	B. DE METZ-NOBLAT	Examineur
	R. FEUILLET	Examineur
	N. HADJSAID	Examineur

Thèse préparée au sein du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble

18/2/12

THESE

présentée par

Yvon BESANGER

**Agrégé de Génie Electrique,
ancien élève de l'ENS de CACHAN**

pour obtenir le grade de **DOCTEUR**

de l'**INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE**

(Arrêté ministériel du 30 Mars 1992)

(Spécialité : Génie Electrique)

**Etude des FACTS (Flexible AC Transmission System) et de leur comportement
dans les réseaux de transport et d'interconnexion**

Date de soutenance : **05 Juillet 1996**

composition du Jury

Monsieur	R. MORET	Président
Monsieur	J.J. SIMOND	Rapporteur
Monsieur	J.M. KAUFFMANN	Rapporteur
Messieurs	B. DE METZ-NOBLAT	Examineur
	R. FEUILLET	Examineur
	N. HADJSAID	Examineur

Thèse préparée au sein du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble

AVANT-PROPOS

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué dans l'équipe Réseaux du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG).

Je tiens à remercier :

Monsieur Roger MORET, Professeur et Vice-Président de l'Institut National Polytechnique de Grenoble pour avoir accepté de présider le jury de cette thèse.

Monsieur Jean-Marie KAUFFMANN, Professeur à l'IUT de Belfort,

Monsieur Jean-Jacques SIMOND, Professeur à l'Ecole Fédérale Polytechnique de Lausanne,

Monsieur Benoit DE METZ-NOBLAT, Chef du Service Electrotechnique et Réseaux de SCHNEIDER ELECTRIC,
pour leur présence dans le jury.

Monsieur René FEUILLET, Maître de Conférences à l'Ecole Nationale Supérieures d'Ingénieurs en Electricité de Grenoble et Chef de l'équipe Réseaux du LEG, pour m'avoir accueilli dans son équipe et pour m'avoir encadré tout au long de cette thèse.

Monsieur Nourredine HADJ-SAID, Maître de Conférences à l'Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs en Electricité de Grenoble, pour son extrême compétence et son encadrement efficace et très humain. Je ne sais pas si j'arriverai un jour à le remercier suffisamment pour tout ce qu'il a fait pour moi (et pas seulement pour la thèse).

Je l'espère.

En tout cas, c'est quelqu'un qui gagne à être connu...

"C'est mon ami et c'est mon maître, c'est mon maître et c'est mon ami"

Monsieur Jean-Claude SABONNADIÈRE, Professeur à l'Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs en Electricité de Grenoble et Directeur du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble pour m'avoir accueilli dans son laboratoire.

T.S.V.P. =>

Je tiens aussi à remercier :

Jean-Christophe PASSELERGUE, pour toute l'aide qu'il m'a apporté (et ce n'est pas rien).
Je souhaite à tout le monde d'avoir des collègues et amis comme lui !

Patrice PETITCLAIR, mon pote Treets, pour les mêmes raisons que le précédent.

Sylvain MAGINIER, lui aussi m'a donné un sacré coup de main.

Je ne remercierai jamais assez les membres du personnel IATOS de l'école et/ou du laboratoire (toutes tendances confondues) pour leur gentillesse et leur disponibilité exemplaire.

Tous ceux qui de près ou de loin, ont contribué à ce travail.

Christine, ma chère et tendre (wouaouh !), qui m'a également donné un sérieux coup de main pour ce rapport et pour tout ce qu'elle a fait, ce qu'elle fait, et ce qu'elle fera pour moi.

Tous ceux qui m'aiment et que j'aime (ma famille, entre autres) : pourvu xa dure !

P.S. :

Un gros coucouroucoucou à Orphée CUGAT, Patrice "Treets" PETITCLAIR (again !),
Stéphane "Doudou" RAEL, Laurence "Lolo" PUJOL. Ils savent pourquoi !

ET VIVENT LES TECKELS !!!

RESUME

Les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System) sont pressentis pour l'amélioration des performances des réseaux de transport et d'interconnexion. De nombreuses études ont été faites récemment sur ces systèmes concernant l'augmentation de la vitesse de contrôle des paramètres des lignes (tension, impédance et déphasage). Les compensations shunt et série utilisant des systèmes d'électronique de puissance sont des concepts FACTS et permettent aux réseaux d'être plus flexibles. La compensation shunt réalise de préférence le support de la tension alors que la compensation série est employée pour réduire l'impédance des lignes et donc pour augmenter la capacité de transfert de puissance ainsi qu'améliorer la répartition des transits de puissance dans le réseau, aussi bien que les stabilités statiques et dynamiques. Plusieurs systèmes ont été présentés ces dernières années. Ce rapport décrit une étude comparative concernant le comportement statique et dynamique de trois systèmes FACTS dans les réseaux de transport : le SVC (Static Var Compensator), le STATCON (STATIC CONDenser) et le TCSC (Thyristors Controlled Series Compensator). Ce travail est axé sur la stabilité de tension et les capacités de transfert de puissance et inclut l'étude de l'action des LTC (Load Tap Changers). Les effets des PSS (Power System Stabilizers) sont également analysés dans le but de les comparer ultérieurement aux systèmes FACTS. Les résultats ont été obtenus à l'aide de différents réseaux tests (réseau 14 noeuds IEEE, réseau UHV français simplifié, réseau New-England 39 noeuds) et ont montré l'impact de chaque système FACTS sur les réseaux de puissance.

ABSTRACT

Flexible AC Transmission Systems (FACTS) are expected to improve power system performance. Much attention has been focused recently on these devices to improve the speed control of line parameters (voltage, impedance and phase angle). Shunt and series compensation using power electronics devices are FACTS concepts and allows power systems to upgrade and to be more flexible. Shunt compensation makes preferably voltage support rather than series compensation which is employed to reduce the line impedance and thus, to increase the power transfer capability and to improve the distribution of power transfers in the network, as well as dynamic and static stability. Several devices have been presented last years. This report describes a comparison study between three FACTS systems for static and dynamic behaviour in UHV transmission lines : a Static Var Compensator (SVC), a STATic CONDenser (STATCON) and a Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC). This work focuses on voltage stability and power transmission capability and includes Load Tap Changers (LTC) action. The effects of Power Systems Stabilisers (PSS) on damping power oscillations have also been studied in order to compare later with FACTS action. Results that have been obtained on different test systems (IEEE 14 bus system, French-simplified UHV network, 30 bus New England network) have shown the impact of each device on power systems.

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES

<u>Introduction</u>	p.4
<u>Chapitre I : Présentation du concept FACTS</u>	p.7
<u>I.1) Situation mondiale des systèmes de puissance</u>	p.7
<u>I.1.1) Problèmes rencontrés dans les réseaux de transport</u>	p.7
<u>I.1.2) Contexte français</u>	p.8
<u>I.2) Le concept FACTS : un projet d'EPRI</u>	p.9
<u>Chapitre II : Etude statique</u>	p.13
<u>II.1) Introduction</u>	p.13
<u>II.2) Présentation des logiciels utilisés</u>	p.13
<u>II.2.1) Programme de calcul de répartition de charge</u>	p.13
<u>II.2.2) Programme de calcul des indicateurs de stabilité de tension</u>	p.16
<u>II.3) Modèles statiques de systèmes FACTS</u>	p.17
<u>II.3.1) Le compensateur statique d'énergie réactive : Static Var Compensator (SVC)</u>	p.17
<u>II.3.2) Le compensateur série réglable : Thyristors Controlled Series Compensator (TCSC)</u>	p.19
<u>II.3.3) Le compensateur statique d'énergie réactive de type avancé : STATic CONDenser : STATCON</u>	p.22
<u>II.4) Simulations relatives au réseau standard IEEE 14 noeuds</u>	p.24
<u>II.4.1) Présentation du réseau</u>	p.24
<u>II.4.2) Positionnement et dimensionnement des FACTS</u>	p.25
<u>II.4.2.1) Dispositifs FACTS shunt</u>	p.26
<u>II.4.2.2) Dispositif FACTS série</u>	p.27
<u>II.4.3) Validation des modèles</u>	p.28
<u>II.4.4) Résultats des simulations</u>	p.28
<u>II.4.4.1) Augmentation progressive de la charge</u>	p.29
<u>II.4.4.2) Déclenchement de lignes</u>	p.36
<u>II.4.4.2.1) Déclenchements à un coefficient de charge de 12</u>	p.36

II.4.4.2.2) Déclenchements à un coefficient de charge de 18.....	p.38
II.5) Simulations relatives au réseau français 400 kV simplifié à 206 noeuds.....	p.40
II.5.1) Présentation du réseau.....	p.40
II.5.2) Positionnement et dimensionnement des FACTS.....	p.41
II.5.3) Résultats des simulations.....	p.41
II.5.3.1) Augmentation progressive de la charge.....	p.41
II.5.3.2) Déclenchements de lignes.....	p.43
II.6) Conclusion.....	p.45
<u>Chapitre III : Etude temporelle.....</u>	p.48
III.1) Introduction.....	p.48
III.2) Analyse temporelle du TCSC.....	p.48
III.2.1) Méthode de Bergeron.....	p.49
III.2.1.1) Modélisation du TCSC sans son système de protection.....	p.49
III.2.1.2) Modélisation du TCSC avec son système de protection.....	p.51
III.2.2) Etude du régime permanent.....	p.53
III.2.2.1) Evolution temporelle des signaux.....	p.54
III.2.2.2) Etude en fonction de l'angle d'amorçage.....	p.54
III.2.2.3) Etude de l'influence de l'effet résistif.....	p.57
III.2.2.4) Influence de la position du point de résonance.....	p.59
III.2.3) Compensation série variable.....	p.59
III.2.3.1) Choix des paramètres du TCSC.....	p.61
III.2.3.2) Etude en fonction de l'angle d'amorçage des thyristors.....	p.61
III.2.3.3) Variation de la charge.....	p.63
III.2.4) Module TCSC avec son système de protection.....	p.63
III.2.5) Conclusion.....	p.65
<u>Chapitre IV : Etude dynamique.....</u>	p.66
IV.1) Introduction.....	p.66
IV.2) Simulations dynamiques : EUROSTAG.....	p.66
IV.2.1) Modèles dynamiques de FACTS.....	p.67
IV.2.1.1) Modèle de SVC.....	p.67
IV.2.1.2) Modèle de TCSC.....	p.68
IV.2.1.3) Modèles de STATCON.....	p.71
IV.2.1.3.1) Modèle de base.....	p.71
IV.2.1.3.2) Modèle moyen généralisé.....	p.72

IV.2.2) Présentation du réseau New-England.....	p.77
IV.2.2.1) Modèle dynamique des générateurs.....	p.78
IV.2.2.2) Modèle de transformateur.....	p.81
IV.2.3.3) Modèles de charges.....	p.81
IV.2.3.3.1) Modèle standard de charge passive.....	p.81
IV.2.3.3.2) Modèle dynamique de charge passive.....	p.82
IV.2.3) Positionnement et dimensionnement des FACTS et PSS.....	p.83
IV.2.3.1) Dispositifs FACTS shunt.....	p.83
IV.2.3.2) Dispositif FACTS série.....	p.84
IV.2.3.3) Amortisseur d'oscillation de puissance (PSS).....	p.84
IV.2.3.3.1) Positionnement des PSS.....	p.85
IV.2.3.3.2) Réglage des PSS.....	p.86
IV.2.3.4) Choix du modèle de STATCON.....	p.91
IV.2.4) Résultats des simulations.....	p.95
IV.2.4.1) Comparaison SVC - STATCON.....	p.96
IV.2.4.2) Augmentation progressive de la charge.....	p.101
IV.2.4.3) Déclenchement de ligne.....	p.104
IV.2.4.4) Court-circuit.....	p.104
IV.2.4.5) Amortissement des oscillations de puissance.....	p.105
IV.2.4.5.1) Court-circuit.....	p.105
IV.2.4.5.2) Déclenchement de ligne.....	p.107
IV.3) <u>Conclusion</u>.....	p.109

<u>Conclusion générale</u>.....	p.111
--	--------------

<u>Références bibliographiques</u>.....	p.113
--	--------------

Annexes

A.I) Annexe I.....	p.118
A.II) Annexe II.....	p.126
A.III) Annexe III.....	p.160

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION

Les planificateurs des réseaux de transport mondiaux approchent de plus en plus des limites d'utilisation de leur matériel. En effet, on constate aujourd'hui que, dans de nombreux pays, la consommation d'électricité est en constante augmentation (même s'il y a actuellement une légère stagnation dans les pays industrialisés) du fait de l'industrialisation, de l'urbanisation et de la croissance démographique. De plus, les pressions écologistes associées aux lourdeurs administratives rendent très difficile la construction de nouveaux équipements (lignes, centrales, etc...). Il résulte de tout ceci que les réseaux doivent aujourd'hui transporter plus de puissance avec un dimensionnement non proportionnel. De plus les interconnexions des réseaux entre les pays deviennent de plus en plus nombreuses. Considérant que certains réseaux sont moins fiables que d'autres, le niveau de sécurité global des réseaux mondiaux diminue. Les grands distributeurs d'énergie cherchent donc des solutions à ces problèmes et c'est dans ce contexte qu'est né le projet FACTS (Flexible AC Transmission System) lancé par un consortium de compagnies d'électricités américaines (EPRI) en 1988 . L'objectif de ce projet est d'optimiser les transits de puissance dans les réseaux à l'aide de dispositifs à base d'électronique de puissance plus rapides et plus souples d'emploi que les systèmes mécaniques encore largement utilisés aujourd'hui. Il s'agit alors d'améliorer les performances des réseaux affectés par les problèmes pré-cités et de les rendre plus flexibles, notamment en contrôlant leurs transits de puissance. Les dispositifs FACTS étant relativement récents et bien que de nombreuses études scientifiques leur soit consacrées à l'heure actuelle, nous ne savons pas encore si ils représentent une véritable solution ou simplement un palliatif aux problèmes des réseaux. Le travail de cette thèse consistera alors à essayer d'évaluer l'apport des systèmes FACTS dans l'amélioration des performances des réseaux de transport et d'interconnexion. Il existe, en fait, de nombreux dispositifs FACTS mais nous n'étudierons ici que trois d'entre eux qui sont les compensateurs statiques d'énergie réactive appelés SVC (Static Var Compensator) et STATCON (STATic CONDenser) et le compensateur série réglable appelé TCSC (Thyristors Controlled Series Compensator). Le STATCON et le TCSC sont d'une conception relativement récente et font l'objet actuellement de nombreuses recherches de part le monde. Le SVC est connu, lui, depuis plus d'une vingtaine d'années et est largement implanté dans les réseaux mondiaux. Le TCSC fera l'objet d'une étude particulière qui permettra, par une analyse de son comportement en fonction de ses paramètres internes, de déterminer ses conditions et ses limites d'utilisation (plages de fonctionnement).

Avec ces trois systèmes, notre travail se concentrera principalement autour de l'analyse des problèmes suivants :

- La stabilité de tension : il s'agit d'un problème crucial, notamment pour les réseaux fortement chargés ou peu maillés. Il est alors difficile de maintenir un niveau de tension acceptable sur l'ensemble du réseau.

- Le contrôle des transits de puissance : nous verrons que la stabilité de tension dépend, entre autres, d'une répartition homogène des transits de puissance sur le réseau. De plus, la gestion du transport de l'énergie est plus aisée si l'on peut choisir les chemins par lesquels s'écoule la puissance. On rend alors le réseau flexible.

- L'amortissement des oscillations de puissance : Ces oscillations ont pour origine des petits décalages des fréquences de rotation de machines synchrones qui peuvent être très éloignées les unes des autres. L'étude de ces oscillations est rendue nécessaire du fait de l'interconnexion grandissante des réseaux mondiaux,.

Ces problèmes sont susceptibles d'être résolus par l'insertion de systèmes FACTS dans les réseaux, il reste à savoir dans quelle mesure cela peut être vrai. Ceci sera l'objet de notre travail.

Dans cette optique, la démarche que nous avons adoptée a consisté tout d'abord faire une étude bibliographique approfondie relative aux systèmes FACTS. Cette étude nous a permis, entre autres, de cibler les modèles de FACTS statiques et dynamiques les plus couramment utilisés. Nous avons alors choisi ou conçu, suivant le cas, un certain nombre de modèles que nous avons intégré dans les logiciels d'études de réseaux dont nous disposions ou que nous avons développé. Nous avons ensuite évalué les performances de ces modèles dans les programmes correspondants avant d'effectuer les simulations et analyses proprement dites.

La structure de ce rapport de thèse est la suivante :

Dans le premier chapitre, nous évoquons tout d'abord, et de façon générale, les problèmes que rencontrent actuellement les réseaux de transport et d'interconnexion et plus particulièrement le réseau français. Nous présentons ensuite le projet FACTS.

Le chapitre II présente les résultats des simulations en régime statique. Ces tests concernent l'étude de l'amélioration de la stabilité de tension et le contrôle des transits de puissance dans les réseaux à l'aide des dispositifs FACTS. Pour cela, des indicateurs de stabilité de tension calculés d'après les caractéristiques de charge et topologiques du réseau considéré sont utilisés. Nous analysons, dans ce chapitre, le comportement des FACTS face à des situations critiques telles qu'une augmentation progressive de charge jusqu'à l'effondrement de la tension du réseau et des déclenchements de lignes. Nous utilisons pour ceci deux réseaux différents.

Le chapitre III est relatif aux analyses concernant le compensateur série réglable inséré dans un réseau très simple. Une étude temporelle est alors menée prenant en compte les variations de différents paramètres internes au compensateur. Les résultats obtenus sont alors utilisés dans le chapitre suivant.

Le dernier chapitre (chapitre IV) est une étude dynamique. Nous avons simulé des situations critiques de dynamique lente (forte augmentation progressive de charge) et de dynamique transitoire

(déclenchements de ligne et courts-circuits). La réaction des systèmes FACTS vis à vis de ces événements a ensuite été analysée. Les derniers tests concernent l'étude des oscillations de puissance réalisée à l'aide d'amortisseurs d'oscillations de puissance.

Lorsque tout ce qui précède aura été exposé, il ne nous restera plus qu'à conclure et à proposer des perspectives d'études futures permettant de compléter le travail réalisé tout au long de cette thèse.

CHAPITRE I

PRESENTATION DU CONCEPT

FACTS

CHAPITRE I

Présentation du concept FACTS

I.1) Situation mondiale des systèmes de puissance

L'énergie est produite en des sites particuliers (barrages, centrales nucléaires au bord de fleuves, etc...) et elle est utilisée dans des centres de consommation souvent éloignés des sites de production (agglomérations urbaines, concentrations industrielles, etc...). Il faut donc produire et transporter cette énergie aux lieux et dates de consommation : c'est le rôle du réseau de transport. Une fois que l'énergie est parvenue aux centres de consommation, elle est prise en charge par le réseau de distribution qui va la répartir entre les différents consommateurs. Le réseau de transport comprend les centres de production, les centres de consommation et le matériel de transport mais sa représentation ne prend pas en compte de détail de ces composantes. Par exemple, un centre de production sera représenté par une machine génératrice, un centre de consommation par une charge, etc... Le système de puissance, lui, est l'ensemble de toutes les composantes qui permettent de fournir de l'énergie à un consommateur et comprend donc le réseau de transport avec le détail de toutes ses composantes (centrales de production, réseau de distribution, etc..). La gestion d'un tel système est très complexe et pose de nombreux problèmes. Il faut malgré tout veiller à ce que le réseau de transport remplisse son rôle de la meilleure façon possible considérant qu'il est plus facile de distribuer une énergie de qualité en aval (aux consommateurs) si son transport en amont est réalisé de façon satisfaisante.

I.1.1) Problèmes rencontrés dans les réseaux de transport

Les planificateurs sont de plus en plus conscients des limites d'utilisation des réseaux de transport et d'interconnexion. La situation actuelle dans beaucoup de pays au monde est caractérisée par les tendances suivantes :

- Augmentation de la consommation d'électricité due à l'industrialisation, à l'urbanisation et à la croissance de la population. Avec l'augmentation des transits de puissance, les réseaux deviennent plus compliqués à gérer, subissent de grandes variations de puissance et de grandes pertes. Ceci fait que leur niveau de sécurité diminue.

- Contraintes écologiques et administratives : Le respect de l'environnement joue un rôle important dans la société actuelle et c'est principalement pourquoi il est de plus en plus difficile d'obtenir des permis de construire pour de nouvelles lignes ou pour l'implantation de nouvelles

centrales. Dans l'affirmative, cela demande plusieurs années.

- Contraintes opérationnelles : La demande de puissance a une croissance constante mais géographiquement irrégulière. Les centrales qui génèrent l'énergie sont souvent éloignées des charges importantes et la localisation des nouvelles centrales dépend essentiellement d'autorisations administratives et du respect de l'environnement, comme nous l'avons vu ci-dessus. Pour satisfaire la demande d'énergie sous ces conditions contradictoires, les services publics font de plus en plus appel, pour des problèmes économiques et d'amélioration de la sécurité, aux échanges internationaux de puissance, ce qui demande une interconnexion entre des systèmes prévus indépendants au départ. L'augmentation du maillage associé au mode de transit libre de puissance à travers les réseaux développe des boucles de puissance et des lignes en parallèle, ce qui surcharge certaines lignes avec pour conséquence de détériorer le profil de tension et de diminuer la stabilité du réseau.

Considérant que les réseaux de transport électrique représentent une grande valeur économique, il faut essayer d'aller dans les directions suivantes :

- Améliorer l'utilisation des équipements existants en augmentant leur capacité de transfert de puissance. D'un point de vue financier, cela peut se révéler avantageux.

- Améliorer la flexibilité des réseaux car pouvoir changer rapidement leur configuration permet une meilleure répartition de la puissance, particulièrement en cas de perturbations ou de transferts de puissance imprévus.

I.1.2) Contexte français [HA-93]

Le système électrique français possède quelques aspects particuliers, notamment en ce qui concerne l'équilibre du couple production-consommation d'énergie :

- Sur le plan journalier, l'amplitude de la modulation de la consommation est relativement élevée car les écarts entre les minima et les maxima de la demande d'énergie sont importants. De plus, à certains instants de la journée, le gradient de variation de la consommation a une valeur relativement forte (variations brusques de la charge globale). Par exemple, l'écart entre le minimum et le maximum de la consommation française au cours d'une même journée est toujours supérieur à 10 GW, ce qui représente 15 à 30 % de la consommation moyenne du jour. Ceci est valable quelque soit la saison et le jour de la semaine avec toutefois un écart maximum de 15 GW.

- La consommation française dépend fortement des conditions météorologiques. l'effet de la température se chiffre par une augmentation de 1 GW de la demande d'énergie pour une baisse de température de 1 °C et réciproquement

- L'optimisation du plan de production est complexe à cause des contraintes dynamiques du parc de production : les usines hydrauliques se couplent ou s'arrêtent relativement rapidement mais l'énergie produite dépend principalement des débits des eaux. Les centrales thermiques ont une production élevée mais leurs délais de couplage ou d'arrêt ainsi que leurs durées minimales de

fonctionnement à même puissance ou de maintien à l'arrêt sont importantes. De plus, le gradient de variation de charge qu'elles peuvent accepter est limité d'où des difficultés à résorber les variations brusques de la consommation.

- Les échanges internationaux d'énergie ont un niveau important puisqu'ils représentent 11 à 20% de la puissance produite.

Tout ceci fait que les problèmes généralement rencontrés sur le réseau français sont les reports de puissance, la tenue du plan de tension, le respect des puissances de court-circuit, la stabilité dynamique ou transitoire qui sont malgré tout des problèmes que rencontrent tous les réseaux qui atteignent leurs limites. Il existe des contraintes particulières sur la partie ouest du système électrique français, notamment en Bretagne car cette région est faiblement maillée et la consommation d'électricité y est supérieure à la moyenne nationale. Cela occasionne des surcharges sur les lignes de transport et celles-ci fonctionnent souvent à la limite de la stabilité. Le danger d'écroulement de la tension est donc particulièrement présent. Il faut savoir que si une région comme la Bretagne subissait une telle défaillance du réseau, des milliers d'entreprises et des millions de particuliers seraient privés d'électricité. Cela pourrait donc engendrer des conséquences économiques importantes pour la région concernée et la perte financière se chiffrerait en millions de francs lourds pour Electricité de France. Pour éviter ce type de situation, il faut trouver des moyens pour faire face à ces problèmes devenus pressants.

I.2) Le concept FACTS : un projet d'EPRI [HI-90]

Les problèmes des réseaux énoncés ci-dessus devenant plus présents d'année en année, EPRI (Electric Power Research Institute), qui représente un consortium dédié à la recherche dans les réseaux électriques et regroupant des compagnies d'électricité américaines, a lancé en 1988 le concept FACTS (Flexible AC Transmission System) qui est un projet à long terme. La technologie FACTS utilise l'électronique de puissance et plus particulièrement des systèmes à thyristors qui permettent d'obtenir des vitesses de commande nettement supérieures à celles des systèmes mécaniques qui sont encore largement utilisés, et un niveau de maintenance bien inférieur car les systèmes mécaniques s'usent beaucoup plus rapidement que les systèmes statiques. Les systèmes FACTS sont les suivants :

- Compensateurs statique d'énergie réactive : ils soutiennent la tension en fournissant de la puissance réactive à l'endroit où ils sont connectés.

- Condensateurs séries réglables : ils augmentent la puissance transmise par une ligne en diminuant son impédance apparente (voir équation I.1).

- Déphaseurs : Ce sont des transformateurs à rapport de transformation complexe. Ils permettent donc de régler la puissance transmise par les lignes sur lesquelles ils sont implantés (voir équation I.1).

- UPFC (Unified Power Flow Controller) : Ce compensateur est capable de contrôler les trois

paramètres qui permettent de modifier le transit de puissance active de la ligne de transport (tension, impédance et déphasage, voir équation I.1). En fait, il réunit les fonctions des trois précédents types de FACTS (compensateur shunt, compensateur série et déphaseur).

- Limiteurs de courants de défaut : en cas de court-circuit, ils permettent la limitation du courant par l'insertion d'un élément résistif.

- Freins dynamiques : il peut arriver, suite à certains problèmes, qu'une ou plusieurs machines génératrices du réseau perdent leur synchronisme. On peut alors utiliser des freins dynamiques afin d'éviter qu'elles ne s'emballent.

- Amortisseur de résonance subsynchrone : ils amortissent les oscillations de puissance engendrées par la présence d'éléments inductifs et capacitifs dans le réseau (résonance). Ces types d'oscillations ont des fréquences très inférieures à la fréquence nominale du réseau (subsynchrone).

- etc...

Face à la saturation des réseaux de puissance, les compagnies de distribution d'énergie électrique exploitent de plus en plus leurs réseaux près des limites de sécurité (conduite aux limites). Cette situation engendre des problèmes d'exploitation, notamment pour le contrôle des flux de puissance, le maintien d'un profil de tension acceptable, la surveillance des reports de charge, etc.... A cet effet, l'aspect sécurité prend une grande importance et des recherches sont entreprises dans différents pays pour trouver des moyens susceptibles d'améliorer la sécurité et rendre l'exploitation des réseaux plus flexible.

Ainsi, plusieurs études ont été menées pour connaître les avantages liés à l'utilisation des dispositifs FACTS dans les réseaux pour :

- le support du profil de la tension
- l'amélioration de la stabilité statique et dynamique
- l'amortissement des oscillations subsynchrones

Ces avantages découlent principalement de l'augmentation des capacités de transit des lignes existantes par un contrôle rigoureux des différentes variables du réseau. Les objectifs de ce projet sont alors de pouvoir contrôler les transits de puissance dans les réseaux et d'augmenter leur capacité de charge jusqu'à leur limite thermique maximale. Pour fixer les idées, nous pouvons prendre un exemple simple :

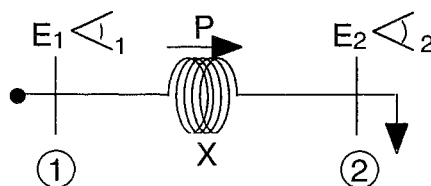


fig. I.1 : ligne de transport à courant alternatif

Considérons le transit de puissance sur une ligne à courant alternatif. Cette ligne est représentée sur la figure I.1, les pertes étant supposées nulles. La puissance transmise P est fonction des amplitudes des tensions E_1 et E_2 aux extrémités de la ligne, du déphasage δ_{12} entre ces deux tensions et de l'impédance X de la ligne, comme le montre l'équation I.1.

$$P = \frac{E_1 E_2}{X} \sin \delta_{12} \quad (I.1)$$

Cette équation montre que la puissance transmissible par une ligne est limitée par les paramètres énoncés ci-dessus et pas forcément par sa limite thermique. De plus, il découle de cette équation que si l'on peut régler un, deux ou les trois paramètres, on contrôle alors le transit de puissance dans la ligne.

Dans notre cas, nous orientons nos travaux dans le contexte du problème de la sécurité en tension (en terme d'instabilité) qui reste mal maîtrisé. Bien qu'en régime statique on trouve une littérature relativement importante, il n'en est pas de même en régime dynamique (dynamique lente). Par ailleurs, le caractère et l'importance de l'aspect dynamique dans le problème de la tension sont largement reconnus par la communauté scientifique. Dans ce contexte, l'utilisation des systèmes FACTS face à ce problème se structure particulièrement autour de l'évolution dynamique de la tension lors :

- d'une augmentation de la charge
- d'une contingence (perte d'une ligne, d'un transformateur, d'un groupe producteur, etc...)

En effet, les FACTS permettent de :

- ne pas transporter d'énergie réactive en la fournissant là où elle est demandée.
- augmenter les puissances maximales transmissibles et donc les transferts de puissance active.
- contrôler les flux de puissance pour la surcharge des lignes et le risque de déclenchement en cascade.

On peut noter que ces trois propositions sont liées.

Pour cela, des modèles de FACTS appropriés à ces études sont indispensables. Nous étudierons les compensateurs statiques d'énergie réactive et le compensateur série réglable. Il faudra donc observer le comportement en tension et en oscillation de puissance du réseau dans lequel sera inséré un dispositif particulier sans oublier l'effet inverse des transformateurs à régulateurs en charge (accélération de l'instabilité). On pourra ainsi savoir jusqu'à quel point nous pourrions exploiter le réseau sans risque d'écroulement (estimation des marges de stabilité, etc...). Cet aspect étant surtout subordonné par le fait qu'il faut surveiller les limites d'instabilité en terme de tension critique et non pas les tensions limites. Ceci est applicable pour les grands réseaux et en particulier dans le cas d'un réseau fortement chargé et compensé.

Remarque :

Nous avons décidé, pour la suite de notre travail, de ne pas étudier l'insertion du déphaseur et du compensateur universel dans un réseau de transport. Notre choix s'est porté sur l'étude des compensateurs statiques d'énergie réactive (Static Var Compensator : SVC et STATic CONDenser : STATCON) et du compensateur série commandé par thyristors (Thyristors Controlled Series Compensator : TCSC) et ce, pour plusieurs raisons :

Tout d'abord, il nous a semblé raisonnable d'essayer de comprendre le fonctionnement de la compensation shunt et de la compensation série de façon séparée avant de regrouper l'étude de ces concepts FACTS à l'aide de l'UPFC, dont le fonctionnement et les performances seront analysés ultérieurement. De plus, on ne sait pas encore dans quelle mesure il pourrait être plus intéressant d'utiliser un UPFC plutôt qu'un ou plusieurs autres systèmes FACTS, pour un réseau donné. Ensuite, le STATCON et le TCSC (ainsi que l'UPFC) font partie des systèmes FACTS les plus en vue à l'heure actuelle dans le monde scientifique et industriel. Nous avons écarté le déphaseur de notre étude pour la même raison. Enfin, nous avons décidé d'inclure le SVC dans notre travail car ce système existe depuis longtemps et est largement implanté dans les réseaux mondiaux. Il est alors intéressant de savoir, entre autres, si il serait rentable pour les compagnies d'électricité de remplacer ces dispositifs par des STATCON, par exemple. Pour cela, il faudrait que ce dernier ait des performances nettement supérieures.

Considérant ceci, dans toute la suite, l'appellation FACTS désignera les trois dispositifs retenus pour l'étude : SVC, STATCON et TCSC. Ces systèmes étant aujourd'hui classiques et bien connus, nous n'en fournirons qu'une description sommaire dans les chapitres suivants.

CHAPITRE II

ETUDE STATIQUE

CHAPITRE II

Etude statique

II.1) Introduction

L'objectif de ces simulations est d'étudier, de façon qualitative et quantitative, l'apport de l'insertion des trois systèmes FACTS retenus au Chapitre I dans un réseau multinoeuds sur ses performances statiques. On rappelle que les systèmes FACTS concernés sont :

- le Static Var Compensator (SVC)
- le STATic CONDenser (STATCON)
- le Condensateur Série Commandé par Thyristors (TCSC)

L'analyse des performances du réseau concerne le support du profil de tension, la stabilité statique et l'augmentation des transits de puissance et ce, pour deux situations extrêmes qui sont l'augmentation progressive de charge jusqu'à l'écroulement du réseau et la perte d'une ligne (contingence). L'étude porte, dans un premier temps, sur le réseau standard IEEE de 14 noeuds, puis dans un second temps, sur le réseau de transport français 400 kV simplifié à 206 noeuds afin de confirmer les résultats sur un réseau existant et de grande taille. Les simulations sont effectuées à l'aide d'un logiciel de calcul de répartition de charge basé sur la méthode découplée rapide (Fast Decoupled Load Flow : FDLF) [AL-74] et il est couplé à un programme de calcul d'indicateurs de stabilité statique de tension [QU-93]. Ces logiciels sont présentés dans les sections suivantes.

II.2) Présentation des logiciels utilisés

II.2.1) Programme de calcul de répartition de charge

Ce programme est basé sur la méthode de Newton-Raphson découplée rapide [AL-74]. Il permet, à partir des données topologiques du réseau (noeuds, lignes, impédances des lignes), des données des charges (puissances actives et réactives) et des données des générateurs (puissances actives, tensions, butées réactives) d'obtenir la tension et son déphasage en chaque noeud, les pertes et les transits de puissance active et réactive dans chaque ligne.

Un réseau de transport peut être modélisé par un graphe qui est un ensemble de points appelés "noeuds" par des éléments appelés "branches". Les noeuds du graphe représentent les centres de production ou de consommation du réseau. Les branches représentent les équipements reliant les

noeuds entre-eux et qui peuvent être des transformateurs ou des lignes de transport. La figure II.1 donne un exemple de graphe représentant un réseau.

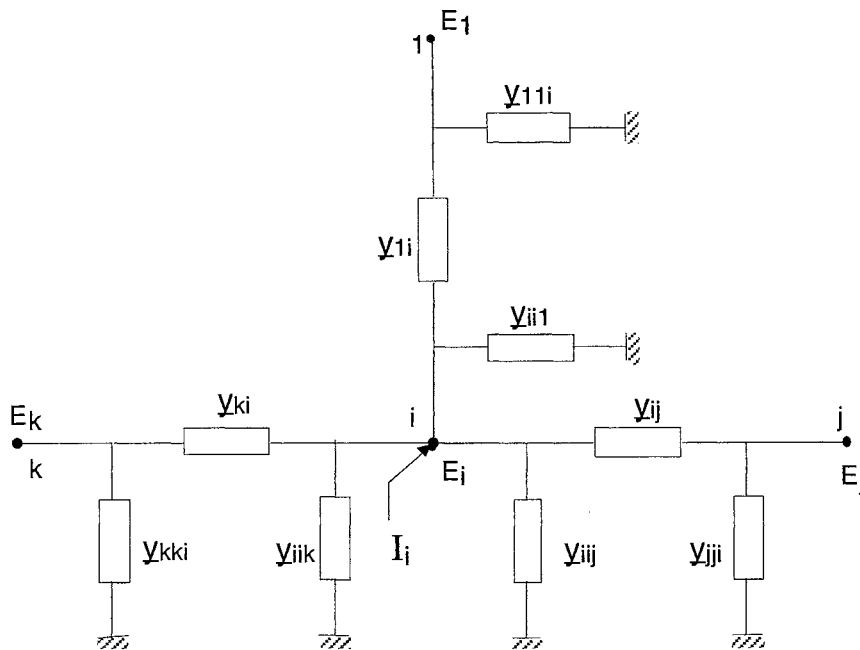


fig. II.1 : Exemple de graphe

Le réseau de transport étudié est un réseau à courant alternatif triphasé équilibré. L'étude est faite en régime permanent sinusoïdal. Le réseau triphasé est représenté par un schéma unifilaire équivalent. Le graphe de la figure II.1 va servir de support à une généralisation à un réseau à n noeuds.

Un tel réseau peut être représenté par une équation matricielle adaptée au traitement informatique :

$$\underline{I} = [\underline{Y}_{BUS}] \cdot \underline{E}$$

avec $\underline{I} = \begin{pmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_i \\ I_j \\ I_k \\ \vdots \\ I_n \end{pmatrix}$ vecteur des courants injectés aux noeuds 1,2,...,i,j,k,...n

$\underline{E} = \begin{pmatrix} E_1 \\ \vdots \\ E_i \\ E_j \\ E_k \\ \vdots \\ E_n \end{pmatrix}$ vecteur des tensions aux noeuds 1,2,...,i,...n

Y_{BUS} est la matrice des admittances nodales. Ses éléments sont déterminés de la façon suivante :

Les noeuds $1, 2, \dots, i, j, k, \dots, n$ sont reliés entre-eux par des branches représentées par un schéma en π . Si on prend, par exemple, la branche $i-j$, elle comprend :

- une admittance complexe série y_{ij}
- deux admittances complexes shunt y_{jji} et y_{iij}

Les éléments de la matrices Y_{BUS} sont alors :

$$Y_{ii} = \sum_{j \neq i} (y_{iij} + y_{ijj}) \quad (II.1)$$

$$Y_{ij} = - y_{ijj}$$

Le terme diagonal de la matrice d'admittance nodale correspondant au noeud i est égal à la somme de toutes les admittances connectées à ce noeud.

A partir de la matrice Y_{BUS} , on peut connaître l'état complet du réseau, c'est-à-dire :

- les variables d'état en tous noeuds (phases, modules des tensions)
- les transits de puissance active et réactive et les pertes qui en sont déduites.

Pour ce faire, on doit disposer des données suivantes :

- les consignes de tension des groupes producteurs
- la puissance active fournie par ces groupes
- les données du réseau : sa topologie et les admittances qui permettent de calculer Y_{BUS}
- les puissances actives et réactives consommées pour les charges.

Chaque noeud est défini par quatre paramètres :

- P_i puissance active injectée au noeud i
- Q_i puissance réactive injectée au noeud i
- V_i amplitude de la tension
- Θ_i phase de la tension par rapport à la référence

On distingue, en général, les types de noeuds suivants :

- les noeuds PV (noeuds producteurs ou générateurs) : pour ces noeuds, P_i et V_i sont spécifiés (données), Q_i et Θ_i sont des variables inconnues. On adapte la puissance réactive des noeuds de

production pour y maintenir une amplitude de tension déterminée (consigne).

- Les noeuds PQ (noeuds consommateurs) : dans ce cas, P_i et Q_i sont spécifiés (données), V_i et θ_i sont inconnues car on ne dispose pas aux noeuds de charge, de moyen pour y maintenir une amplitude ou un déphasage de la tension.

- Le noeud bilan : ce noeud particulier possède V_i et θ_i comme variables spécifiées (données), P_i et Q_i sont inconnues. L'angle θ_i du noeud bilan sert de référence des phases et est généralement fixé à 0° . Ce noeud va réaliser l'équilibre production-consommation des puissances de réseau.

Pour déterminer les puissances injectées en chaque noeud du réseau, les éléments de la matrice Y_{BUS} sont modifiées de la façon suivante :

$$Y_{ii} = \sum_{j \neq i} (y_{ij} + y_{ji}) = G_{ii} + jB_{ii}$$

$$Y_{ij} = -y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$$

Les équations des puissances injectées en chaque noeud i du réseau s'expriment alors par :

$$P_i = V_i^2 G_{ii} + V_i \sum_{j=1}^n V_j [\cos(\theta_i - \theta_j) \cdot G_{ij} + \sin(\theta_i - \theta_j) \cdot B_{ij}]$$

$$Q_i = V_i^2 B_{ii} + V_i \sum_{j=1}^n V_j [\sin(\theta_i - \theta_j) \cdot G_{ij} - \cos(\theta_i - \theta_j) \cdot B_{ij}] \quad (II.2)$$

On peut noter que généralement, toutes les grandeurs électriques du réseau sont calculées dans le système de variables réduites appelé "système per unit".

La résolution des équations II.2 par une méthode numérique (dans notre cas, la méthode de Newton Raphson découplée rapide [AL-74]) permet de déterminer l'état complet du réseau à savoir :

- les puissances actives et réactives qui transitent par les différentes branches
- on en déduit alors les tensions complexes aux différents noeuds (amplitude et phase)
- les pertes dans les branches générées par les transits de puissance correspondants

II.2.2) Programme de calcul des indicateurs de stabilité de tension

Ces indicateurs sont ceux de Glavtsh-Kessel [KE-86] modifiés au LEG [QU-92, QU-93] afin d'obtenir un gain de temps de calcul. Le programme utilise les résultats du calcul de répartition de charge pour déterminer les indicateurs de la façon suivante :

$$B_j = |B_j| = \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} C_{ji} \cdot \underline{V}_i}{\underline{V}_j} \right|_{j \in \alpha_L}$$

- où B_j : indicateur de stabilité statique de tension au noeud de charge j
 α_L : ensemble des noeuds de charge
 α_G : ensemble des noeuds générateurs
 \underline{V}_j : tension complexe au noeud de charge j
 \underline{V}_i : tension complexe au noeud générateur i
 C_{ij} : éléments de la matrice C

La matrice C est telle que

$$[C] = - [B'']^{-1} \cdot [B_{LG}]$$

où $[B'']$ est la partie imaginaire de la matrice $[Y_{LL}]$ [ST-74] et $[B_{LG}]$ est la partie imaginaire de la matrice $[Y_{LG}]$ (matrice des susceptances nodales) [ST-74]. $[Y_{LL}]$ et $[Y_{LG}]$ sont des sous-matrices de la matrice $[Y_{BUS}]$ définie au paragraphe précédent. On constate donc que le calcul de l'indicateur en un noeud de charge prend en compte des données relatives au réseau entier.

B_j peut prendre des valeurs comprises entre 0 (noeud très stable) et 1 (noeud très instable). On peut donc, à l'aide de ces indicateurs, identifier les noeuds critiques du réseau. L'indicateur de plus grande valeur, qui montre donc le noeud le plus faible, est appelé "indicateur global" du réseau, considérant qu'un seul noeud instable peut amener l'écroulement de tension. Il est alors défini par :

$$B = \max(B_j) \quad j \in \alpha_L$$

- B : indicateur global du réseau
 B_j : indicateur au noeud de charge j
 α_L : ensemble des noeuds de charge

En pratique, lorsqu'un indicateur atteint la valeur de 0,4, un plan d'urgence de délestage de charge est enclenché [QU-93]. Nous nous baserons donc sur cet valeur seuil pour quantifier l'apport des systèmes FACTS sur l'amélioration de la stabilité statique de tension du réseau.

II.3) Modèles statiques de systèmes FACTS

II.3.1) Le compensateur statique d'énergie réactive : Static Var Compensator (SVC)

Le modèle décrit ci-après s'applique notamment au dispositif SVC appelé "compensateur hybride" [CI-85, IE-93] et représenté figure II.2.

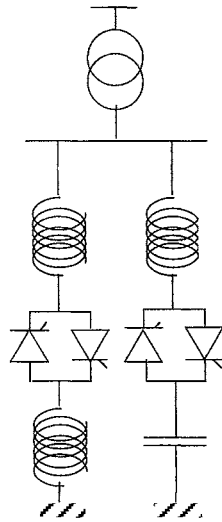


fig. II.2 : Compensateur hybride

Nous avons utilisé un modèle statique de SVC rendu standard d'abord par la CIGRE [CI-85] et ensuite par IEEE [IE-93]. Ce modèle est donné sur la figure II.3 et la caractéristique statique qu'il représente sur la figure II.4.

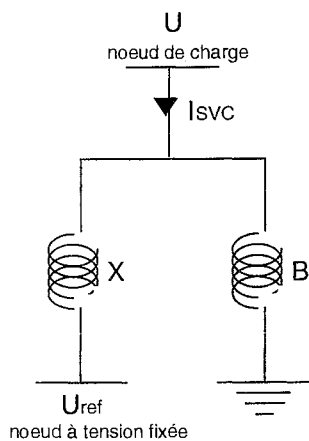


fig. II.3 : Modèle du SVC

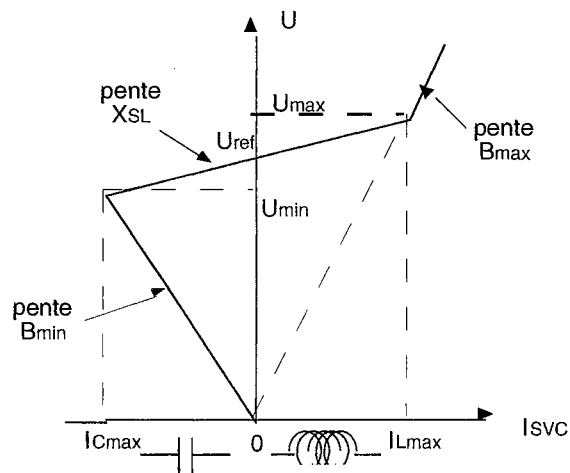


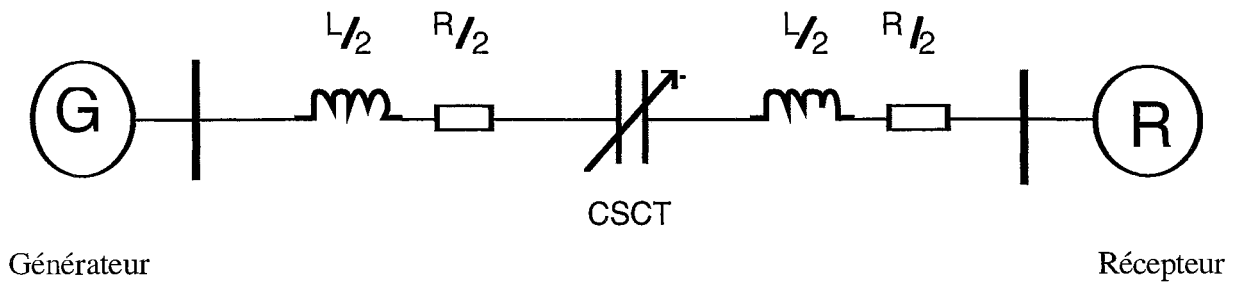
fig. II.4 : Caractéristique statique du SVC

- avec :
- U : tension au noeud de charge où est connecté le SVC
 - I_{SVC} : courant de sortie du SVC
 - X, B : impédance et susceptance permettant de reproduire la caractéristique statique
 - U_{ref} : tension de référence autour de laquelle on souhaite asservir U
 - I_{Lmax} : courant inductif maximum
 - I_{Cmax} : courant capacitif maximum
 - U_{min}, U_{max} : tension limites de fonctionnement en régulation
 - X_{SL} : pente de la caractéristique statique dans la zone de fonctionnement en régulation
 - B_{min} : pente de la caractéristique statique dans la zone de surcharge capacitive
 - B_{max} : pente de la caractéristique statique dans la zone de surcharge inductive

Le modèle de SVC présenté ici a l'avantage de représenter de façon exacte la caractéristique statique voulue. De plus, il est relativement facile à implanter dans un logiciel de calcul de répartition de charge une fois que l'on a bien compris le fonctionnement de ce dernier. L'inconvénient majeur de ce modèle est qu'il ne prend pas en compte les pertes actives dues aux éléments constitutifs du SVC.

II.3.2) Le compensateur série réglable : Thyristors Controlled Series Compensator (TCSC)

L'idée de base d'un tel modèle est simple, il s'agit d'une impédance variable placée en série sur la ligne à compenser comme le montre la figure II.5.



L, R : inductance et résistance de la ligne

fig. II.5 : Ligne de transport avec un TCSC

On considère une ligne reliant un noeud générateur et un noeud récepteur : c'est l'exemple de réseau le plus simple. L'inductance L et la résistance R constituent l'impédance de la ligne Z_{ligne} et Z_C est l'impédance du TCSC. A ce niveau, l'impédance Z_C ne tient pas compte de la structure du TCSC. Celle-ci est donnée figure II.6.

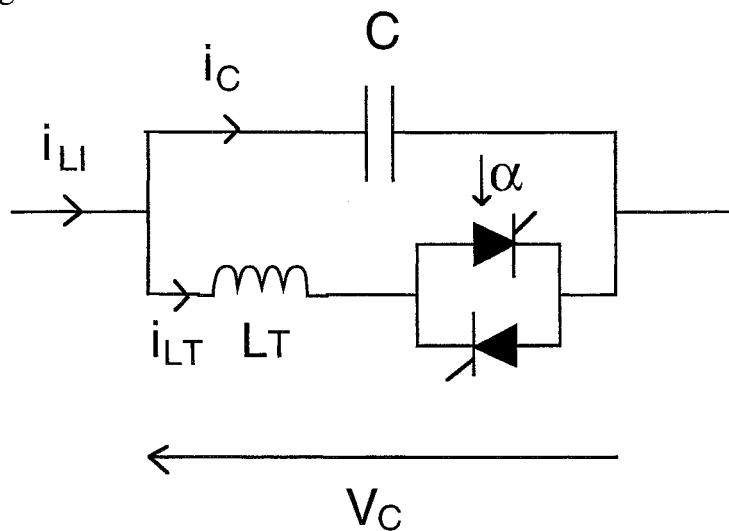


fig. II.6 : Structure du TCSC

Dans l'objectif de prendre en compte, dans le modèle statique, la structure du TCSC, nous allons déterminer analytiquement son impédance en fonction de l'angle de retard à l'amorçage des thyristors α . Pour cela, nous allons utiliser une méthode du premier harmonique [MA-95.1].

Dans une première étape, nous allons considérer seulement la réactance commandée par thyristors de la figure II.7 :

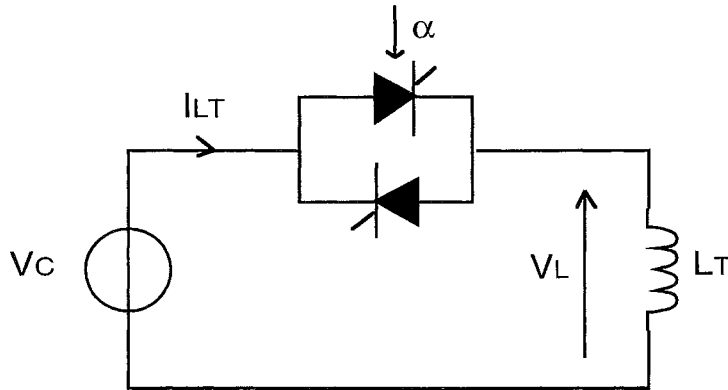


fig. II.7 : Réactance Commandée par Thyristors

On suppose que la tension v_C est sinusoïdale et telle que $v_C = V_M \sin \omega t$ avec $\omega = 2\pi f$, f : fréquence du réseau, soit u_g , la fonction de commutation du gradateur (figure II.8) :

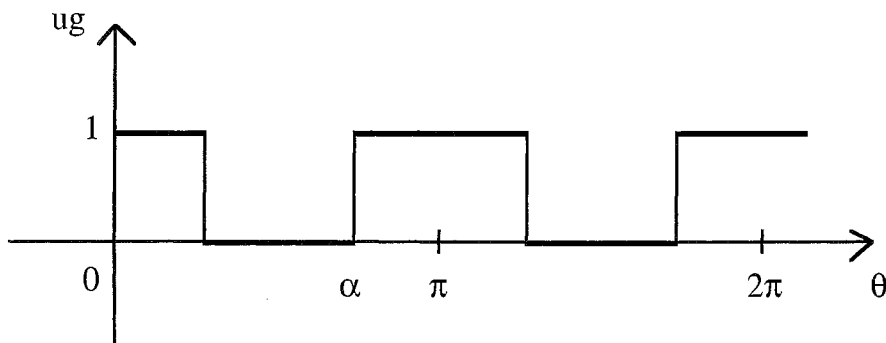


fig. II.8 : Fonction de commutation du gradateur

Lorsque $u_g = 1$, le gradateur est passant

$u_g = 0$, le gradeur est bloqué

On a la relation suivante :

$$v_L = L_T \frac{di_{LT}}{dt} \quad (II.3)$$

En utilisant les propriétés des coefficients de Fourier :

$$\frac{d}{dt} \langle x \rangle_k(t) = \left\langle \frac{d}{dt} x(t) \right\rangle_k - jk\omega \langle x \rangle_k(t) \quad (\text{II.4})$$

et $\langle x \cdot y \rangle_k = \sum_{n+m=k} \langle x \rangle_n \langle y \rangle_m$ (II.5)

avec $\langle x \rangle_k$: amplitude de l'harmonique k. On peut alors écrire :

$$\langle v_L \rangle_1 = L \left\langle \frac{di_2}{dt} \right\rangle_1 = L \frac{d}{dt} \langle i_{LT} \rangle_1 + jL_T\omega \langle i_{LT} \rangle_1 \quad (\text{II.6})$$

Or, en régime permanent, l'amplitude du fondamental du courant i_{LT} est constante donc $\frac{d}{dt} \langle i_{LT} \rangle_1 = 0$

d'où $\langle v_L \rangle_1 = \langle v_c \cdot u_g \rangle_1 = jL_T\omega \langle i_{LT} \rangle_1$

or $\langle v_c \cdot u_g \rangle_1 = \langle v_c \rangle_0 \langle u_g \rangle_1 + \langle v_c \rangle_1 \langle u_g \rangle_0 + \langle v_c \rangle_{-1} \langle u_g \rangle_2$ (II.7)

La tension v_C est supposée sinusoïdale donc :

- les termes d'ordre différent de 1 sont nuls

- $v_c = V_m \frac{e^{jh\omega t} - e^{-jh\omega t}}{2j}$ donc $\langle v_c \rangle_1 = -\frac{V_m}{2j} = \langle v_c \rangle_1$ (II.8)

d'où $\langle i_{LT} \rangle_1 = \frac{\langle v_c \rangle_1 [\langle u_g \rangle_0 - \langle u_g \rangle_2]}{jL_T\omega}$ (II.9)

On a $\langle u_g \rangle_0 = \frac{1}{T} \int_0^T u_g(t-T) dt = \frac{2}{\pi}(\pi - \alpha)$ (II.10)

$$\langle u_g \rangle_2 = \frac{2}{T} \int_0^{T/2} u_g(t-T) e^{-j2\omega t} dt = -\frac{\sin 2\alpha}{\pi} \quad (\text{II.11})$$

finalement, on a :

$$Z_{RCT} = \frac{\langle V_C \rangle_1}{\langle I_{LT} \rangle_1} = \frac{jL_T\omega}{\frac{2}{\pi}(\pi - \alpha + \frac{\sin 2\alpha}{2})} \quad (\text{II.12})$$

avec Z_{RCT} : impédance de la réactance commandée par thyristors au sens du premier harmonique

Si on considère maintenant le TCSC complet, il est constitué de l'impédance Z_{RCT} en parallèle sur le condensateur C, d'où l'impédance du TCSC au sens du premier harmonique :

$$Z_C(\alpha) = \frac{jL_T\omega}{\frac{2}{\pi}(\pi - \alpha + \frac{\sin 2\alpha}{2}) - L_T C \omega^2} \quad \text{avec } 90^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ \quad (\text{II.13})$$

Les courbes théoriques obtenues avec l'équation II.13 sont les suivantes :

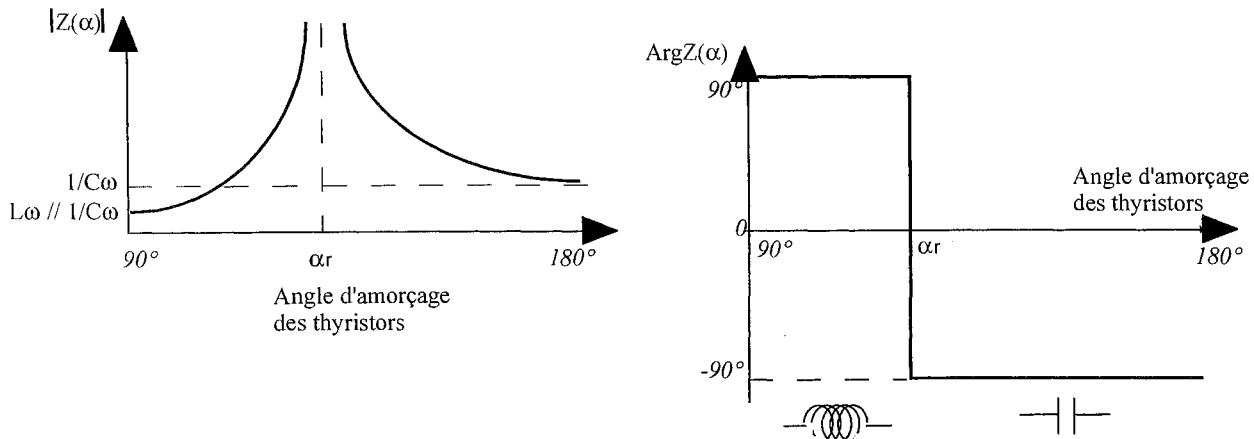


fig. II.9 : Module et phase de $Z(\alpha)$

La courbe $\text{Arg}(Z_C(\alpha)) = f(\alpha)$ montre un domaine inductif pour $\alpha < \alpha_r$ et un domaine capacitif pour $\alpha > \alpha_r$, donc le TCSC peut théoriquement se comporter comme une inductance autant qu'un condensateur.

Le signal de commande du TCSC est donc maintenant l'angle de retard à l'amorçage des thyristors, ce qui assure que l'impédance du TCSC ne prendra que des valeurs compatibles avec sa structure propre, si α est choisi dans la plage de 90° à 180° .

Le principal inconvénient de ce modèle est la discontinuité de l'impédance du TCSC au point de résonance (pour $\alpha = \alpha_r$). En pratique, cette résonance est limitée par les résistances internes des éléments du TCSC qui n'ont pas été modélisées ici. Ceci dit, cette discontinuité est moyennement gênante car, comme nous allons le voir dans le Chapitre III, nous n'avons pas intérêt à faire travailler le TCSC trop près de la résonance car cela entraîne une déformation des courants et des tensions trop importantes. Par contre, les résistances des éléments du TCSC n'étant pas prises en compte, pour ce modèle statique, ses pertes actives ne sont pas prises en compte non plus.

II.3.3) Le compensateur statique d'énergie réactive de type avancé : STATic CONDenser (STATCON) [PA-95.2, BE-96]

La structure du STATCON est celle de la figure II.10. Nous avons développé un modèle statique de STATCON afin de pouvoir l'introduire dans le logiciel de calcul de répartition de charges FDLF. La caractéristique statique du STATCON, que l'on souhaite modéliser est celle de la figure II.11

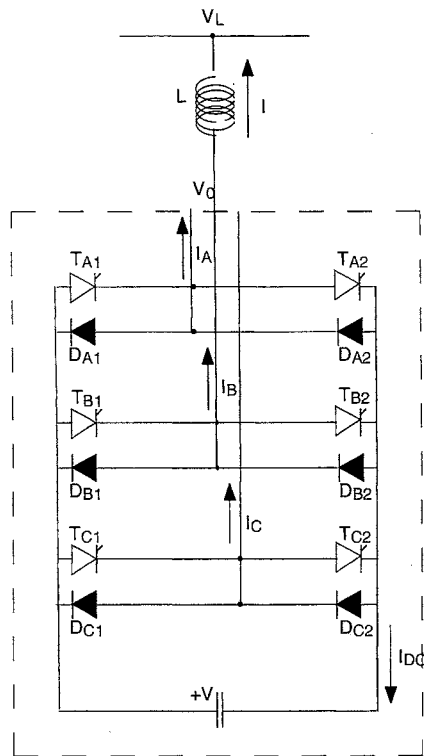


fig. II.10 : STATCON

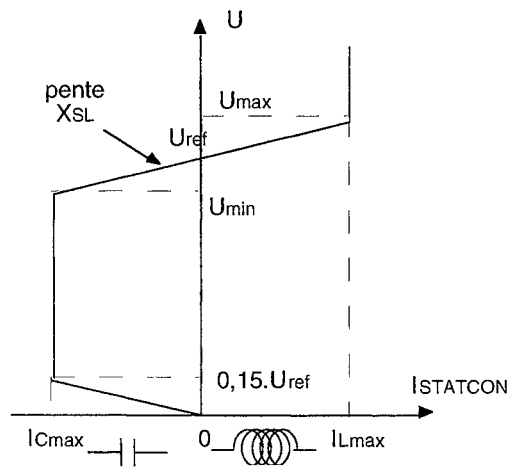


fig. II.11 : Caractéristique statique du STATCON

$I_{STATCON}$ est le courant de sortie du compensateur. Les autres paramètres de la figure II.11 ont les mêmes définitions que ceux de la caractéristique statique du SVC (voir figure II.4)

Le modèle de STATCON développé est le suivant :

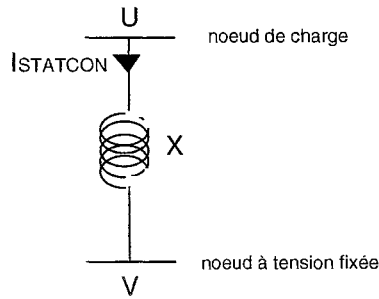


fig. II.12 : Modèle statique du STATCON

La tension V et la réactance X pouvant prendre des valeurs différentes selon les zones de fonctionnement :

$$\begin{cases} V = U_{\text{ref}} \\ X = X_{\text{SL}} \end{cases} \quad \text{pour } U_{\text{min}} \leq U \leq U_{\text{max}}$$

$$\begin{cases} V = 100 \cdot U_{\text{ref}} \\ X = -\frac{V}{I_{\text{Cmax}}} \end{cases} \quad \text{pour } 0 \leq U \leq U_{\text{min}}$$

$$\begin{cases} V = 100 \cdot U_{\text{ref}} \\ X = -\frac{V}{I_{\text{Cmax}}} \end{cases} \quad \text{pour } U \geq U_{\text{max}}$$

L'avantage de ce modèle est qu'il restitue la caractéristique statique exacte en ce qui concerne la zone de fonctionnement normal et qu'il n'introduit qu'une erreur inférieure à 0,5% sur le courant dans les zones de surcharge. Son inconvénient est que lui non plus ne prend pas en compte les pertes actives dues aux éléments constitutifs du STATCON.

II.4) Simulations relatives au réseau standard IEEE 14 nœuds [BE-96, PA-96]

II.4.1) Présentation du réseau

Ce réseau est représenté figure II.13. Il comprend quatre nœuds PV (générateurs), neuf nœuds PQ (charges) et un nœud bilan. Les nœuds PV se décomposent en un générateur proprement dit (nœud 2) et trois compensateurs synchrones de puissance réactive (nœuds 3, 6 et 8). Le nœud bilan constitue le nœud de référence (tension fixée et phase de référence fixée à 0°) et il assure l'équilibre production-consommation du réseau en fournissant l'écart de puissance active et réactive calculé à partir des puissances des générateurs et des puissances de charge.

Les nœuds du réseau sont interconnectés par l'intermédiaire de 20 lignes, certaines d'entre-elles

représentant des transformateurs à régleurs en charge. Cependant, afin de simplifier l'étude, nous avons remplacé ces transformateurs par des lignes.

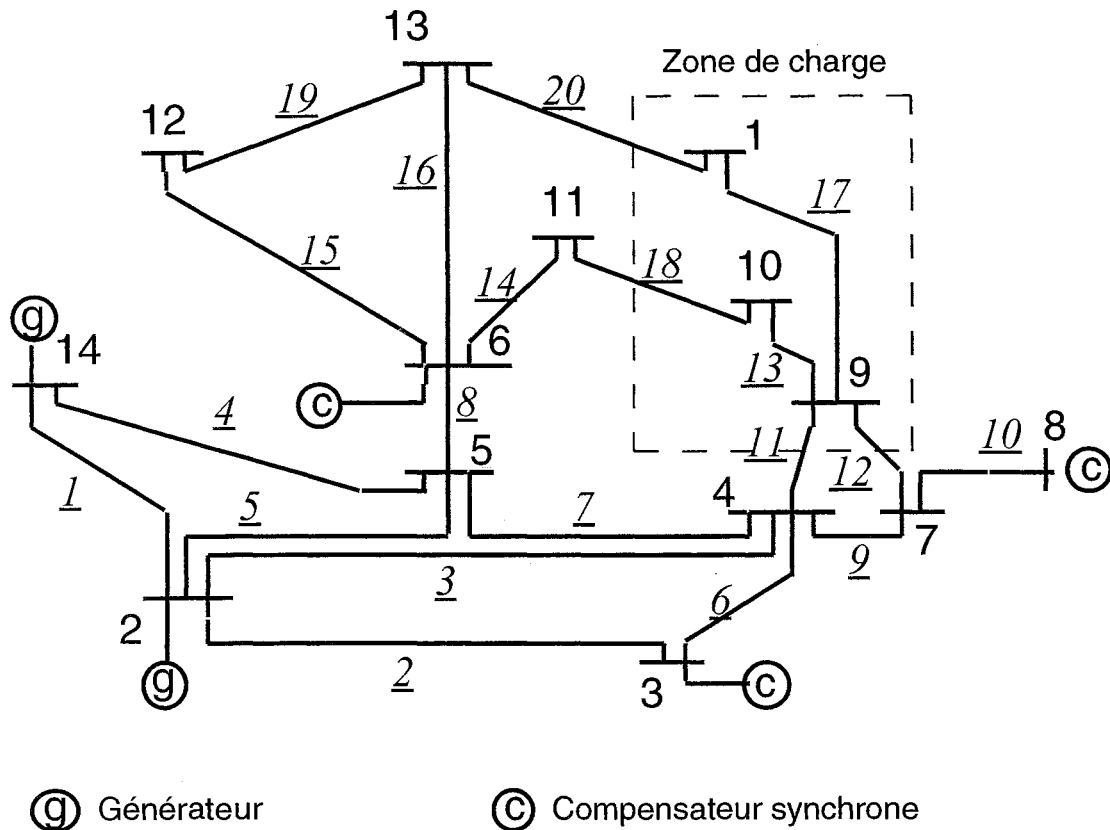


fig. II.13 : Réseau standard IEEE 14 noeuds

Pour différents niveaux de charge du réseau complet (variations homogènes de la charge sur l'ensemble du système), des calculs de répartition de charge et d'indicateurs ont montré que les noeuds 1, 9 et 10 étaient les plus critiques. On peut constater (figure II.13) que ces noeuds sont situés dans une même région que nous avons alors définie comme une zone "fragile". Nous ferons donc évoluer les charges dans cette zone durant les simulations afin de rendre le réseau instable le plus rapidement possible. En effet, n'oublions pas qu'il est nécessaire de déstabiliser le réseau si on veut étudier l'influence des systèmes FACTS sur la stabilité de tension. Cette augmentation de charge locale a été préférée à une augmentation homogène sur l'ensemble du réseau car la plupart des réseaux dans le monde possèdent une ou plusieurs régions faibles.

On peut remarquer que les noeuds les plus critiques sont ceux qui sont le plus "éloignés" des noeuds de production.

II.4.2) Positionnement et dimensionnement des FACTS

Le réseau et la zone d'évolution des charges étant désormais connus, il reste à déterminer en quel noeud vont être connecté les deux systèmes FACTS shunt (SVC et STATCON) et sur quelles lignes va être inséré le compensateur série (TCSC). En fonction de ceci, nous pourrons alors dimensionner

les compensateurs.

II.4.2.1) Dispositifs FACTS shunt

On rappelle les schémas de principe des compensateurs statiques d'énergie réactive étudiés (figures II.14 et II.15) :

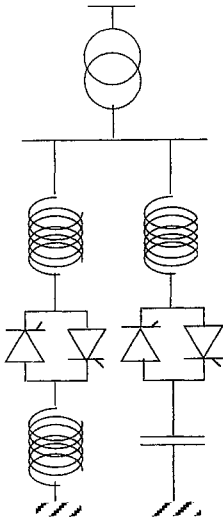


fig. II.14 : Schéma de principe du SVC

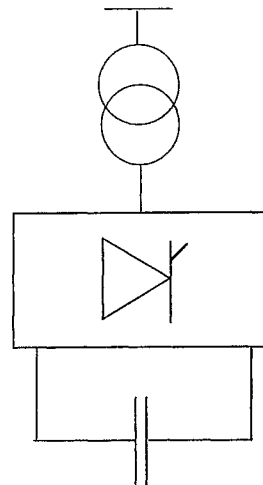


fig. II.15 : Schéma de principe du STATCON

Nous implanterons le STATCON et le SVC sur le noeud de charge le plus fragile du réseau, considérant que c'est celui-ci qui a le plus besoin d'être soutenu. Le calcul des indicateurs sur le réseau seul (c'est-à-dire sans y insérer des systèmes FACTS) a montré que le noeud concerné est le noeud 1. Ce même calcul a également indiqué que la puissance réactive consommée au noeud 1 était de l'ordre de 9 MVAR pour un indicateur de stabilité de 0,4 (valeur d'enclenchement d'un plan de délestage d'urgence). Nous dimensionnerons donc les FACTS shunt à ± 20 MVAR, ce qui correspond approximativement au double de la puissance indiquée plus haut et ceci pour deux raisons :

- le doublement de cette puissance permet de disposer d'une réserve de compensation afin que les FACTS shunt connectés ne passent pas trop vite en surcharge, la tension au noeud 1 pourra donc être soutenue plus longtemps.
- le compensateur pourra fournir de la puissance réactive aux noeuds voisins et donc son action pourra éventuellement ne pas se limiter uniquement à la compensation du noeud 1.

Pour les deux modèles de FACTS shunt, les paramètres X_{SL} , U_{min} , U_{max} , I_{Cmax} et $I_{I_{max}}$ sont identiques (voir § II.3.1 et II.3.3).

EDF s'impose une tolérance de $\pm 5\%$ sur la tension du réseau de transport pour garantir une qualité de distribution de l'électricité. Nous prendrons donc $U_{Smin} = 0,95$ p.u. et $U_{Smax} = 1,05$ p.u. (soit respectivement 380 kV et 420 kV pour un réseau de transport de 400 kV nominal). On obtient alors

$I_{Lmax} = \frac{Q_{max}}{U_{max}} = 0,19 \text{ p.u.}$, $I_{Cmax} = \frac{Q_{min}}{U_{min}} = \frac{-0,2}{0,95} = -0,21 \text{ p.u.}$ pour une puissance de base de 100 MVA.

D'où $X_{SL} = \frac{U_{max} - U_{min}}{I_{Lmax} - I_{Cmax}} = 0,249$.

II.4.2.2) Dispositif FACTS série

On rappelle le schéma de principe du compensateur série réglable inséré sur une ligne de transport (figure II.16).

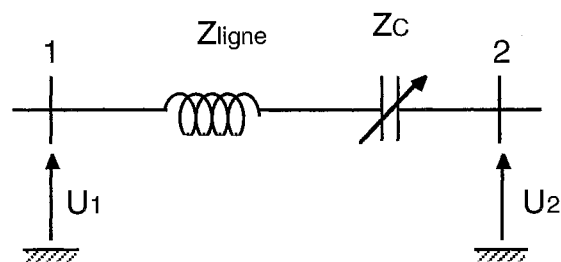


fig. II.16 : Schéma de principe du TCSC

Pour le positionnement du TCSC, il est nécessaire d'observer la distribution des transits de puissance sur l'ensemble du réseau puisque le but de ce compensateur est de contrôler les transits de puissance en compensant les impédances de ligne. On peut constater sur la figure II.13 que le réseau est composé d'une région "Sud", composée des lignes numérotées de 1 à 10, et d'une région "Nord" composée des lignes numérotées de 13 à 20. La zone de charge est incluse dans la région "Nord". L'interconnexion de ces deux régions est réalisée au moyen des lignes 8, 11, 9 et 12 qui à l'origine représentaient des transformateurs à régulateurs en charge.

On peut aussi remarquer que les générateurs se situent dans la zone "Sud". Les transferts de puissance active de la zone "Sud" vers la zone "Nord" se répartissent (d'après un calcul de répartition de charge) entre les lignes d'interconnexion de la façon suivante :

- 50% de la puissance transite par la ligne 8
- 20% par la ligne 11
- 30% par la ligne 9 en série avec la ligne 12

Nous en déduisons que le TCSC devra être placé sur la ligne 11, qui est la ligne la moins surchargée. En effet, la placer sur la ligne 8 conduirait à la surcharger plus encore, ce qui déstabiliserait a priori le réseau. Nous allons néanmoins faire des simulations dans ce cas également afin de vérifier que le réseau est bien instable en cas de répartition déséquilibrée de l'alimentation de la région "Nord". De plus, placer le TCSC sur la ligne 9 ou sur la ligne 12 serait moins efficace que sur la ligne 11 car il ne pourrait compenser que l'impédance d'une seule ligne sur les deux en série.

Le modèle de Compensateur Série Commandé par Thyristor est celui § II.3.2. Classiquement, le TCSC est dimensionné de façon à donner une compensation fixe de l'impédance de la ligne de 60% (ordre de grandeur tiré d'un cas pratique [CH-90]). La compensation fixe est obtenue pour l'impédance minimum du TCSC (voir figure II.9), c'est-à-dire pour $X_C(\alpha) = \frac{1}{C\omega}$. Les thyristors sont alors bloqués ($\alpha=180^\circ$) et le TCSC a pour impédance celle du condensateur C.

Si on considère la ligne 11, par exemple, son impédance est $l\omega = 0,55618$ p.u.. On désire la compenser à 60% donc :

$$X_C(180^\circ) = \frac{1}{C\omega} = l\omega \cdot 0,6 = 0,3337 \text{ p.u.}$$

Il reste donc à dimensionner l'inductance du TCSC. Pour cela, on considère qu'habituellement, le point de résonance est obtenu par $\alpha_r = 130^\circ$ environ et la plage de réglage de α correspondant au fonctionnement nominal du compensateur est $150^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$. Cela permet de ne pas fonctionner trop près de la résonance et d'éviter des variations trop importantes de l'impédance lorsque α varie (voir figure II.9).

D'après l'équation II.13, à la résonance, on a :

$$L\omega = \frac{2/\pi}{C\omega} \left(\pi - \alpha_r + \frac{\sin 2\alpha_r}{2} \right)$$

Soit $L\omega = 8,0785 \cdot 10^{-2}$ p.u.

Le TCSC est maintenant dimensionné pour simuler la compensation variable de la ligne 11, le procédé est strictement identique en ce qui concerne la ligne 8.

II.4.3) Validation des modèles

Nous avons effectué des simulations préliminaires ayant pour objectif de valider les modèles statiques des trois systèmes FACTS définis précédemment. Nous avons pu constater alors que les résultats obtenus étaient bien ceux escomptés.

II.4.4) Résultats des simulations

Les simulations concernant le réseau standard IEEE 14 noeuds ont été faites en considérant deux situations extrêmes différentes : une augmentation progressive des charges dans la zone "fragile" et des ouvertures de lignes. Les courbes qui ont été tracées suite à ces simulations et qui permettent d'analyser le comportement du réseau face aux situations définies ci-dessus concernent les tensions et les indicateurs en chaque noeud de charge, les plans de tensions et les plans d'indicateurs du réseau. Ces courbes permettent de faire une comparaison entre les trois systèmes FACTS insérés dans le réseau sachant que :

- la comparaison entre le SVC et le STATCON est simple car ce sont tous les deux des FACTS shunt dont les caractéristiques statiques de sortie sont proches et dont les dimensionnements en puissance sont identiques.

- La comparaison entre les deux FACTS shunt et le compensateur série est moins évidente de par les différences fondamentales qui existent entre ces deux types de FACTS, tant au niveau des caractéristiques de sortie que des modèles et des effets attendus. Nous les comparerons donc de façon plus qualitative que quantitative.

II.4.4.1) Augmentation progressive de la charge

La charge dans la zone "fragile" est augmentée progressivement jusqu'à l'écroulement du réseau. En pratique, lorsqu'une ligne est très surchargée et qu'elle atteint sa limite thermique maximale, elle s'ouvre sous l'action de ses protections. Nous ne tiendrons pas compte des limites thermiques des lignes pour toutes les simulations de ce chapitre. Nous considérerons donc que la puissance maximum transmissible par chaque ligne du réseau n'est limitée que par les paramètres de la ligne considérée, en accord avec l'équation I.1.

Afin de faciliter la compréhension des graphiques et notamment ceux concernant les indicateurs de stabilité, un exemple est donné figure II.17. Il concerne l'indicateur au noeud 1 lorsque le réseau est seul.

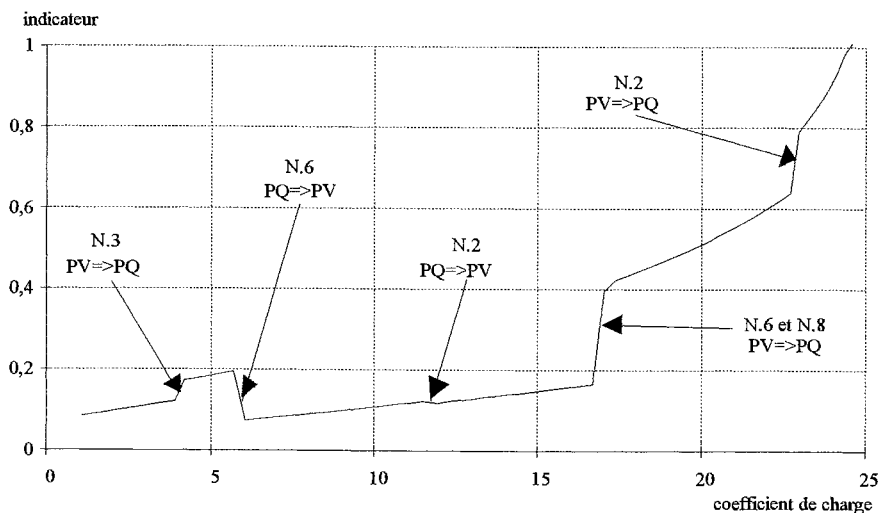


fig. II.17 : Indicateur de stabilité au noeud 1 suivant le coefficient de charge

On peut faire plusieurs remarques sur cette courbe :

- le coefficient de charge est le rapport de la puissance "courante" consommée au noeud 1 sur sa puissance initiale correspondant à un état stable de ce noeud et à partir de laquelle on commence à augmenter la charge. Par exemple, un coefficient de charge de 10 correspond à une puissance consommée égale à 10 fois la puissance initiale.

- L'indicateur varie bien d'une valeur proche de 0 (noeud stable pour la puissance initiale) à 1 (écroulement).

- Les "discontinuités" qui apparaissent sur le graphique sont dues aux changements d'état des noeuds générateurs. En effet, lors d'une augmentation de charge, les tensions en tous les noeuds du réseau ont tendance à diminuer. Les générateurs fournissent alors de plus en plus de puissance réactive pour tenir leur tension. Lorsqu'un générateur atteint sa butée réactive haute, il n'est plus capable de maintenir sa tension et le noeud où il est connecté change d'état. Il passe alors de noeud PV (noeud à tension tenue) à noeud PQ (noeud de charge) ce qui déstabilise le réseau et occasionne un "saut" d'indicateur. Par exemple, sur la figure II.17, pour un coefficient de charge de 4, le noeud 3 (N.3) atteint sa butée réactive haute et passe de PV à PQ. Le raisonnement est inverse pour les passages de PQ à PV.

Nous pouvons maintenant passer à l'analyse des résultats de simulation en commençant par le graphique de la figure II.18 qui montre l'évolution de l'indicateur de stabilité au noeud 1 en fonction du niveau de charge de la zone "fragile".

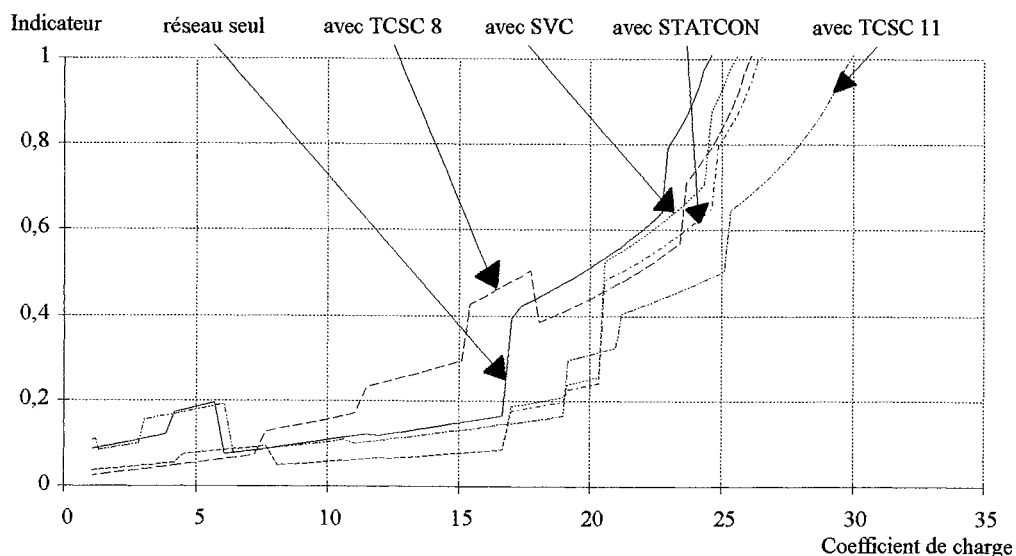


fig. II.18 : Indicateur de stabilité au noeud 1 suivant le coefficient de charge

avec :

- réseau seul : réseau de la figure II.13 sans système FACTS
- avec SVC : réseau de la figure II.13 avec un SVC connecté au noeud 1
- avec STATCON : réseau de la figure II.13 avec un SVC connecté au noeud 1
- avec TCSC 11 : réseau de la figure II.13 avec un TCSC implanté sur la ligne 11
- avec TCSC 8 : réseau de la figure II.13 avec un TCSC implanté sur la ligne 8

Il apparaît sur ces courbes que le SVC, le STATCON et le TCSC 11 améliorent grandement la stabilité du noeud 1. En effet, la valeur d'indicateur de 0,4 (enclenchement d'un plan de délestage d'urgence) est

atteinte pour un coefficient de charge de 20,4 pour les systèmes shunt et de 21,2 pour le compensateur série, ce qui correspond à une augmentation de la charge de la région faible d'environ, respectivement, 20% et 25% par rapport au réseau seul (ce dernier voit l'indicateur au noeud 1 atteindre la valeur de 0,4 pour un coefficient de charge de 17).

Par contre, comme nous nous y attendions, l'implantation du TCSC sur la ligne 8 entraîne une surcharge supplémentaire de cette ligne et déstabilise le noeud 1 puisque la valeur d'indicateur de 0,4 est atteinte dans ce cas pour un coefficient de charge de 15,4. L'effet déstabilisant du TCSC 8 se fait sentir sur l'ensemble du réseau, comme le montre la figure II.19 qui donne le plan d'indicateurs de stabilité pour un coefficient de charge de 15. On peut voir que tous les noeuds de charge du réseau ont leur valeur d'indicateur nettement augmentée. Les autres systèmes FACTS stabilisent globalement le réseau mais de façon peu prononcée, ce qui n'est pas étonnant dans la mesure où le réseau seul est déjà stable avec un indicateur global de 0,15 (indicateur de plus grande valeur).

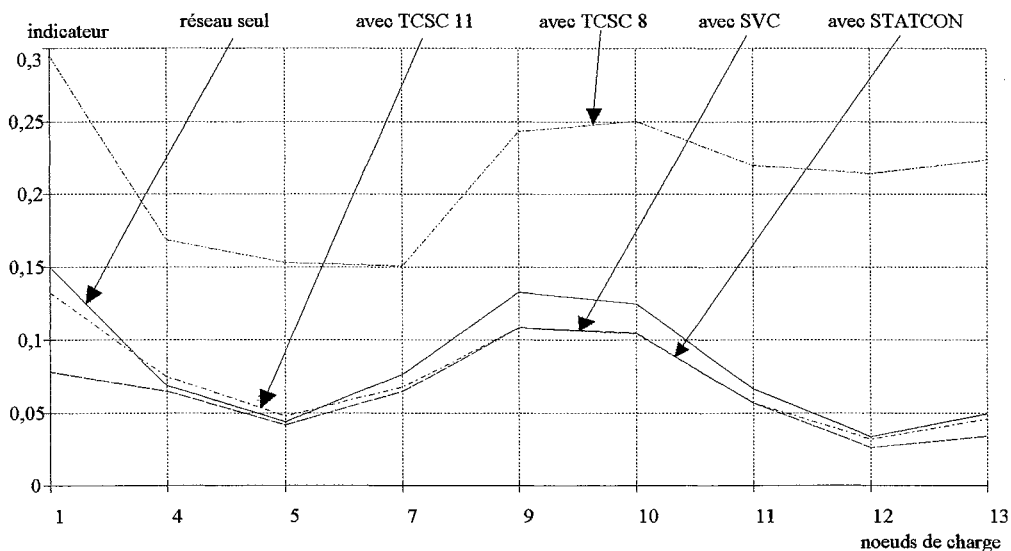


fig. II.19 : Plan d'indicateur à un coefficient de charge de 15

Pour un coefficient de charge de 20 (figure II.20), le réseau seul possède trois noeuds dont l'indicateur est passé au-dessus de 0,4 (les noeuds de la zone de charge) plus deux noeuds arrivant à la limite (les noeuds 11 et 13). L'amélioration du plan d'indicateurs due aux systèmes FACTS est très nette :

- Les courbes du SVC et du STATCON ont une forme approchant celle du réseau seul, ce qui montre une stabilisation globale du réseau. Ces deux systèmes shunt fonctionnent en surcharge capacitive pour ce coefficient de charge mais les courbes n'indiquent pas de différence de comportement significative.

- Le TCSC 11, lui, assure une stabilisation plus localisée. En effet, on peut constater qu'il est plus efficace que le SVC et le STATCON dans la région où il est implanté (noeuds 7 et 9) mais moins efficace sur le reste du réseau.

- Pour ce coefficient de charge, le TCSC 8 stabilise aussi le réseau mais de façon moins nette que

les autres systèmes. De plus, le noeud 1 garde une valeur d'indicateur supérieure à 0,4 et les noeuds 9 et 10 sont à la limite de dépasser cette valeur.

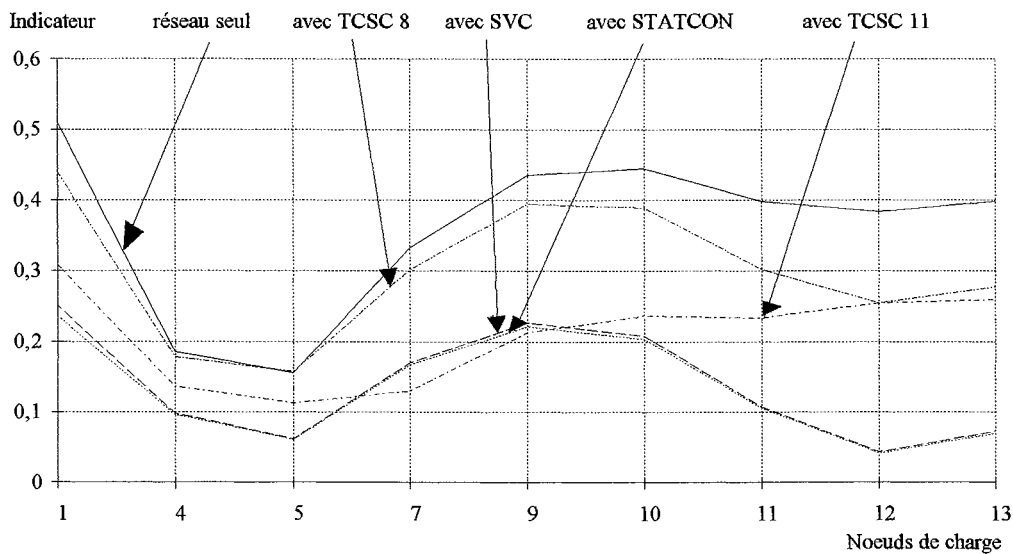


fig. II.20 : Plan d'indicateur à un coefficient de charge de 20

On peut remarquer qu'avec l'insertion du SVC, du STATCON et du TCSC 11, tous les indicateurs sont repassés en-dessous de 0,4 ce qui montre que ces systèmes permettent de repousser l'enclenchement d'un plan d'urgence de délestage de charge.

L'action globale des FACTS shunt et celle locale du TCSC 11 se retrouve dans le plan de tension de la figure II.21 tracé pour le même coefficient de charge que le plan d'indicateurs précédent. Le TCSC 11 soutient effectivement mieux la tension dans la région où il est inséré (noeuds 7 et 9 principalement) par rapport aux systèmes shunt qui soutiennent la tension de façon plus homogène que l'ensemble du réseau (similarité de leurs courbes avec celles du réseau seul).

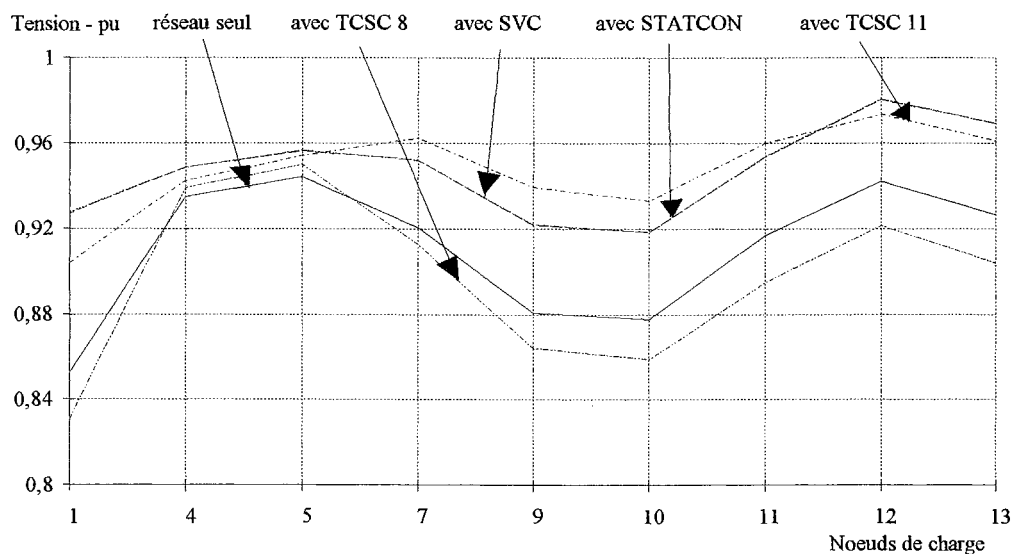


fig. II.21 : Plan de tension à un coefficient de charge de 20

On peut faire une remarque intéressante en considérant les figures II.20 et II.21 et le cas particulier du noeud 11, par exemple. Ce noeud possède un indicateur de 0,24 et une tension de 0,96 p.u. avec le TCSC 11 contre un indicateur de 0,1 et une tension de 0,95 p.u. avec les FACTS shunt. Cela signifie que ce noeud à une tension plus élevée mais est moins stable avec le compensateur série et que la stabilité d'un noeud ne dépend pas uniquement de son niveau de tension.

Lorsque la charge augmente (voir figure II.22), les indicateurs de stabilité prennent des valeurs importantes. Les systèmes shunt sont alors en forte surcharge capacitive car la tension au noeud 1 est de 0,86 p.u. (le SVC et le STATCON sont en surcharge à partir d'une tension de 0,95 p.u.) comme le montre la figure II.23. Il leur est donc difficile d'améliorer efficacement la stabilité du réseau et un grand nombre de noeuds ont une valeur d'indicateur qui reste supérieure à 0,4 (valeur d'enclenchement d'un plan de délestage d'urgence).

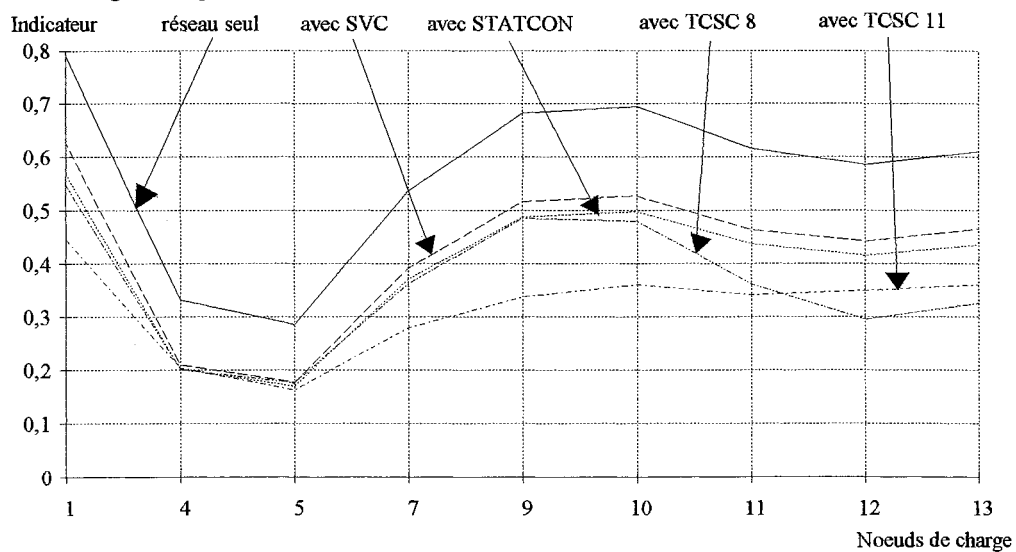


fig. II.22 : Plan d'indicateur à un coefficient de charge de 23

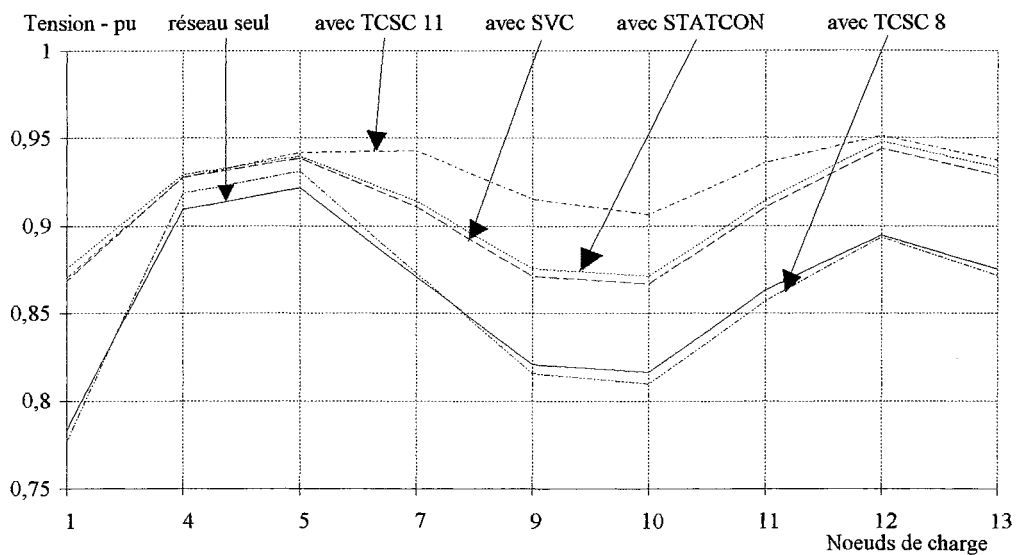


fig. II.23 : Plan de tension à un coefficient de charge de 23

On distingue une différence de comportement entre le SVC et le STATCON du fait de leur fonctionnement en surcharge capacitive (figures II.22 et II.23) néanmoins, cette différence en faveur du STATCON reste très limitée. Le TCSC 11 a lui, un meilleur comportement puisque seul l'indicateur au noeud 1 dépasse la valeur seuil de 0,4.

Pour ce coefficient de charge, le TCSC 8 a des performances légèrement supérieures à celles des FACTS shunt en terme de stabilité mais son apport au soutien de la tension par rapport au réseau seul est globalement nul.

Après l'analyse des indicateurs de stabilité et du plan de tension du réseau, nous allons regarder ce qu'apportent les systèmes FACTS au niveau des transits de puissance active dans les lignes. Les figures II.24 et II.25 représentent la tension au noeud 1 en fonction des puissances qui transitent par les lignes connectées à ce noeud (voir figure II.13, plan du réseau).

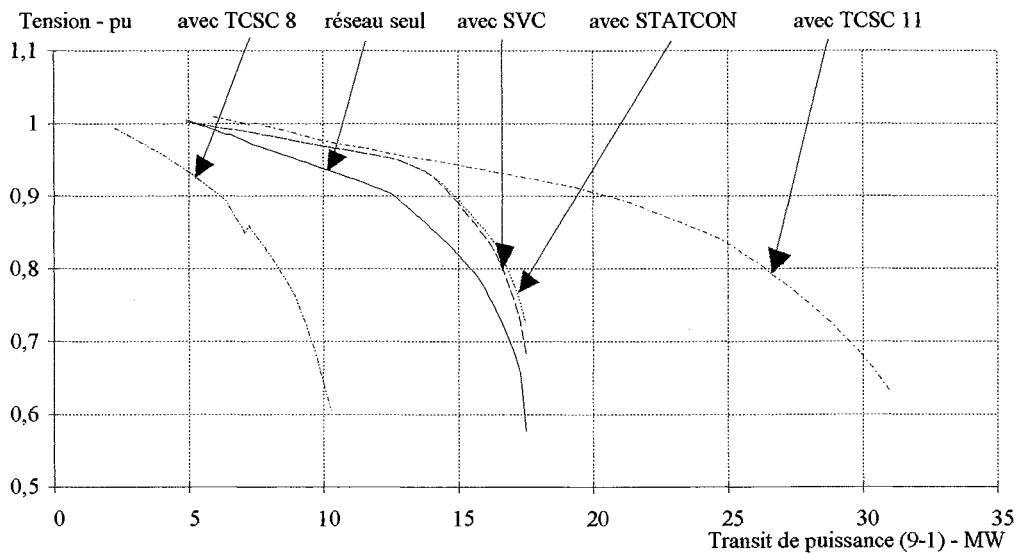


fig. II.24 : Courbe $V(P)$ - ligne 17 - noeud 1

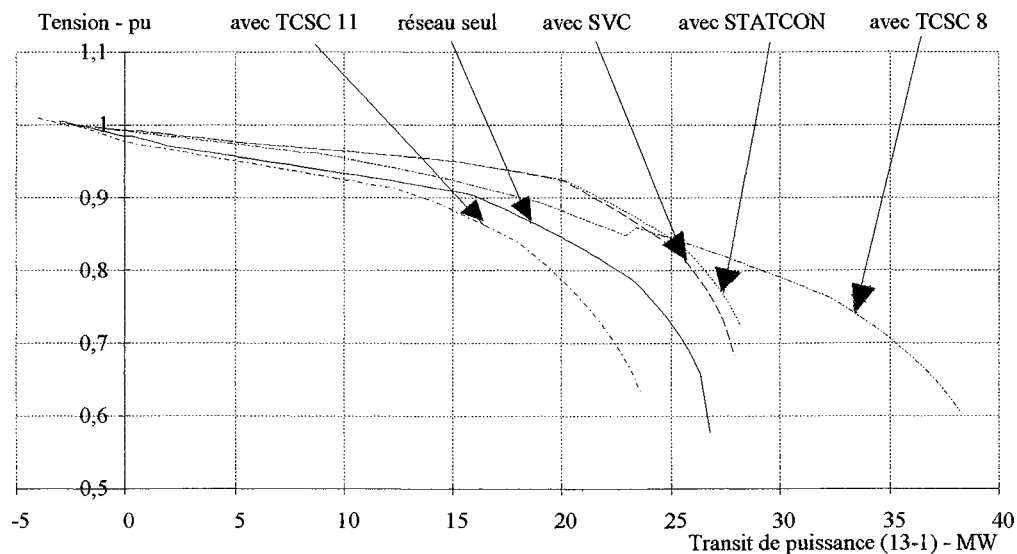


fig. II.25 : Courbe $V(P)$ - ligne 20 - noeud 1

Ces courbes sont également appelées "courbes V(P)". Elles ne sont tracées ici que jusqu'au point correspondant à la tension critique et à la puissance maximum transmissible par la ligne considérée. Ceci est dû au fait que lorsque le réseau devient instable, le calcul de répartition de charge itératif ne parvient plus à trouver de solution au système d'équations II.2. Il n'y a plus de convergence du calcul, au fur et à mesure des itérations, vers une solution unique.

On constate que les FACTS shunt ont peu d'effets sur l'augmentation de la puissance maximum transmissible par les lignes 17 et 20 car lorsqu'ils entrent en fonctionnement de surcharge, ils ne peuvent plus compenser efficacement la puissance réactive qui transite par ces lignes. Par contre, ils soutiennent très bien la tension au noeud où ils sont connectés (noeud 1). Là encore, sur toutes les courbes V(P) présentées (figures II.24, II.25 et II.26) on voit que le STATCON se comporte légèrement mieux que le SVC car il fournit plus de puissance réactive en surcharge mais la différence n'est pas significative.

En ce qui concerne le TCSC, les courbes montrent clairement que, si le soutien de tension qu'il occasionne est correct, son point fort est malgré tout l'augmentation du transit de puissance qui peut quasiment doubler selon l'implantation du TCSC et la ligne que l'on observe. Il faut néanmoins préciser que, si on considère par exemple les lignes 17 et 20 qui sont les seules alimentant le noeud 1, l'insertion du TCSC sur la ligne 11 augmente le transit de puissance sur la ligne 17 mais le diminue sur la ligne 20 (ce qui est logique). La réciproque est vraie si on implante le TCSC sur la ligne 8 mais dans ce cas, le soutien de la tension au noeud 1 est moins efficace par rapport aux FACTS shunt.

Les courbes V(P) montrent que les systèmes FACTS shunt augmentent la tension critique (tension correspondant à la puissance maximum transmissible), ce qui diminue d'autant la marge de sécurité en tension. Par contre, le compensateur série, lui, ne modifie pas cette tension critique et ceci sera confirmé par l'étude temporelle du TCSC par la méthode de Bergeron dans le chapitre III.

En fait, le SVC et le STATCON améliorent les performances du réseau (surtout en terme de stabilité et de soutien de tension) en fournissant de la puissance réactive dans la zone de charge, ce qui évite le transit de cette puissance des générateurs vers cette zone via les lignes concernées. Le TCSC, lui, assure une répartition des transits de puissance différente qui, selon l'endroit où il est implanté, est plus équilibrée sur le réseau maillé. Cela se traduit également par des performances meilleures que le réseau seul mais plus localisée qu'avec les systèmes shunt.

La figure II.26 illustre très bien la répartition différente du transit de puissance selon l'endroit où le TCSC est implanté. En effet, l'écoulement de puissance sur la ligne 13 change de signe suivant que le TCSC est inséré sur la ligne 8 ou sur la ligne 11.

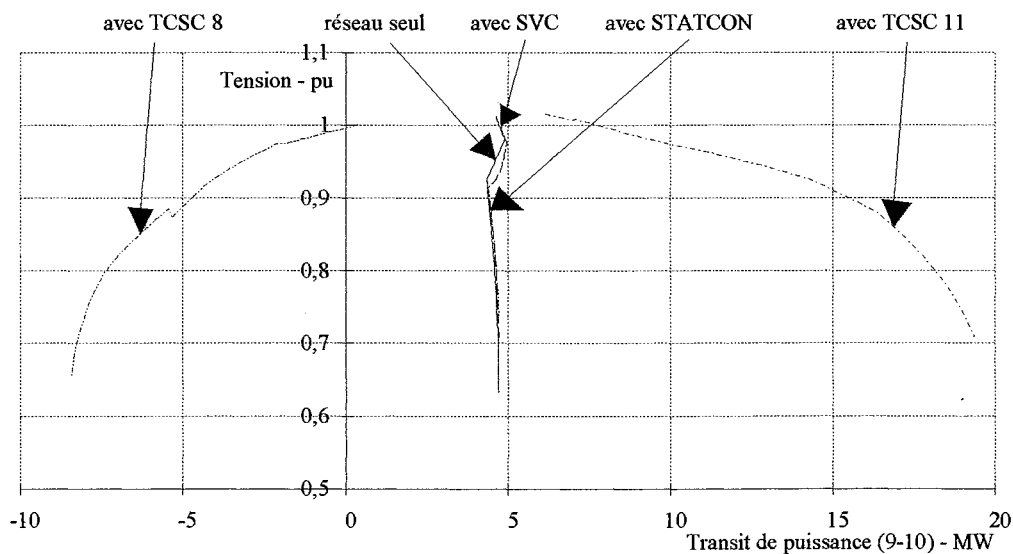


fig. II.26 : Courbe $V(P)$ - ligne 13 - noeud 10

II.4.4.2) Déclenchement de lignes

Compte tenu des résultats obtenus lors de l'augmentation progressive de charge, nous avons effectué des déclenchements de ligne systématiques (c'est-à-dire que toutes les lignes sont déclenchées tour à tour, une à la fois). Les résultats présentés sont relatifs aux déclenchements à un coefficient de charge de 12 (réseau initialement stable) et à un coefficient de charge de 18 (réseau proche du plan d'urgence de délestage de charge).

II.4.4.2.1 Déclenchements à un coefficient de charge de 12

Avec l'ouverture de la ligne 12 (figure II.27), les indicateurs des noeuds de la région faible passent tous au-dessous de la valeur seuil (0,4) pour le réseau seul.

L'indicateur global (de plus grande valeur) est alors de 0,45. Les FACTS shunt et le compensateur série implanté sur la ligne 11 ont une action très efficace sur ce déclenchement. L'indicateur global est ramené à 0,2 pour le SVC et le STATCON et à 0,15 pour le TCSC 11. Ces trois compensateurs permettent donc d'éviter un délestage de charge dans ce cas. Quand au TCSC 8, il stabilise certains noeuds mais en déstabilise d'autres et il ne fait pas baisser l'indicateur global.

Nous avons vu, avec l'augmentation progressive de charge, que l'implantation du TCSC sur la ligne 8 (ligne déjà surchargée) était un facteur déstabilisant pour le réseau. Cela se confirme avec les déclenchements et c'est particulièrement flagrant lorsque l'on ouvre la ligne 10 (voir figure II.28. Alors que, malgré cette contingence, le réseau seul est très stable (indicateurs inférieurs à 0,19), le TCSC de la ligne 8, lui, augmente les valeurs d'indicateurs jusqu'à la limite du délestage de charge pour certains noeuds.

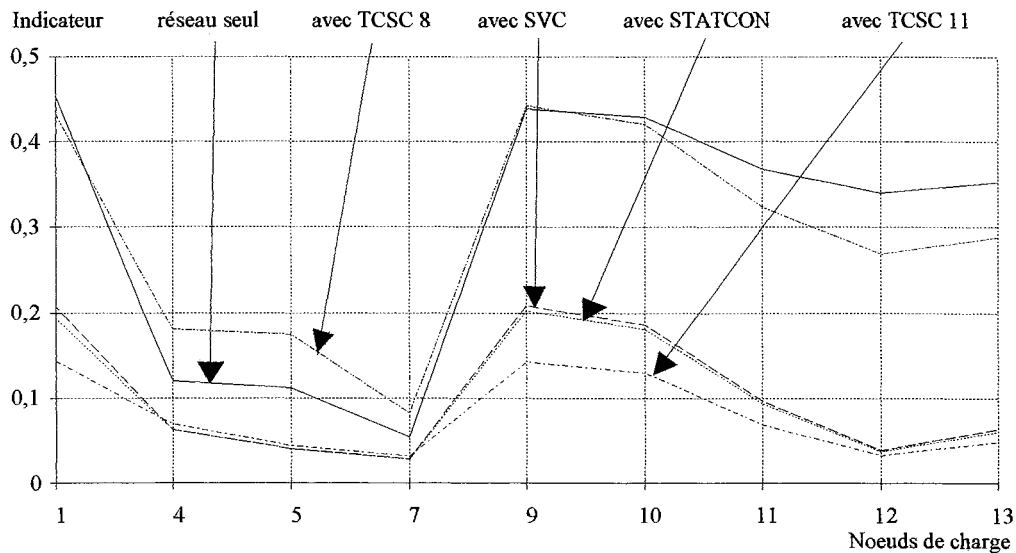


fig. II.27 : Déclenchement ligne 12 - coefficient 12

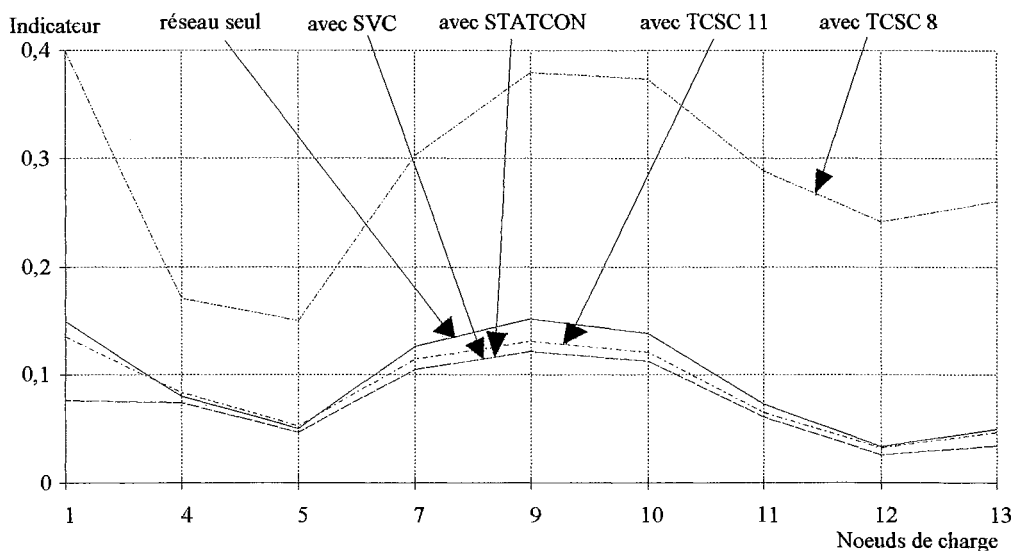


fig. II.28 : Déclenchement ligne 10 - coefficient 12

Malgré le bon comportement général du compensateur série inséré sur la ligne 11, il existe certains cas où celui-ci peut déstabiliser le réseau et notamment lors de l'ouverture de la ligne 8 (voir figure II.29). La plus grosse partie de la puissance qui transitait par cette ligne (50% de l'alimentation de la zone Nord du réseau) se reporte alors sur la ligne 11. Celle-ci devient alors très surchargée et entraîne l'augmentation des indicateurs de stabilité jusqu'à la valeur seuil de 0,4 pour certains. Dans ce cas précis, l'action des FACTS shunts est globalement nulle sauf en ce qui concerne le noeud 1 où ils sont connectés.

Pour les déclenchements à un coefficient de charge de 12, on ne remarque toujours pas de différence significative entre le SVC et le STATCON.

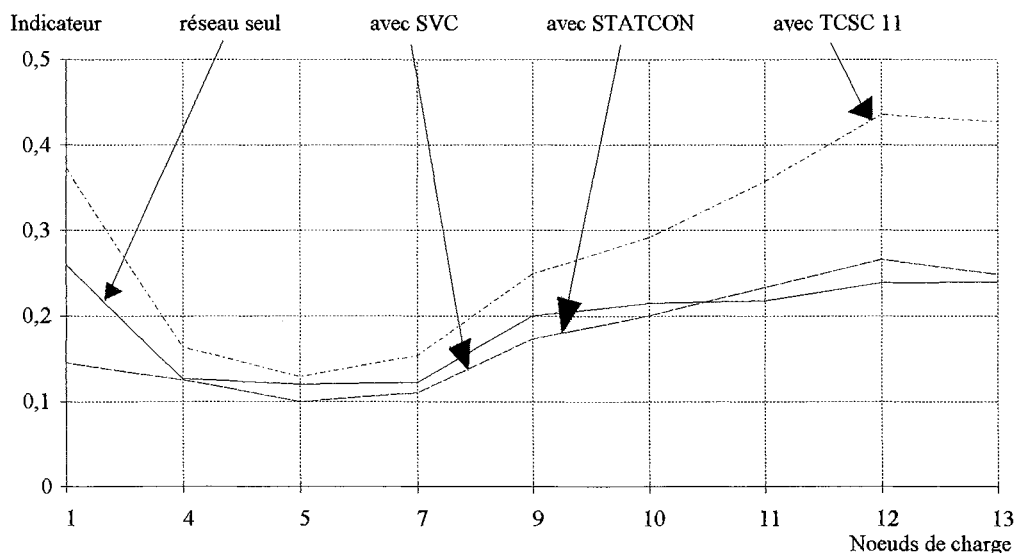


fig. II.29 : Déclenchement ligne 8 - coefficient 12

II.4.4.2.2) Déclenchements à un coefficient de charge de 18

Les ouvertures de lignes pour un état stable du réseau (coefficient de charge de 12) ont montré l'efficacité des systèmes FACTS. Nous allons voir ce qu'il en est lorsque la charge de la région faible est augmentée jusqu'à un coefficient de 18.

La figure II.30 montre les courbes d'indicateurs obtenues après l'ouverture de la ligne 16. On constate que, pour le réseau seul, quatre noeuds ont un indicateur qui dépasse la valeur seuil (0,4). Le SVC et le STATCON, avec un indicateur global de 0,32 et le TCSC 11, avec un indicateur global 0,22 répondent de façon très satisfaisante au déclenchement de cette ligne. Le TCSC 8 améliore légèrement les indicateurs des noeuds de la zone Nord du réseau et pour une fois, il n'en déstabilise aucun.

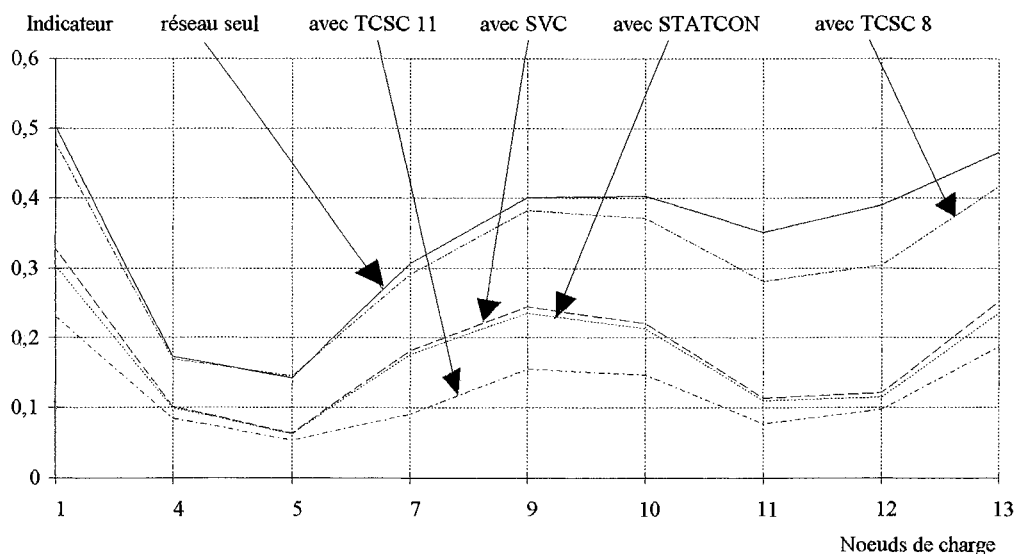


fig. II.30 : Déclenchement ligne 16 - coefficient 18

Jusqu'à présent, nous n'avions noté aucune différence significative en régime permanent entre le SVC et le STATCON. Dans le cas où on ouvre la ligne 8 (voir figure II.31), le réseau seul mais aussi avec le SVC ne peuvent répondre à cette contingence et on assiste alors à un écroulement de tension. Le STATCON et le TCSC 11 permettent d'éviter cet écroulement, néanmoins, le réseau reste instable et il faut procéder à des délestages de charge, ce qui est un moindre mal. Le TCSC réagit mieux dans ce cas car le STATCON fonctionne alors en forte surcharge capacitive et ne peut fournir sa puissance réactive nominale.

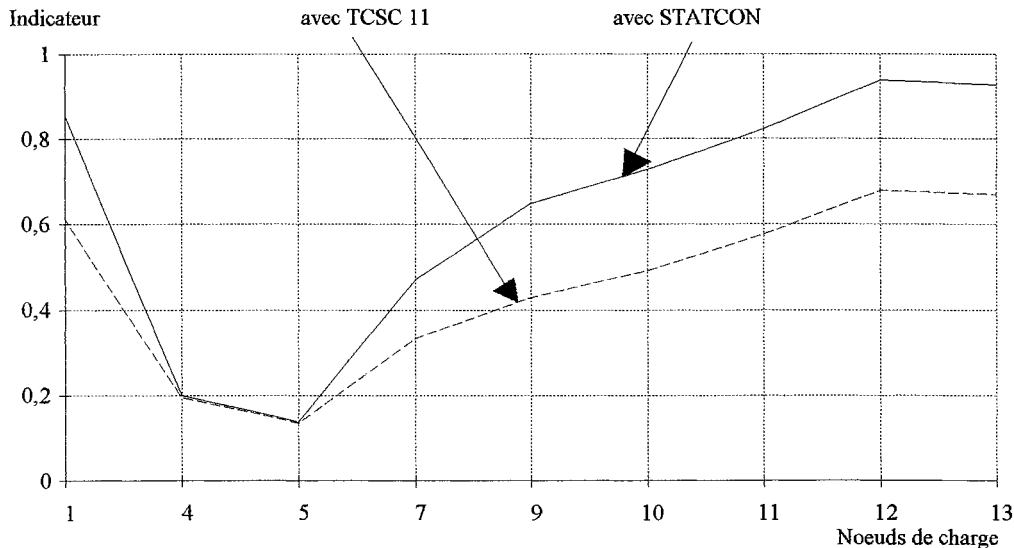


fig. II.31 : Déclenchement ligne 8 - coefficient 18

Cet exemple illustre donc le fait qu'étant donné les différences de leurs caractéristiques statiques en surcharge, le STATCON peut fournir plus de puissance réactive que le SVC et éviter alors l'écroulement du réseau pour certaines contingences majeures.

Lorsque la ligne 9 qui est parallèle à la ligne 11 est déclenchée (figure II.32), le TCSC 11 a une réaction très forte par rapport aux compensateurs shunt. L'indicateur global passe de 0,68 pour le réseau seul à 0,15 avec ce compensateur série. On peut remarquer que dans le même cas, les FACTS shunt n'améliorent que très peu la stabilité du réseau car ils gardent sept noeuds au-dessus de la valeur seuil (0,4).

A l'inverse, lorsque l'on assure une ligne alimentant directement le noeud où sont connectés les FACTS shunt, ceux-ci sont plus efficaces que le TCSC 11. Le déclenchement de la ligne 17 (figure II.33) montre bien ceci.

Les FACTS shunt ont alors un bon comportement et ils stabilisent particulièrement le noeud 1. Le TCSC inséré sur la ligne 8 a encore un rôle déstabilisant pour ces derniers déclenchements.

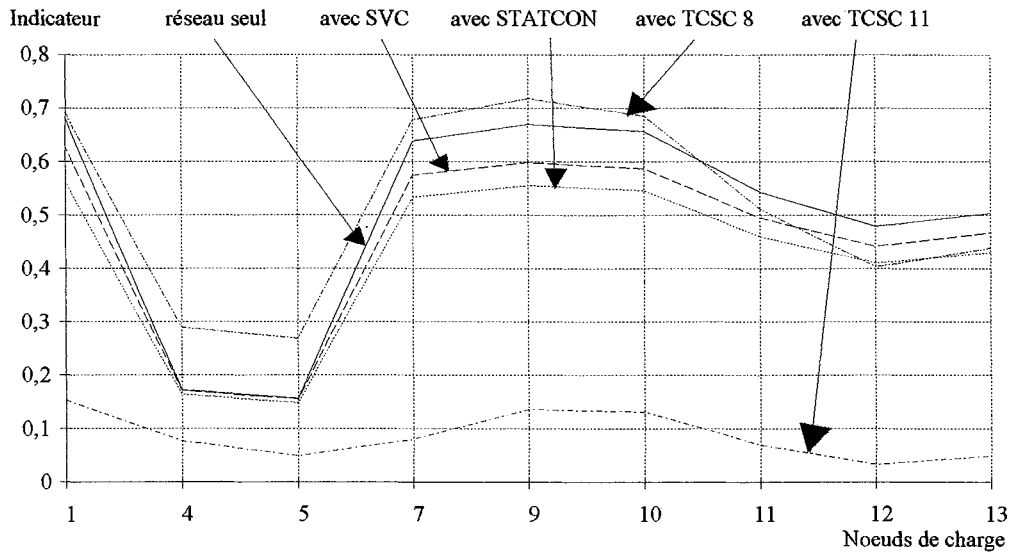


fig. II.32 : Déclenchement ligne 9 - coefficient 18

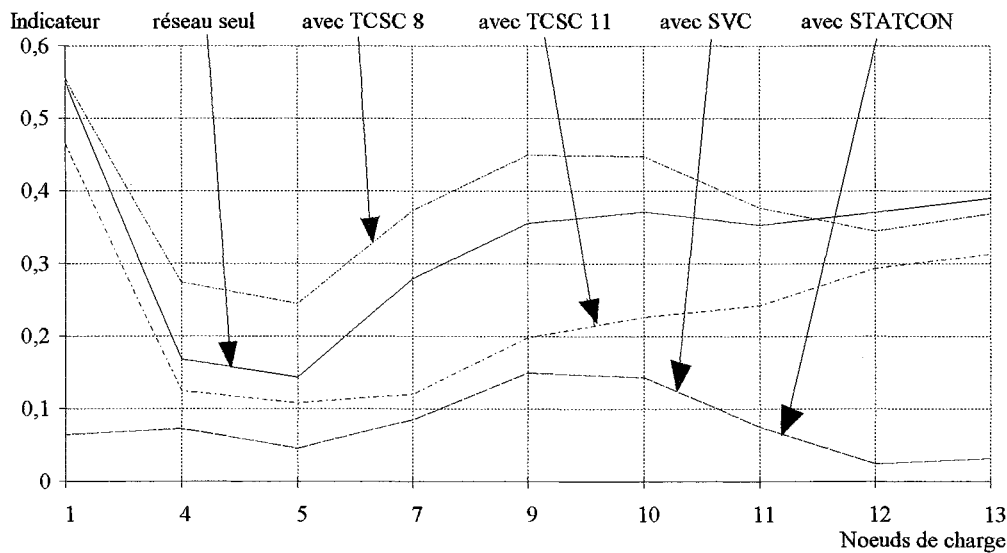


fig. II.33 : Déclenchement ligne 17 - coefficient 18

II.5) Simulations relatives au réseau français 400 kV simplifié à 206 noeuds [PA-96]

II.5.1) Présentation du réseau

La figure II.34 représente la partie sud du réseau de transport français. De la même façon que pour le réseau IEEE 14 noeuds, une région faible est spécifiée à l'aide des indicateurs de stabilité. Cette région est composée des noeuds 69, 161 et 202 qui sont donc les noeuds les plus fragiles du réseau. Les noeuds du réseau français 206 noeuds qui ne sont pas représentés sur les graphiques ne sont pas affectés par l'insertion des systèmes FACTS dans la région faible.

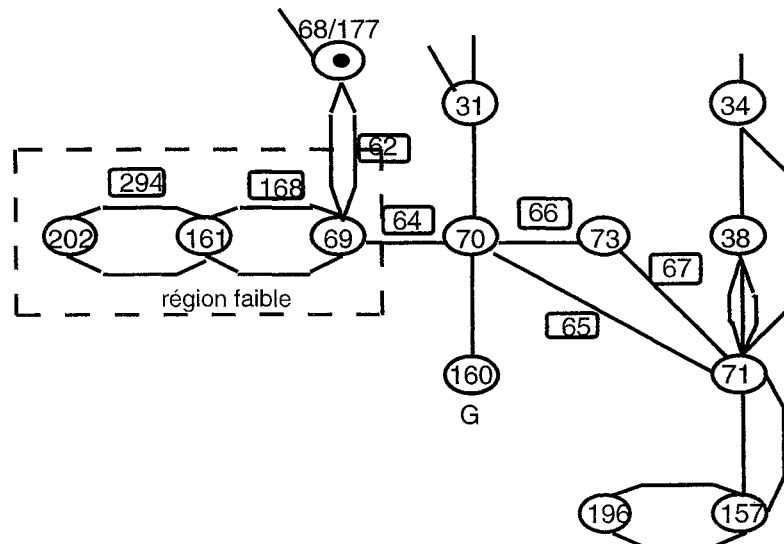


fig. II.34 : Réseau français 400 kv 206 noeuds : Sud de la France

II.5.2) Positionnement et dimensionnement des FACTS

La démarche permettant de positionner et dimensionner les systèmes FACTS utilisés étant strictement identique à celle adoptée pour le réseau IEEE 14 noeuds, nous ne la développerons pas dans le cas du réseau de transport français. Nous précisons juste qu'un STATCON et un SVC de puissance réactive nominale de ± 100 MVAR sont successivement placés sur le noeud 202 (noeud le plus fragile de la région faible). De plus, un TCSC est inséré sur la ligne 64. Sa compensation de base (thyristors bloqués, $\alpha = 180^\circ$) est de 60% de la réactance de la ligne et l'angle d'amorçage des thyristors vaut au minimum 150° .

II.5.3) Résultats des simulations

Les tests ont porté sur les mêmes situations extrêmes que pour les simulations relatives au réseau IEEE 14 noeuds, c'est-à-dire une augmentation progressive des charges dans la zone "fragile" et des déclenchements de lignes. Les courbes qui ont été tracées d'après ces simulations concernent les plans de tension et les plans d'indicateurs en fonction des noeuds de charge affectés par l'insertion des systèmes FACTS dans le réseau.

II.5.3.1) Augmentation progressive de la charge

La charge dans la zone "fragile" est augmentée progressivement jusqu'à l'écroulement du réseau. On définit un coefficient de charge de la même façon que précédemment, c'est-à-dire qu'un coefficient de charge de 10 correspond à une puissance consommée dans la zone fragile égale à 10 fois sa puissance initiale (correspondant à un état très stable du réseau).

Pour un coefficient de charge de 12,5, les FACTS shunt stabilisent le réseau de la figure II.34 en entier

et plus particulièrement les noeuds de la région faible (voir figure II.35). Dans ce cas, le SVC et le STATCON ne sont pas surchargés et fonctionnent dans la plage de régulation normale. Les résultats sont donc les mêmes pour ces deux systèmes et leurs courbes sont confondues. Le TCSC, quant à lui, stabilise également la zone fragile mais les noeuds 71, 73, 157 et 196 sont légèrement moins stables que pour le réseau seul (figure II.35). Ceci se retrouve également sur les profils de tension.

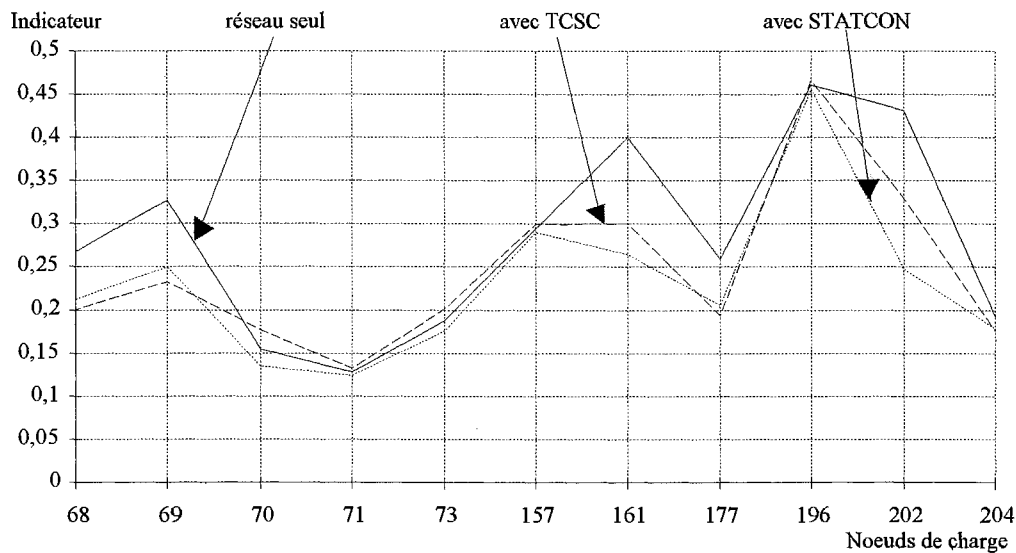


fig. II.35 : Plan d'indicateurs - coefficient de charge de 12.5

En fait, l'insertion du TCSC sur la ligne 64 augmente le transit de puissance de cette ligne et par voie de conséquence, diminue celui des lignes 65, 66 et 67. Cela résulte en une moins bonne stabilité et un moins bon profil de tension pour les noeuds 71, 73, 157 et 196.

Les mêmes résultats se retrouvent lorsque l'on augmente encore la charge de la zone fragile.

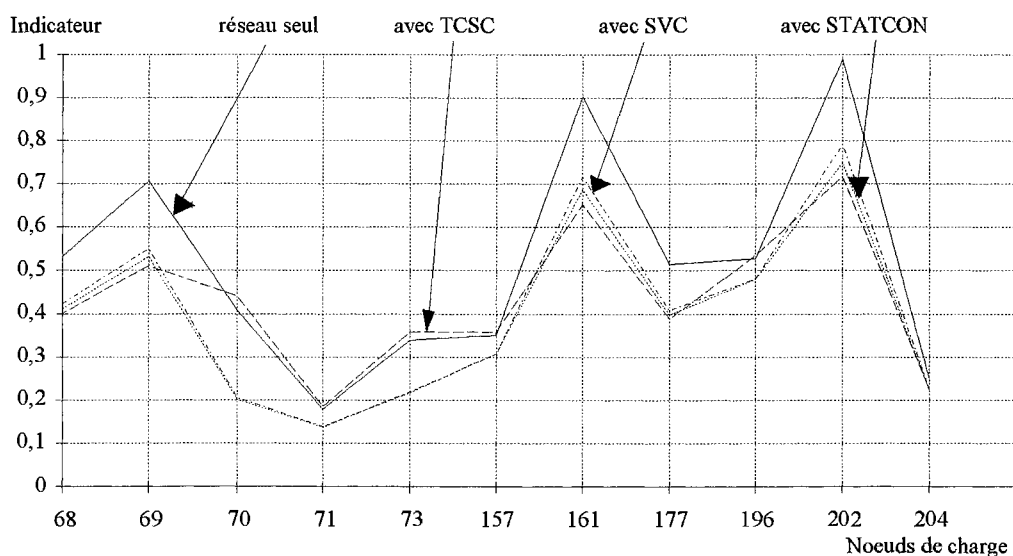


fig. II.36 : Plan d'indicateurs - coefficient de charge de 19

Les figures II.36 et II.37 tracées pour un coefficient de charge de 19 montrent de façon plus évidente

encore l'action homogène des FACTS shunt, qui stabilisent et supportent la tension de tous les noeuds du réseau de la figure II.34. Dans ce cas aussi, le TCSC déstabilise légèrement les noeuds 71, 73, 157 et 196. Par contre, son action est plus efficace que celle des systèmes shunt dans la région faible, près de laquelle il est implanté. Ceci est particulièrement visible sur le plan de tension, où l'on peut constater que le soutien de la zone fragile est important. On peut également remarquer, pour ce coefficient de charge, une légère différence de comportement statique entre les deux FACTS shunt, à l'avantage du STATCON.

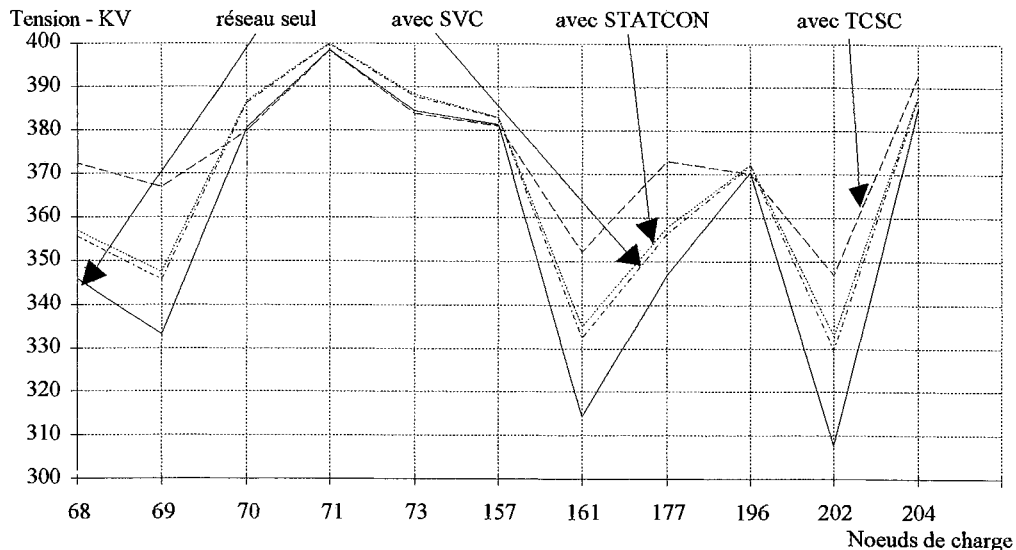


fig. II.37 : Plan de tension - coefficient de charge de 19

II.5.3.2) Déclenchements de lignes

Pour le réseau de transport français également, nous avons effectué des déclenchements de ligne systématiques. Les résultats présentés sont relatifs aux déclenchements à un coefficient de charge de 12 et à un coefficient de charge de 15.

L'ouverture de la ligne 62, qui alimente la région faible, montre que le TCSC stabilise de façon efficace cette même région (figure II.38). En fait, seul le noeud 196 possède une valeur d'indicateur qui reste au-dessus de la valeur seuil de 0,4 après l'insertion du compensateur série dans le réseau. Le délestage de charge correspondant à cette situation sera donc réduit de façon importante par rapport à celui mis en place avec le réseau seul (quatre noeuds au-dessus de 0,4). A l'inverse, on peut constater sur la figure II.38 que la contribution des FACTS shunt à la stabilisation du réseau est quasiment nulle.

Le bon comportement du TCSC se retrouve sur le plan de tension de la figure II.39. Toutefois, la différence avec les systèmes shunt est moins nette en ce qui concerne le support de tension car le SVC et le STATCON, s'ils ne modifient pas la stabilité du réseau, améliorent malgré tout le profil de tension, surtout dans la région faible où ils sont implantés.

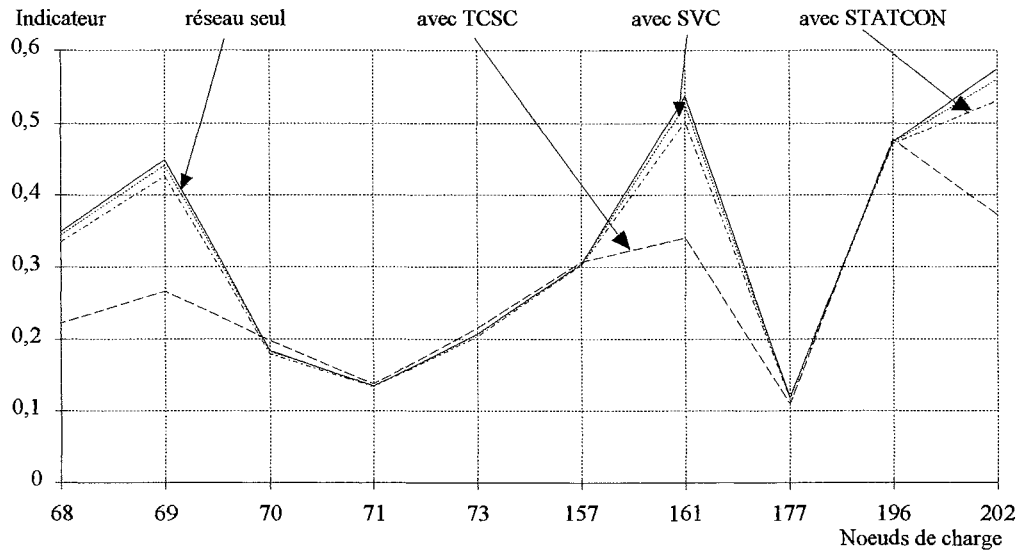


fig. II.38 : Déclenchement ligne 62 - coefficient 12.5

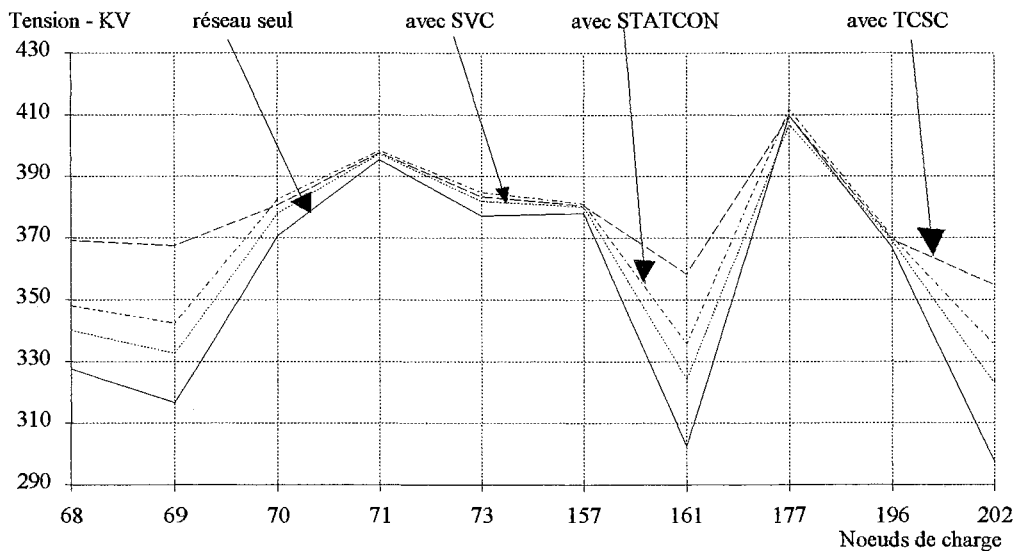


fig. II.39 : Déclenchement ligne 62 - coefficient 12.5

L'action efficace du compensateur série par rapport aux compensateurs shunt dans le cas du déclenchement de la ligne 62, s'explique par le bon report de puissance entre la ligne en parallèle avec cette même ligne 62 et 64 où est inséré le TCSC.

Avec l'ouverture de la ligne 294, qui alimente le noeud où sont connectés les FACTS shunt, la stabilité et particulièrement le profil de tension sont améliorés par les compensateurs shunts (figure II.40). Le TCSC diminue légèrement les niveaux de tension et la stabilité des noeuds qui sont éloignés de la zone fragile. On peut remarquer, dans ce cas, que la différence de comportement entre le SVC et le STATCON n'est plus négligeable. Cette différence devient même importante si la ligne 168 s'ouvre (figure II.41).

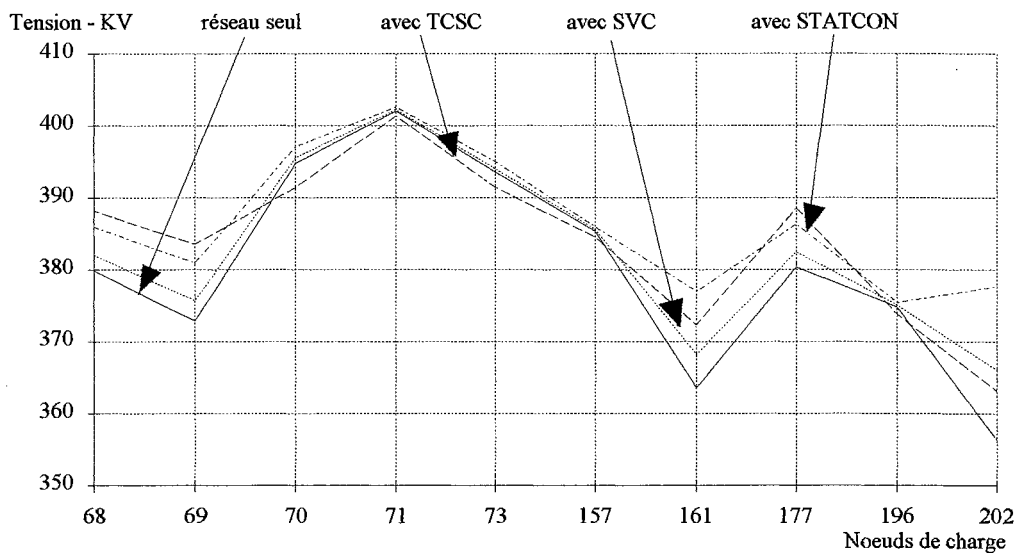


fig. II.40 : Déclenchement ligne 294 - coefficient 12.5 ou 15

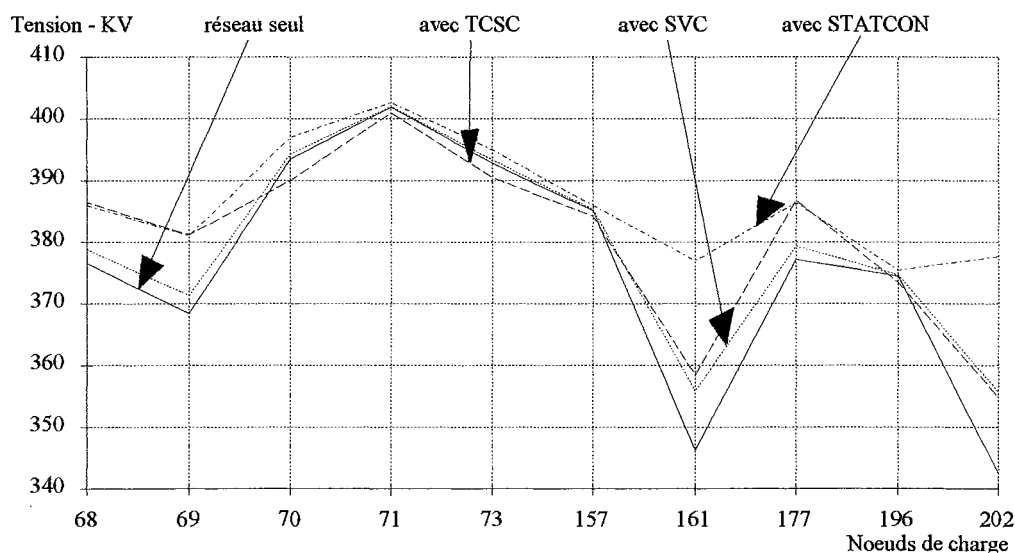


fig. II.41 : Déclenchement ligne 168 - coefficient 15

Le support de tension réalisé pour le STATCON est alors nettement plus efficace que celui réalisé par le SVC dans la région faible car les deux compensateurs sont alors en forte surcharge capacitive.

II.6) Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre une étude de l'amélioration des performances statiques de réseaux multi-noeuds en y insérant trois systèmes FACTS : le SVC (Static Var Compensator), le STATCON (STATIC CONDenser) et le TCSC (Thyristors Controlled Series Compensator). Les réseaux utilisés pour les simulations sont le réseau IEEE 14 noeuds et le réseau français 400 kV simplifié à 206 noeuds. L'analyse des performances du réseau porte sur le support du profil de

tension, la stabilité statique et l'augmentation des transits de puissance et ce, pour deux situations extrêmes, qui sont l'augmentation progressive de charge jusqu'à l'écroulement du réseau et le déclenchement de lignes. Les programmes utilisés sont un logiciel de calcul de répartition de charge basé sur la méthode découplée rapide et un programme de calcul d'indicateurs de stabilité statique de tension.

Les tests effectués ont montré plusieurs résultats intéressants. Tout d'abord, les systèmes FACTS shunt assurent une stabilisation globale du réseau. En effet, dans tous les cas, le SVC et le STATCON soit ont stabilisé tous les noeuds, soit en ont stabilisé certains sans affecter les autres. En tout état de cause, ces deux systèmes n'ont jamais déstabilisé un noeud quel qu'il soit. L'amélioration de la stabilité statique de tension due aux FACTS shunt est donc incontestable. Ceci doit être nuancé en ce qui concerne le compensateur série. Si celui-ci peut avoir un meilleur comportement local que les FACTS shunt, c'est-à-dire dans la zone où il est implanté, il peut déstabiliser certains noeuds du réseau. Cette déstabilisation est malgré tout peut importante. Pour être efficace, un TCSC doit être implanté sur une ligne de transit de puissance réduit parallèle à une ligne de fort transit afin de rééquilibrer la répartition des écoulements de puissance. C'est pourquoi ce système FACTS sera particulièrement performant dans le cas de l'interconnexion de deux réseaux comme par exemple, ceux indiqués sur la figure II.42.

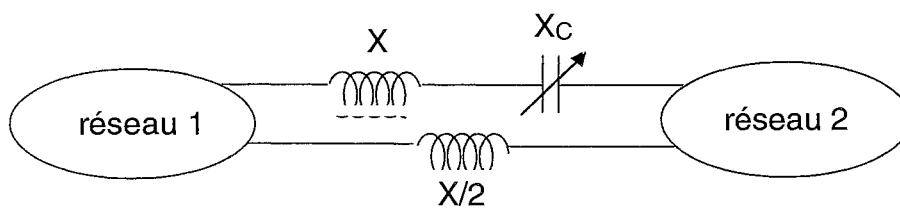


fig. II.31 : Interconnexion de deux réseaux par l'intermédiaire d'un TCSC

Il sera également efficace pour la compensation de lignes longues ou en antenne.

Les résultats obtenus pour la stabilité de tension restent valables pour le support du profil de tension. On peut toutefois noter que la stabilité d'un noeud ne dépend pas uniquement de son niveau de tension, c'est-à-dire qu'un noeud à tension élevée peut malgré tout être instable.

Grâce à l'insertion de ces trois systèmes FACTS, on pourra, suivant les cas, éviter la mise en place d'un plan de délestage de charge, limiter l'ampleur de ce plan de délestage ou encore éviter un écroulement du réseau suite à une contingence. Les FACTS ont donc un apport bénéfique en terme de sécurité du réseau.

Les FACT shunt ont peu d'effet sur l'augmentation de la puissance maximum transmissible pour une ligne car lorsqu'ils entrent en fonctionnement surchargé, ils ne peuvent plus compenser efficacement la puissance réactive qui transite par ces lignes. De plus, ils augmentent les tensions critiques (correspondant aux puissances transmises maximum), ce qui diminue la marge de sécurité en tension.

L'augmentation du transit de puissance est le point fort du TCSC car il peut augmenter la puissance maximum transmissible par une ligne de façon importante sans affecter la tension critique.

En fait, le SVC et le STATCON améliorent les performances du réseau (surtout en terme de stabilité et de support de tension) en fournissant de la puissance réactive dans la zone où ils sont connectés, ce qui évite le transit de cette puissance des générateurs vers cette zone via les lignes concernées. Le TCSC, lui, assure une répartition des transits de puissance différente qui, selon l'endroit où il est implanté, est plus équilibrée sur le réseau maillé. Cela se traduit par des performances meilleures que le réseau seul, mais plus localisées qu'avec les systèmes shunt.

On doit toutefois noter qu'il peut arriver que le TCSC déstabilise légèrement certains noeuds du réseau éloignés de sa zone d'implantation. Ceci n'est jamais arrivé avec les dispositifs FACTS shunt, quelque soit la situation considérée.

Dans les conditions normales d'exploitation du réseau (niveau de charge moyen), les différences de comportement entre le SVC et le STATCON sont peu significatives. Par contre, lorsque l'on approche de l'écroulement du réseau, ou que celui-ci fait face à une contingence majeure, l'action du STATCON est alors nettement plus efficace que celle du SVC car ces deux compensateurs sont alors en forte surcharge capacitive.

CHAPITRE III

ETUDE TEMPORELLE

CHAPITRE III

Etude temporelle

III.1) Introduction

Nous donnerons dans ce chapitre, les résultats de l'analyse du compensateur série réglable (Thyristors Controlled Series Compensator : TCSC) réalisée à l'aide d'un programme de simulation temporelle basé sur la méthode de Bergeron. L'étude porte sur l'insertion du TCSC dans un système constitué d'un générateur, d'une ligne de transport et d'une charge. Les objectifs de ce travail sont principalement d'analyser le fonctionnement interne du TCSC en fonction des différents éléments qui le constituent et d'en déduire les conditions optimales ainsi que les limites d'utilisation de ce système dans les réseaux de transport. Le réseau choisi pour cette étude est donc le plus simple possible car nous ne cherchons pas, contrairement aux simulations statiques du chapitre II et aux simulations dynamiques réalisées avec le logiciel EUROSTAG (voir chapitre suivant), à étudier l'impact de ce système FACTS sur les performances d'un réseau multi-machines.

III.2) Analyse temporelle du TCSC [MA-94, BE-95]

Nous avons utilisé, pour cette étude, un programme que nous avons conçu et qui est basé sur la méthode des ondes mobiles (ou méthode de Bergeron). Le réseau utilisé pour ces simulations est celui de la figure III.1.

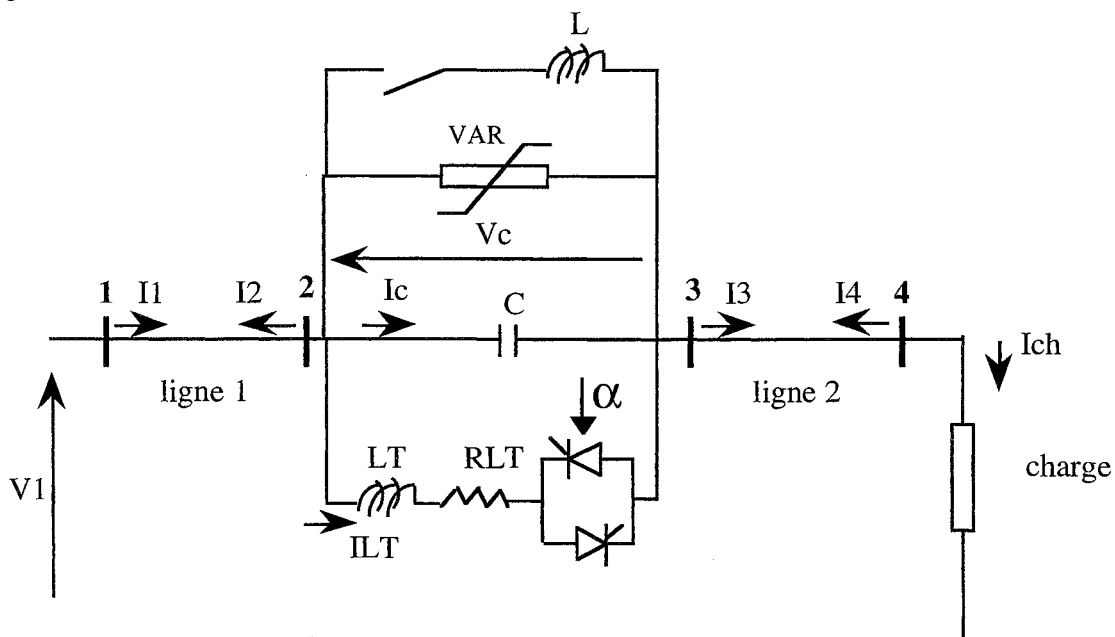


fig. III.1 : Réseau simulé avec système de protection du TCSC

Avec I_{LI} : courant de ligne
 I_{LT} : courant dans l'inductance L_T
 I_C : courant dans le condensateur C
 V_c : tension aux bornes de la capacité (donc aux bornes du module TCSC). La tension V_1 est constante et égale à 400 kV.

Ce système est constitué de deux lignes de transport en série avec un TCSC. Le réseau est alimenté par une source de tension alternative constante (V_1) et une charge résistive et inductive est connectée au noeud 4. La résistance R_{LT} permet de prendre en compte la résistance des connexions, des thyristors et de l'inductance L_T . La résistance de la capacité C est négligée et les lignes sont considérées sans pertes.

Les lignes 1 et 2 sont identiques et ont les caractéristiques suivantes :

- Résistance linéique négligée
- Inductance linéique $l = 1,05$ mH/km
- Capacité linéique : $C = 11,94$ nf/km

La longueur de chaque ligne est de 150 km. R_{LT} représente les pertes du module TCSC. La charge est résistive et a pour valeur R_{CH} .

Dans un premier temps, le TCSC est étudié sans son système de protection. Dans ce cas, le régime permanent est analysé (charge R_{CH} fixe) puis nous faisons varier la charge afin de vérifier le fonctionnement correct du système en compensation série variable. Le circuit de protection du TCSC est ensuite ajouté et nous montrons le comportement du système face à un court-circuit.

L'étude du circuit est effectuée par rapport au 1er harmonique car c'est lui qui véhicule la puissance active. L'amplitude des tensions et des courants sera donc assimilée à celle de leur fondamental sauf en ce qui concerne le courant I_{LT} , pour lequel nous prendrons l'amplitude du signal complet.

III.2.1) Méthode de Bergeron [MA-94, BE-95, MA-95.1]

III.2.1.1) Modélisation du TCSC sans système de protection

Le programme d'analyse temporelle que nous avons créé simule le réseau de la figure III.2. Pour modéliser ce circuit, nous avons utilisé la méthode des ondes mobiles ou méthode de BERGERON : le réseau est transformé, à un instant t , en un circuit à courant continu équivalent comprenant des admittances, des sources de courant et des sources de tension. Un système d'équations est ainsi obtenu. En fait, chaque élément du réseau est mis en équation et mis sous forme de circuit équivalent à courant continu. Le circuit représentant le réseau complet est obtenu en superposant les circuits

équivalents de chaque élément qui sont obtenus comme suit.

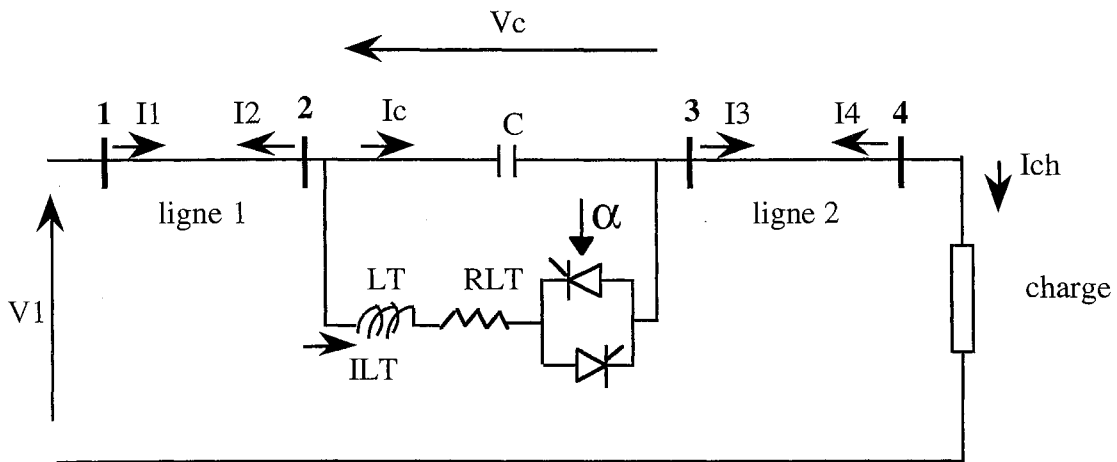


fig. III.2 : Réseau simulé

Pour les lignes électriques, on utilise les équations des télégraphistes car leur impédance est répartie sur leur longueur. Les équations obtenues pour les éléments localisés (capacité, inductance, résistance) sont intégrés par la méthode des trapèzes. Les thyristors sont considérés comme parfaits et le gradateur peut donc être représenté par un simple interrupteur. Les détails du développement et des calculs permettant d'obtenir le circuit équivalent du réseau sont fournis dans l'annexe I et dans le document référencé [MA-94]. Le circuit est donné figure III.3.

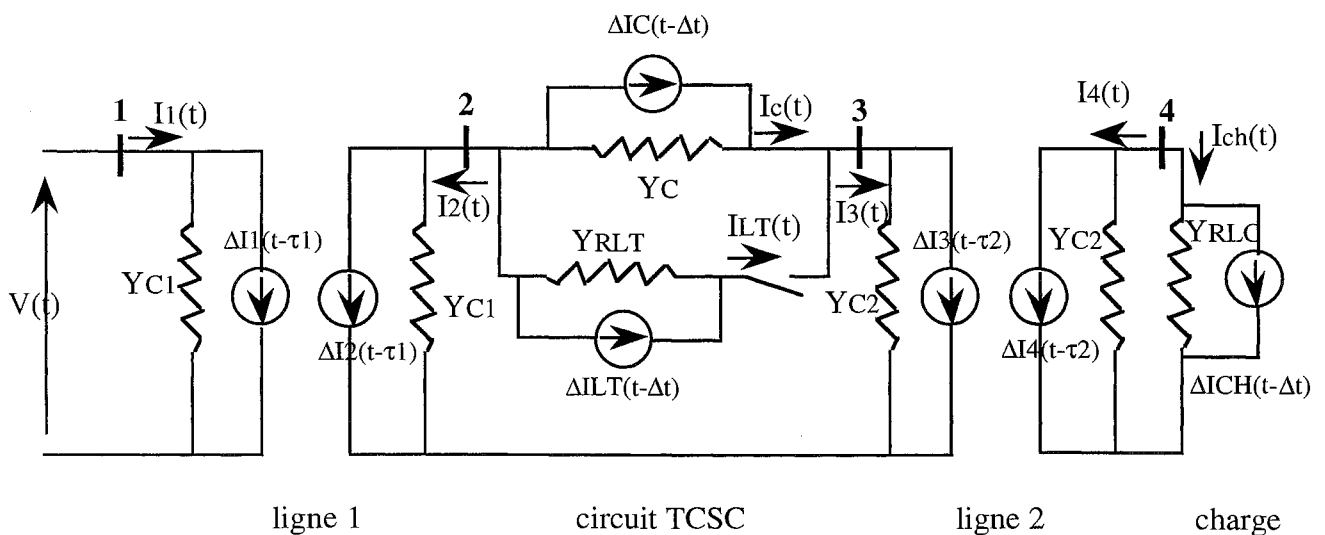


fig. III.3 : Circuit équivalent du réseau

Le circuit équivalent peut être décrit par le système d'équations suivant :

$$[Y] [V] = [K] \quad (III.1)$$

où $[Y]$ est la matrice des admittances nodales
 $[V]$ est le vecteur des tensions aux noeuds
 $[K]$ est le vecteur des courants injectés

et ces matrices peuvent être exprimées sous la forme :

$$[Y] = \begin{bmatrix} Y_{11} + Y_C + Y_{RLT} & -Y_C - Y_{RLT} & 0 \\ -Y_C - Y_{RLT} & Y_{12} + Y_C + Y_{RLT} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{12} + Y_{RLC} \end{bmatrix}$$

$$[K] = \begin{bmatrix} -\Delta I_2(t-\tau_1) - \Delta I_C(t-\Delta t) - \Delta I_{LT}(t-\Delta t) \\ -\Delta I_3(t-\tau_2) + \Delta I_C(t-\Delta t) + \Delta I_{LT}(t-\Delta t) \\ -\Delta I_4(t-\tau_2) - \Delta I_{CH}(t-\Delta t) \end{bmatrix}$$

et $[V] = \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix}$

avec τ_i : temps de propagation de la ligne i
 Δt : pas de calcul
 ΔI_j : source de courant continue équivalente au noeud j
 V_j : tension au noeud j
 Y_k : admittance de la branche k

La résolution de ce système d'équation tous les Δt permet d'obtenir l'évolution temporelle de toutes les grandeurs du réseau. On peut donc analyser toutes les formes d'ondes (tensions et courants), calculer les taux d'harmoniques, tracer des courbes de modules en fonction de différents paramètres (angle de retard à l'amorçage α , inductance L_T , résistance R_{LT} , charge, etc. ...). Le fait de disposer du code de ce logiciel offre une grande palette de possibilités d'analyse, comme nous le verrons dans la suite.

L'inconvénient de ce programme réside principalement dans le temps de calcul. En effet, il nécessite l'utilisation d'un ordinateur relativement puissant car si on veut obtenir une bonne précision sur les courbes, il faut prendre un pas de calcul faible, ce qui allonge d'autant le temps de calcul. De ce fait, il serait fastidieux d'augmenter la complexité du réseau. D'un autre côté, les résultats obtenus sur un réseau aussi simple sont très intéressants.

III.2.1.2) Modélisation du TCSC avec son système de protection

Le réseau simulé est complété par un système de protection du compensateur constitué d'une varistance et d'un interrupteur de mise hors service [NY-93] comme le montre la figure III.4. Cette protection a pour but de limiter les surintensités et les surtensions dans le compensateur série lorsqu'un défaut apparaît sur la ligne. Elle est nécessaire non seulement pour protéger le module TCSC, mais également pour protéger la ligne, comme nous allons le voir un peu plus loin.

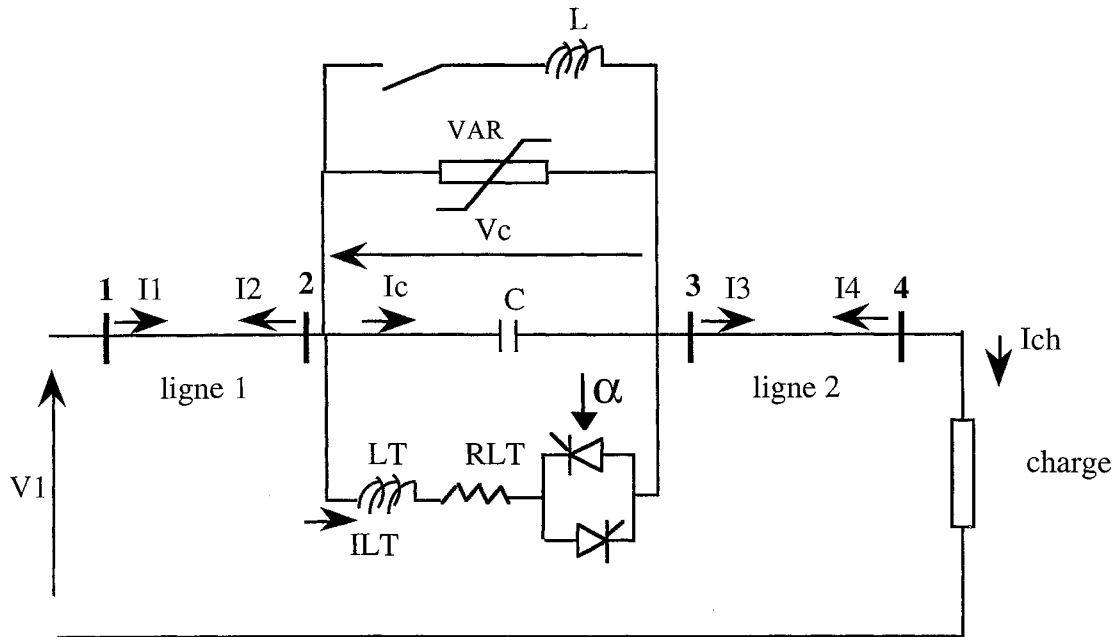


fig. III.4 : Réseau simulé avec système de protection du TCSC

La varistance est une résistance dont la résistivité diminue lorsque la tension appliquée à ses bornes augmente. L'interrupteur permet la mise hors service du module TCSC. Une inductance est branchée en série avec cet interrupteur afin d'éviter une trop grande surintensité dans la capacité C à la fermeture de celui-ci.

La modélisation du réseau complété est également fournie dans l'annexe I. La méthode utilisée est identique à celle décrite précédemment et donne comme résultat le circuit équivalent à courant continu, à l'instant t, de la figure III.5. Le système d'équation qui décrit ce circuit est toujours celui de l'équation III.1 mais cette fois, on a :

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{11} + Y_C + Y_{RLT} + Y_v + Y_L & -Y_C - Y_{RLT} - Y_v - Y_L & 0 \\ -Y_C - Y_{RLT} - Y_v - Y_L & Y_{11} + Y_C + Y_{RLT} + Y_v + Y_L & 0 \end{bmatrix}$$

dans le cas où la varistance et les thyristors conduisent avec l'interrupteur de mise hors service fermé.

$$K = \begin{bmatrix} -\Delta I_2(t-\tau_1) - \Delta I_C(t-\Delta t) - \Delta I_{LT}(t-\Delta t) + Y_v \cdot V_S - \Delta I_L(t-\Delta t) \\ -\Delta I_3(t-\tau_2) - \Delta I_C(t-\Delta t) + \Delta I_{LT} + \Delta I_{LT}(t-\Delta t) - Y_v \cdot V_S + \Delta I_L(t-\Delta t) \\ -\Delta I_4(t-\tau_2) - \Delta I_{CH}(t-\Delta t) \end{bmatrix}$$

et
$$V = \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix}$$

- avec Y_v : admittance de la varistance
- V_S : tension seuil de la varistance
- Y_L : admittance de l'inductance L

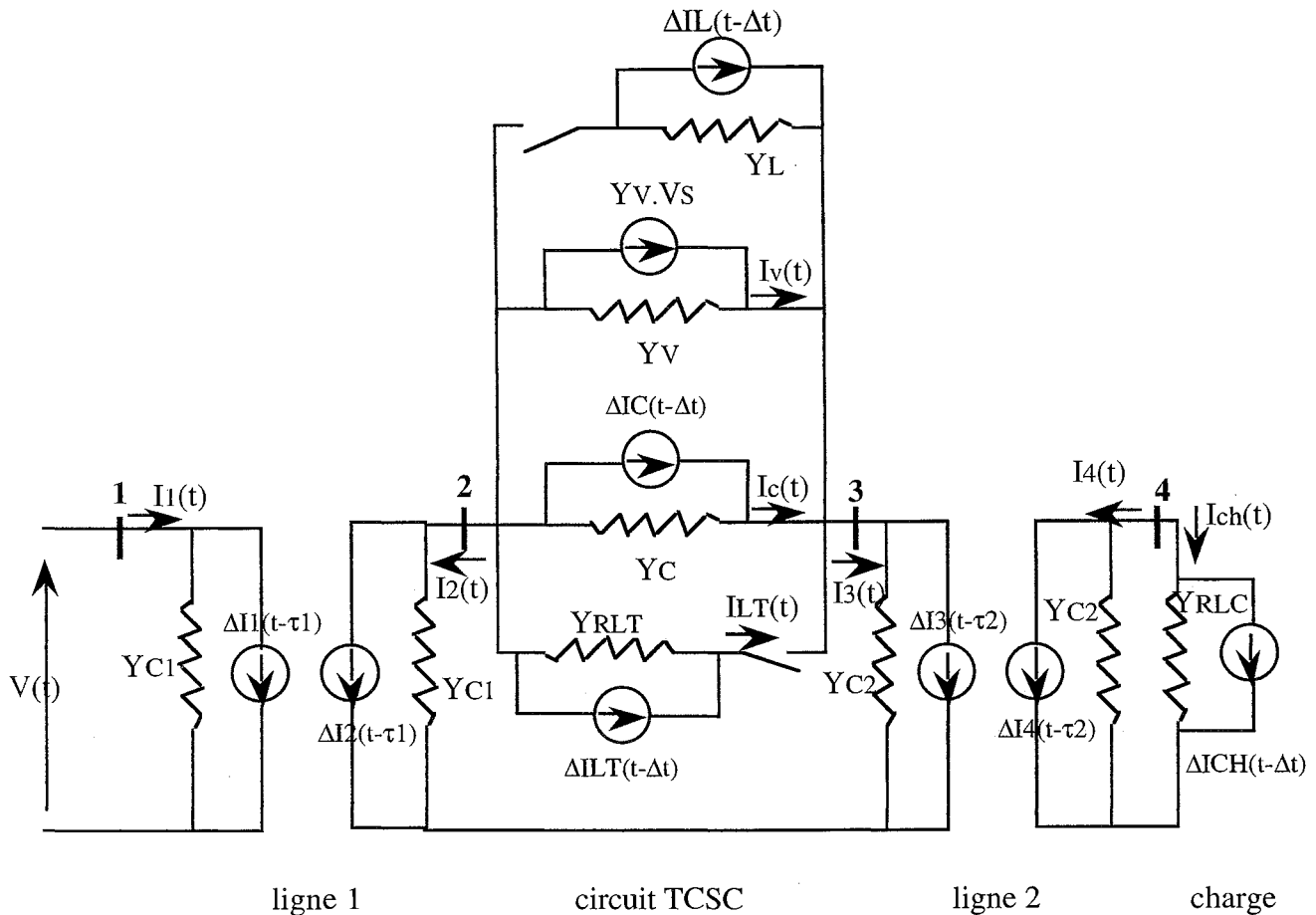


fig. III.5 : Circuit équivalent complet

Le système de protection fonctionne de la manière suivante :

- la varistance permet d'éliminer les faibles surtensions en détournant une partie du courant capacitif.
- Si la varistance ne suffit pas à limiter la tension du condensateur C, ou si elle absorbe trop d'énergie, les thyristors sont maintenus passant : c'est le mode "BYPASS". L'impédance du TCSC devient inductive et s'ajoute à l'impédance de la ligne pour limiter le courant de ligne.
- Si cela ne suffit toujours pas, ou si le courant dans les thyristors devient trop important, le module est mis hors service par l'intermédiaire de l'interrupteur et la ligne est déclenchée. Le mode "BYPASS" est maintenu jusqu'à ce que le circuit LC se décharge.

On voit donc que, suivant les cas, ce dispositif peut permettre d'éviter l'ouverture d'une ligne suite à un défaut, même important, si celui-ci ne dure pas trop longtemps. De plus, lorsque le défaut est éliminé, le compensateur série retrouve très rapidement son fonctionnement normal, comme nous le verrons dans les simulations du chapitre IV.

III.2.2) Etude du régime permanent

Dans ce paragraphe sont présentés l'évolution temporelle des grandeurs électriques du système de la figure III.2 ainsi que l'impédance du module TCSC et les amplitudes des harmoniques qu'il génère en

fonction de l'angle d'amorçage des thyristors. De plus, l'influence de l'effet résistif (pertes modélisées par la résistance R_{LT}) est également abordée ainsi que la modification de la position du point de résonance du compensateur.

III.2.2.1) Evolution temporelle des signaux

Le point de résonance du module TCSC (voir figure II.9) est fixé à $\alpha_r = 130^\circ$. Les figures III.6 à III.13 montrent l'allure des signaux $V_c(t)$, $I_{LI}(t)$, $I_c(t)$ et $I_{LT}(t)$ en fonctionnement capacitif ($\alpha = 150^\circ > \alpha_r$) et en fonctionnement inductif ($\alpha = 120^\circ < \alpha_r$).

Lorsque l'on amorce les thyristors, il se produit une résonance de courant entre l'inductance L_T et le condensateur C (figures III.8 et III.9). En fonctionnement capacitif, I_{LT} s'additionne au courant de ligne (figure III.8), ce qui entraîne une augmentation de V_c qui n'est pas tout-à-fait sinusoïdale. Le courant de ligne I_{LI} est bien en avance de 90° (un quart de période) par rapport à la tension V_c (figures III.6 et III.7). En fonctionnement inductif, I_{LT} se retranche au courant de ligne I_{LI} (figure III.11). La tension V_c subit alors un déphasage supplémentaire de 180° et le courant I_{LI} est alors en retard de 90° sur V_c (figures III.10 et III.12). On peut noter que dans ce cas, la forme de la tension V_c laisse supposer un taux d'harmonique d'ordre 3 nettement supérieur à celui correspondant au fonctionnement capacitif.

III.2.2.2) Etude en fonction de l'angle d'amorçage

Il s'agit dans ce paragraphe de déterminer les limites de fonctionnement du TCSC en fonction de sa grandeur de commande qui est l'angle d'amorçage des thyristors. Les figures III.14 à III.20 donnent, en fonction de l'angle d'amorçage des thyristors, le module et la phase de l'impédance du module TCSC, les taux d'harmoniques de la tension V_c et du courant de ligne I_{LI} , ainsi que l'amplitude du courant I_{LT} . L'impédance est calculée en ne tenant compte que du 1er harmonique de V_c et de I_{LI} . Les taux d'harmoniques sont obtenus en divisant le module de l'harmonique considéré par le module du fondamental et les harmoniques d'ordre pair sont nuls pour les courants et les tensions considérées.

Ces courbes amènent plusieurs remarques intéressantes quant au fonctionnement du TCSC.

Tout d'abord, les figures III.14 et III.15 illustrent le fait que le circuit se comporte comme une réactance variable. Le circuit est bien inductif pour $\alpha < 130^\circ$ d'après la courbe de phase. Néanmoins, cette même courbe montre que la réactance du TCSC n'est jamais pure, ce qui est dû à l'effet de la résistance de pertes R_{LT} qui n'est pas nulle.

Fonctionnement capacitif : $\alpha = 150^\circ$

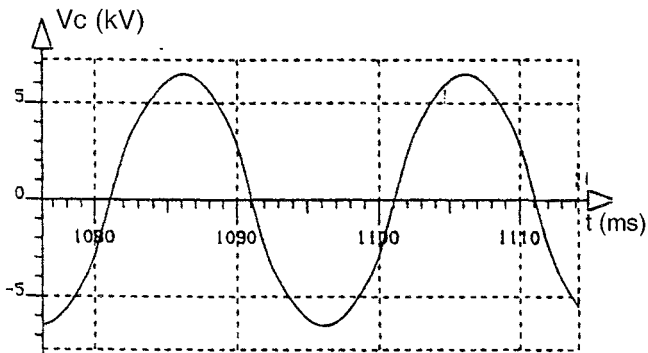


fig. III.6 : Tension aux bornes du condensateur

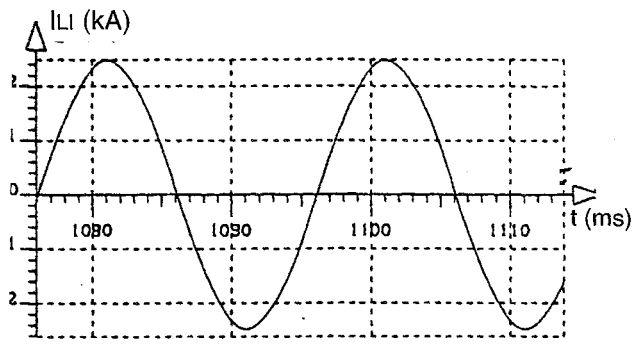


fig. III.7 : Courant de ligne

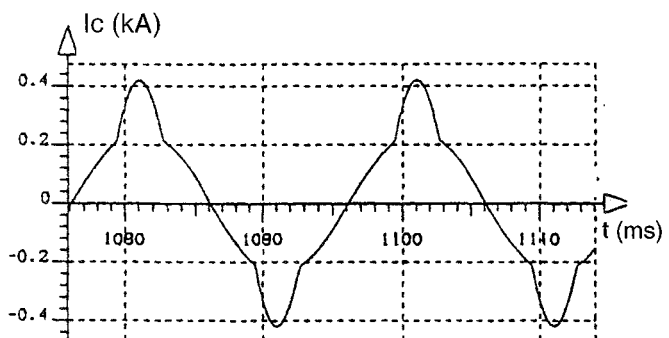


fig. III.8 : Courant dans le condensateur

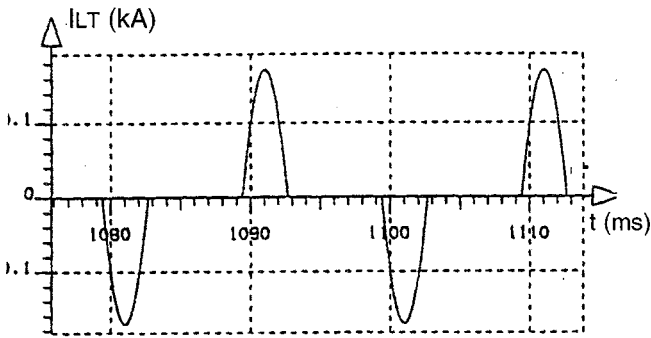


fig. III.9 : Courant dans l'inductance

Fonctionnement inductif : $\alpha = 120^\circ$

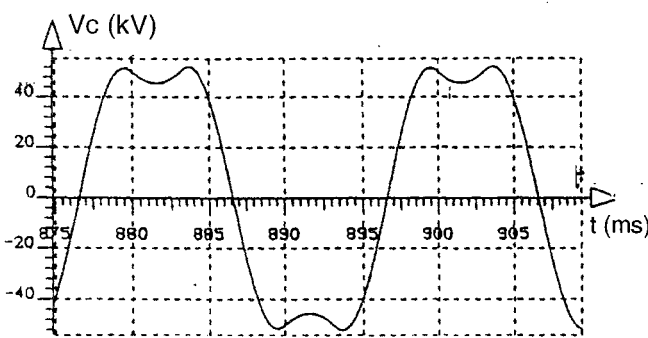


fig. III.10 : Tension aux bornes du condensateur

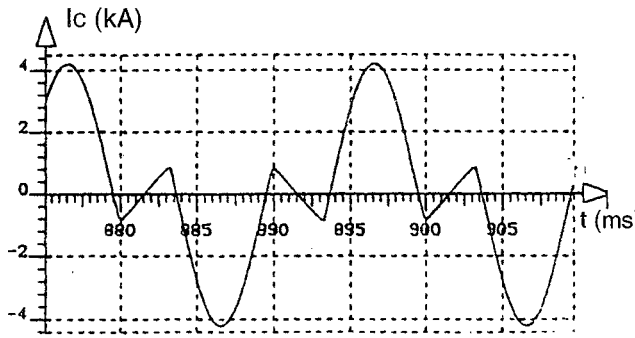


fig. III.11 : Courant dans le condensateur

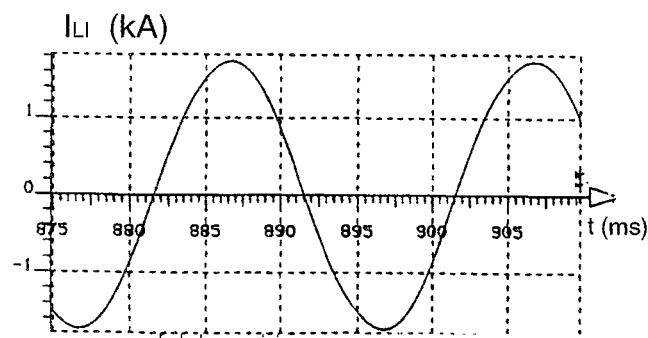


fig. III.12 : Courant de ligne

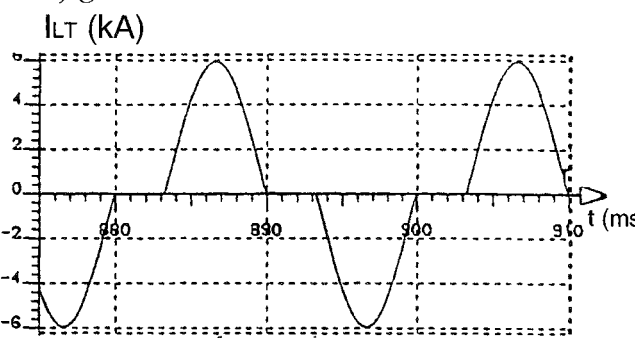


fig. III.13 : Courant dans l'inductance

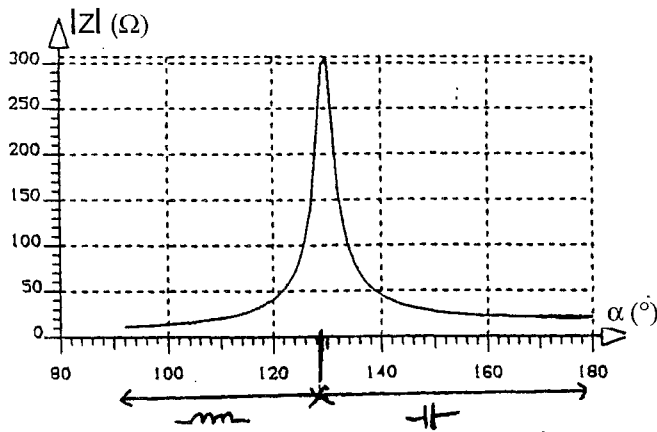


fig. III.14 : Module de l'impédance = $f(\alpha)$

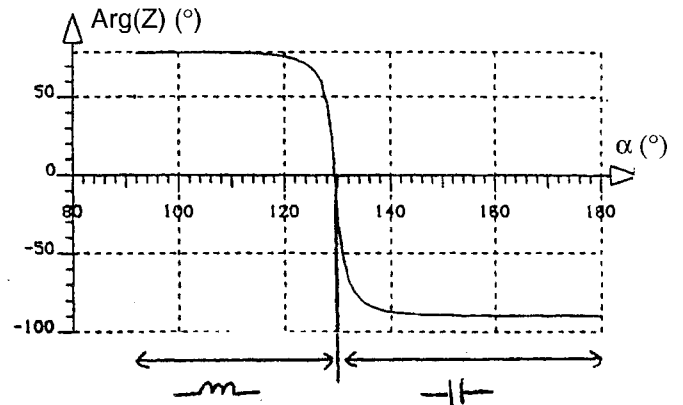


fig. III.15 : Phase de l'impédance = $f(\alpha)$

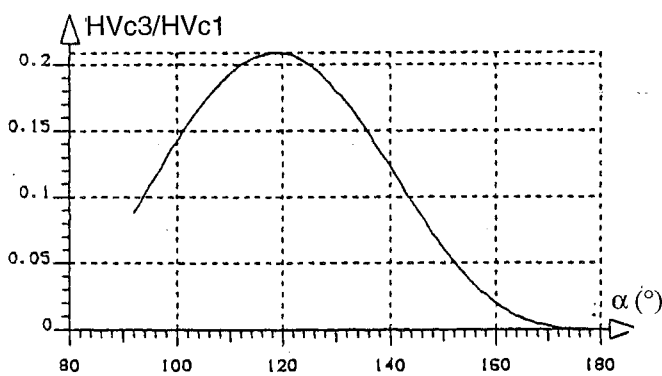


fig. III.16 : Harmonique 3 de $V_c = f(\alpha)$

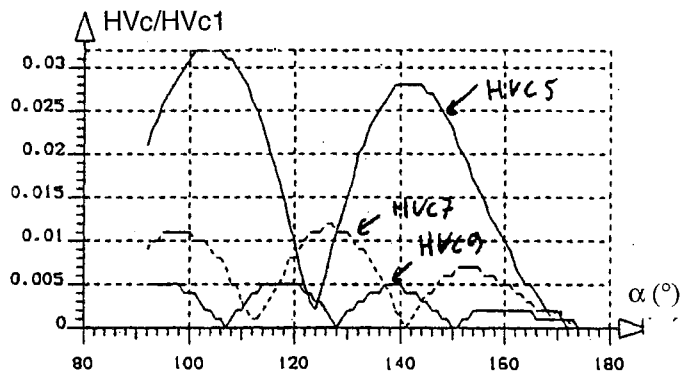


fig. III.17 : Harmoniques 5, 7, 9 de $V_c = f(\alpha)$

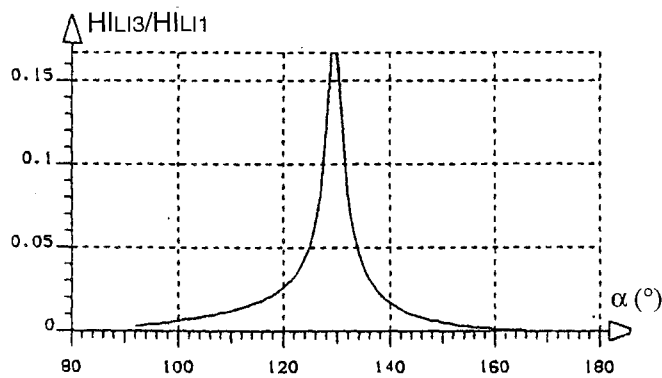


fig. III.18 : Harmonique 3 de $I_L = f(\alpha)$

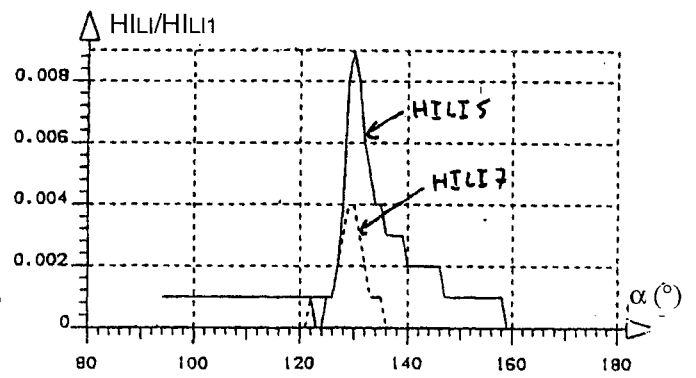


fig. III.19 : Harmoniques 5, 7, 9 de $I_L = f(\alpha)$

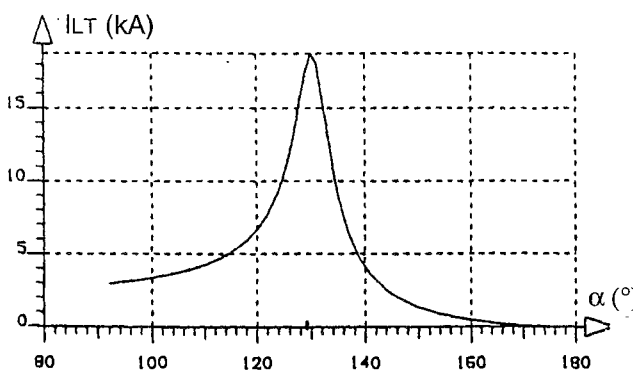


fig. III.20 : $ILT_{max} = f(\alpha)$

L'effet de cette résistance se fait surtout sentir du côté inductif où la phase est toujours inférieure à 80° alors que du côté capacitif, elle atteint quasiment les 90° correspondant à une capacité pure (figure III.15). Par contre, l'effet résistif limite la valeur de l'impédance au point de résonance et celle-ci ne tend plus vers l'infini comme c'était le cas pour la courbe théorique (figure II.9). Au point de résonance, les harmoniques du courant de ligne sont amplifiés de façon importante (figures III.18 et III.19), ce qui entraîne des déformations importantes pour ce courant. En fait, seul l'harmonique 3 peut prendre des valeurs gênantes (jusqu'à 17% environ du fondamental) car les harmoniques de rang supérieur peuvent être négligés, leur amplitude n'excédant pas 1% de celle du fondamental. En tout état de cause, l'injection sur le réseau d'harmonique 3 aussi élevée est à éviter. Ceci est également valable pour la tension V_c (figures III.16 et III.17). L'harmonique 3 de V_c dépasse les 20% du fondamental alors que les harmoniques de rangs supérieurs dépassent à peine les 3%. Par contre, pour cette tension, l'amplitude maximum de l'harmonique 3 ne correspond pas au point de résonance. On constate (figure III.16) que cet harmonique prend des valeurs plus importantes du côté inductif que du côté capacitif. Ceci se retrouve, dans une certaine mesure, au niveau du courant I_{LT} (figure III.20). I_{LT} est globalement plus important du côté inductif que du côté capacitif et prend des valeurs très fortes lorsque l'on se rapproche de la résonance. Cela veut dire que si on veut que le TCSC fonctionne du côté inductif et/ou près de la résonance, il faudra largement surdimensionner l'inductance L_T et les thyristors, ce qui occasionnera un surcoût et plus de pertes.

III.2.2.3) Etude de l'influence de l'effet résistif

Dans le paragraphe précédent, nous avons vu que la résistance R_{LT} , qui représente les pertes du module TCSC, modifiait de façon non négligeable les caractéristiques du circuit. Nous allons donner quelques résultats qui permettent de préciser quelque peu le rôle joué par ses pertes. Les figures III.21 et III.22 montrent respectivement le module et la phase de l'impédance du TCSC en fonction de α pour différentes valeurs de R_{LT} . Les figures III.23 et III.24 donnent la phase de l'impédance du TCSC en fonction de R_{LT} pour un fonctionnement capacitif et inductif du compensateur.

L'augmentation de la résistance du circuit se traduit par une diminution de la valeur de l'impédance au point de résonance, ce qui est logique (amortissement d'un circuit résonant). On peut également noter que le point de résonance se déplace du côté inductif (figure III.21).

Ce qui est surtout intéressant de remarquer, c'est que R_{LT} a une influence énorme lorsque le TCSC fonctionne du côté inductif alors que son effet est quasiment négligeable du côté capacitif, surtout si α est proche de 180° (figures III.22, III.23 et III.24). Par exemple, pour $R_{LT} = 5\Omega$, la phase vaut -84° du côté capacitif contre un peu plus de 10° du côté inductif. Dans le dernier cas, le circuit se comporte presque comme une résistance pure, ce qui génère des pertes importantes. On conçoit aisément qu'un tel fonctionnement n'est pas envisageable.

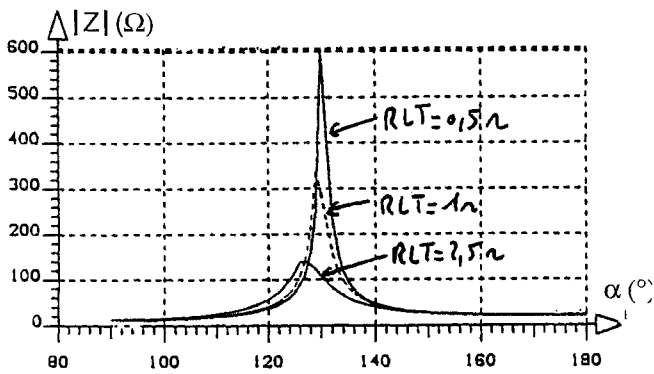


fig. III.21 : Module de l'impédance = $f(\alpha)$

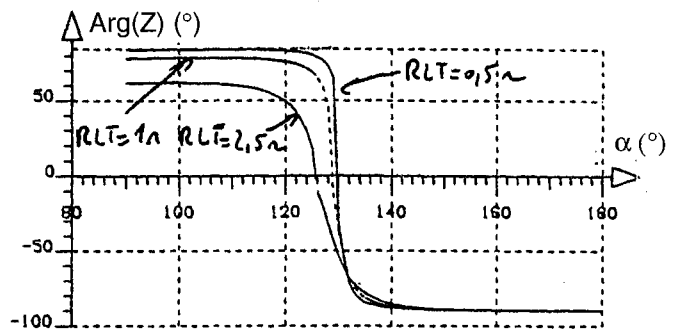


fig. III.22 : Phase de l'impédance = $f(\alpha)$

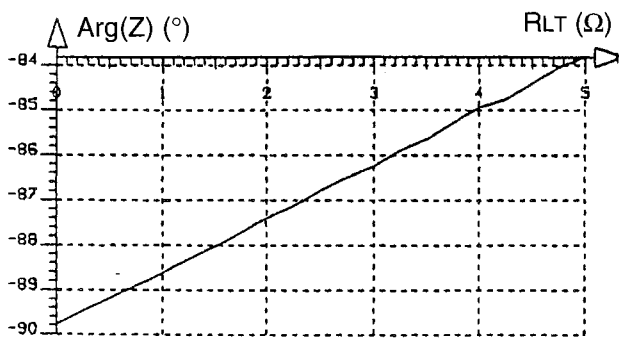


fig. III.23 : Phase de l'impédance = $f(RLT)$
Fonctionnement capacitif, $Z = 35 \Omega$

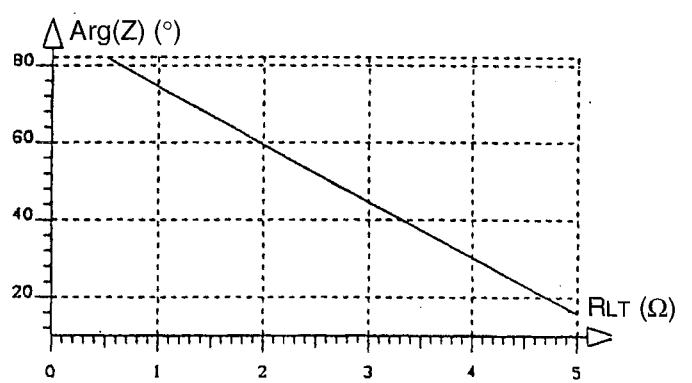


fig. III.24 : Phase de l'impédance = $f(RLT)$
Fonctionnement inductif, $Z = 50 \Omega$

III.2.2.4) Influence de la position du point de résonance

L'angle de résonance α_r est fonction du produit $L_T.C$ (équation II.13). Dans les simulations précédentes, les valeurs de L_T et de C choisies permettaient d'obtenir un angle de résonance de 130° . Or, nous avons vu que le fonctionnement du TCSC du côté inductif n'était pas satisfaisant tant au niveau des harmoniques générées que des pertes. Nous allons donc faire varier la valeur de L_T pour déplacer le point de résonance. L'objectif est alors de voir si il est possible de privilégier le fonctionnement capacitif afin de diminuer les problèmes liés au fonctionnement inductif. La valeur de C est maintenue constante car cette valeur détermine l'impédance minimum du TCSC (cette impédance vaut $\frac{1}{C\omega}$ pour $\alpha=180^\circ$: équation II.13).

On constate sur les figures III.27 et III.28 que le point de résonance se déplace bien du côté inductif lorsque L_T augmente. La valeur du module de l'impédance est aussi plus importante avec l'augmentation de L_T qui compense en partie l'effet résistif dû à R_{LT} (comme le montre la courbe de phase). En effet, la phase maximum augmente elle aussi avec L_T jusqu'à la valeur limite de 80° .

Les figures III.23 et III.24 montrent l'intérêt d'augmenter l'inductance L_T lorsque l'on est en fonctionnement capacitif. Pour un angle d'amorçage donné supérieur à l'angle de résonance, l'augmentation de L_T entraîne une diminution :

- de la valeur maximum du courant I_{LT} : l'inductance et les thyristors n'auront donc pas besoin d'être surdimensionnés,
- de la phase de l'impédance qui se rapproche de celle d'une capacité pure
- des taux d'harmoniques du courant de ligne et de la tension V_c , ce qui veut dire moins d'harmoniques générés et envoyés sur le réseau.

Enfin, lorsque le point de résonance est déplacé du côté inductif, la variation de l'impédance du module TCSC par rapport à la variation de l'angle d'amorçage α (ou encore le $\frac{dz}{d\alpha}$) est faible sur une plus grande plage d'angle, ce qui permet un réglage de l'impédance plus précis (figure III.25).

III.2.3) **Compensation série variable**

Dans les paragraphes précédents, nous avons étudié le fonctionnement du TCSC avec l'analyse des variations de ses paramètres internes. Nous en avons tiré des conclusions qui vont nous permettre d'adapter ces paramètres à l'étude de la compensation série variable, c'est-à-dire ce pour quoi est fait le TCSC. Nous allons donc observer l'évolution des grandeurs du réseau de la figure III.2 telles que la puissance transmise par la ligne, la tension aux bornes de la charge, l'impédance de la ligne, etc. ..., en fonction de l'angle d'amorçage α pour une charge donnée. Nous ferons ensuite varier la charge.

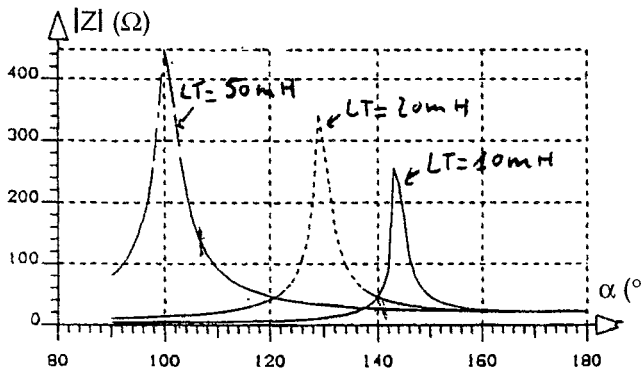


fig. III.25 : Module de l'impédance = $f(\alpha)$

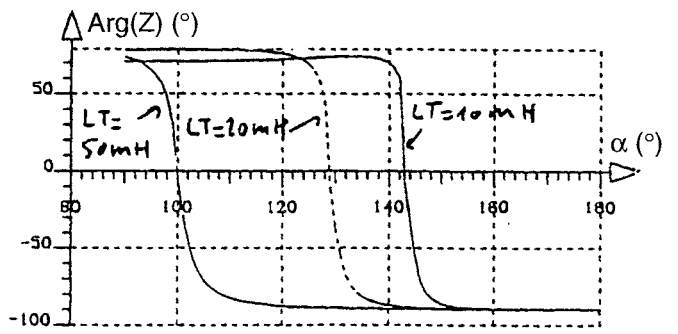


fig. III.26 : Phase de l'impédance = $f(\alpha)$

Fonctionnement capacitif :

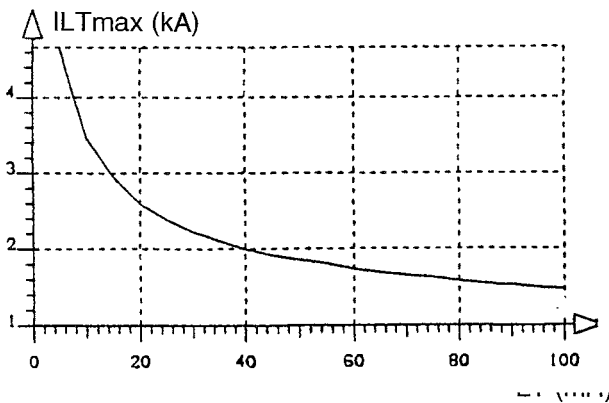


fig. III.27 : $ILT_{max} = f(LT)$

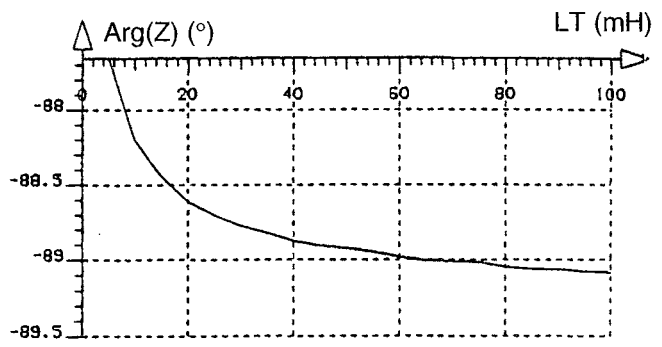


fig. III.28 : Phase de l'impédance = $f(LT)$
 $Z = 35 \Omega$

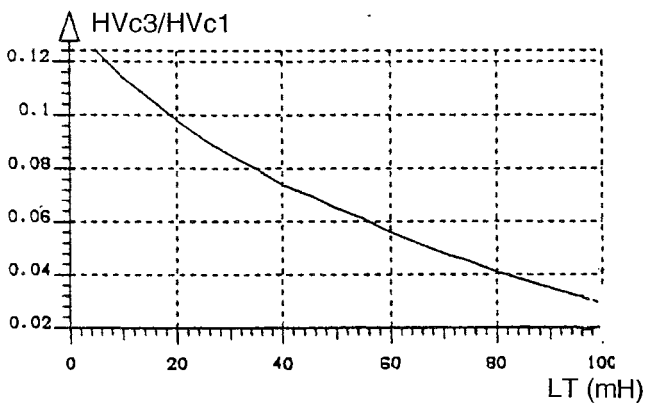


fig. III.29 : Harmonique 3 de $V_c = f(LT)$
 $Z = 35 \Omega$

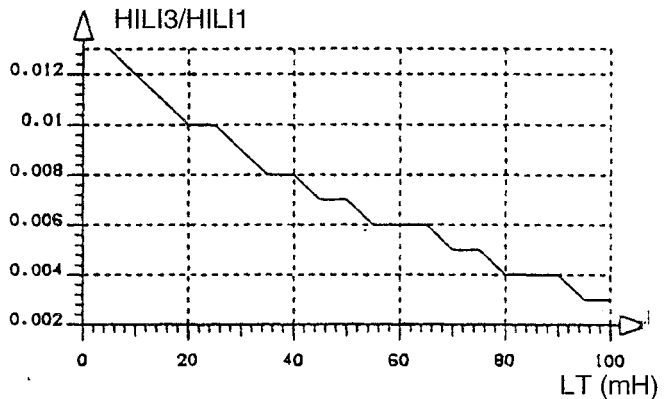


fig. III.30 : Harmonique 3 de $IL1 = f(LT)$
 $Z = 35 \Omega$

III.2.3.1) Choix des paramètres du TCSC

Nous avons choisi une compensation de base égale à 70% [CH-90], c'est-à-dire que le module TCSC compense, lorsque les thyristors sont bloqués ($\alpha=180^\circ$) 70% de la somme des impédances des lignes 1 et 2 du réseau de la figure III.2. On rappelle que pour $\alpha=180^\circ$, l'impédance du TCSC vaut $\frac{1}{C\omega}$. L'impédance des lignes étant égale à environ 100 Ω , nous pouvons en déduire la valeur de la capacité C qui vaut donc 45 μF .

Pour déterminer la valeur de l'inductance L_T , on considère le fait que l'angle de résonance dépend du produit $L_T.C$. L'étude en régime permanent a montré qu'il vaut mieux déplacer le point de résonance du côté inductif pour un meilleur fonctionnement ainsi qu'une commande plus précise du circuit. Nous choisissons alors l'angle de résonance égal à 100° , ce qui donne, d'après l'équation II.13, une inductance L_T telle que $L_T = 165 \text{ mH}$.

III.2.3.2) Etude en fonction de l'angle d'amorçage des thyristors

Le but du TCSC est de compenser l'impédance de la ligne sur laquelle est il est inséré. Nous allons donc observer comment se comporte l'impédance apparente de la ligne lorsque l'on fait varier l'angle d'amorçage des thyristors TCSC pour voir si ce dernier remplit bien son rôle. Nous allons également regarder si la puissance transmise par la ligne varie (équation I.1) de façon cohérente.

Les figures III.31 à III.36 montrent l'évolution de différentes grandeurs du réseau en fonction de α pour une charge donnée.

Les figures III.31 et III.32 sont respectivement le module et la phase de l'impédance totale de la ligne de transmission (ligne 1 + module TCSC + ligne 2). L'impédance diminue à partir de $\alpha=180^\circ$ et ce, jusqu'à $\alpha=134^\circ$. La ligne devient capacitive lorsque α devient inférieur à cette dernière valeur, comme on peut le constater sur la courbe de phase. La compensation de l'impédance de la ligne de transmission pour le TCSC est donc bien effective. On observe également, figure III.33, une augmentation de la puissance transmise par la ligne lorsque son impédance diminue, ainsi que de la tension aux bornes de la charge, ce qui est normal. En effet, si l'impédance totale de la ligne diminue, alors la chute de tension à ses bornes diminue également. La tension aux bornes de la charge augmente alors car V_1 , la tension d'alimentation est constante. Comme la charge est constante, la puissance qu'elle absorbe augmente avec le carré de sa tension, d'où l'augmentation du transit de puissance dans la ligne.

Les figures III.35 et III.36 concernent le taux d'harmonique d'ordre 3 de la tension aux bornes de la charge et celui de la tension aux bornes de la ligne. On constate que la tension aux bornes de la charge et donc le courant de ligne (charge résistive) sont très peu déformés car l'harmonique 3 ne dépasse pas une valeur de 3% de l'amplitude du fondamental.

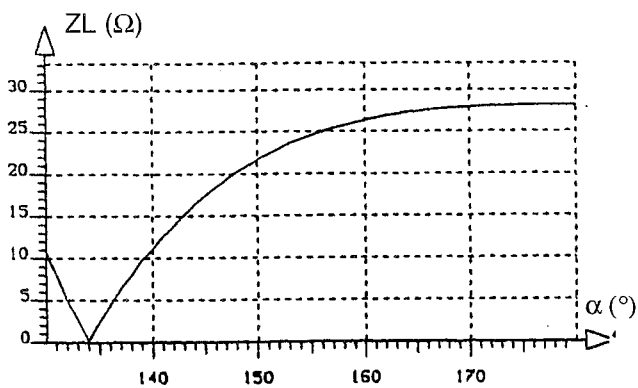


fig. III.31 : Module de l'impédance de la ligne
= $f(\alpha)$

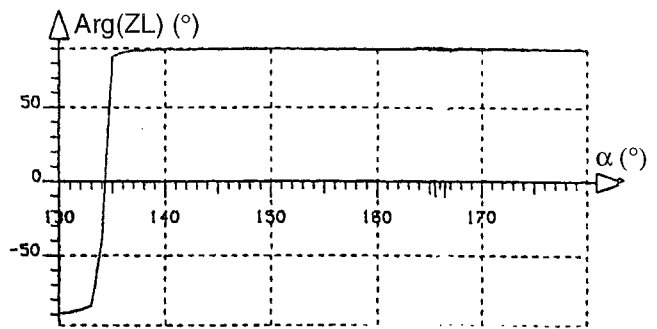


fig. III.32 : Phase de l'impédance de la ligne
= $f(\alpha)$

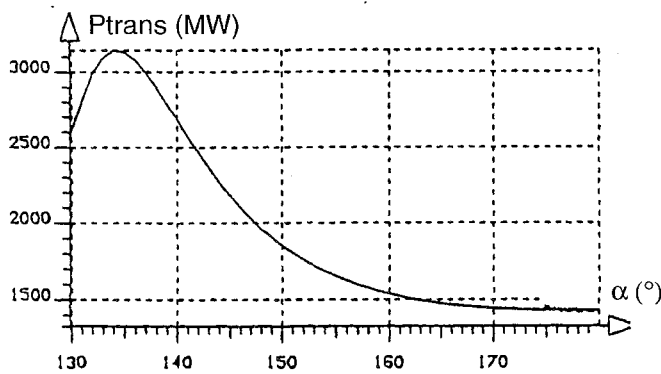


fig. III.33 : Puissance transmise par la ligne
= $f(\alpha)$

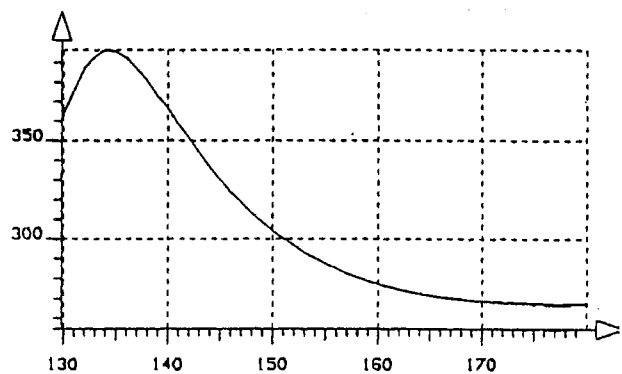


fig. III.34 : Tension aux bornes de la charge
= $f(\alpha)$

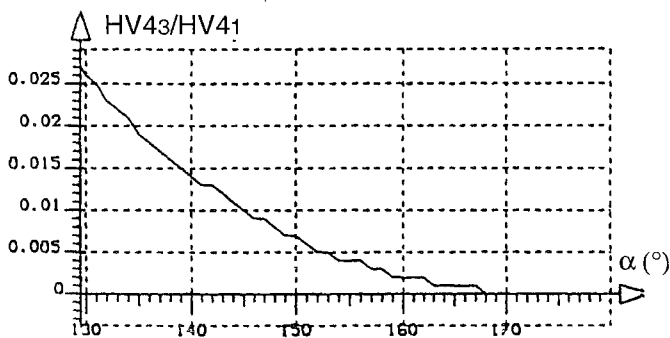


fig. III.35 : Harmonique 3 de la tension
récepteur = $f(\alpha)$

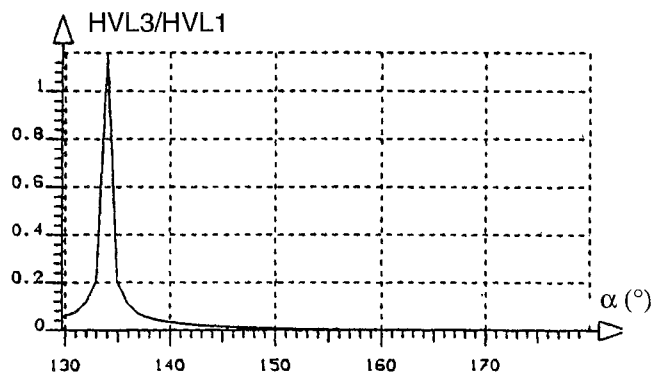


fig. III.36 : Harmonique 3 de la tension aux
bornes de la ligne = $f(\alpha)$

A l'inverse, la tension de ligne est très déformée puisque l'harmonique 3 devient prépondérant (110% de l'amplitude du fondamental). Néanmoins, ceci n'est vrai que pour une faible plage d'angle, lorsque la ligne est très compensée.

III.2.3.3) Variation de la charge

En faisant varier la charge sur une grande plage, nous pouvons tracer les courbes $V(P)$ (tension aux bornes de la charge en fonction de la puissance transmise par la ligne) pour différentes valeurs de l'angle d'amorçage des thyristors. Ceci afin de vérifier un résultat déjà montré précédemment. Les courbes obtenues sont données figure III.37.

On peut augmenter la charge (en diminuant R_{CH}) jusqu'au point correspondant à la puissance maximum transmissible par la ligne et à la tension critique. Passé ce point, si la puissance appelée augmente encore, la ligne ne peut plus transmettre d'énergie et on assiste à un effondrement de tension.

Les courbes ont été tracées pour trois valeurs de α . On retrouve un résultat déjà obtenu dans l'étude statique du chapitre II, à savoir que la compensation série variable augmente la puissance maximum transmissible par la ligne sans augmenter la tension critique et donc sans diminuer la marge de sécurité en tension.

III.2.4 **Module TCSC avec son système de protection**

Nous introduisons maintenant le système de protection constitué d'une varistance, d'une inductance et d'un interrupteur dans le module TCSC. Le réseau étudié est alors celui de la figure III.4. La modélisation de ce circuit est donnée dans le chapitre II, § II.3.2.1 et dans l'annexe I.

Les figures III.38 à III.41 montrent l'élimination d'un court-circuit se produisant au noeud 3. Pour simplifier l'étude, la simulation est relative à une seule phase. L'angle d'amorçage des thyristors du TCSC vaut $\alpha = 160^\circ$.

Le défaut a nécessité le fonctionnement du TCSC en mode "BYPASS". On constate sur les figures III.38 et III.39 que ce mode est très efficace pour limiter la tension aux bornes du condensateur C et le courant de ligne. Par contre, les courants dans l'inductance L_T et dans le condensateur C deviennent très importants à l'enclenchement du mode "BYPASS" (figures III.40 et III.41). Néanmoins, ils s'amortissent rapidement et le système retrouve son fonctionnement normal en moins de 20 cycles par rapport à l'instant initial du défaut.

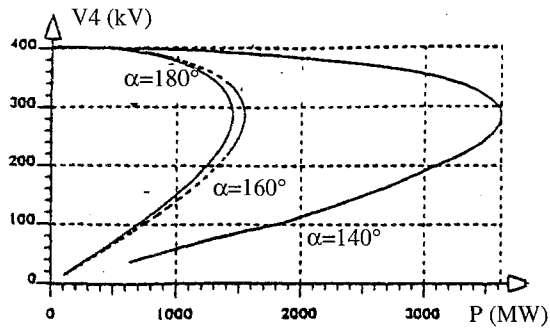


fig III.37 : Tension aux bornes de la charge en fonction de la puissance transmise par la ligne

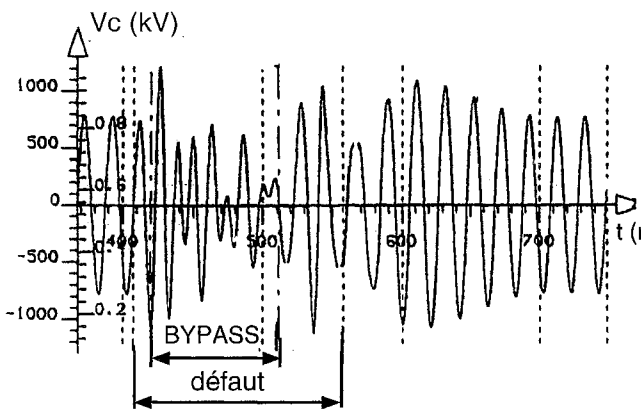


fig. III.38 : Tension aux bornes du condensateur

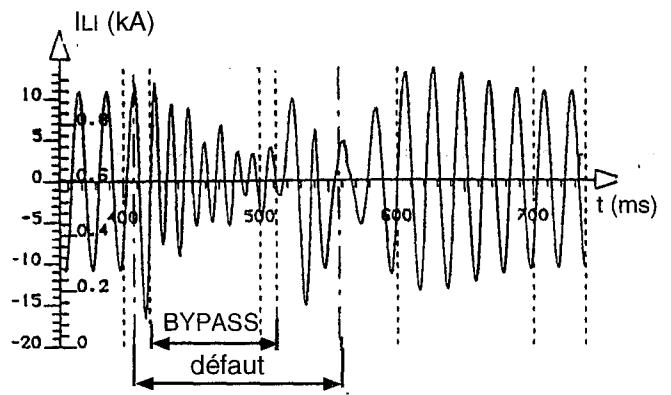


fig. III.39 : Courant de ligne

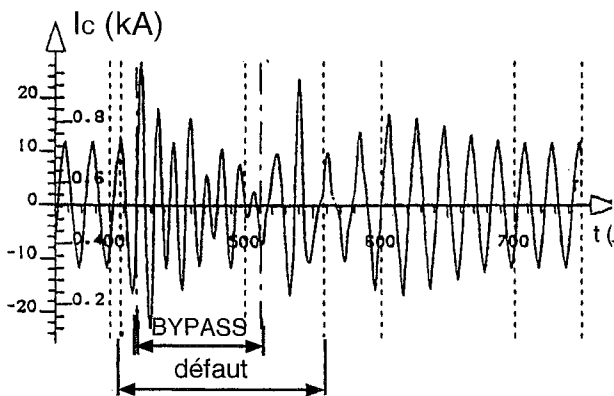


fig. III.40 : Courant dans le condensateur

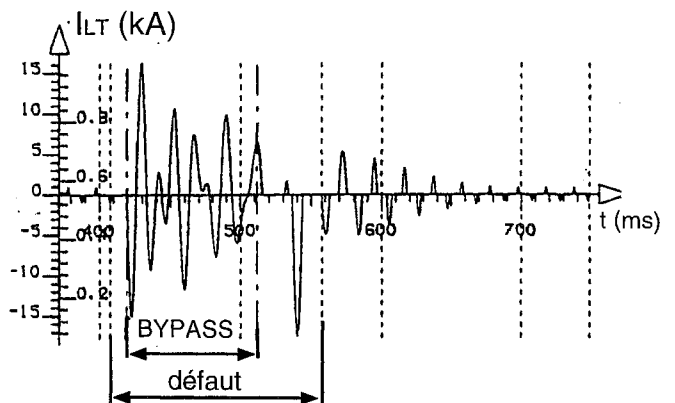


fig. III.41 : Courant dans l'inductance

III.2.5) Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons analysé le fonctionnement du compensateur série réglable (Thyristors Controlled Series Compensator : TCSC) en fonction de ces paramètres internes dans le but de déterminer ses conditions et ses limites d'utilisation dans un réseau de transport. Pour ce faire, nous avons choisi de l'insérer dans le réseau le plus simple possible (un générateur et une charge reliés par une ligne sur laquelle est disposé le TCSC). Nous avons alors développé un programme de simulation temporelle basé sur la méthode des ondes mobiles (ou méthode de Bergeron) qui modélisait ce système. Les différentes études réalisées en fonction des paramètres du TCSC ont montré les résultats principaux suivants :

- L'angle d'amorçage des thyristors du TCSC doit être choisi de façon à ce que ce circuit ne fonctionne pas près de la résonance car les déformations subies par les différents signaux du système sont trop importantes et les taux d'harmoniques (et principalement d'harmonique d'ordre 3) injectés sur le réseau ne sont pas acceptables.

- Ces taux d'harmoniques sont également trop importants lorsque le module TCSC fonctionne du côté inductif (augmentation de l'impédance apparente de la ligne). De plus, le circuit génère beaucoup de pertes pour ce fonctionnement.

- On peut alors favoriser le fonctionnement du circuit du côté capacitif, qui donne de bons résultats, en augmentant l'inductance du TCSC, ce qui a pour effet de déplacer le point de résonance du côté inductif. Le côté capacitif possède alors une plus grande plage de variation de l'angle d'amorçage des thyristors.

- La compensation de l'impédance de la ligne, qui est la fonction principale du TCSC, a été montrée par la diminution de l'impédance apparente de cette ligne et l'augmentation de la puissance transmise correspondante.

- En faisant varier la charge, nous avons confirmé un résultat déjà montré lors de l'étude statique du chapitre II : lorsque la compensation de la ligne augmente, la puissance maximum transmissible par la ligne augmente également sans affecter la tension critique.

- L'ajout d'un circuit de protection au module TCSC nous a permis de constater que celui-ci agit de façon très efficace contre les courts-circuits en limitant les courants de défaut. Il faut néanmoins, pour cela, commander l'angle d'amorçage des thyristors de façon adaptée au problème.

CHAPITRE IV

ETUDE DYNAMIQUE

CHAPITRE IV

Etude dynamique

IV.1) Introduction

Nous présentons ici une étude comparative des performances dynamiques du SVC, du STATCON et du TCSC. La démarche retenue pour cette analyse est identique à celle utilisée pour l'étude des performances statiques des FACTS (chapitre II). Il s'agit d'abord de positionner les FACTS dans le réseau puis d'analyser leurs réactions face à des situations extrêmes telles qu'une augmentation progressive de charge et des déclenchements de ligne. Nous avons étudié une troisième situation : les courts-circuits. L'action des transformateurs à régleurs en charge conjointe à celle des systèmes FACTS est également analysée. Enfin, pour terminer, nous avons intégré des PSS (Power System Stabilizer, voir annexe II) sur les régulations des générateurs afin de comparer l'action de ces dispositifs à celle des FACTS sur l'amortissement des oscillations de puissance.

IV.2) Simulations dynamiques : EUROSTAG

L'étude dynamique décrite dans ce chapitre a été réalisée à l'aide du programme EUROSTAG (voir annexe III) qui est un logiciel de simulation du comportement dynamique des réseaux conçu par EDF et TRACTEBEL.

Ce paragraphe présente les simulations dynamiques effectuées sur le réseau de transport New-England (39 noeuds). Dans un premier temps, nous donnons les modèles de générateurs, de transformateurs et de charge utilisés dans ce réseau. Les trois systèmes FACTS précédemment étudiés en régime statique (SVC, STATCON et TCSC) et dont les modèles dynamiques sont présentés dans les paragraphes suivants sont ensuite implantés. De plus, nous avons également introduit des amortisseurs d'oscillations de puissance (PSS) sur les régulations de certaines machines dans l'objectif, à moyen terme, de déterminer si les systèmes FACTS pouvaient suffire à diminuer les oscillations de puissance du réseau de façon satisfaisante ou si leur action devait être complétée par celle des PSS. Enfin, nous présentons les résultats des simulations concernant d'une part, tout comme l'étude en régime statique, une augmentation de charge et des déclenchements de lignes et, d'autre part, des courts-circuits et l'influence des PSS sur les oscillations de puissance.

IV.2.1) Modèles dynamiques de FACTS

IV.2.1.1) Modèle de SVC

EUROSTAG comprend le modèle de SVC décrit ci-après. Ce modèle, tout comme le modèle statique présenté précédemment, s'applique au compensateur hybride (figure II.2) et son synoptique est donné figure IV.1.

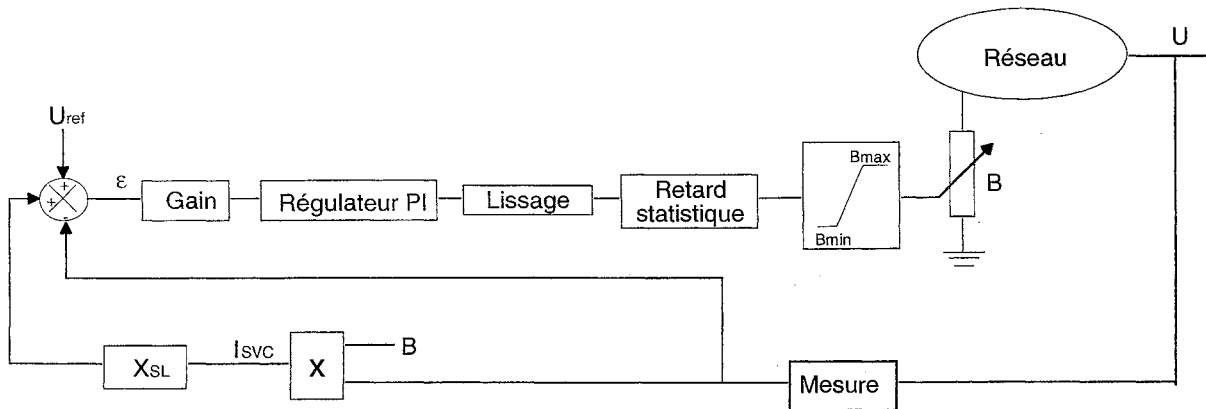


fig. IV.1 : Synoptique du modèle de SVC intégré dans EUROSTAG

B est la susceptance connectée au noeud à compenser et représente donc le compensateur d'énergie réactive proprement dit, le reste du synoptique ne concerne que sa commande. Le modèle considéré est basé principalement sur la description fonctionnelle faite dans le rapport de la CIGRE [CI-85]. En fait, ce modèle représente la caractéristique statique de la figure II.4. On peut donner le détail des blocs fonctionnels du synoptique précédent (figure IV.1) :

- la mesure de la tension introduit une constante de temps T_m de 4 ms. La fonction de transfert de cette mesure est donc de la forme $H(p) = \frac{1}{1 + T_m p}$.
- Le courant de sortie du SVC est ensuite calculé par $I_{SVC} = B.U$
- On veut asservir la tension U à la valeur $U_{ref} + X_{SL} I_{SVC}$, on cherche donc à annuler l'erreur ϵ telle que $\epsilon = U_{ref} - U + X_{SL} I_{SVC}$ (zone de fonctionnement normal).

- L'erreur passe ensuite dans un régulateur de type proportionnel intégral (PI).
- Le signal est ensuite lissé à l'aide d'une constante de temps T_ϕ . Le lissage a alors comme fonction de transfert $H(p) = \frac{1}{1 + T_\phi p}$.

- Après le lissage, le signal de commande attaque les thyristors qui sont représentés par un retard statistique dont la fonction de transfert est $H(p) = \frac{1 - \frac{T}{2} p}{1 + \frac{T}{2} p}$ avec $T = 20$ ms.

Le numérateur de cette fonction est le développement limité au premier ordre de l'exponentielle généralement utilisée pour les retards statistiques. Le retard obtenu est de l'ordre de 5 ms (moyenne entre 0 et 10 ms), ce qui correspond au fonctionnement en gradateur des thyristors contrôlant les bancs d'inductances pour une fréquence de 50 Hz.

- La chaîne directe de cette régulation étant linéaire, le signal de commande représente alors la susceptance B que l'on limite aux valeurs B_{\min} et B_{\max} pour prendre en compte les zones de surcharge de la caractéristique statique.

Le problème posé par ce modèle est que le compensateur d'énergie réactive (représenté par la susceptance B) est considéré comme parfait, et ce, non seulement au niveau des pertes actives qui ne sont pas prises en compte, mais aussi de la dynamique du compensateur qui est négligée. En fait, la commande des thyristors dans un convertisseur est un système d'ordre supérieur ou égal à 2. A ce titre, ce système possède une fréquence de résonance fixe mais ses zéros complexes varient de façon non négligeable autour de cette fréquence de résonance [PE-96.1]. Dans le cas présent, la dynamique du SVC est imposée seulement par la loi de commande, dû au fait que la modélisation ne prend pas en compte la structure entière du système. Lors des simulations, il y a donc un risque de passer à côté de phénomènes créés par la dynamique réelle du SVC.

IV.2.1.2) Modèle de TCSC [EU-95]

Le système à modéliser est celui de la figure IV.2 :

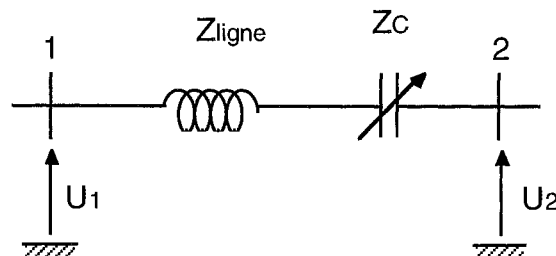


fig. IV.2 : Compensateur série réglable inséré dans une ligne de transport

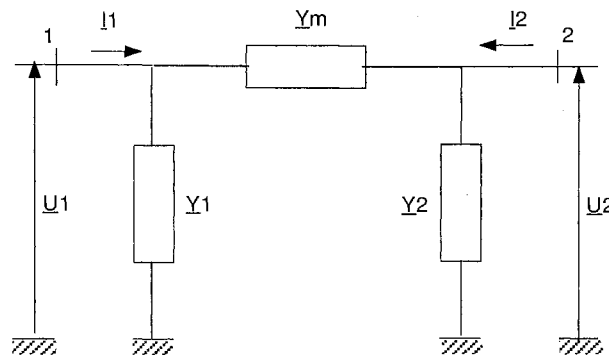


fig. IV.3 : Quadripôle équivalent au schéma de la fig. IV.2

Cela représente l'insertion d'un module TCSC d'impédance variable Z_C sur une ligne (noeud 1 \rightarrow noeud 2) d'impédance Z_{ligne} . Ce schéma peut être représenté par un quadripôle comme le montre la figure IV.3 avec :

$$\begin{aligned} \underline{Y}_1 &= \underline{Y}_2 = 0 \\ \underline{Y}_m &= -j \frac{1}{Z_{\text{ligne}} - Z_C} = -jY \end{aligned} \quad (\text{IV.1})$$

EUROSTAG est conçu de telle façon qu'on ne peut pas modéliser directement une impédance série variable. Par contre, on peut utiliser facilement des impédances shunt variables. Il faut donc transformer le schéma de la figure IV.3 de la façon suivante :

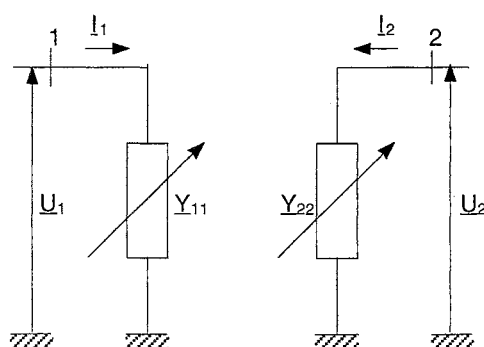


fig. IV.4 : Quadripôle de la fig. II.18 représenté par des impédances shunt variables

où \underline{Y}_{11} et \underline{Y}_{22} sont les admittances équivalentes vues respectivement des extrémités 1 et 2 du quadripôle. La ligne est donc remplacée par deux charges variables, fonctions des tensions \underline{U}_1 et \underline{U}_2 ainsi que de l'impédance du TCSC Z_C , et calculées de telle façon que les transits de puissance vus des extrémités 1 et 2 seront conservés par rapport au schéma de la figure IV.3. Les expressions de \underline{Y}_{11} et \underline{Y}_{22} sont alors :

$$\underline{Y}_{11} = \frac{\underline{I}_1}{\underline{U}_1} = \underline{Y}_m \left(1 - \frac{\underline{U}_2}{\underline{U}_1} \right) \quad (\text{IV.2})$$

et

$$\underline{Y}_{22} = \frac{\underline{I}_2}{\underline{U}_2} = \underline{Y}_m \left(1 - \frac{\underline{U}_1}{\underline{U}_2} \right) \quad (\text{IV.3})$$

Les grandeurs complexes sont accessibles pour la modélisation dans EUROSTAG sous la forme complexe (partie réelle-partie imaginaire). On peut donc écrire les tensions comme suit :

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= U_{1R} + jU_{1I} \\ \underline{U}_2 &= U_{2R} + jU_{2I} \end{aligned} \quad (\text{IV.4})$$

On a alors :

$$\frac{\underline{U}_2}{\underline{U}_1} = \frac{\underline{U}_2 \underline{U}_1^*}{|\underline{U}_1|^2} = \frac{(U_{1R}U_{2R} + U_{1I}U_{2I}) + j(U_{1R}U_{2I} - U_{1I}U_{2R})}{U_{1R}^2 + U_{1I}^2} \quad (\text{IV.5})$$

Posons :

$$a_I = \frac{U_{1R}U_{2R} - U_{1I}U_{2I}}{U_{1R}^2 + U_{1I}^2} \quad (\text{IV.6})$$

et

$$a_I = \frac{U_{1R}U_{2R} - U_{1I}U_{2I}}{U_{1R}^2 + U_{1I}^2} \quad (\text{IV.7})$$

On a alors :

$$\frac{\underline{U}_2}{\underline{U}_1} = a_R + ja_I \quad (\text{IV.8})$$

Si on remplace \underline{Y}_m et $\frac{\underline{U}_2}{\underline{U}_1}$ par leurs expressions dans l'équation IV.2, on obtient :

$$\underline{Y}_{11} = jY(1 - a_R - ja_I) = Y[a_I + j(1 - a_R)]$$

On peut alors en déduire les parties réelle et imaginaire de \underline{Y}_{11} qui sont directement exploitables par le programme EUROSTAG.

Si on pose $\underline{Y}_{11} = G_1 + jB_1$, on obtient :

$$\begin{aligned} G_1 &= -\frac{1}{Z_{\text{ligne}} + Z_C} \left(\frac{U_{1R}U_{2I} - U_{1I}U_{2R}}{U_{1R}^2 + U_{1I}^2} \right) \\ B_1 &= -\frac{1}{Z_{\text{ligne}} + Z_C} \left(1 - \frac{U_{1R}U_{2R} - U_{1I}U_{2I}}{U_{1R}^2 + U_{1I}^2} \right) \end{aligned} \quad (\text{IV.9})$$

On peut trouver facilement l'expression de G_2 et B_2 tels que $\underline{Y}_{22} = G_2 + jB_2$ en intervertissant les tensions \underline{U}_2 et \underline{U}_1 .

Comme pour le modèle statique du TCSC, ce modèle dynamique ne prend pas en compte la structure du TCSC, c'est pourquoi nous l'avons complété en utilisant l'expression de l'impédance Z_C en fonction de l'angle de retard à l'amorçage des thyristors α calculée dans le § II.3.2.

$$Z_C(\alpha) = \frac{L\omega}{\frac{2}{\pi} \left(\pi - \alpha + \frac{\sin 2\alpha}{2} \right) - LC\omega^2}$$

L'inconvénient majeur de ce modèle est que son contrôle est fait "manuellement". En effet, il lui

manque une régulation adaptée dont l'entrée pourrait être par exemple la puissance qui transite par la ligne, une des tensions aux extrémités, etc... .

IV.2.1.3) Modèles de STATCON

Le logiciel EUROSTAG ne comprenant pas de modèle de STATCON, nous avons développé un modèle de base par analogie avec le modèle dynamique de SVC présenté au § IV.2.1.1. Nous avons également utilisé un modèle beaucoup plus évolué conçu par l'équipe Commande du LEG [PE-96.1] : le modèle moyen généralisé. Celui-ci a été développé à l'aide du logiciel de calcul MATRIXx et nous l'avons ensuite implanté dans EUROSTAG [PE-96.2].

IV.2.1.3.1) *Modèle de base*

Le modèle de base représente la caractéristique statique du STATCON de la figure II.11. Son synoptique est donné figure IV.5. On peut effectivement constater sur cette figure que ce modèle est tout-à-fait similaire à celui du SVC (voir figure IV.1). La différence principale porte sur les limitations correspondant aux surcharges inductives et capacitatives. En effet, pour le SVC, c'est la susceptance B qui est limitée aux valeurs B_{\min} et B_{\max} . Dans le cas du STATCON, c'est le courant I_{STATCON} qui est limité aux valeurs $I_{L\max}$ et $I_{C\max}$ afin de respecter la caractéristique statique de la figure II.11.

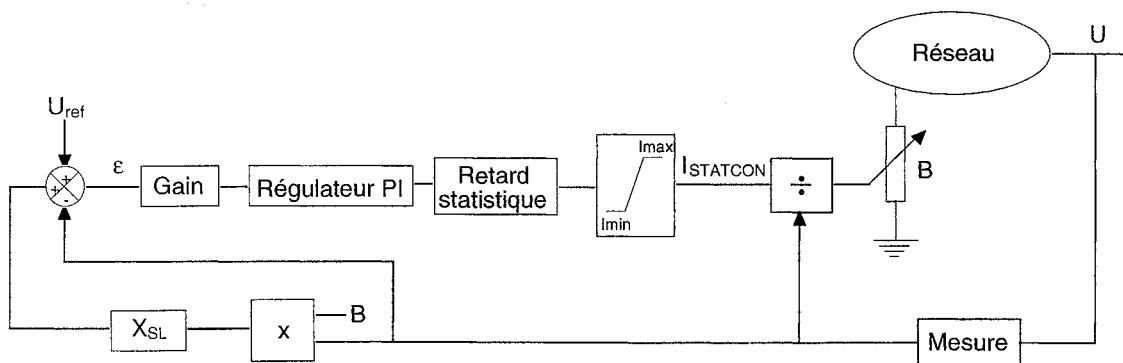


fig. IV.5 : *Synoptique du modèle dynamique de base du STATCON*

Pour ce modèle également, les pertes actives ne sont pas prises en compte et la dynamique du convertisseur statique est représentée seulement par un retard statistique, tout comme le SVC. En fait, la dynamique du système dépend surtout de la loi de commande car cette modélisation du STATCON ne prend pas en compte de façon suffisamment précise la structure entière du système. La loi de commande est donnée par un régulateur proportionnel-intégral (PI) classique. Ce modèle a malgré tout l'avantage d'être très simple et il reste parfaitement utilisable pour l'étude des dynamiques lentes des réseaux comme, par exemple, les augmentations progressives de charge. Pour les phénomènes dynamiques plus rapides tels que les déclenchements de ligne ou les courts-circuits, le modèle de base n'est plus apte à représenter le STATCON, c'est pourquoi nous avons décidé d'utiliser le modèle moyen généralisé, plus précis mais aussi plus complexe.

IV.2.1.3.2) Modèle moyen généralisé

La structure topologique étudiée, représentée figure IV.6, est celle utilisée le plus couramment. Le modèle exact représentant cette structure, appelé modèle topologique, est utilisé pour décrire le comportement dynamique du STATCON en tenant compte de ses éléments d'électronique de puissance. Le modèle moyen généralisé est déduit du modèle topologique du STATCON.

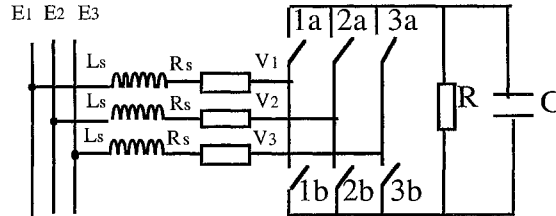


fig. IV.6 : Structure topologique du STATCON

1a,2a,3a } : interrupteurs représentant le convertisseur
1b,2b,3b }

R : résistance représentant les pertes par commutation des interrupteurs

L_S : inductance de fuite du transformateur de couplage

R_S : résistance représentant les pertes du transformateur et les pertes par conduction des interrupteurs

La capacité C est considérée comme parfaite. Si ce n'est pas le cas, ses pertes peuvent être incluses dans la résistance R . Les tensions de lignes sont appelées E_1 , E_2 et E_3 . V_1 , V_2 et V_3 sont les tensions de sortie du convertisseur. On appelle V_{dc} et I_{dc} la tension et le courant du côté continu.

Les équations du système de la figure IV.6, vu du côté alternatif, sont les suivantes :

$$\frac{dI_{123}}{dt} = -\frac{R_S}{L_S} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} I_{123} + \frac{1}{L_S} (E_{123} - V_{123}) \quad (IV.10)$$

avec : $x_{123} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix}$

On a aussi : $V_{123} = \frac{V_{dc}}{6} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} U_{123} \quad (IV.11)$

où U_{123} est le vecteur de commutation tel que :

$$U_{123} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix}$$

avec pour $j = 1,2,3$: $u_j = 1$ lorsque l'interrupteur j_a est fermé et l'interrupteur j_b est ouvert
 $u_j = -1$ lorsque l'interrupteur j_a est ouvert et l'interrupteur j_b est fermé

Les équations vues du côté continu sont :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{I_{dc}}{C} - \frac{V_{dc}}{RC} \quad \text{et} \quad I_{dc} = \frac{1}{2} U_{123}^t \cdot I_{123} \quad (\text{IV.12})$$

Les équations IV.10, IV.11, et IV.12 représentent donc le modèle topologique du STATCON dans le repère triphasé classique. Un tel modèle est non linéaire et surtout discontinu car il tient compte des commutations des interrupteurs. Il ne peut donc pas être implanté dans un logiciel comme EUROSTAG. Il faut alors utiliser une méthode de moyennage généralisée [SU-93, NO-91], semblable à la méthode du 1er harmonique qui a permis de déterminer l'impédance du TCSC en fonction de l'angle de retard à l'amorçage des thyristors α (voir § II.3.2), afin d'obtenir un modèle continu (invariant dans le temps).

La démarche permettant d'obtenir le modèle moyen généralisé consiste d'abord à faire subir une transformation de PARK aux équations IV.10 et IV.11 du modèle topologique afin de séparer les grandeurs actives et réactives. Ensuite, il faut moyenniser les équations transformées ce qui donne, sous forme matricielle, les équations du modèle moyen généralisé.

$$\dot{X} = \begin{bmatrix} -\frac{R_S}{L_S} & -\omega & \frac{2 \sin \alpha}{\pi L_S} \\ \omega & -\frac{R_S}{L_S} & \frac{2 \cos \alpha}{\pi L_S} \\ \frac{3 \sin \alpha}{\pi L_S} & \frac{3 \cos \alpha}{\pi L_S} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} X + \frac{1}{L_S} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} E_m \quad (\text{IV.13})$$

avec

$$X = \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ V_{dc} \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad I_{123} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = C_{32} \begin{bmatrix} I_q \\ I_d \end{bmatrix}$$

E_m est l'amplitude de la tension de ligne E_1 . Le calcul complet est développé dans la référence [PE-96.1]. C_{32} est la matrice de transformation de PARK du système de référence (d,q) vers le système de référence triphasé classique.

$$C_{32} = \begin{bmatrix} \cos \omega t & \sin \omega t \\ \cos \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) \\ \cos \left(\omega t - \frac{4\pi}{3} \right) & \sin \left(\omega t - \frac{4\pi}{3} \right) \end{bmatrix}$$

Au vu de l'équation IV.13, le modèle moyen obtenu est continu mais toujours non linéaire. En fait, il dépend de l'angle d'amorçage des thyristors α référencé par rapport au passage par zéro de la tension de ligne E_1 . Ce modèle permet également de conserver le comportement dynamique du modèle topologique.

A présent que le modèle moyen généralisé est établi il reste à déterminer la loi de commande.

Avec la transformation de PARK choisie, il suffit de contrôler le courant I_q pour contrôler la puissance réactive de sortie du STATCON. Le courant I_d représente, lui, la partie active et donc les pertes du système. La loi de commande portera donc sur le courant réactif I_q . Une étude de ce type de systèmes non linéaires a montré qu'une commande linéaire, telle qu'un PI classique ne peut pas être robuste et performante sur toute la plage de fonctionnement [PE-96.1]. Cela est dû au fait que les zéros complexes du système changent en fonction du point de fonctionnement. On s'impose alors une loi de commande non linéaire et robuste dans le but de contrôler le comportement du courant réactif I_q . Cette loi de commande est basée sur la théorie de linéarisation par rebouclage exacte (linearization via feedback) [IS-89]. L'application de cette théorie au STATCON considéré conduit à l'équation non linéaire IV.14 [PE-96.1].

$$\sin \alpha = \frac{\pi L_S \left(\frac{R_S}{L_S} I_q + \omega I_d + \frac{dI_q}{dt} \right)}{2 V_{dc}} \quad (IV.14)$$

La loi de commande choisie concernant I_q est alors :

$$\frac{dI_q}{dt} = \lambda (I_{qref} - I_q) \quad (IV.15)$$

où λ est un gain correspondant à un régulateur de type proportionnel (P). Ce gain permettra de régler la vitesse de réponse de la commande.

La figure IV.7 donne le synoptique de la commande de I_q .

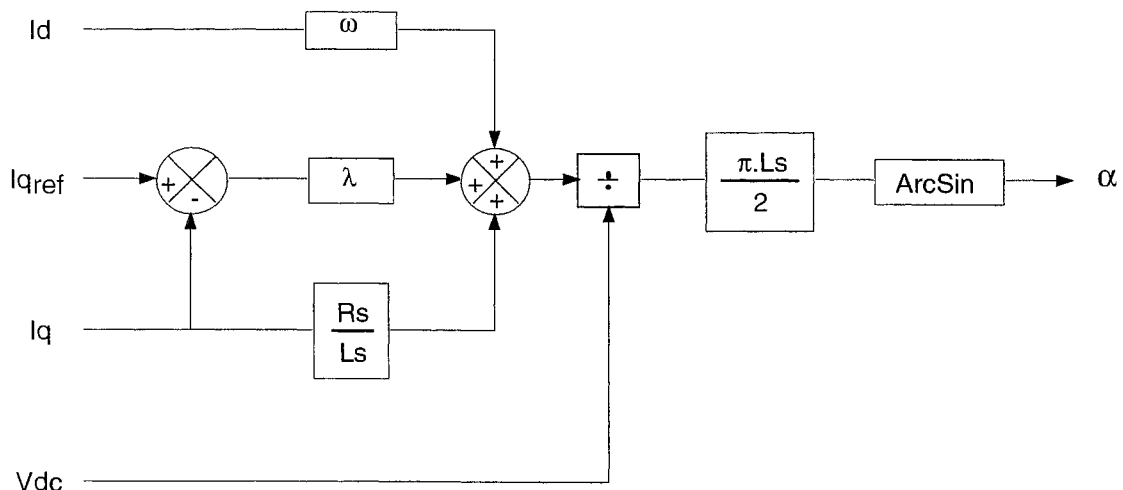


fig. IV.7 : Commande linéarisante

Cette commande représente en fait une boucle interne de courant à laquelle il faut ajouter une boucle externe de tension afin d'obtenir la caractéristique statique du STATCON. Pour cette boucle externe, un régulateur de type PI classique est utilisé. Ceci conduit au synoptique du modèle généralisé moyen avec sa commande (figure IV.8).

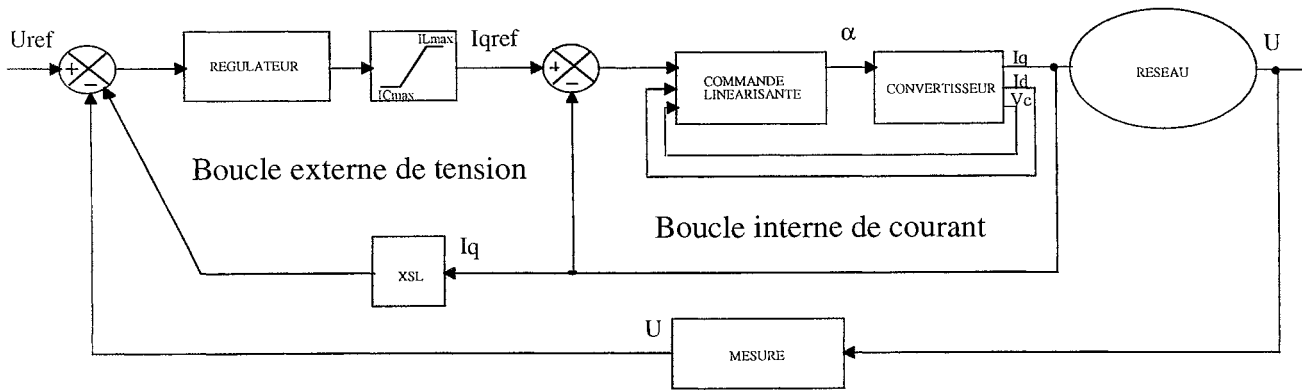


fig. IV.8 : Synoptique du modèle moyen généralisé

* Validation du modèle moyen généralisé :

Les figures IV.10 et IV.11 montrent la validation du modèle moyen généralisé dans EUROSTAG. Pour cela, le réseau simple de la figure IV.9 a été implanté à la fois dans Matrixx et dans EUROSTAG. Ce réseau est constitué d'une charge résistive connectée à un nœud infini, dont la tension est de 1 p.u., par l'intermédiaire d'une ligne impédante. Le STATCON est connecté au nœud de charge.

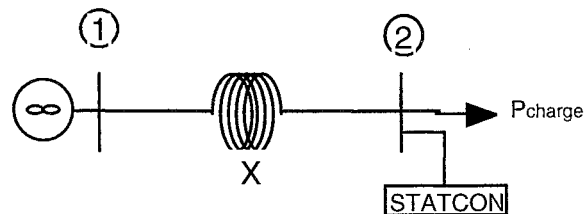


fig. IV.9 : Réseau de validation du modèle moyen généralisé

Le test de validation consiste en un échelon de la charge active dont la puissance passe de 1 p.u. à 2,5 p.u.. Ce test concerne les trois modèles de STATCON présentés et permet ainsi de valider le modèle moyen dans EUROSTAG par rapport au modèle topologique dans Matrixx. De plus, on peut clairement constater la différence importante de comportement entre le modèle de base et le modèle moyen généralisé. Les courbes obtenues à partir de Matrixx d'une part, et d'EUROSTAG d'autre part sont tout à fait semblables mais il existe malgré tout une différence de dynamique non négligeable en ce qui concerne le courant actif I_d . Cela est dû au fait que dans Matrixx, un réseau tel que celui de la figure IV.9 doit contenir des éléments différentiels. Ce problème se pose pour la ligne qui ne peut être complètement impédante. Il faut alors lui rajouter une légère dynamique qui suffit à provoquer les différences constatées.

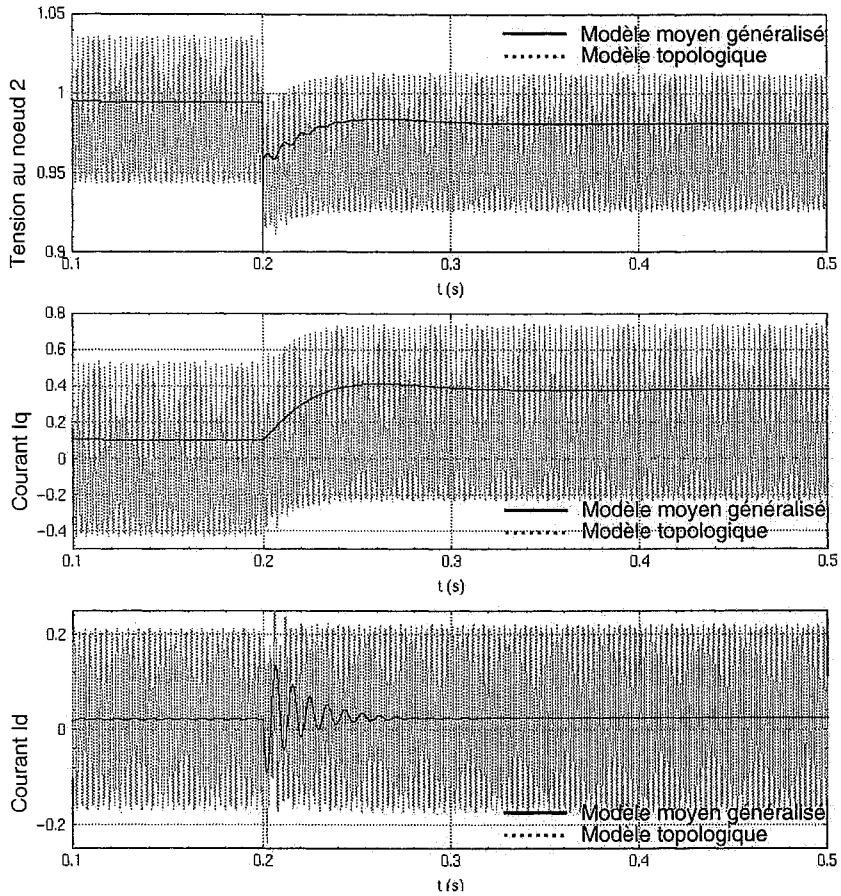


fig. IV.10 : avec Matrixx

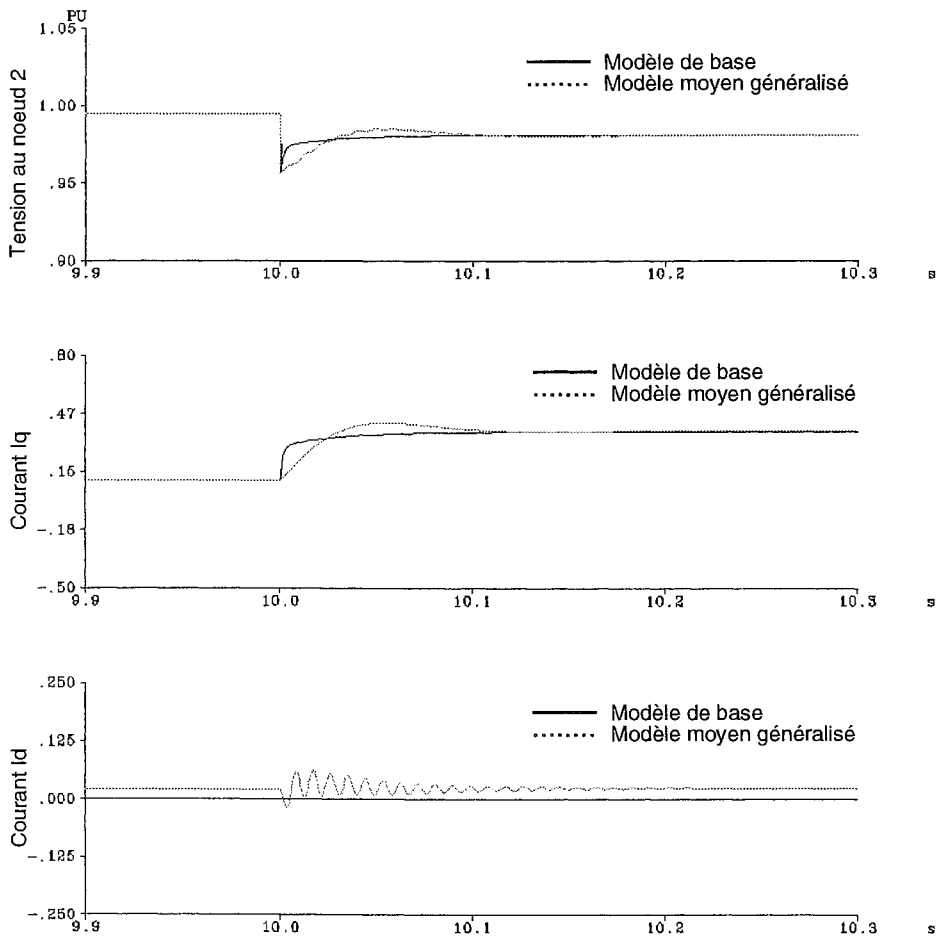


fig. IV.11 : avec EUROSTAG

L'inconvénient majeur du modèle moyen généralisé est que, puisque seul le courant réactif I_Q est contrôlé, le courant actif I_d et la tension continue V_{dc} ont un comportement oscillant. Le courant I_d représentant les pertes du STATCON, ses oscillations se traduisent par l'injection d'oscillations de puissance non négligeables sur le réseau, ce qui peut être gênant. On peut néanmoins atténuer ces oscillations en filtrant le courant I_d en sortie du convertisseur (voir figure IV.8) et avant de le reboucler sur la commande linéarisante.

IV.2.2) Présentation du réseau New-England

Ce réseau est celui de la figure IV.12 :

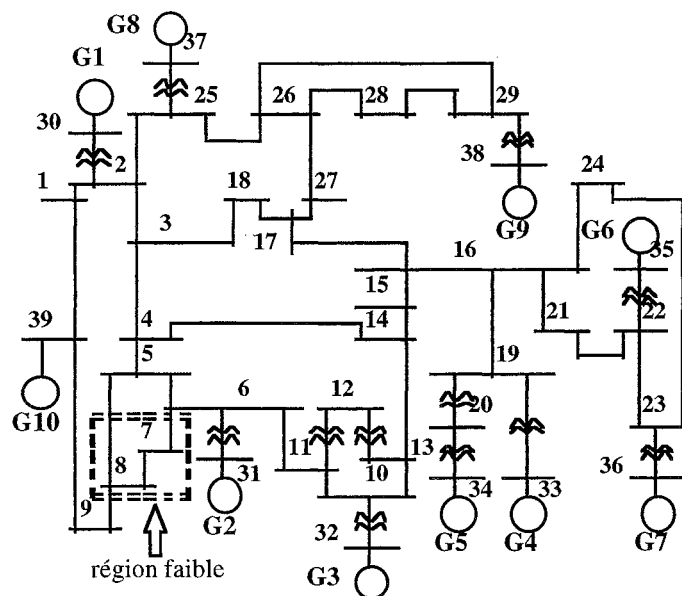


fig. IV.12 : réseau New-England

Comme nous pouvons le constater, le réseau New-England comprend 10 générateurs pour 39 nœuds, ce qui est beaucoup et il est, de plus, fortement maillé. Ce système est donc, à priori, très stable.

IV.2.2.1) Modèle dynamique des générateurs [EU-95]

La modélisation des machines synchrones se fait suivant la théorie classique de PARK. Dans le modèle proposé, le rotor est représenté par 2 enroulements équivalents : l'enroulement d'excitation dans l'axe direct et un amortisseur dans l'axe en quadrature. La saturation des circuits magnétiques n'est pas prise en compte et le transformateur de couplage de l'alternateur sur le réseau est modélisé indépendamment (cf § IV.2.2.2). L'approximation classique $\omega = \omega_0$ n'a pas été effectuée (ω_0 : pulsation nominale du réseau, ω : vitesse de rotation électrique de l'alternateur exprimée par rapport à ω_0) dans la programmation de ce modèle. Les flux internes de la machine sont donc sensibles à la fréquence du réseau. Néanmoins, dans le but de simplifier le déroulement des calculs, nous allons réaliser cette approximation. Toutes les grandeurs utilisées dans ces mêmes calculs sont exprimées en p.u.. Le schéma équivalent de l'alternateur dans le repère (d, q) est le suivant (figure IV.13) :

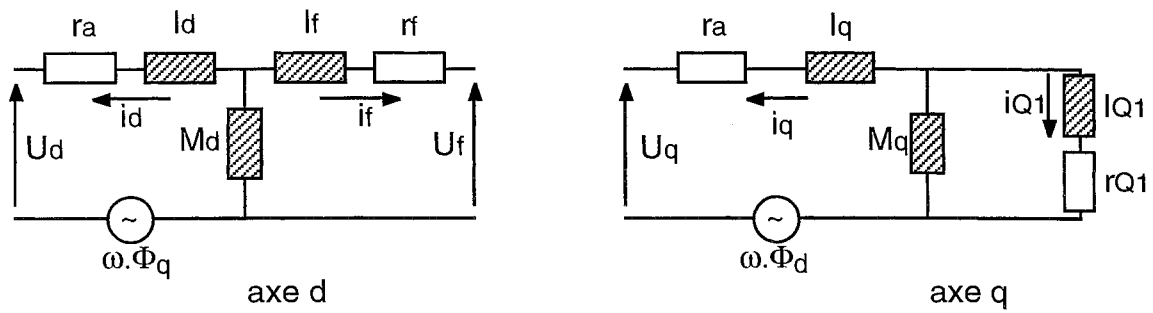


fig. IV.13 : Schéma équivalent de l'alternateur

Convention de signe : convention alternateur

Les indices désignent les enroulements suivant :

- d : enroulement statorique d'axe direct
- q : enroulement statorique d'axe en quadrature
- f : enroulement rotorique d'excitation
- Q₁ : amortisseur d'axe en quadrature

Les éléments du schéma équivalent sont alors :

- r_a : résistance d'armature
- l_d : inductance de fuite statorique d'axe direct
- M_d : mutuelle d'axe direct
- l_f, r_f : inductance de fuite et résistance de l'enroulement d'excitation
- l_q : inductance de fuite statorique d'axe en quadrature (égale à l_d)
- M_q : mutuelle d'axe en quadrature
- l_{Q1}, r_{Q1} : inductance de fuite et résistance de l'amortisseur d'axe en quadrature
- ωΦ_d, ωΦ_q : force électromotrice de la vitesse de rotation d'axe direct et en quadrature

L'équation matricielle suivante représente les équations magnétiques de l'alternateur, d'après le schéma équivalent de la figure IV.13. On définit ainsi les flux, notés Φ, coupés par les différents enroulements.

$$\begin{bmatrix} \Phi_d \\ \Phi_f \\ \Phi_q \\ \Phi_{Q1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_d + l_d & M_d & 0 & 0 \\ M_d & M_d + l_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & M_q + l_q & M_q \\ 0 & 0 & M_q & M_q + l_{Q1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_f \\ i_q \\ i_{Q1} \end{bmatrix} \quad (\text{IV.16})$$

A partir du schéma équivalent et des équations magnétiques, on peut écrire les équations de PARK :

$$\begin{aligned} u_d &= -r_a i_d + \omega \Phi_q - l_d \frac{di_d}{dt} - M_d \frac{d}{dt} (i_d + i_f) \\ u_f &= r_f i_f + l_f \frac{di_f}{dt} + M_d \frac{d}{dt} (i_d + i_f) \\ u_q &= -r_a i_q - \omega \Phi_d - l_q \frac{di_q}{dt} - M_q \frac{d}{dt} (i_q + i_{Q1}) \end{aligned}$$

$$0 = r_{Q1} i_{Q1} + l_{Q1} \frac{d i_{Q1}}{dt} + M_q \frac{d}{dt} (i_q + i_{Q1})$$

Ou encore :

$$\begin{aligned} u_d &= -r_a i_d + \omega \Phi_q - \dot{\Phi}_d \\ u_f &= r_f i_f + \dot{\Phi}_f \\ u_q &= -r_a i_q - \omega \Phi_d - \dot{\Phi}_q \\ 0 &= r_{Q1} i_{Q1} + \dot{\Phi}_{Q1} \end{aligned} \quad (IV.17)$$

On effectue alors l'approximation classique consistant à négliger les forces électromotrices de transformation (représentées par $\dot{\Phi}_d$ et $\dot{\Phi}_q$) devant les forces électromotrices de la vitesse de rotation (représentées par $\omega \Phi_d$ et $\omega \Phi_q$). De plus, on a la relation suivante (en p.u.) :

$$E_{fd} = M_{dv} \cdot i_f$$

avec E_{fd} : tension d'excitation u_f vue du stator
 M_{dv} : inductance de couplage dans l'axe direct

Cette relation est valable lorsque la machine tourne à vide à sa vitesse nominale.

On a également
$$u_f = -\frac{r_f}{M_{dv}} E_{fd}$$

Le signe - permet d'avoir un signal de sortie du régulateur de tension d'excitation positif.

Le système d'équations IV.17 devient alors :

$$\begin{aligned} u_d &= -r_a i_d + \omega \Phi_q \\ -\frac{r_f}{M_{dv}} E_{fd} &= r_f i_f + \dot{\Phi}_f \\ u_q &= -r_a i_q - \omega \Phi_d \\ 0 &= r_{Q1} i_{Q1} + \dot{\Phi}_{Q1} \end{aligned}$$

Afin de rendre ces équations programmables, nous allons les écrire sous la forme $\dot{y} = f(x, y)$.

Pour ce faire, nous conservons comme variables d'état Φ_f et Φ_{Q1} , comme variables de liaison avec le réseau i_d et i_q et nous éliminons les variables Φ_d , Φ_q , i_f et i_{Q1} . Après calculs, le résultat final est donné ci-après :

$$\begin{aligned} \dot{\Phi}_f &= \frac{r_f}{l_f^2} L''_{MD} \Phi_f + \frac{r_f}{l_f} L''_{MD} i - \frac{r_f}{M_{dv}} E_{fd} \\ \dot{\Phi}_{Q1} &= \frac{r_{Q1}}{l_{Q1}} \left(\frac{L'_{MQ}}{l_{Q1}} - 1 \right) \Phi_{Q1} + \frac{r_{Q1}}{l_{Q1}} L'_{MQ} i_q \end{aligned}$$

$$-l_q \omega i_q - \omega \left(\frac{L'_{MQ}}{l_{Q1}} \Phi_{Q1} + L'_{MQ} i_q \right) + u_d = 0 \quad (\text{IV.18})$$

$$l_d \omega i_d + \omega \left(\frac{L''_{MD}}{l_f} \Phi_f + L''_{MD} i_d \right) + u_q = 0$$

Avec

$$\frac{1}{L''_{MD}} = \frac{1}{M_d} + \frac{1}{l_f}$$

$$\frac{1}{L'_{MQ}} = \frac{1}{M_q} + \frac{1}{l_{Q1}}$$

On peut noter que dans la formulation programmée dans EUROSTAG, les tensions u_d et u_q , exprimées dans le repère (d, q) subissent un changement de repère afin de les exprimer dans le repère complexe du réseau (R, I) (réel imaginaire). Ce changement de repère est formulé de la façon suivante

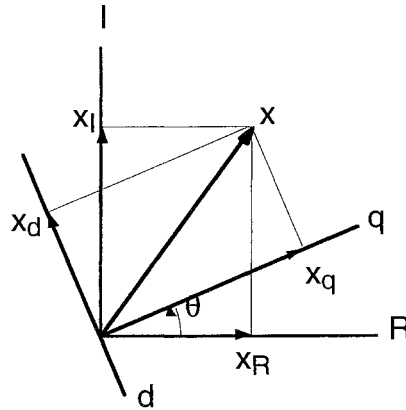


fig. IV.14 : Changement de repère

On a $\begin{pmatrix} x_R \\ x_I \end{pmatrix} = A \begin{pmatrix} x_d \\ x_q \end{pmatrix}$ avec $A = \begin{pmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \sin(\theta) \end{pmatrix}$

On peut alors remplacer u_d et u_q dans le système d'équations IV.18 par :

$$u_d = \sin(\theta) U_R - \cos(\theta) U_I$$

$$u_q = \cos(\theta) U_R + \sin(\theta) U_I$$

avec $U = U_R + jU_I$: tension aux bornes du stator dans le repère (R, I) du réseau.

Remarque : Le modèle complet de l'alternateur qui est programmé dans EUROSTAG est, en fait, plus complexe que celui décrit par le système d'équations IV.18. Pour le modèle complet, le rotor est représenté par 4 enroulements équivalents : l'enroulement d'excitation et un amortisseur dans l'axe direct avec couplage magnétique entre ces deux enroulements et deux amortisseurs dans l'axe en

quadrature. Cependant, comme deux de ces enroulements ne sont pas pris en compte dans la modélisation des machines du réseau New-England (l'amortisseur d'axe direct et le second amortisseur d'axe en quadrature), nous les avons supprimés du schéma équivalent de la figure IV.13, ce qui a donné pour résultat le système d'équations IV.18.

IV.2.2.2) Modèle de transformateur

Les transformateurs utilisés dans le réseau New-England ont tous un rapport de transformation réel fixe. Ils ont tous le même modèle et le schéma équivalent est celui de la figure IV.15.

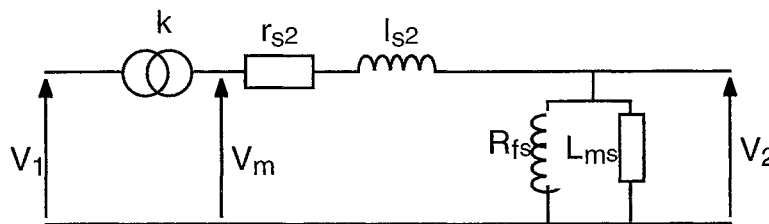


fig. IV.15 : Schéma équivalent du transformateur

- avec
- $k = \frac{V_m}{V_1}$: rapport de transformation du transformateur idéal.
 - r_{s2}, l_{s2} : résistances et inductances de fuites des enroulements primaires et secondaires ramenés au secondaire.
 - R_{fs}, L_{ms} : résistance correspondant aux pertes fer et inductance magnétisante ramenées au secondaire.

Ce modèle étant classique, nous n'irons pas plus loin dans sa description.

IV.2.2.3) Modèles de charges [EU-95]

Le calcul de répartition de charge conduit à un modèle statique de la charge représenté par les puissances actives et réactives consommées P_L et Q_L et produites P_G et Q_G .

Le modèle général de charge répond à l'équation : $S(t) = P(t) + jQ(t)$

Deux modélisations sont alors proposées et nous utiliserons ces deux modèles pour les simulations.

IV.2.2.3.1) *Modèle standard de charge passive*

Les équations de ce modèle sont :

$$\begin{aligned}
 P(t) &= (P'_L(t) - P'_G) \left(\frac{|U|}{|U_0|} \right)^\alpha \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\gamma \\
 Q(t) &= (Q'_L(t) - Q'_G) \left(\frac{|U|}{|U_0|} \right)^\beta \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\delta
 \end{aligned}
 \tag{IV.19}$$

avec :

- $|U|$: module de la tension au noeud considéré
- $|U_0|$: module de la tension initiale au noeud considéré
- ω_0 : pulsation initiale

Les coefficients α , β , γ et δ permettent de préciser la dépendance éventuelle des charges par rapport à la tension et à la fréquence et peuvent être spécifiés pour chaque noeud.

$P'_L(t)$, $Q'_L(t)$, P'_G , Q'_G représentent les puissances actives et réactives consommées et produites lors de la simulation dynamique.

Les charges peuvent évoluer temporellement de la façon suivante :

$$\begin{aligned} P'_L(t) &= P'_L(t_0) + A_p(t - t_{p1}) \\ Q'_L(t) &= Q'_L(t_0) + A_q(t - t_{q1}) \end{aligned} \quad (IV.20)$$

où

- $P'_L(t_0)$, $Q'_L(t_0)$: charges initiales données par le résultat du calcul de répartition
- A_p (MW/s), A_q (MVAR/s) : coefficients d'évolution temporelle spécifiés par l'utilisateur
- t_{p1} , t_{q1} : derniers instants de modification des lois

Un cas particulier de ce modèle est le cas où $\alpha = \beta = 2$ et $\gamma = \delta = 0$

Il s'agit du modèle impédant et c'est celui que nous avons choisi pour effectuer les simulations car c'est le modèle le plus couramment utilisé dans les études de réseaux de transport.

IV.2.2.3.2) Modèle dynamique de charge passive

Cette modélisation permet d'inclure dans le comportement de la charge la réaction des transformateurs à régulateurs en charge (non explicitement modélisés). Elle permet de rendre le modèle robuste aux courts-circuits et d'avoir un comportement réaliste en cas d'écroulement de tension. Les équations de ce modèle sont les suivantes :

$$\begin{aligned} P(t) &= (P'_L(t) - P'_G) \left(\frac{|U|}{|U_{filtre}|} \right)^2 \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\gamma \\ Q(t) &= (Q'_L(t) - Q'_G) \left(\frac{|U|}{|U_{filtre}|} \right)^2 \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\gamma \end{aligned} \quad (IV.21)$$

La tension U_{filtre} est obtenue de la façon suivante :

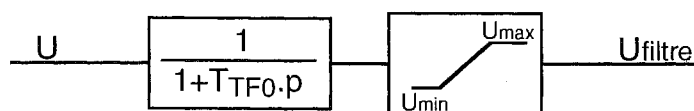


fig. IV.16 : Calcul de U_{filtre}

où T_{TF0} est la constante de temps équivalente correspondant aux temporisations de changement de plot des transformateurs. U_{\min} et U_{\max} sont les valeurs minimale et maximale des plages de réglage des transformateurs.

Les fonctions d'évolution temporelle $P'_L(t)$ et $Q'_L(t)$ sont identiques à celles du modèle standard. Dans le cadre de nos simulations, nous avons pris pour ce modèle $\gamma = \delta = 0$ afin de pouvoir observer le comportement déstabilisant des transformateurs à régulateurs en charge et de comparer avec les charges impédantes standard définies précédemment. De plus, pour les simulations, nous avons pris les valeurs suivantes :

$$T_{TF0} = 30 \text{ s}$$

$$U_{\min} = 0,95 \text{ p.u.}$$

$$U_{\max} = 1,07 \text{ p.u.}$$

IV.2.3) Positionnement et dimensionnement des FACTS et PSS

EUROSTAG ne possède pas d'indicateurs de stabilité statique type Glavtsh-Kessel. Par contre, durant une simulation dynamique, le logiciel peut donner les valeurs propres du système à tout instant, selon la volonté de l'utilisateur.

D'après l'annexe II, ces valeurs propres devraient nous permettre d'analyser la stabilité dynamique du réseau mais, hélas, elles sont inexploitable dans la version actuelle du programme, car elles sont non nominatives et données par ordre croissant de leur module. Nous avons dû alors nous contenter d'adapter un critère de stabilité basé sur le module de la tension. C'est à dire que, dans ce cas, la région faible du réseau est constituée des noeuds ayant le plus bas niveau de tension. Pour un état de charge initial donné du réseau, ce critère n'est qu'à moitié satisfaisant car, comme nous l'avons vu dans le chapitre II, un noeud avec un haut niveau de tension peut très bien être instable et réciproquement. Néanmoins, nous n'avons pas d'autre alternative et la zone fragile est alors constituée des noeuds 7 et 8 (voir figure IV.12).

IV.2.3.1) Dispositifs FACTS shunt

Le point fort des systèmes FACTS shunt étant le support de la tension, nous placerons le SVC et le STATCON sur le noeud de la zone fragile ayant la plus basse tension, c'est à dire le noeud 8. Le dimensionnement en puissance du SVC a été effectué de la même façon que pour l'étude statique du chapitre II, ce qui, compte tenu des puissances mises en jeu, donne une puissance réactive nominale du SVC de -240 / +160 MVAR [IE-93]. Pratiquement, nous avons décomposé ce SVC de forte puissance en 4 compensateurs identiques de puissance nominale - 60 / +40 MVAR placés en parallèle au noeud 8. Bien qu'il n'existe pas, à l'heure actuelle, de STATCON de puissance nominale aussi élevée, nous l'avons également dimensionné à -240 / +160 MVAR en le partageant en 4 compensateurs identiques afin de pouvoir faire la comparaison de ses performances avec celles du SVC. En effet, les tests avec le SVC ont été réalisés avant que nous ayons introduit le STATCON dans

EUROSTAG [PE-96.2], nous avons alors refait les mêmes tests en y incluant le STATCON et donc dans les mêmes conditions.

IV.2.3.2) Dispositif FACTS série

La zone fragile est alimentée par trois lignes. Les lignes 5-8 et 6-7 se partagent 81 % de la puissance transmise aux noeuds 7 et 8 et seulement 19 % de cette puissance est fournie par la ligne 9-8. C'est pourquoi nous avons placé le compensateur série sur cette ligne. Le TCSC compense alors 80 % de la réactance de la ligne 9-8. Nous rappelons que la commande du TCSC est faite "manuellement" dans l'état actuel de son modèle dynamique et cette absence de régulation aura une répercussion certaine sur les résultats des simulations.

Les éléments du TCSC sont déterminés de la même façon que dans le chapitre II. Le TCSC possède une compensation de fixe de 60 % de l'impédance Z_{ligne} de la ligne 8-9. On calcule donc la réactance du condensateur comme suit :

$$Z_{\text{ligne}} = 0,0363 \text{ p.u.} \quad \text{et} \quad X_C(180^\circ) = \frac{1}{C\omega} = Z_{\text{ligne}} \cdot 0,6 = 0,0218 \text{ p.u.}$$

On choisit le point de résonance du TCSC à $\alpha_r = 100^\circ$ (voir chapitre III). On rappelle qu'à la résonance, on a :

$$L\omega = \frac{2/\pi}{C\omega} \left(\pi - \alpha_r + \frac{\sin 2\alpha_r}{2} \right)$$

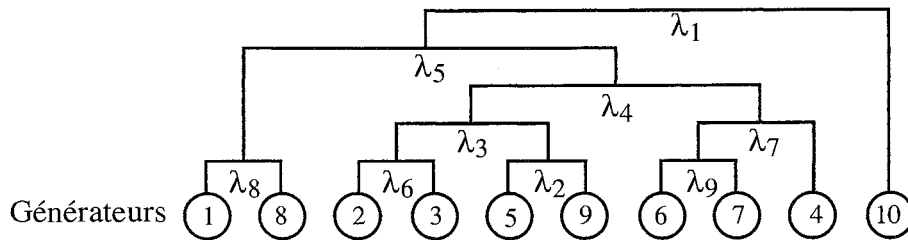
On en déduit alors la réactance de la bobine du TCSC : $L\omega = 0,017 \text{ p.u.}$

IV.2.3.3) Amortisseur d'oscillation de puissance (PSS)

Pour le positionnement et le réglage des PSS, nous avons utilisé, dans un premier temps, des méthodes présentées dans l'annexe II. Les méthodes de positionnement des PSS font appel aux valeurs propres de la matrice d'état A du système. Ici se pose un problème qui va nous handicaper pour la suite de l'étude : le logiciel EUROSTAG donne à tout instant voulu par l'utilisateur, la liste de toutes les valeurs propres du système. Malheureusement, cette liste est non-nominative, c'est à dire que les valeurs numériques des valeurs propres sont données, mais sans que soit précisé ce à quoi elles sont rattachées (machine, groupe de machines, etc...). Il est donc très difficile d'identifier ces valeurs propres. De ce fait, l'application des méthodes de réglage des PSS n'a pas toujours donné des résultats satisfaisants, c'est pourquoi nous avons dû leur apporter des modifications, le plus souvent de façon expérimentale. Nous avons alors pu contourner en partie ce problème et obtenir malgré tout des résultats intéressants bien qu'ils ne soient pas forcément optimisés. Les PSS ne seront implantés que sur les générateurs du réseau New-England car nous avons manqué de temps pour étendre l'étude aux systèmes FACTS. Ceci pourra être développé ultérieurement.

IV.2.3.3.1) Positionnement des PSS

Pour implanter des PSS sur le réseau New-England, la première étape consiste à déterminer les modes d'oscillations. On rappelle que pour un réseau comprenant n générateurs, il existe $n-1$ modes d'oscillation entre les machines ou groupes de machines. Le réseau New-England en possède donc 9. Dans ce cadre, deux études ont été menées, l'une par Ostojic [OS-88, OS-91] et l'autre par Hiyama [HI-81, HI-83] et les résultats obtenus sont similaires. Nous utiliserons les résultats d'Ostojic qui a dégagé la "géographie" des modes d'oscillation de ce réseau comme indiqué sur la figure IV.17.



λ_i : modes d'oscillations

fig. IV.17 : Géographie des modes d'oscillations pour le réseau New-England

Ce graphe a été obtenu en utilisant la méthode des facteurs de couplage décrite dans l'annexe II. Nous pouvons conserver cette géographie car même si la fréquence et surtout le taux d'amortissement des modes d'oscillation varient avec l'état de charge du réseau, les machines oscillant "naturellement" entre elles continueront à le faire quelque soit le niveau de charge. Il faut cependant que ce dernier ne soit pas complètement incohérent par rapport à celui utilisé par Ostojic.

Les valeurs propres associées aux modes d'oscillations définis sur la figure IV.17 peuvent être extirpés de la liste fournie par EUROSTAG en considérant que ces modes correspondent à des fréquences supérieures à 0,5 Hz (pour le réseau considéré). Les valeurs propres associées sont alors les seules à avoir une partie imaginaire supérieure à 3,14 rad/s. Les 9 valeurs propres correspondant aux 9 modes d'oscillation sont les suivantes :

Valeur propre	Fréquence d'oscillation (Hz)	Taux d'amortissement
$-0,436 + j 8,748$	1,39	0,050
$-0,421 + j 8,981$	1,43	0,047
$-0,319 + j 8,612$	1,37	0,037
$-0,284 + j 7,239$	1,15	0,039
$-0,278 + j 3,695$	0,63	0,070
$-0,249 + j 6,072$	0,97	0,041
$-0,243 + j 6,900$	1,10	0,035
$-0,199 + j 5,963$	0,95	0,033
$-0,039 + j 7,087$	1,13	0,005

fig. IV.18 : Valeurs propres correspondant aux modes d'oscillation

Nous disposons donc des fréquences d'oscillations des modes (en divisant les parties imaginaires des valeurs propres par 2π) ainsi que de leurs taux d'amortissement (voir annexe II). Néanmoins, nous ne pouvons toujours pas identifier la valeur propre associée à un mode d'oscillation donné. Par contre, considérant que les modes d'oscillation ont une fréquence comprise entre 0,2 et 0,8 Hz pour les modes inter-régions et entre 0,8 et 1,8 Hz pour les modes locaux, on peut supposer, d'après le tableau de la figure IV.18 que 8 modes du réseau New-England sont locaux et un seul est un mode inter-régions. Ceci est donné sous toutes réserves car les valeurs indiquées ci-dessus pour les fréquences des modes locaux et inter-régions sont des valeurs typiques et peuvent donc varier suivant les cas. Cependant, il est logique de penser que la valeur propre $-0,278 + j 3,695$ (fréquence d'oscillation 0,65 Hz) correspond au mode inter-régions λ_1 (voir figure IV.17) qui traduit le fait que la machine 10 oscille avec toutes les autres machines du réseau. En effet, dans le réseau New-England, la machine 10 représente un sous-réseau (sa constante d'inertie est 12 fois supérieure à celle des autres machines et sa puissance est double). Dans certaines études [HI-83], cette même machine est assimilée à un noeud infini, ce qui est bien représentatif d'un réseau connecté au New-England par le noeud 39.

Une fois les modes d'oscillation déterminés, la seconde étape du positionnement des PSS peut s'envisager selon deux démarches possibles :

- Celle adoptée par certains (voir annexe II) qui consiste à n'amortir que le mode d'oscillation critique. Le mode critique est celui dont la valeur propre à sa partie réelle positive ou la plus proche de 0 par valeur négative (mode le moins stable). Nous ne pouvons pas utiliser cette approche car il ne nous est pas possible, avec la version actuelle d'EUROSTAG, d'identifier les machines correspondant à ce mode.
- Celle que nous adoptons [OS-91] qui consiste à implanter un PSS sur un nombre déterminé de machines afin d'amortir le plus grand nombre de modes d'oscillation possible. En utilisant les résultats obtenus par Ostojic, nous placerons donc des PSS sur les machines 3, 7, 8 et 9 (voir figure IV.17).

IV.2.3.3.2) Réglage des PSS

On rappelle la fonction de transfert d'un PSS (équation A.II.36) qui utilise la vitesse de la machine en entrée :

$$G_{pss_{\omega}}(s) = Ks \cdot \frac{T_w \cdot s}{1 + T_w \cdot s} \cdot \frac{(1 + s \cdot T_1) \cdot (1 + s \cdot T_3)}{(1 + s \cdot T_2) \cdot (1 + s \cdot T_4)} \cdot FILTRE(s)$$

Nous avons tout d'abord essayé d'effectuer le réglage des quatre PSS (avec vitesse de la machine en entrée) implantés sur le réseau New-England de façon coordonnée [OS-91] afin d'optimiser l'amortissement des oscillations de puissance. Les résultats obtenus n'ayant pas été convaincants, après plusieurs séries de tests, nous avons choisi d'utiliser des PSS ayant la puissance de la machine en entrée et de régler chaque PSS de façon indépendante. Dans ce cas, l'approche conseillée [LA-81] est de considérer la puissance comme la dérivée de la vitesse et d'appliquer les mêmes concepts que pour un PSS à vitesse en entrée. La démarche permettant de régler un PSS ayant pour fonction de transfert $G_{pss_{\omega}}(s)$ est décrite dans l'annexe II. La compensation de phase et le réglage du gain sont obtenus en

suivant les règles simples énoncées par Larsen et Swann [LA-81]. Une fois que le PSS à vitesse en entrée est réglé, on peut passer au PSS à entrée en puissance en modifiant la fonction de transfert de la façon suivante :

$$G_{pss_p}(s) = \frac{G_{pss_\omega}(s)}{s} \quad (IV.22)$$

avec $G_{pss_p}(s)$: fonction de transfert du PSS à puissance en entrée

Nous ne détaillerons ici que le réglage du PSS implanté sur la machine 3, le procédé est analogue en ce qui concerne les trois autres PSS.

* *Compensation du retard de phase*

- Les bornes du limiteur sont $V_{s_{\min}} = -0,1$ p.u. et $V_{s_{\max}} = 0,1$ p.u.. Ce sont des valeurs typiques.
- La constante de temps de l'étage "washout" est $T_w = 1$ s qui est également une valeur typique pour la compensation des modes locaux.
- Le filtre a pour fonction de transfert :

$$FILTRE(s) = \frac{1}{1 + 0,064 s + 4 \cdot 10^{-3} s^2}$$

Il permet (combiné avec les autres éléments de la fonction de transfert $G_{pss_p}(s)$) de couper les fréquences supérieures à 3,5 Hz.

- Les constantes de temps T_1 , T_2 , T_3 et T_4 sont calculées de façon à obtenir le diagramme de Bode (gain) asymptotique suivant [LA-81] :

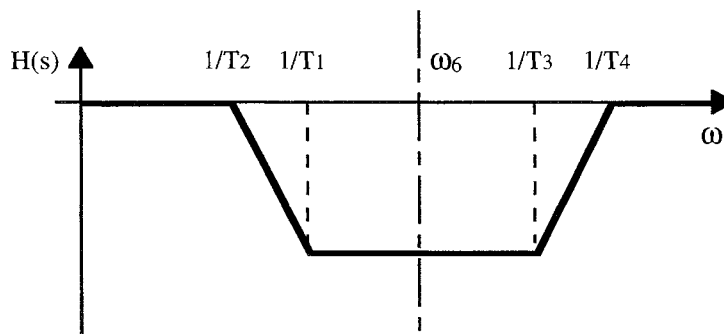


fig. IV.19 : Diagramme de Bode pour le calcul des constantes de temps

avec
$$H(s) = \frac{(1 + s.T_1).(1 + s.T_3)}{(1 + s.T_2).(1 + s.T_4)}$$

ω_6 : pulsation du mode local λ_6

On calcule tout d'abord T_1 et T_3 de façon à centrer la pulsation du mode local considéré entre les pulsations correspondantes $1/T_1$ et $1/T_3$. Nous choisissons de compenser en premier lieu le mode local λ_6 (voir figure IV.17), ce qui nous donne la relation suivante :

$$\omega_6^2 = \frac{1}{T_1 \cdot T_3} \quad (\text{IV.23})$$

On essaye ensuite d'englober un ou plusieurs autres modes situés en amont dans l'arbre géographique de la figure IV.17 dans la plage $[1/T_1, 1/T_3]$. On choisit alors $T_1 = \frac{\sqrt{2}}{\omega_3}$ ou même $T_1 = \frac{\sqrt{2}}{\omega_4}$ si les fréquences des modes d'oscillation correspondants sont proches, ce qui est le cas pour notre étude. Le fait d'introduire un facteur $\sqrt{2}$ dans le calcul de T_1 assure que la pulsation ω_3 ou ω_4 sera bien comprise dans la plage $[1/T_1, 1/T_3]$. En introduisant le calcul de T_1 dans l'équation IV.23, on détermine la constante de temps T_3 .

Les constantes T_2 et T_4 sont également calculées de façon à être symétriques par rapport à la pulsation du mode λ_6 d'où :

$$\omega_6^2 = \frac{1}{T_2 \cdot T_4}$$

Dans le cas du réseau New-England, nous avons fixé de façon expérimentalement $T_2 = 3 \cdot T_1$, ce qui permet de respecter la règle [LA-81] préconisant une sous-compensation de 20° pour la pulsation du mode local λ_6 que l'on veut compenser en premier.

Cette procédure est effectuée pour chaque PSS, ce qui donne le tableau de valeurs suivant :

	T1	T2	T3	T4
PSS 3	0,2305	0,6915	0,0814	0,0271
PSS 7	0,2072	0,6216	0,0680	0,0223
PSS 8	0,1969	0,5907	0,0794	0,0265
PSS 9	0,2239	0,6717	0,1241	0,0414

fig. IV.20 : Constantes de temps des PSS

Remarque : Nous avons pu constater que pour calculer les différentes constantes de temps, il est nécessaire de connaître les pulsations des modes d'oscillation que l'on veut compenser. Cela signifie que l'on doit connaître les valeurs propres associées aux modes considérés. Comme cela n'est pas possible avec EUROSTAG, nous avons utilisé les valeurs propres calculées par Ostojic [OS-88] pour le même réseau en supposant que l'état de charge entre son étude et la notre est peu différent (cela se justifie car les fréquences d'oscillations que nous obtenons sont très proches de celles trouvées par Ostojic).

Cette méthode de compensation de phase ne nous a pas non plus donné satisfaction lorsque nous avons testé les PSS ainsi réglés (indépendamment du réglage du gain que nous allons voir plus loin). Nous avons alors décidé de modifier la méthode de compensation de phase en se servant d'un PSS décrit par la fonction de transfert $G_{pss_\omega}(s)$ (vitesse en entrée) et en lui imposant la puissance de la machine en entrée. Il a alors suffi de régler la phase du PSS de façon adaptée. On rappelle tout

d'abord qu'un PSS qui fonctionne en compensation exacte doit produire, via l'excitation de la machine, une composante de couple électrique en phase avec les variations de vitesse. Cela veut dire que la compensation de phase parfaite d'un mode d'oscillation se traduit par une phase égale (pour la fonction de transfert $\frac{\Delta T_e}{\Delta \omega}$, voir figure annexe III, figure A.III.3) à :

- 0° pour un PSS à vitesse en entrée.
- -90° pour un PSS à puissance en entrée (d'après l'équation IV.22)

Et ce, à la fréquence du mode d'oscillation considéré. Le PSS doit donc compenser le déphasage introduit par le système (régulation de la machine, machine, réseau, etc...) à cette fréquence. Or, il ne nous est pas possible de déterminer le diagramme de Bode du système entier. Nous ne pouvons donc pas connaître les phases à compenser pour chaque mode d'oscillation. Il nous a fallu encore une fois utiliser l'expérimentation pour obtenir un diagramme de Bode de chaque PSS qui permette un amortissement correct des oscillations de puissance. Pour ce faire, nous avons conservé les constantes de temps T_w , T_1 , T_2 , T_3 et T_4 calculées précédemment et nous avons modifié le filtre FILTRE(s) en diminuant sa fréquence de coupure. On a alors :

$$FILTRE(s) = \frac{1}{1 + 0,064 s + 0,025 s^2}$$

Le diagramme de Bode de la fonction de transfert du PSS (gain KS non compris) de la machine 3 est donné figure IV.21.

** Réglage du gain*

Un seul PSS est réglé à la fois, les autres ne sont pas connectés. Le gain est augmenté progressivement jusqu'à l'apparition de l'instabilité et il est ensuite divisé par un coefficient. La référence [LA-81] préconise un rapport 8 en précisant que cette valeur n'est pas toujours adaptée. Nous avons pu, en effet, constater que pour ce coefficient, notre réseau était instable. On peut rappeler que cette valeur était fournie pour le réglage d'un seul PSS avec une machine connectée à un noeud infini. Cela ne prend pas en compte l'éventuelle action déstabilisante d'un PSS sur les modes d'oscillation pour lesquels il n'est pas réglé. Afin d'obtenir de bons résultats, les gains des PSS à l'apparition de l'instabilité ont été divisés par 19, valeur empirique déterminée par des séries de tests concernant des défauts qui produisent des oscillations. Là encore, il aurait été intéressant de pouvoir disposer des valeurs propres des modes d'oscillation afin d'analyser le comportement de leur partie réelle en fonction des gains des PSS. Cela aurait peut être permis d'optimiser un peu plus le réglage. Les gains des quatre PSS utilisés sont donnés dans le tableau de la figure IV.22.

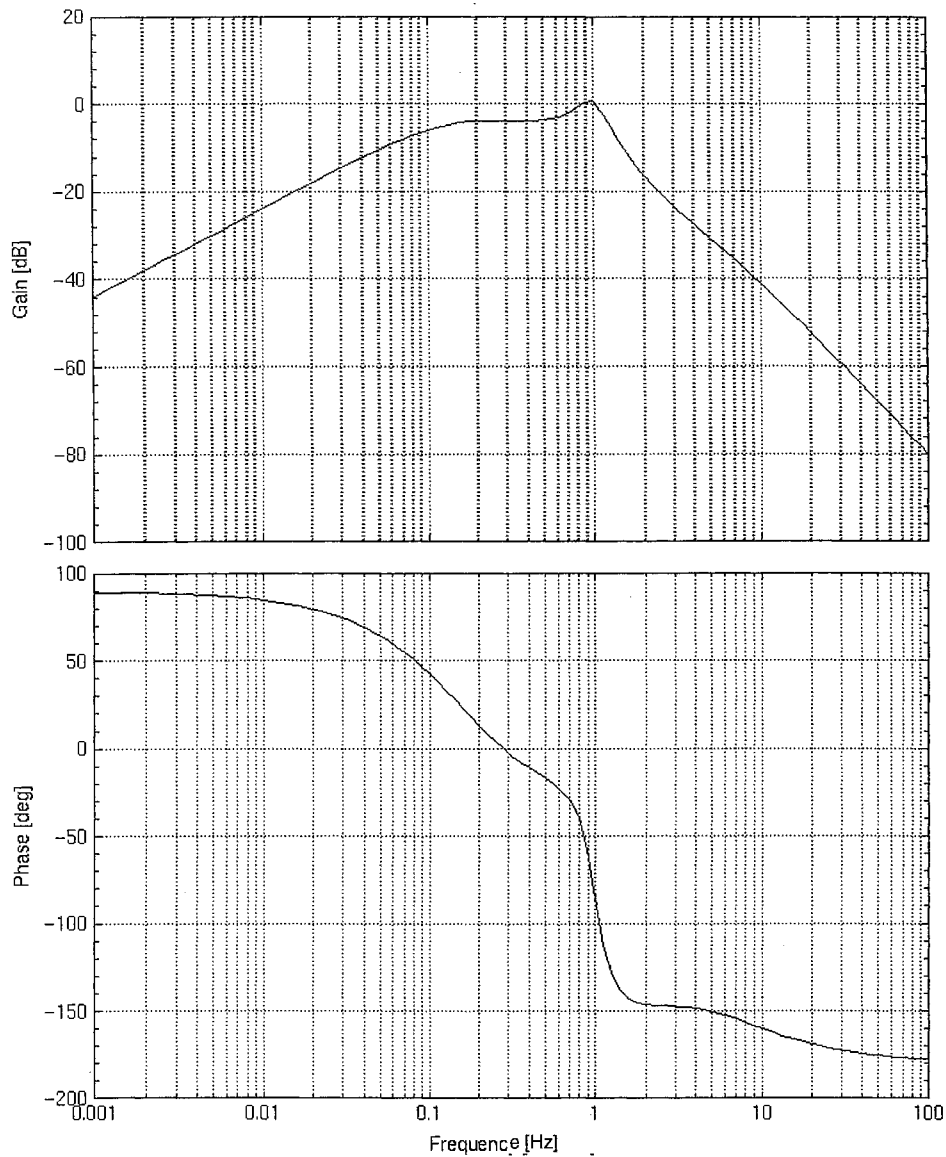


figure IV.21 : Diagramme de Bode - PSS de la machine 3

	KS
PSS 3	0,395
PSS 7	0,375
PSS 8	0,435
PSS 9	0,130

fig. IV.22 : Gains des PSS

Les nouvelles valeurs propres associées aux 9 modes d'oscillations du réseau et obtenues après le réglage des PSS sont données dans le tableau de la figure IV.23. A ces 9 valeurs s'ajoutent 4 valeurs propres supplémentaires dues à l'introduction des PSS et dont la partie imaginaire est supérieure à 3,14 rad/s.

Valeur propre	Fréquence d'oscillation (Hz)	Taux d'amortissement
-1,19 + j 8,75	1,39	0,137
-1,03 + j 5,83	0,93	0,174
-0,84 + j 6,75	1,07	0,123
-0,66 + j 5,74	0,91	0,114
-0,64 + j 9,33	1,48	0,068
-0,49 + j 8,86	1,41	0,055
-0,46 + j 5,21	0,83	0,088
-0,44 + j 7,49	1,19	0,059
-0,43 + j 7,11	1,13	0,060
-0,34 + j 8,62	1,37	0,039
-0,27 + j 6,03	0,96	0,045
-0,18 + j 3,65	0,58	0,049
-0,15 + j 7,05	1,12	0,021

fig. IV.23 : Valeurs propres correspondant aux modes d'oscillation après réglage des PSS

Si on compare le tableau de la figure IV.23 à celui de la figure IV.18, on observe une forte amélioration de la stabilité du réseau. En effet, les parties réelles des valeurs propres se sont globalement éloignées de 0. Ceci est particulièrement vrai pour la valeur correspondant au mode critique (partie réelle la plus proche de 0 et fréquence de 1,12 - 1,13 Hz) dont la partie réelle passe de -0,039 à -0,15. De plus, les taux d'amortissement se sont également améliorés, ce qui veut dire que les oscillations de puissance seront mieux amorties. Il est toujours impossible de regarder l'évolution de chaque valeur propre de façon individuelle sauf pour celle associée au mode inter-région λ_1 (fréquence de 0,58 - 0,63 Hz). Ce mode voit la partie réelle de sa valeur propre passer de -0,278 à -0,18, ce qui montre une déstabilisation. On peut également constater que pour ce mode, le taux d'amortissement est plus faible. On peut considérer que l'on se trouve face à un compromis à trouver entre la stabilisation des modes choisis par l'utilisateur et la déstabilisation qu'il peut admettre sur les autres modes.

IV.2.3.4) Choix du modèle de STATCON

Nous avons présenté précédemment deux modèles de STATCON : un modèle de base, analogue à celui du SVC et un modèle moyen généralisé. Considérant qu'il n'était pas utile d'utiliser les deux modèles pour les tests de comparaison avec le SVC et le TCSC, nous avons décidé d'en éliminer un en analysant leurs performances dynamiques à l'aide de réponses à un échelon de consigne en boucle ouverte (consigne de tension et consigne de courant). Le modèle moyen généralisé étant le modèle le plus complet, puisqu'il prend en compte la dynamique du convertisseur ainsi que ses pertes actives, il devrait logiquement avoir un comportement dynamique plus réaliste. C'est ce que nous allons essayer

de vérifier . Le STATCON utilisé pour ces tests, et seulement pour ceux-là, a une puissance réactive nominale de ± 100 MVAR.

La figure V.50 montre la réponse des deux modèles de STATCON à un échelon de consigne de courant I_{qref} . On observe l'évolution de la tension au noeud 8 où sont connectés les compensateurs en fonction du temps. La boucle externe de tension (voir figures IV.5 et IV.8) est ouverte.

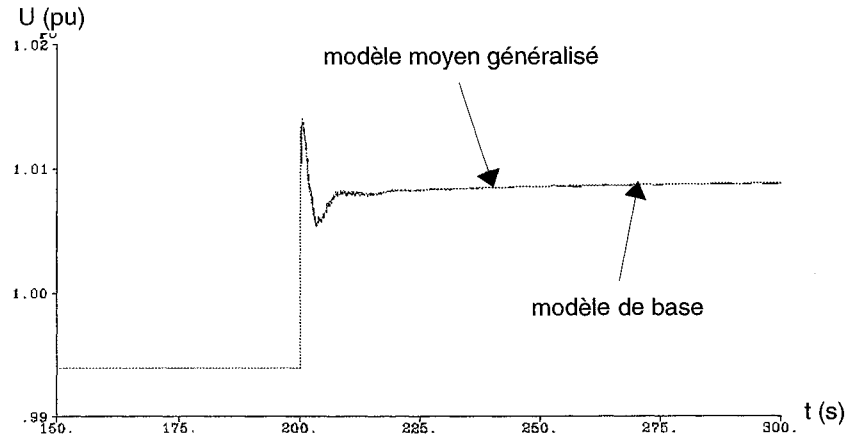


fig .IV.24 : réponse des modèles à un échelon de I_{qref}

L'échelle proposée ne suffit pas à distinguer clairement les différences de comportement entre le modèle de base et le modèle moyen : les deux courbes sont quasiment confondues. C'est pourquoi la figure IV.25 propose un agrandissement autour de l'instant d'occurrence de l'échelon.

On constate que le temps de réponse (temps pour lequel la tension atteint sa valeur finale) est quasi-instantané pour le modèle de base alors qu'il vaut environ 140 ms pour le modèle moyen. On visualise donc l'effet de la prise en compte de la dynamique du convertisseur et des pertes par ce modèle, celles-ci entraînant des oscillations supplémentaires.

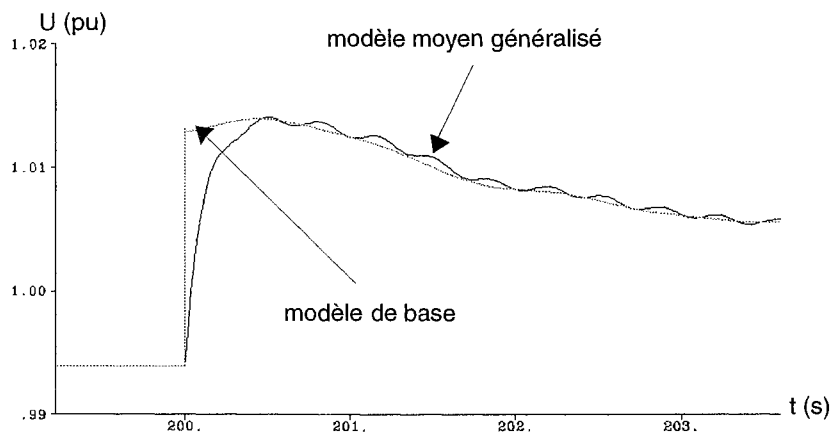


fig. IV.25 : réponse des modèles à un échelon de I_{qref} : agrandissement

De la même manière, la figure IV.26 montre la réponse des deux modèles à un échelon de consigne de tension U_{ref} . Cette fois-ci, les régulateurs interviennent dans la dynamique du système et la boucle externe de tension est toujours ouverte.

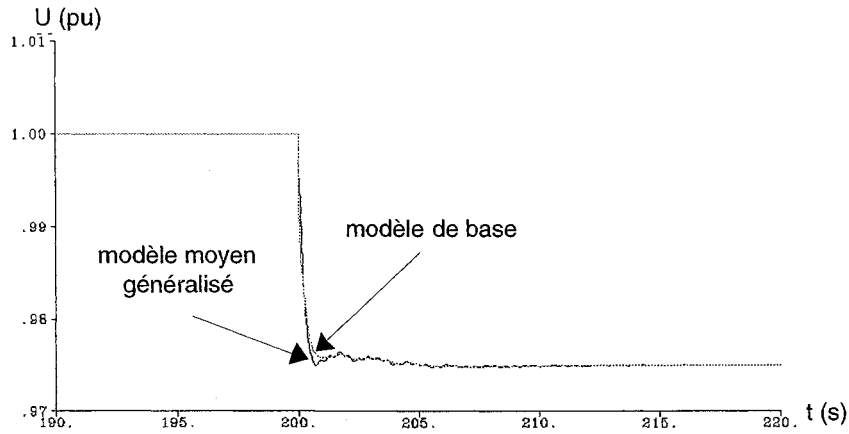


fig. IV.26 : réponse des modèles à un échelon de U_{ref}

On voit sur cette figure les oscillations de la tension dues aux pertes actives du modèle moyen. La figure IV.27 donne un agrandissement de la zone de l'échelon.

Le modèle de base réagit toujours plus rapidement que le modèle moyen dans un premier temps puis, dans un second temps, sa commande ralentit sa réponse. Finalement, le temps de réponse du modèle moyen est légèrement inférieur à celui du modèle de base mais cela n'est dû qu'à la régulation de ce dernier qui est un peu moins performante.

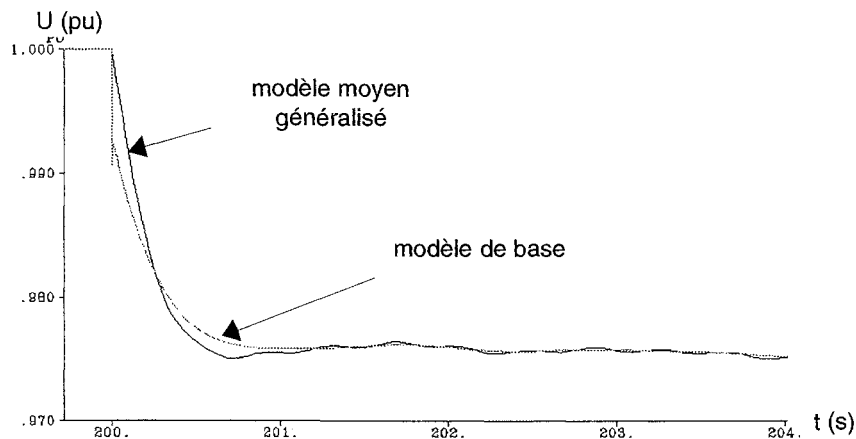


fig. IV.27 : réponse des modèles à un échelon de U_{ref} : agrandissement

Finalement, nous avons effectué un dernier test, mais cette fois-ci en boucle fermée. Il s'agit du déclenchement de la ligne 6-7 (voir figure IV.12) qui alimente la région fragile. La figure IV.28 montre, dans ce cas, l'évolution de la tension de sortie du STATCON (noeud 8) en fonction du temps et la figure IV.29 représente un agrandissement de la figure précédente.

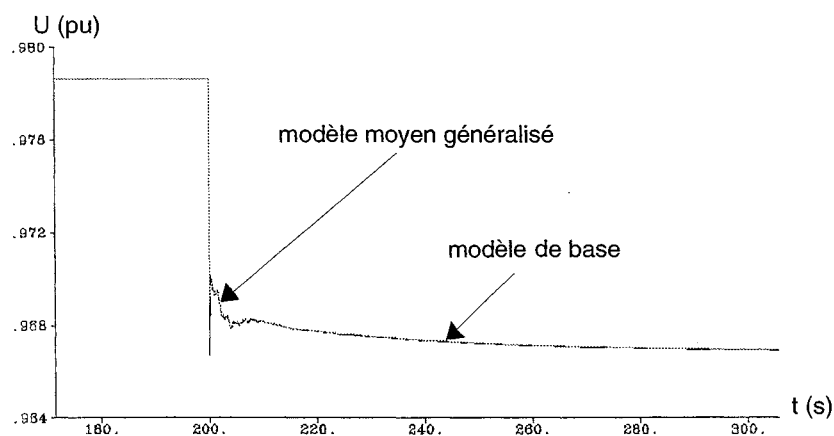


fig. IV.28 : Tension au noeud 8 - déclenchement de la ligne 6-7

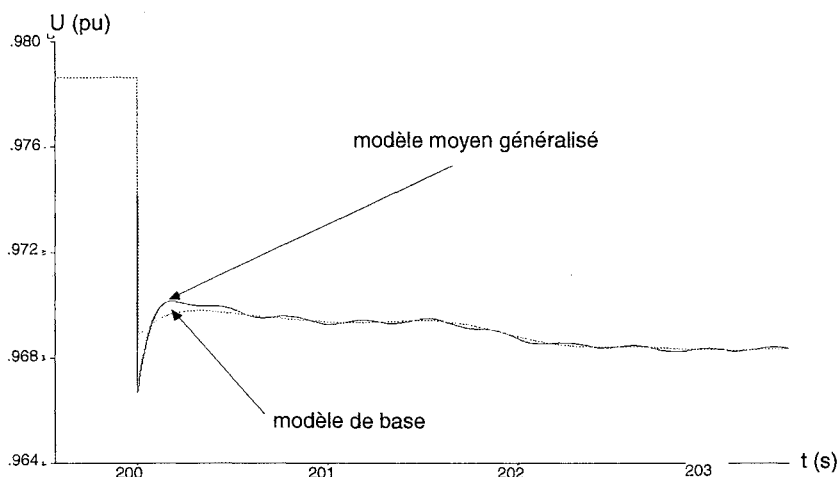


fig. IV.29 : Tension au noeud 8 - déclenchement de la ligne 6-7 : agrandissement

On constate sur cet agrandissement que la tension de sortie du modèle de base chute d'environ 20 % de moins que celle du modèle moyen. Cela veut dire que dans certaines situations plus critiques que le déclenchement de la ligne 6-7, à ce niveau de charge, le système pourrait entrer en instabilité avec le modèle moyen alors qu'il resterait éventuellement stable avec le modèle de base. Certains phénomènes peuvent donc être éliminés par ce dernier modèle. Pour expliquer cette différence de chute de tension, il faut considérer la figure IV.30, qui donne la puissance réactive du STATCON pour les deux modèles.

Lorsque la ligne 6-7 se déclenche, le modèle de base fournit quasiment instantanément son maximum de puissance réactive contrairement au modèle moyen qui ne fournit la même puissance qu'environ 200 ms plus tard. Le modèle de base soutient donc la tension immédiatement, ce qui explique la différence des chutes de tension entre les deux modèles.

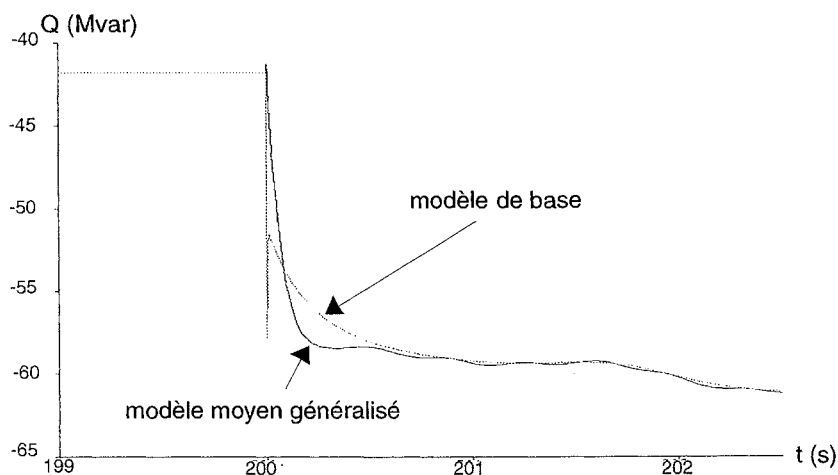


fig. IV.30 : Puissance réactive du STATCON - déclenchement de la 6-7

La dernière figure présentée concerne la puissance active de sortie du STATCON dans le cas du déclenchement de la ligne 6-7 (figure IV.31).

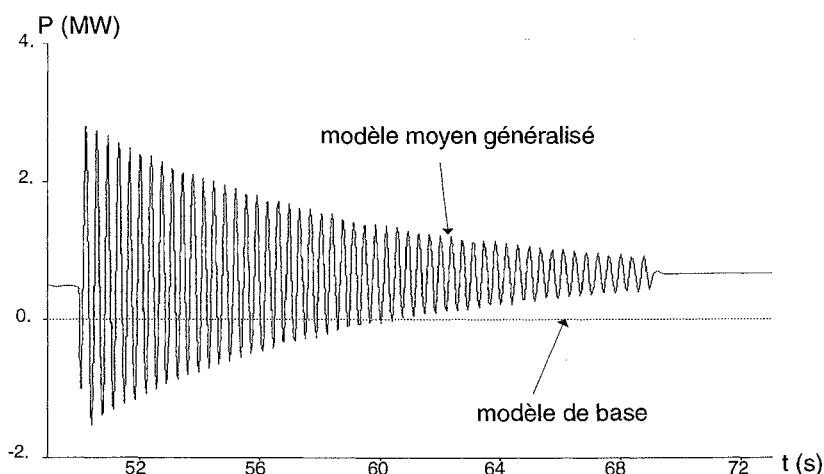


fig. IV.31 : Puissance active du STATCON - déclenchement 6-7

Les pertes engendrées par le modèle moyen produisent des oscillations de puissance non négligeables qui vont se répercuter sur le réseau. La puissance active du modèle de base est nulle puisqu'il ne tient pas compte des pertes. Ce phénomène est donc également éliminé par le modèle de base.

Au vu des différents tests effectués, nous pouvons conclure que le modèle moyen généralisé a un comportement dynamique plus réaliste que le modèle de base. En effet, ce dernier réagit de façon trop parfaite aux situations proposées, c'est pourquoi nous ne retiendrons que le modèle moyen pour les simulations suivantes.

IV.2.4) Résultats des simulations [BE-96]

Nous rappelons que la puissance de base utilisée dans EUROSTAG est de 100 MVA, c'est à dire qu'à

une puissance de 100 MVA correspond 1 p.u.. De plus, les simulations ont été réalisées avec les modèles de FACTS suivant :

- le modèle dynamique du TCSC sans régulation (voir § IV.2.1.2)
- le modèle de base du SVC (voir § IV.2.1.1)
- le modèle moyen généralisé du STATCON (voir § IV.2.1.3.2)

Pour ces tests nous avons analysé différentes situations :

- une augmentation progressive de charge dans la zone fragile
- des déclenchements de ligne
- des courts-circuits
- une variation brutale de charge dans la région faible.

Ces situations ont été mises en oeuvre pour les deux types de charge décrits dans le paragraphe IV.2.2.3 :

- le modèle standard de la charge passive (modèle impédant)
- le modèle dynamique de charge dans lequel est modélisé le transformateur à régulateur en charge et qui permet de visualiser l'action déstabilisante de ces transformateurs.

Les résultats des simulations concernant la comparaison FACTS shunt - FACTS série sont donnés dans les sections suivantes mais auparavant, il nous a semblé judicieux de présenter une comparaison des performances dynamiques du modèle de SVC et du modèle moyen du STATCON. En effet, lors des tests en dynamique, nous nous sommes aperçus que ces modèles avaient des performances très proches, ce qui peut paraître paradoxal, mais nous allons en donner les raisons dans le paragraphe suivant.

IV.2.4.1) Comparaison SVC - STATCON

Ces deux modèles étant de nature très différente, il peut sembler anormal que leur comportement dynamique soit quasiment identique. Néanmoins, il faut considérer que le réglage du régulateur proportionnel-intégral (PI) du modèle de STATCON dépend de la dynamique imposée par le convertisseur et la commande linéarisante modélisés alors que le réglage du PI du modèle de SVC ne dépend que des constantes de temps de retard introduites dans le modèle et qui sont censées représenter la dynamique du SVC. En fait, ces constantes de temps influent peu sur le comportement du système et tout comme le modèle de base du STATCON, le modèle de SVC peut avoir un comportement dynamique quasi-parfait selon la volonté de l'utilisateur. On peut alors régler le régulateur d'un modèle de base de la façon que l'on désire alors que le réglage du régulateur du modèle moyen est limité par sa dynamique interne. On peut donc définir les modèles de base comme des modèles statiques régulés plutôt que comme des modèles dynamiques. En fait, pour que ce type de modèle ait un comportement un tant soit peu réaliste, il faudrait disposer de constantes de temps provenant d'une implantation pratique de SVC de puissance similaire à celle du modèle et de préférence sur le même réseau. Comme nous ne disposons pas de telles données, nous avons réglé les régulateurs du SVC et du STATCON de façon à ce que ces deux modèles aient sensiblement la même

réponse à un échelon de consigne de tension U_{ref} , la boucle externe étant ouverte. Nous avons ensuite effectué des tests en boucle fermée et notamment un déclenchement de ligne, une variation brutale de charge dans la zone fragile, et en court-circuit.

Le SVC et le STATCON considérés ont une puissance réactive nominale de ± 100 MVAR, comme pour la comparaison du modèle de base et du modèle moyen de STATCON. On précise que le niveau de pertes actives du modèle moyen du STATCON a été réglé en fonction de données provenant de l'installation pratique d'un STATCON de même puissance. Pour un STATCON de ± 100 MVAR, ces pertes sont de l'ordre de 800 kW par le courant nominal en fonctionnement capacitif; Cette dernière remarque reste valable pour toute la suite des simulations, c'est à dire jusqu'à la fin du chapitre IV.

Les figures IV.32 et IV.33 montrent l'évolution de la tension au noeud de connexion des FACTS shunt (noeud 8) et de la puissance réactive délivrée par ces systèmes pour le déclenchement de la ligne 6-7. Cette ligne est la plus chargée de celles qui alimentent la région faible.

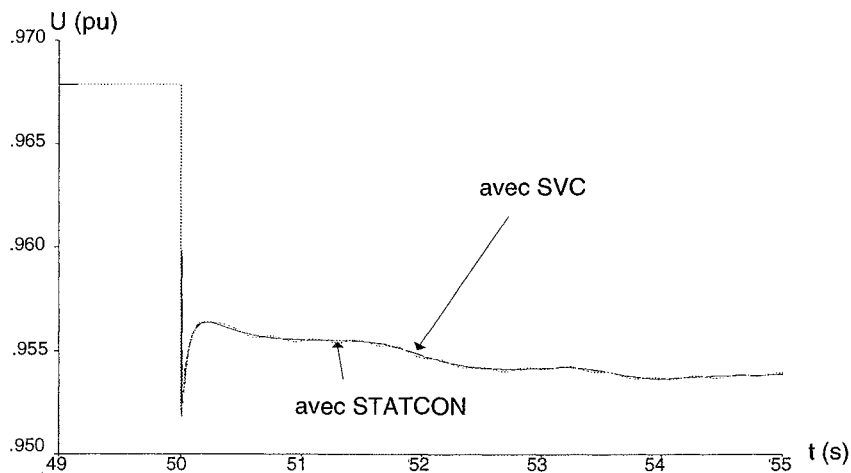


fig. IV.32 : Tension au noeud 8 - déclenchement de la ligne 6-7

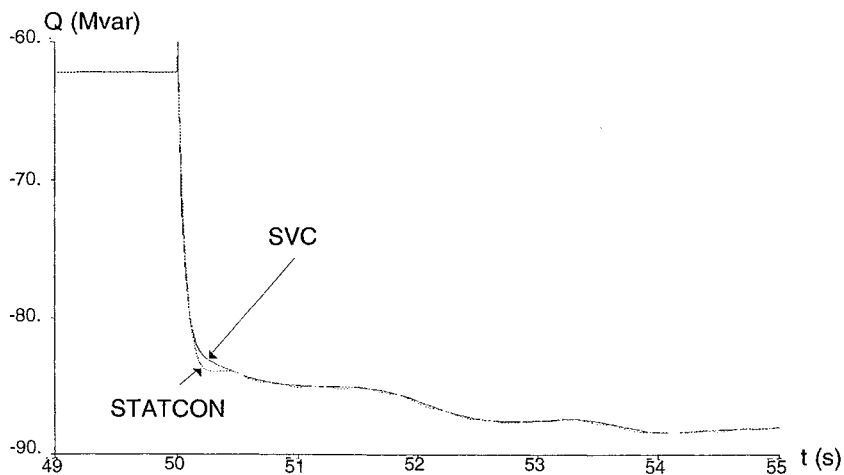


fig IV.33 : Puissance réactive des FACTS shunt - déclenchement de la ligne 6-7

On constate bien que les vitesses de réaction des deux modèles sont sensiblement égales. La seule

différence visible concerne les oscillations dues aux pertes actives prises en compte par le modèle moyen. Ceci est illustré par la figure IV.34 qui représente les puissances actives de sortie du SVC et du STATCON.

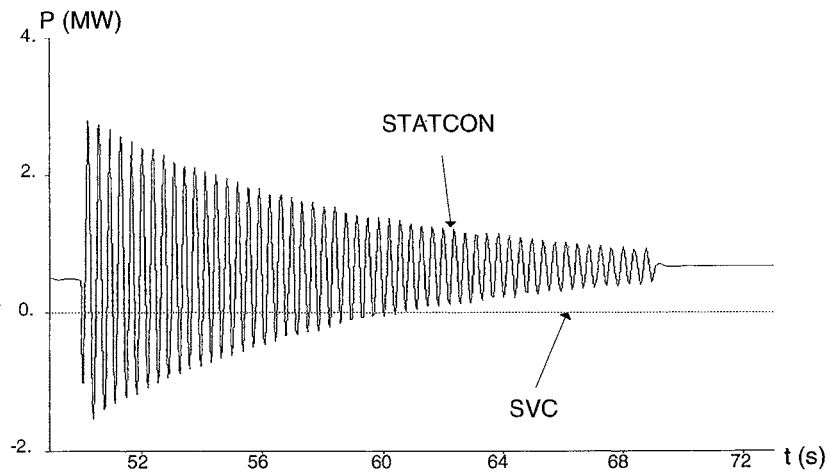


fig. IV.34 : Puissance active des FACTS shunt - déclenchement de la ligne 6-7.

Le modèle moyen introduit des oscillations de puissance dont l'amplitude maximum est d'un peu moins de 3 MW.

Le test suivant concerne une variation instantanée de la charge de la zone fragile de 50 % pour la puissance active et pour la puissance réactive. Si on considère que pour les noeuds 7 et 8, les charges étaient réparties de la façon suivante à l'état initial :

- noeud 7 : $P_L(t_0) = 283,8 \text{ MW}$, $Q_L(t_0) = 154 \text{ MVAR}$
- noeud 8 : $P_L(t_0) = 472 \text{ MW}$, $Q_L(t_0) = 196 \text{ MVAR}$

Cette variation de 50 % correspond à une augmentation de 377,9 MW et 175 MVAR dans la région faible. Un tel échelon de charge représente une situation critique mais que le réseau New-England, qui est très stable de par sa topologie (voir fig. IV.12), peut supporter.

La tension au noeud 8 et à la puissance réactive du SVC et du STATCON sont représentées sur les figures IV.35 et IV.36.

Le SVC réagit dans ce cas un peu plus vite que le STATCON et fournit donc son maximum de puissance réactive plus tôt. Il supporte donc mieux la tension à l'instant de la variation de charge mais, très vite, les tensions retrouvent une allure identique. La variation de charge étant conséquente, les deux systèmes FACTS se retrouvent en surcharge capacitive et le STATCON peut alors fournir plus de puissance réactive que le SVC et donc il soutient mieux la tension (valeur finale plus élevée). Ceci se voit mieux sur les figures IV.37 et IV.38 qui représentent les mêmes courbes que précédemment, mais avec une échelle de temps différente. Cependant, ce meilleur comportement du STATCON relève plus

du fonctionnement statique ou quasi-statique (dynamique lente) que de la dynamique transitoire.

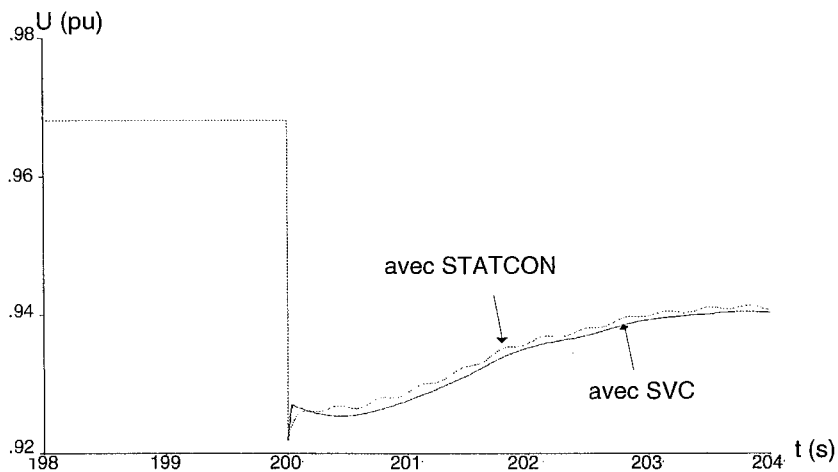


fig. IV.35 : Tension au noeud 8 - variation de charge

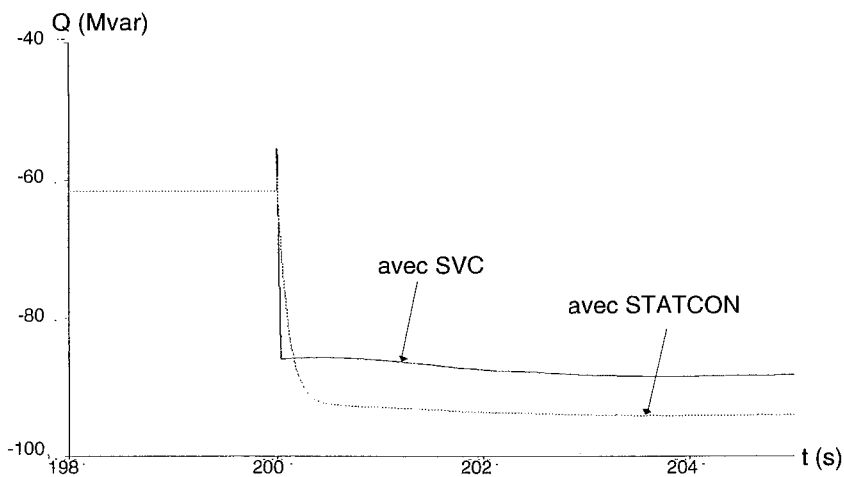


fig. IV.36 : Puissance réactive des FACTS shunt - variation de charge

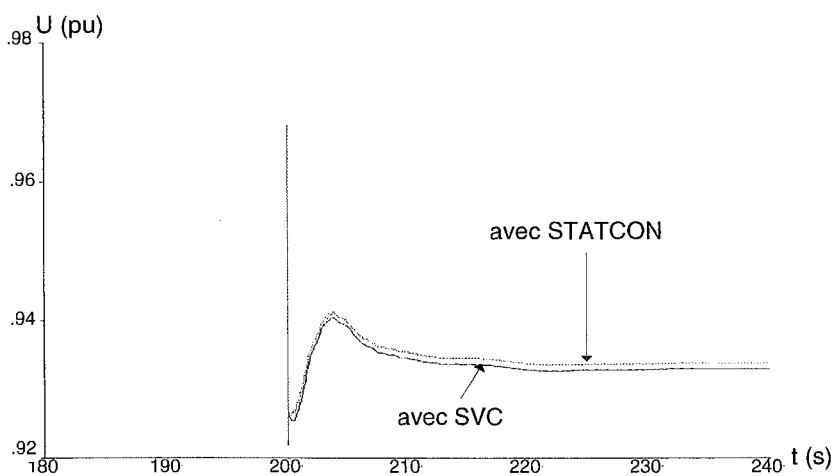


fig. IV.37 : Tension au noeud 8 - variation de charge

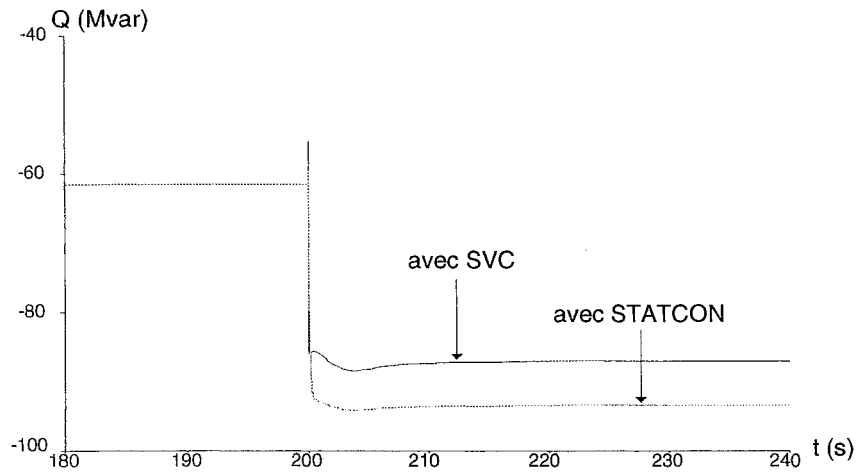


fig. IV.38 : Puissance réactive des FACTS shunt : variation de charge

Le dernier test réalisé pour la comparaison SVC - STATCON est un court-circuit triphasé franc au noeud 4. La figure IV.39 montre le résultat de ce test. Le court-circuit a une durée de 100 ms.

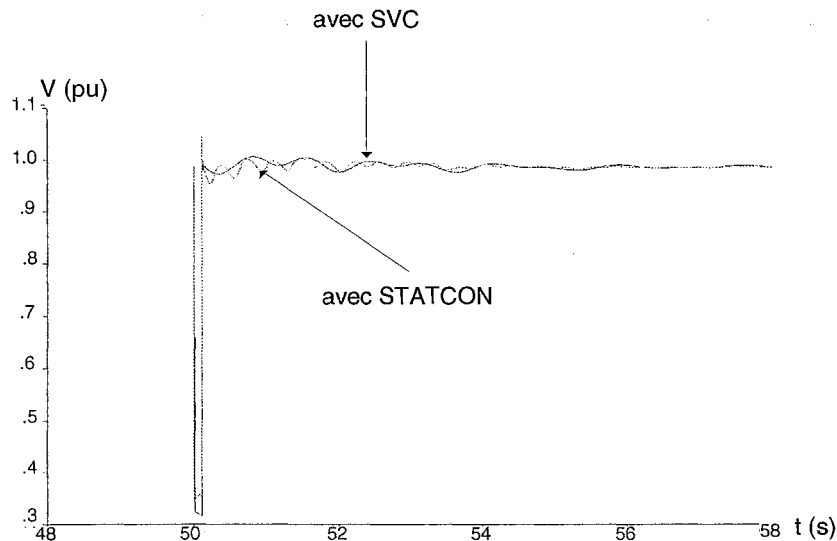


fig. IV.39 : Tension au noeud 8 - court-circuit noeud 4

Dans ce cas encore, les comportements dynamiques des deux modèles sont très proches. On peut remarquer que la tension du SVC chute plus que celle du STATCON durant le défaut. Cela est dû uniquement au fait que le modèle de SVC contient une protection contre les tensions excessives au moment de l'élimination d'un court-circuit. En effet, pendant le court-circuit, le régulateur voit une tension basse et demande la fourniture maximale de courant réactif, risquant de produire des tensions trop élevées après l'élimination du défaut. Pour cette raison, si la tension descend en dessous d'un seuil prédéterminé (ici, ce seuil vaut 0,7 p.u.), la logique de commande demande la fourniture d'un minimum, également prédéterminé, de réactif.

Nous pouvons donc déduire de tout ceci que la comparaison du modèle statique régulé du SVC (ou modèle de base) et du modèle moyen généralisé du STATCON ne donnera pas de résultats probants en ce qui concerne l'étude de la stabilité transitoire (par des déclenchements de ligne ou des courts-

circuits par exemple) mais cette comparaison sera valable en ce qui concerne l'analyse de la stabilité dynamique (dynamique lente : augmentation de charge). En résumé, il vaut mieux comparer des modèles équivalents :

- modèles de base : utilisables dans les études de phénomènes quasi-statiques mais ils ne sont pas réalistes pour l'étude des phénomènes transitoires car ils ne prennent pas suffisamment en compte les dynamiques internes des systèmes modélisés.

- modèles moyens généralisés : cette technique permet l'obtention de modèles invariants, c'est à dire qui s'affranchissent des phénomènes liés aux commutations des différents interrupteurs. De plus, la structure obtenue reflète de manière quasi-identique le comportement du système original dès lors que le premier harmonique est prépondérant dans les signaux étudiés. Ce type de modèle est donc parfaitement adapté pour l'utilisation dans EUROSTAG. Il permet de plus la comparaison des dynamiques internes des compensateurs (courant actif I_d , courant réactif I_q etc...).

- modèle topologique : cette modélisation représente la structure exacte du système (avec les commutations des interrupteurs) et permet l'analyse des formes d'ondes (et des harmoniques, par exemple) qui sont nécessairement différentes pour des compensateurs de structure différente tels que le SVC ou le STATCON. EUROSTAG ne peut pas intégrer de tels modèles mais leur étude peut être faite grâce à un programme comme MATRIXx ou EMTP, par exemple.

Considérant ce qui précède, nous avons décidé, pour la suite des simulations, de ne comparer le SVC, le STATCON et le TCSC que pour l'augmentation progressive de charge (dynamique lente). En ce qui concerne les déclenchements de ligne et les courts-circuits (dynamique transitoire), nous ne comparerons que le STATCON et le TCSC par rapport au réseau seul. La comparaison SVC-STATCON en stabilité transitoire fera l'objet de simulations ultérieures, lorsque nous aurons mis au point un modèle moyen généralisé de SVC.

IV.2.4.2) Augmentation progressive de la charge

Pour cette simulation, une forte augmentation progressive de la charge dans la zone fragile de 5 MW et 5 MVAR par seconde est effectuée jusqu'à l'écroulement du réseau (on a $A_p = A_q = 5$ pour les modèles de charge définis au § IV.2.2.3). L'augmentation de charge débute au temps $t = 10$ s et l'écroulement se produit au bout d'environ 7 minutes. Les courbes de la tension au noeud 8 obtenues pour le réseau seul, le réseau avec le SVC, avec le TCSC et avec le STATCON sont données figures IV.40 et IV.41 (avec un transformateur à régulateur en charge à chaque noeud de charge du réseau) et figures IV.42 et IV.43 (sans transformateur à régulateur en charge).

Les quatre courbes (réseau seul, SVC, STATCON et TCSC) sont séparées en deux figures pour le même cas (figures IV.40 et IV.42, figures IV.41 et IV.43) car le post-processeur graphique d'EUROSTAG, dans sa version actuelle, ne permet la superposition que de 3 courbes sur la même figure.

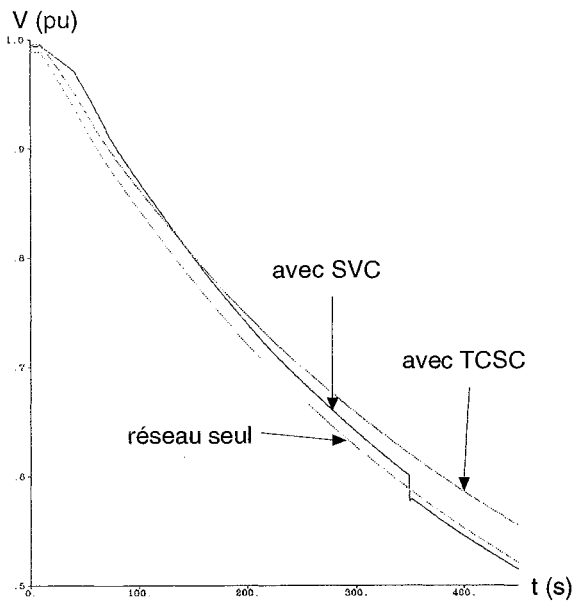


fig. IV.40 : Tension au noeud 8
augmentation de charge - avec LTC

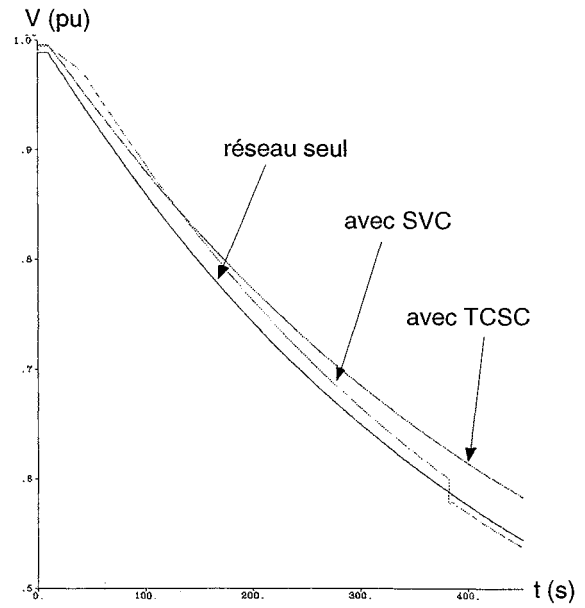


fig. IV.41 : Tension au noeud 8
augmentation de charge - sans LTC

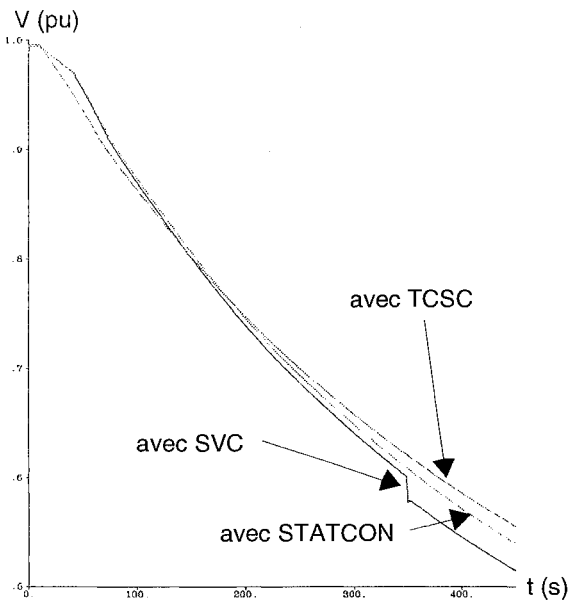


fig. IV.42 : Tension au noeud 8
augmentation de charge - avec LTC

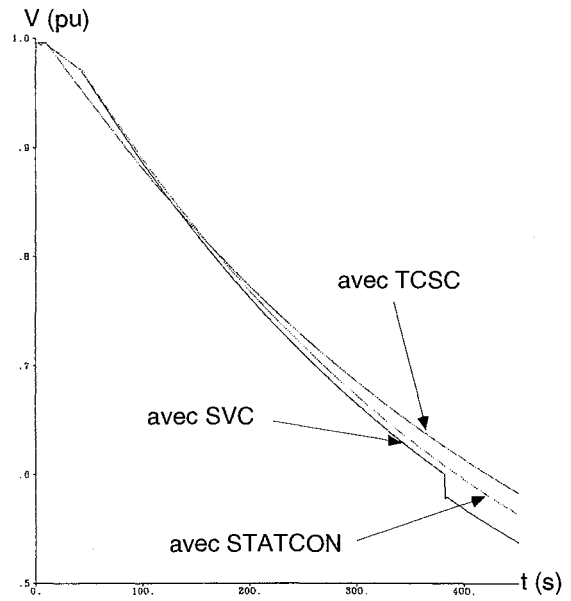


fig. IV.43 : Tension au noeud 8
augmentation de charge - sans LTC

Ces figures montrent que le TCSC, le SVC et le STATCON soutiennent bien la tension au noeud 8 par rapport au réseau seul. Le TCSC est plus efficace pour les basses tensions plutôt que des tensions proches de la tension nominale (1 p.u.). Pour le SVC, c'est le contraire qui se produit, il perd de son efficacité lorsqu'il est fortement surchargé car il produit de moins en moins de puissance au fur et à mesure que la tension baisse. La discontinuité observée sur la courbe du SVC est due à sa protection contre les surtensions qui est réglée cette fois-ci à la valeur seuil de 0,6 p.u. Le STATCON soutient légèrement mieux la tension que le SVC car il peut produire son courant maximum de sortie même pour les basses tensions (voir caractéristiques statiques du SVC et du STATCON, figures II.4 et II.11). L'action déstabilisante des transformateurs à réglage en charge a pour résultat un niveau de

tension globalement plus bas sur les figures IV.40 et IV.42 que sur les figures IV.41 et IV.43.

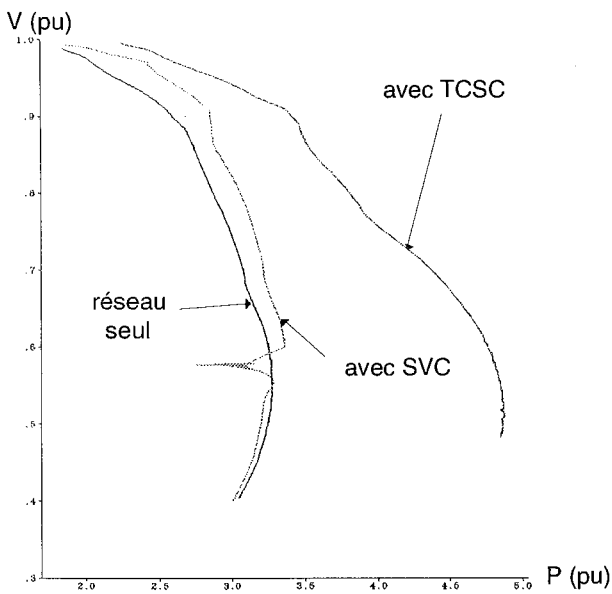


fig. IV.44 : Tension au noeud 8 en fonction de la puissance de la ligne 6-7 - avec LTC

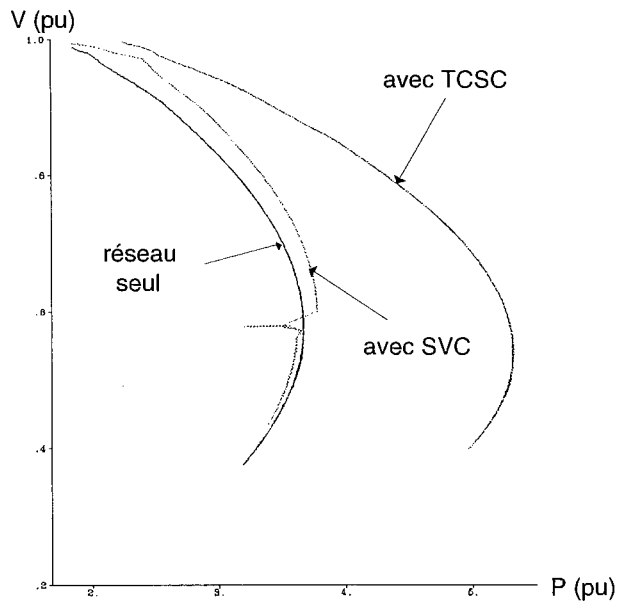


fig. IV.45 : Tension au noeud 8 en fonction de la puissance de la ligne 6-7 - sans LTC

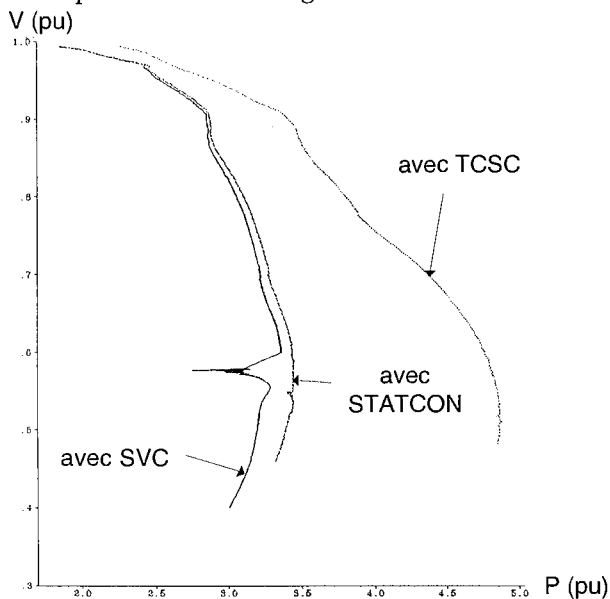


fig. IV.46 : Tension au noeud 8 en fonction de la puissance de la ligne 6-7 - avec LTC

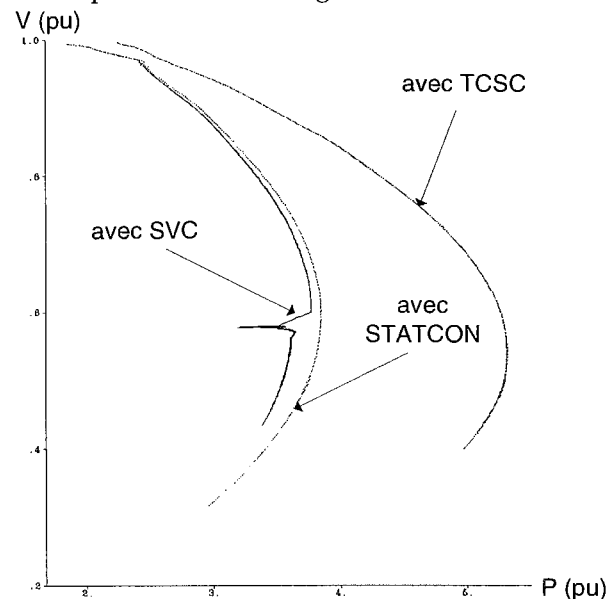


fig. IV.47 : Tension au noeud 8 en fonction de la puissance de la ligne 6-7 - sans LTC

Les courbes $V(P)$ (tensions-puissance transmise) montrent que le TCSC augmente beaucoup la puissance maximum transmissible par la ligne 9-8 sans affecter la tension critique (tension correspondant à la puissance maximum) (figures IV.44 à IV.47). D'un autre côté les FACTS shunt augmentent légèrement la puissance maximum transmissible ainsi que la tension critique. Ces résultats qui ont été montrés en régime permanent (chapitre II) se confirment en simulation de stabilité dynamique. Les figures IV.44 et IV.45 montrent que l'action des transformateurs à réglage en charge détériore le support de tension et diminue la puissance maximum transmissible par la ligne 9-8. Ces transformateurs dégradent donc les performances des systèmes FACTS et cela va se confirmer avec

les déclenchements de ligne.

IV.2.4.3) Déclenchement de ligne

Nous ne présenterons dans ce paragraphe que les résultats relatifs au déclenchement de la ligne 6-7 (voir figure IV.12). Il s'agit de la ligne alimentant la zone fragile la plus chargée. Pour les raisons énoncées dans le paragraphe IV.2.4.1, les systèmes FACTS shunt ne seront représentés que par le STATCON dans ce paragraphe et dans le suivant, qui concerne les courts-circuits.

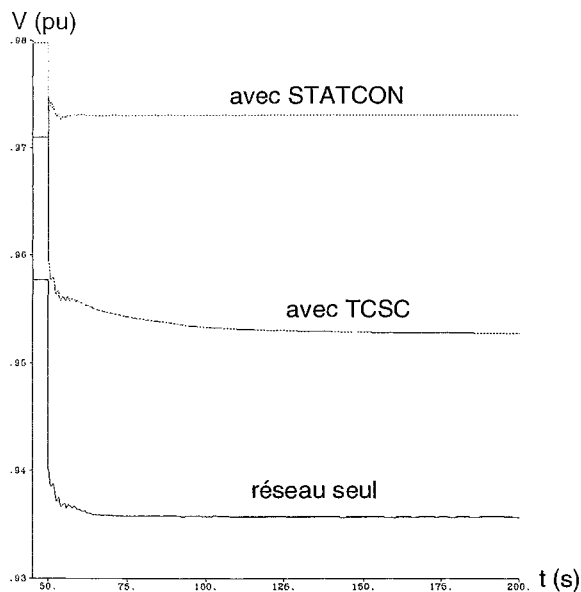


fig. IV.48 : Tension au noeud 8 -
déclenchement de la ligne 6-7 - avec LTC

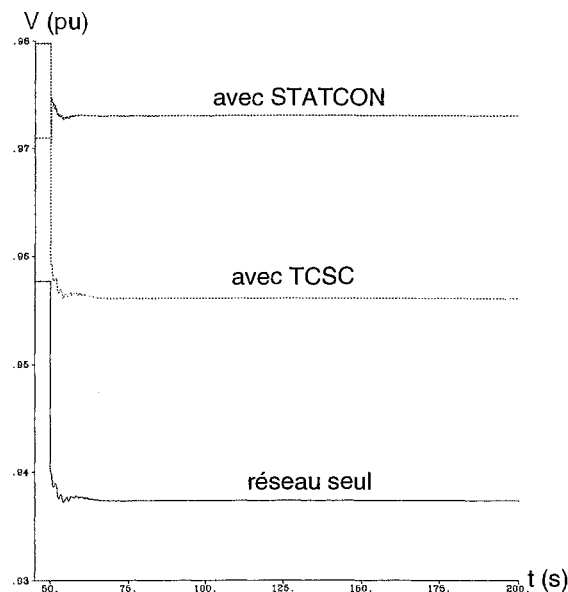


fig. IV.49 : Tension au noeud 8 -
déclenchement de la ligne 6-7 - avec LTC

On constate sur les figures IV.48 et IV.49 que le STATCON et le TCSC diminuent de façon significative la chute de tension à l'instant de l'ouverture de la ligne par rapport au réseau seul. En fait, le STATCON améliore non seulement la valeur de la tension au moment de la contingence, mais aussi la valeur finale lorsque le régime permanent est retrouvé, contrairement au TCSC. Ces mêmes figures montrent que l'action des transformateurs à régulateurs en charge diminue la valeur finale de la tension pour le réseau et pour le réseau avec le TCSC, mais pas pour le STATCON. Cela est dû au fait que le STATCON soutient la tension au noeud 8 à une valeur suffisamment haute pour que les régulateurs en charge n'interviennent pas.

IV.2.4.4) Court-circuit

La dernière simulation concerne les courts-circuits. La figure IV.50 montre l'effet des systèmes FACTS sur la tension au noeud 8 pour un court-circuit triphasé franc au noeud 4. Le défaut est éliminé au bout de 100 ms.

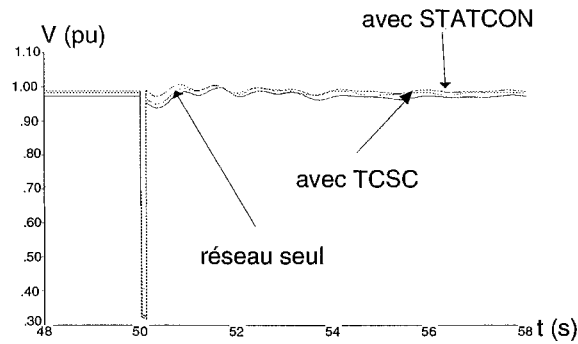


fig. IV.50 : *acourt-circuit au noeud 4*

L'amélioration due au STATCON et au TCSC après l'élimination du défaut n'est pas très significative en terme d'amortissement d'oscillations. Néanmoins, ce test illustre le bon comportement du TCSC pour les basses tensions car le compensateur série augmente la tension durant le court-circuit (par rapport au réseau seul) d'environ 0,03 p.u.. Cela représente tout de même 12 kV si la tension de base est 400 kV. Les transformateurs à réglage en charge n'ont pas d'effet sur le système en cas de court-circuit car leur constante de temps est très grande devant la durée du défaut.

IV.2.4.5) Amortissement des oscillations de puissance

Dans le but d'analyser l'impact de l'implantation de PSS sur les machines 3, 7, 8 et 9, nous allons provoquer des oscillations sur le réseau New-England en faisant apparaître deux types de défauts :

- court-circuit au noeud 4
- déclenchement de la ligne 6-7

Nous étudierons alors l'action des PSS sur l'amortissement de ces oscillations mais également sur le "first swing". Le "first swing" est la première demi-période d'une oscillation et la perte de stabilité de la machine sur laquelle on l'observe dépend fortement de son amplitude.

IV.2.4.5.1) *Court-circuit*

La figure IV.51 montre la puissance active fournie par la machine 1 dans le cas d'un court-circuit triphasé franc au noeud 4.

Dans un premier temps, pour le réseau seul, les oscillations ne sont pas régulières car le court-circuit a excité plusieurs modes d'oscillation qui se superposent. La plupart de ces modes sont amortis rapidement et l'oscillation finale ne concerne apparemment qu'un seul d'entre eux. La fréquence de ce mode est d'environ 1,1 Hz, ce qui correspond au mode le moins amorti (mode critique) dont la valeur propre vaut $-0,039 + j 7,087$ (voir le tableau de la figure IV.18). On peut constater que les PSS amortissent fortement ces oscillations. Alors qu'un seul mode se dégage assez rapidement, comme nous venons de le constater, dans le cas du réseau seul, plusieurs modes semblent intervenir jusqu'à l'amortissement quasi-complet des oscillations lorsque les PSS sont actifs. En effet, dans ce cas, les oscillations sont moins régulières plus longtemps, en particulier en amplitude, que pour le réseau sans PSS.

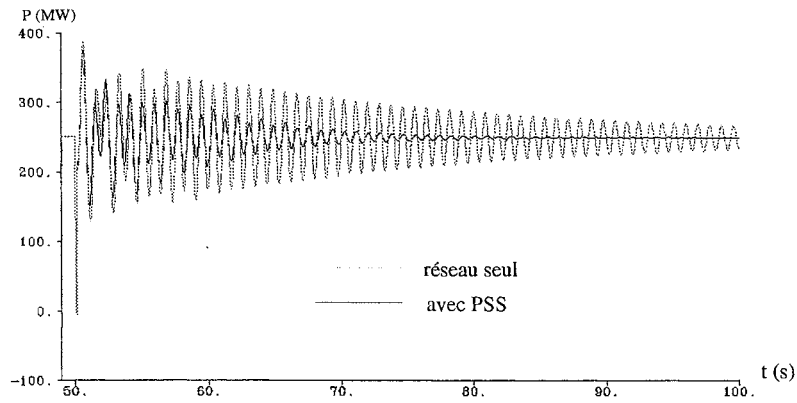


fig. IV.51 : Puissance active fournie par la machine 1

Les figures IV.52 à IV.55 donnent les puissances actives d'autres générateurs du réseau (machines 3, 5, 8, et 10) pour le même court-circuit que précédemment. On retrouve, dans le cas du réseau seul et pour les machines 3, 5 et 8 (figures IV.52 à IV.54), le fait que l'oscillation finale n'est constitué que du mode critique et que celui-ci est très peu amorti. Ceci est valable pour toutes les machines du réseau sauf pour la machine 10. Il semblerait alors que le mode critique soit le mode λ_5 de la figure IV.17. On constate, de plus, l'efficacité des PSS sur l'amortissement de ce même mode, en particulier pour la machine 1 (figure IV.17) qui est la plus affectée (oscillations de grande amplitude).

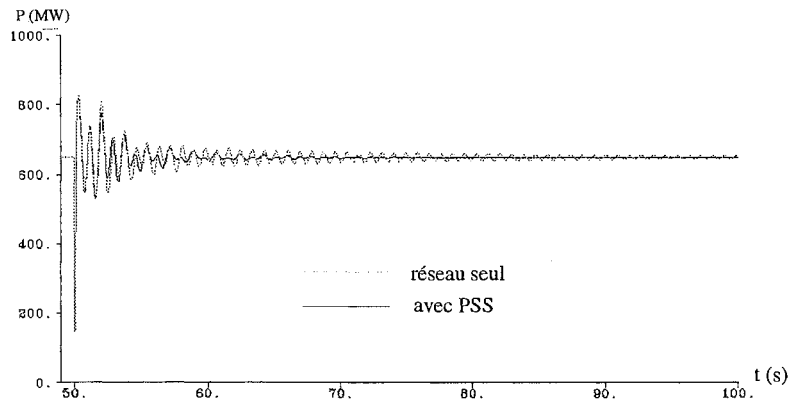


fig. IV.52 : Puissance active fournie par la machine 3

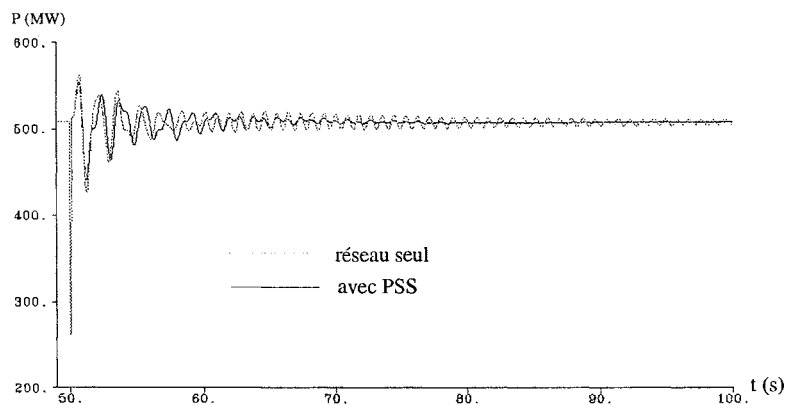


fig. IV.53 : Puissance active fournie par la machine 5

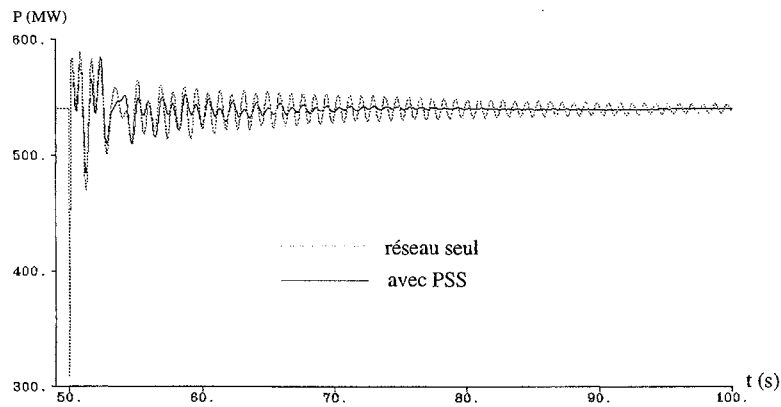


fig. IV.54 : Puissance active fournie par la machine 8

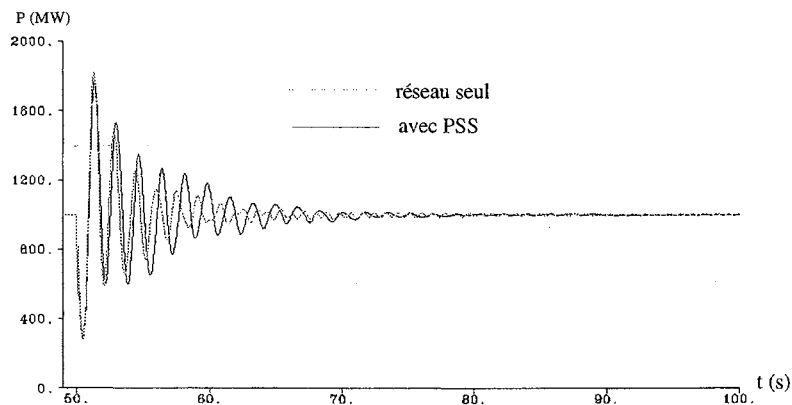


fig. IV.55 : Puissance active fournie par la machine 10

L'examen des valeurs propres (figures IV.18 et IV.23) nous a indiqué que l'introduction des PSS déstabilisait et diminuait le taux d'amortissement du mode inter-région λ_1 . Cela se vérifie par les simulations avec la puissance active fournie par la machine 10 (figure IV.55). Cette génératrice n'est sensible quasiment qu'à ce mode (fréquence d'environ 0,61 Hz d'après la figure IV.55, ce qui est cohérent avec la valeur trouvée avec les valeurs propres : 0,63 Hz). Il est alors parfaitement clair que les oscillations dues à ce mode sont moins amorties avec les PSS que pour le réseau seul.

IV.2.4.5.2) Déclenchement de ligne

Lorsque la ligne 6-7 est déclenchée, les oscillations de la puissance active délivrée par la machine 1 sont amorties très efficacement par l'action des PSS (figure IV.56) malgré que l'amplitude de ces oscillations ne soit pas du même ordre de grandeur que lors du court-circuit précédent (plus faible).

En ce qui concerne la machine 2 (figure IV.57), les oscillations sont très bien amorties naturellement pour le réseau seul donc les PSS n'améliorent que peu les performances de cette machine dans ce contexte.

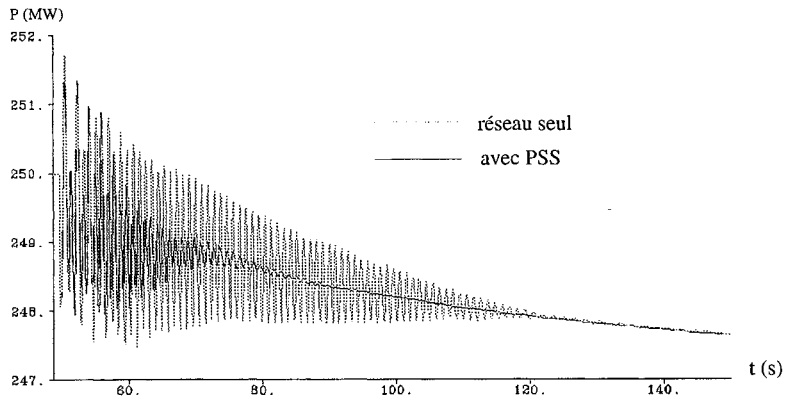


fig. IV.56 : Puissance active fournie par la machine 1

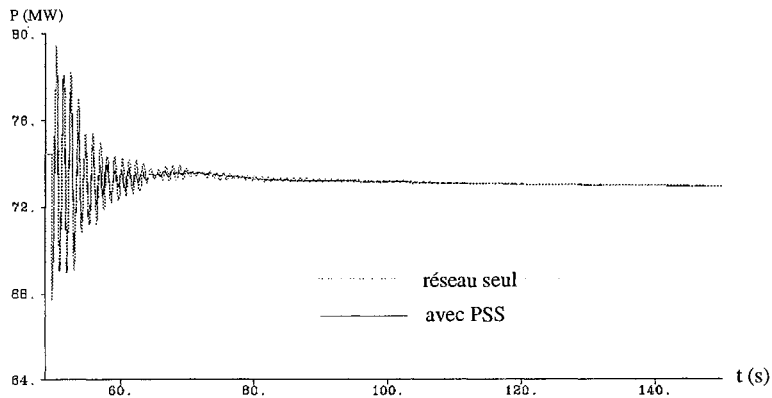


fig. IV.57 : Puissance active fournie par la machine 2

Les figures IV.58 et IV.59 montrent le "first swing" des oscillations concernant les machines 1 et 10. Sur la machine 1, l'amplitude du "first swing" est légèrement diminuée par l'implantation des PSS dans le réseau. Cela est normal dans la mesure où les PSS amortissent la plupart des modes d'oscillations qui affectent cette machine. Cette génératrice risque donc moins de perdre son synchronisme lors de l'apparition du défaut que lorsque le réseau est seul.

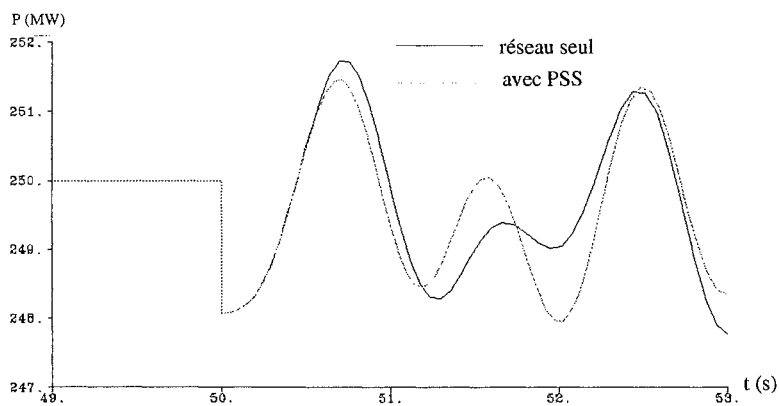


fig. IV.58 : Puissance active fournie par la machine 1

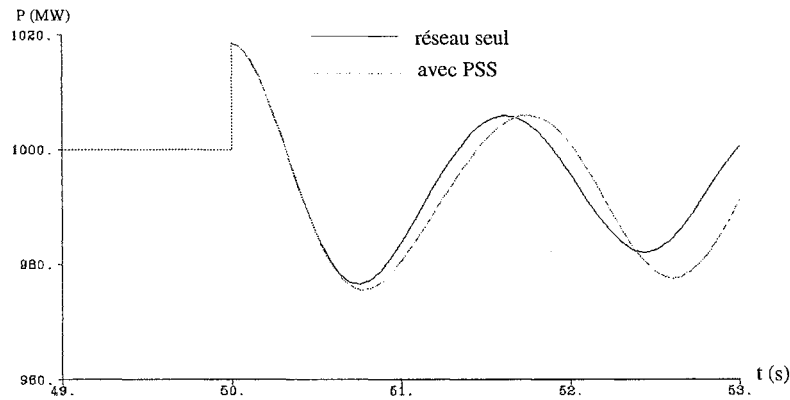


fig. IV.59 : Puissance active fournie par la machine 10

Pour la machine 10, c'est l'inverse qui se produit. Les PSS augmentent l'amplitude du "first swing", ce qui accentue son instabilité et donc le risque de décrochage. Ceci se justifie par le fait que la génératrice 10 est surtout sensible au mode inter-région λ_1 qui est légèrement dégradé par l'action des PSS.

L'étude de l'amortissement des oscillations de puissance à l'aide de PSS, bien que limitée par la difficulté d'analyse des valeurs propres due au logiciel utilisé, a montré l'efficacité de ces systèmes lors de l'apparition de défauts sur le réseau.

IV.3) Conclusion

Dans ce chapitre, il s'agissait d'analyser le comportement dynamique des systèmes FACTS insérés dans un réseau de transport multi-machines face à différentes situations critiques telles qu'une augmentation progressive de charge (stabilité dynamique), des déclenchement de lignes ou des courts-circuits (stabilité transitoire). L'objectif était de déterminer si les systèmes FACTS étaient capables d'améliorer de façon significative les performances du réseau de transport dans de telles conditions. Les tests correspondant ont été réalisés à l'aide du programme EUROSTAG et le réseau utilisé est le New-England - 39 noeuds.

Dans le cadre de cette étude, la première démarche a été de sélectionner les modèles de FACTS shunt adaptés aux problèmes à traiter parmi ceux présentés dans le chapitre II (modèles de base du SVC et du STATCON et modèle moyen généralisé du STATCON). Nous avons alors effectué des essais utilisant ces modèles en boucle ouverte (échelons de consigne) et en boucle fermée (déclenchement de lignes et échelon de charge). Les résultats obtenus sont les suivants :

- Les modèles de base ne prennent pas en compte de façon suffisamment précise la dynamique des dispositifs correspondant. Cela veut dire que la dynamique de ces modèles dépend principalement du réglage de leur régulation et, par conséquent, on peut les rendre aussi performants que l'on veut puisqu'ils ne sont pas ou peu limités par leur dynamique interne. Leur comportement dynamique n'est donc pas réaliste mais ils restent utilisables pour des simulations quasi-statiques.

- Le modèle moyen généralisé, lui, tient compte de la dynamique interne de son convertisseur ainsi

que des pertes associées. Il représente la dynamique quasi-exacte du système modélisé si le premier harmonique est prépondérant dans les signaux considérés, ce qui est le cas.

- Considérant ce qui précède, le modèle de base du STATCON a été écarté des simulations au profit du modèle moyen généralisé et le modèle de base du SVC a été retenu pour les simulations de stabilité dynamique. Il a ensuite été écarté des simulations de stabilité transitoire.

Dans ces conditions, les tests de stabilité dynamique ont montré l'apport incontestable des FACTS en terme de support de tension et d'augmentation de transits de puissance dans le réseau. Les transformateurs à régleur en charge, de part leur action déstabilisante, atténuent néanmoins les améliorations apportées par ces dispositifs.

En ce qui concerne les simulations de stabilité transitoire, les résultats obtenus sont mitigés :

- Dans le cas des déclenchements de ligne, le STATCON a un très bon comportement car il diminue les chutes de tension à l'instant de la contingence, tout comme le TCSC. Par contre, le TCSC n'améliore pas les valeurs de tension finales (par rapport aux valeurs obtenues au moment du déclenchement), contrairement au STATCON. On peut supposer qu'il en serait autrement si le TCSC possédait une régulation.

- Nous n'avons pas noté d'amélioration vraiment significative due aux FACTS par rapport au réseau seul dans le cas des courts-circuits.

Nous avons également étudié l'action de stabilisateurs de réseau (PSS) implantés sur certaines machines en vue de déterminer, dans de futurs travaux, si les systèmes FACTS peuvent agir en complémentarité voir même remplacer ces systèmes pour amortir les oscillations de puissance. Le positionnement dans le réseau et le réglage des PSS a été effectué en utilisant diverses méthodes proposées dans la littérature scientifique et en adaptant ces méthodes à notre cas. Les PSS ont été implantés sur quatre machines bien précises afin de pouvoir amortir le plus grand nombre de modes d'oscillations possible. Ils ont ensuite été réglés indépendamment les uns des autres. Les résultats des tests réalisés (court-circuit et déclenchement de ligne) ont montré l'efficacité des PSS pour la stabilisation et l'amortissement des oscillations de puissance. Cela malgré que leur réglage n'ait pas été optimisé, pour des raisons logicielles indépendante de notre volonté.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION

Dans le contexte de l'insertion des systèmes FACTS dans les réseaux de transport et d'interconnexion, nous avons orienté nos travaux vers l'étude de la stabilité de tension en régime statique, mais aussi vers les stabilités dynamiques et transitoires ainsi que vers l'amortissement des oscillations de puissance. Nous avons, dans ce cadre, choisi d'étudier le comportement de trois dispositifs FACTS qui sont :

- deux compensateurs statiques d'énergie réactive : le SVC (Static Var Compensator) et le STATCON (STATIC CONDenser).
- un compensateur série réglable : le TCSC (Thyristors Controlled Series Compensator).

Ces dispositifs ont été choisis comme base de départ en vue de l'étude ultérieure de systèmes FACTS plus complexes.

Les analyses statiques et dynamiques ont été menées à bien à l'aide de trois logiciels différents et huit modèles de FACTS ont été utilisés. Les modèles statiques ne prenaient pas en compte les pertes des dispositifs. Pour les simulations statiques, nous avons utilisé le réseau IEEE 14 noeuds le réseau de transport français simplifié à 206 noeuds. La partie dynamique a été réalisée à l'aide du réseau New-England 39 noeuds. Les modèles dynamiques de base du SVC et du STATCON ont été écartés des simulations correspondantes (sauf pour les dynamiques lentes, en ce qui concerne le SVC) car ils ne représentaient pas de façon réaliste le dispositif pour les tests de stabilité transitoire. Nous avons procédé pour cela à des tests en boucle ouverte (échelons de consigne), et en boucle fermée (échelons de charge).

Les simulations statiques ont montré l'apport incontestable des FACTS à l'amélioration de la stabilité de tension. Les FACTS shunt stabilisent le réseau de façon globale alors que le TCSC a un meilleur comportement local. L'implantation d'un TCSC sur une ligne déjà surchargée est un facteur déstabilisant. Il doit être placé sur une ligne non surchargée afin de rééquilibrer la répartition des transits de puissance. Ces résultats sont également valables en ce qui concerne le support du profil de tension. Les FACTS améliorent le niveau de sécurité du réseau car on pourra, grâce à leur insertion et suivant les cas, éviter l'enclenchement d'un plan de délestage d'urgence ou bien éviter l'écroulement de tension suite à un déclenchement de ligne. Les FACTS shunt n'augmentent que très peu la puissance maximum transmissible par une ligne, comparativement au TCSC, qui est très efficace pour ce propos. Le TCSC n'affecte pas la tension critique alors que les FACTS shunt l'augmentent, ce qui diminue la marge de stabilité en tension. Lorsque le SVC et le STATCON fonctionnent en forte surcharge, ce dernier montre des performances supérieures.

Pour les besoins de l'analyse dynamique, nous avons développé un programme basé sur la méthode de

Bergeron qui simule un TCSC inséré sur une ligne de transport reliant un générateur et un récepteur. Nous avons alors étudié le fonctionnement interne du TCSC, ce qui a montré que celui-ci ne doit pas être commandé trop près de la résonance car les signaux sont trop déformés et trop d'harmoniques sont injectés sur le réseau. De plus, on doit favoriser le fonctionnement du côté capacitif en déplaçant le point de résonance du côté inductif car ce dernier fonctionnement génère également des harmoniques importants ainsi que des pertes. Les résultats montrés dans l'analyse statique concernant l'augmentation du transit de puissance et la non-dégradation de la tension critique par le TCSC ont été confirmés par l'étude temporelle. En cas de court-circuit, le TCSC muni de son circuit de protection limite efficacement le courant de défaut s'il est commandé correctement.

Le logiciel EUROSTAG nous a permis de réaliser des tests de stabilité dynamique (augmentation progressive de charge et de stabilité transitoire (ouvertures de lignes et courts-circuits). Les résultats montrés par les analyses statiques et temporelles concernant l'augmentation du transit de puissance et la tension critique restent valables en dynamique lente même si l'efficacité des systèmes FACTS est diminuée par l'action déstabilisante des transformateurs à réglage en charge. Pour les déclenchements de ligne, le STATCON possède un bon comportement car il diminue la chute de tension (par rapport au réseau seul) au noeud où il est connecté. Ceci non seulement à l'instant du défaut, mais également lorsque le système retrouve son régime établi. Le TCSC, lui, ne diminue que la chute de tension au moment où la ligne s'ouvre.

Nous pouvons maintenant énoncer quelques perspectives ayant pour objectif de compléter ce que nous avons présenté dans ce rapport :

- Il serait intéressant d'utiliser des modèles moyens généralisés du SVC et du TCSC pour les simulations dynamiques réalisées avec EUROSTAG car ce type de modèle restitue la dynamique quasi-exacte du modèle topologique lorsque l'on peut assimiler les signaux à leur premier harmonique, ce qui est le cas avec EUROSTAG. De plus, les comparaisons entre les différents types de FACTS en seraient grandement facilitées. Cela impliquerait de réguler ces modèles par des commandes adéquates du type de la commande linéarisante du modèle moyen du STATCON et résoudrait du même coup le problème de régulation "manuelle" du TCSC.

- Lorsque les compensations shunt et série seront bien connues, nous pourrions alors nous intéresser aux déphaseurs commandés par thyristors et à l'UPFC, le compensateur universel qui réunit à lui seul les fonctions FACTS de compensation shunt et série et de déphasage.

- Une fonction importante du TCSC qui fait l'objet de nombreuses études est l'amortissement des oscillations subsynchrones (différentes des oscillations de puissance car elles ne concernent pas la même plage de fréquence et elles sont provoquées par l'excitation de différents éléments inductifs et capacitifs du réseau qui entrent alors en résonance). Une étude pourra être réalisée dans ce sens.

- Enfin, il faudrait essayer de déterminer si l'implantation d'un UPFC est préférable à celle d'un ou plusieurs FACTS spécifiques.

REFERENCES

BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Les références bibliographiques sont classées par ordre alphabétique.

- [AL-74] O.Alsai, B.Stoh, "Fast Decoupled Load Flow", IEEE Transactions on Power Apparatus and systems, Vol PAS-93, pp.859-869, May/June 1974
- [AN-77] P.M.Anderson, A.A.Fouad "Power System Control and Stability" The Iowa State University Press, 1977
- [AR-80] V.Arcidiacono, E.Ferrari, R.Marconato, J.Dos Ghali, D.Grandez "Evaluation and Improvement of Electromechanical Oscillation Damping by means of Eigenvalue-Eigenvector Analysis. Practical Results in the Central Peru Power system" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 2, pp. 769-778, mars-avril 1980
- [BE-95] Y.Bésanger, S.Maginier, N.Hadjsaid, R.Feuillet "Thyristor Controlled Series Compensation : some aspects of different circuits parameters and voltage stability margin" IEEE EMPD'95 Conference, Singapore, 1995
- [BE-96] Y. Bésanger, J. C. Passelergue, N. Hadjsaid, R. Feuillet : "Improvement of power system performance by inserting FACTS devices" IEE ACDC'96, London, UK, 29 April-3 May, 1996.
- [CH-95.1] C-L.Chang, C-S.Liu, C-K.Ko "Experience with Power System Stabilizers in a longitudinal Power System" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, février 1995
- [CH-95.2] X.R.Chen, N.C.Pahalawaththa, U.D.Annakkage, C.S.Kumble "Design of TCSC Controllers to Damp Power Swings by Using Eigenvalue Analysis Method" IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference, Stockholm, 18-22 juin 1995
- [CH-90] Christl N., Luetzelberger P., Pereira M., Sadek K., Montoya A.H., Torgerson D.R., Vossler B.A. : " Advanced series compensation with variable impedance " EPRI FACTS conference, workshop, Cincinnati, novembre 90
- [CI-85] CIGRE : Report on static VAR compensators, Working Group 38-01, task force n°2 on SVC, septembre 85
- [CI-95] CIGRE : brochure thématique, Groupe d'Action 38.02.08 : "Outils de simulation de la dynamique à long terme" ELECTRA N° 163, pp. 150-166, Décembre 95
- [DE-69] F.deMello, C.Concordia "Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, No. 4, pp. 316-329, avril 1969
- [EU-95] EUROSTAG user's manual, Electricité De France, Direction des études et recherches, Département MOS. TRACTEBEL, Energy - engineering; Département réseaux.
- [FI-92] Fitz P.J., Trainer D.R., Ferry G.A. : "Converter topologies for the advanced static VAR compensator " EPRI FACTS conference 2, Boston, mai 92
- [GA-93] Galanos G.D., Hatziadoniu C.I., Cheng X.J., Maratukulam D. : " Advanced static compensator for flexible AC transmission " IEEE PWRS vol 8, n°1, février 93
- [GY-79] Gyugyi L. : " Reactive power generation and control by thyristor circuits " IEEE IA vol

- [GY-90.1] Gyugyi L., Hingorani N.G., Nannery P.R., Tai N. : " Compensateur statique d'énergie réactive de type avancé utilisant des thyristors à ouverture par la gâchette pour des applications à la distribution publique d'énergie électrique " CIGRE 23-203, août 90
- [GY-90.2] Gyugyi L. : " Solid-state control of AC power transmission " EPRI FACTS conference, workshop, Cincinnati, novembre 90
- [GY-93] Gyugyi L. : " Dynamic compensation of AC transmission lines by solid-state synchronous voltage sources " IEEE PES paper 93 SM 434-1 PWRD, Vancouver, juillet 93
- [HA-93] Hadjsaid N. : Cours de conduite des réseaux, 3^{ème} année, Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs Electriciens de Grenoble (ENSIEG), 93
- [HA-95] H.J.Haubrich, T.Seitz, D.Povh "Static Var Compensator with Fuzzy Control for Improvement of Power System Performance" CIGRE, Symposium Tokyo, 1995
- [HE-52] W.G.Heffron, R.A.Phillips "Effect of a Modern Amplidyne Voltage Regulator on Underexcited Operation of Large Turbine Generators" AIEE Transactions (Power Apparatus and Systems), Vol. 71, pp. 692-697, août 1952
- [HE-93] Helbing S.G., Karady G.G. : " Investigations of an advanced form of series compensation " IEEE PES paper 93 SM 431-7 PWRD, Vancouver, juillet 93
- [HI-81] T.Hiyama "Identification of coherent generators using frequency response" IEE PROCEEDINGS, Vol. 128, Pt. C, No. 5, pp. 261-268, septembre 1981
- [HI-83] T.Hiyama "Coherency-based Identification of Optimum Site for Stabiliser Applications" IEE PROCEEDINGS, Vol. 130, Pt. C, No. 2, pp. 71-74, mars 1983
- [HI-90] Hingorani N.G. : " FACTS - Flexible AC transmission system " EPRI FACTS conference, workshop, Cincinnati, novembre 90
- [HS-87] Y-Y.Hsu, C-L Chen "Identification of Optimum Location for Stabiliser Applications using Participation Factors" IEE PROCEEDINGS, Vol. 134, Pt. C, No. 3, pp. 238-244, mai 1987
- [IE-93] " Static Var Compensator models for power flow and dynamic performance simulation", IEEE Special Stability Control Working Group, IEEE/PES Winter meeting, Columbus, OH, Jan. 31 - Feb. 5 1993
- [IS-89] A. Isidori : "Nonlinear control systems - an introduction" Springer - Verlag, second edition, 1989.
- [JI-93] Jinbo Kuang, Boon Teck Ooi : " series connected voltage source converter modules for force-commutated SVC and DC-transmission " IEEE PES paper 93 SM 438-2 PWRD, Vancouver, juillet 93
- [KA-92] Kappenman J., Norr S. : " Static phase shifter applications and concepts for the Minnesota - Ontario interconnection " EPRI FACTS conference 2, Boston, mai 92
- [KE-86] P. Kessel, H. Glavtsh : "Estimating the voltage stability of a power system" IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. PWRD-1, No 3, pp. 346-354, July 86
- [KO-94] R. J. Koessler, B. Fardanesh, M. I. Henderson, R. Adapa : " Feasibility studies for STATCON application in New York state" EPRI FACTS conference 3, Baltimore, Maryland, Oct. 5-7, 1994.

- [KU-89] P.Kundur, M.Klein, G.J.Rogers, M.S.Zywno "Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall System Stability" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 2, pp. 614-626, mai 1989
- [KU-94] P.Kundur "Power System Stability and Control" The EPRI Power System Engineering Series, 1994
- [LA-81] E.V.Larsen, D.A.Swann "Applying Power system Stabilizers, part I, II and III" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 6, pp. 3017-3046, juin 1981
- [LA-93] Larsen E.V., Clark K., Miske S.A., Urbanek J. : " Characteristics and rating considerations of thyristor controlled series compensation " IEEE PES paper 93 SM 433-3 PRWD, Vancouver, juillet 93
- [LA-95] E.V.Larsen, J.J.Sanchez-Gasca, J.H.Chow "Concepts for Design of FACTS Controllers to Damp Power Swings" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, pp. 948-956, mai 1995
- [LE-92] Lerch E., Povh D. : "Performance of AC systems using FACTS equipment " EPRI FACTS conference 2, Boston, mai 92
- [LU-90] J.Lu, H-D.Chiang, J.Thorp "Identification of Optimum Sites for Power System Stabilizer Applications" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 4, pp. 1302-1308, novembre 1990
- [MA-90] N.Martins, L.Lima "Determination of Suitable Locations for Power System Stabilizers and Static Var Compensators for Damping Electromechanical Oscillations in Large Scale Power Systems" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 4, pp. 1455-1468, novembre 1990
- [MA-94] S. Maginier : "Etude de la compensation série commandée par thyristors dans un réseau électrique" rapport de DEA, Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, Institut National Polytechnique de Grenoble, 94
- [MA-95.1] S. Maginier, N. Hadjsaid, S. Bacha : "A comparison study on inserting thyristor controlled series compensation in power systems" EPE 95 conference, Seville, Spain,, 95
- [MA-95.2] N.Martins, H.Pinto "Modern Tools for the Small-Signal Stability and Design of FACTS Assisted Power Systems" IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference, 18-22 juin 1995
- [ME-92.1] Mehta H., Cease T.W, Gyugyi L., Schauder C.D. : " Static condenser for flexible AC transmission systems " EPRI FACTS conference 2, Boston, mai 92
- [ME-92.2] Mehta H., Johnson R.K., Torgerson D.R., Gyugyi L., Schauder C.D. : " Unified power flow controller for flexible AC transmission systems " EPRI FACTS conference 2, Boston, mai 92
- [MI-95] R.Mihalic, P.Zunko, D.Povh "Modeling of Unified Power Flow Controller and its Impact on Power Oscillation Damping", CIGRE, Symposium Tokyo 1995
- [MO-89] Moran L.T., Ziogas P.D., Joos G. : " Analysis and design of a three-phase current source solid-state VAR compensator " IEEE IA vol 25, n°2, mars 89
- [MO-90] Montoya A.H., Torgerson D.R., Vossler B.A., Feldmann W., Juette G., Sadek K., Schultz A. : " 230 kV Advanced series compensation Kayenta substation - Arizona. Project overview " EPRI FACTS conference, workshop, Cincinnati, novembre 90

- [NI-93] Nicola G., Ceresoli B., Pincella C., Maratukulam D., Bortoni G., Bresesti P., Gomez R. : " Systems studies for possible applications of FACTS devices on the ENEL transmission network " IEEE/NTUA Athens Power Tech Conference, Athènes, septembre 93
- [NO-91] J. M. Norolowski, S. R. Sanders, X. Z. Liu, G. C. Verghese : "Generalised averaged method for power conversion circuits" IEEE transactions on Power Electronics, vol. 6, No 2, pp 251-258, 91
- [NY-93] Nyati S., Wegner C.A., Delmerico R.W., Piwko R.J., Baker D.H, Edri A. : "Effectiveness of thyristor controlled series capacitor in enhancing power system dynamics : an analog simulator study " IEEE PES paper 93 SM 432-5 PRWD, Vancouver, juillet 93
- [OS-88] D.R.Ostojic "Identification of Optimum Site for Power System Stabiliser Applications" IEE PROCEEDINGS, Vol. 135, Pt. C, No. 5, pp. 416-419, septembre 1988
- [OS91-1] D.R.Ostojic, G.T.Heydt "Transient Stability Assesment by Pattern Recognition in the Frequency Domain" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 1, pp. 231-237, février 1991
- [OS91-2] D.R.Ostojic "Stabilization of Multimodal Electromechanical Oscillations by Coordinated Application of Power System Stabilizers" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 4, pp. 1439-1445, novembre 1991
- [PA-89] F.L.Pagola, I.J.Pérez-Arriaga, G.C.Verghese "On Sensitivities, Residues and Participations : Applications to Oscillatory Stability Analysis and Control" IEEE Transactions on Power System, Vol. 4, No. 1, pp. 278-285, février 1989
- [PA-91] J.J.Paserba, E.V.Larsen, C.E.Grund, A.Murdoch "Mitigation of Inter-Area Oscillations by Control" IEEE Winter Power Meeting, Symposium on Inter-area Oscillations, 6 février 1991
- [PA-95.1] J.J.Paserba, C.Concordia, E.Lerch, D.P.Lysheim, D.Ostojic, B.H.Thorvaldsson, J.E.Dagle, D.J.Trudnowski, J.F.Hauer, N.Janssens "Opportunities for Damping Oscillations by Applying Power Electronics in Electric Power Systems", CIGRE, Symposium Tokyo 1995
- [PA-95.2] J. C. Passelergue : "Etude de l'insertion d'un STATCON sur les performances statiques d'un réseau" rapport de DEA, Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, Institut National Polytechnique de Grenoble, 95
- [PA-96] J. C. Passelergue, Y. Bésanger, N. Hadjsaid, R. Feuillet "Comparison of FACTS systems contribution on static power system performance" Soumis à UPEC'96, Iraklio, Crête, 96
- [PE-96.1] P. Petitclair, S. Bacha, J. P. Rognon : "Averaged modelling and nonlinear control of an ASVC (Advanced Static Var Compensator)" IEEE PESC'96, Baveno, Italy, June 24-27,1996.
- [PE-96.2] P. Petitclair, Y. Bésanger, S. Bacha, N. Hadjsaid : "Facts modelling and control : applications to the insertion of a STATCON on power system" Soumis à IAS 96
- [QU-92] T.Quoc Tuan, J.Fandino, J.C.Sabonnadière : "Fast calculation of indicators of risk of voltage instability" Proceeding of UPEC'92, University of Bath, pp. 612-615, September 92
- [QU-93] T.Quoc Tuan, J.Fandino, N.Hadjsaid, J.C.Sabonnadière, H.Vu, : " Emergency load shedding to avoid risks of voltage instability using indicators", IEEE/PES Winter

Meeting, Colombus, OH, Jan.31-Feb.5 1993

- [SA-73] J.C. Sabonnadière, PH. Auriol : "Surtensions de manoeuvre dans les réseaux HT et THT. Principales méthodes de calcul des régimes transitoires dans les réseaux THT." RGE, Vol. 82, N°11, November 1973
- [ST-74] B. Stott, O. Alsac : "Fast Decoupled Load Flow", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 93, pp. 859-869, May/June 74
- [SU-93] J. Sun, H. Grotsollen : "Averaged modelling and anlysis of resonant converters" IEEE PESC'93 records, pp 222-228, 93
- [TO-81] Torseng S., Tech D. : " Shunt-connected reactors and capacitors controlled by thyristors " IEE PROC., vol.128, Pt. C, n°6, novembre 81
- [VE-82] G.C.Vergheese, I.J.Pérez-Arriaga, F.C.Schweppe "Selective Modal Analysis to Electric Power Systems, Part II : the Dynamic Stability Problem" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 9, pp. 3126-3134, septembre 1982
- [VI-91] V.Vittal, N.Bhatia, A.A.Fouad "Analysis of the Inter-Area Mode Phenomenon in Power Systems Following Large Disturbances" IEEE/PES Winter Meeting, New York, 3-7 février 1991
- [XU-95] L.Xu, S.Ahmed-Zaid "Tuning of Power System Controllers using Symbolic Eigensensitivity Analysis and Linear Programming" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, pp. 314-321, février 1995
- [YA-94] X.Yang, A.Feliachi "Stabilization of Inter-Area Oscillation Modes through Excitation systems" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, pp. 494-502, février 1994
- [ZE-92] S.Zelingher, B.Sherling, J.D.Mountford, R.J.Koessler "Analytical Studies for Thyristor-Controlled Series Compensation in New York State, PART II -Dynamic Stability Analysis" EPRI proceedings : FACTS conference 2, Boston, 18-20 mai 1992
- [ZH-91] E.Z.Zhou, O.P.Malik, G.S.Hope, "Theory and Method for Selection of Power System Stabilizer Location" IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 6, No. 1, pp. 170-176, mars 1991
- [ZH-92] E.Z.Zhou, O.P.Malik, G.S.Hope, "Design of Stabilizer for a Multimachine Power System based on the Sensitivity of PSS Effect" IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, No. 3, pp. 606-613, septembre 1992
- [ZH-94] E.Z.Zhou, "Functional Sensitivity Concept and Its Application to Power System Damping Analysis" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, pp. 518-524, février 1994

ANNEXES

ANNEXE I

Cette annexe concerne le calcul, par la méthode de BERGERON, du circuit à courant continu équivalent, à un instant t , au réseau de la figure II.13 du chapitre II qui inclut un compensateur série réglable (TCSC).

On détermine tout d'abord le circuit équivalent de chaque élément du réseau.

A.I.1) Les lignes

Prenons, par exemple, la ligne 1.

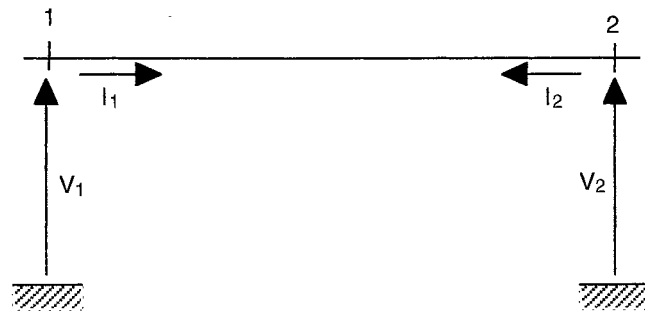


fig. A.I.1 : Ligne 1

L'impédance de cette ligne est répartie sur sa longueur, on utilise donc les équations des télégraphistes et on peut montrer que :

$$(V_1 - Z_{\text{ligne}} I_1)(t) = (V_2 + Z_{\text{ligne}} I_2)(t - \tau) \quad (\text{A.I.1})$$

$$(V_2 - Z_{\text{ligne}} I_2)(t) = (V_1 + Z_{\text{ligne}} I_1)(t - \tau) \quad (\text{A.I.2})$$

Z_{ligne} est l'impédance caractéristique de la ligne. Comme celle-ci est sans pertes, on a $Z_{\text{ligne}} = \sqrt{\frac{L}{C}}$

avec L : inductance linéique (H/km)

C : capacité linéique (F/km)

τ est le temps mis par une onde pour parcourir la ligne, c'est donc le temps de propagation et on a

$$\tau = D \cdot \sqrt{LC}$$

avec D : longueur de la ligne

Les équations A.I.1 et A.I.2 donnent

$$I_1(t) = Y_{\text{ligne}} \cdot V_1(t) + \Delta I_1(t - \tau)$$

$$I_2(t) = Y_{\text{ligne}} \cdot V_2(t) + \Delta I_2(t-\tau)$$

avec $Y_{\text{ligne}} = \frac{1}{Z_{\text{ligne}}}$ admittance caractéristique de la ligne

et $\Delta I_1(t-\tau) = - Y_{\text{ligne}} \cdot V_2(t-\tau) - I_2(t-\tau)$

$$\Delta I_2(t-\tau) = - Y_{\text{ligne}} \cdot V_1(t-\tau) - I_1(t-\tau)$$

On peut alors représenter la ligne à un instant t :

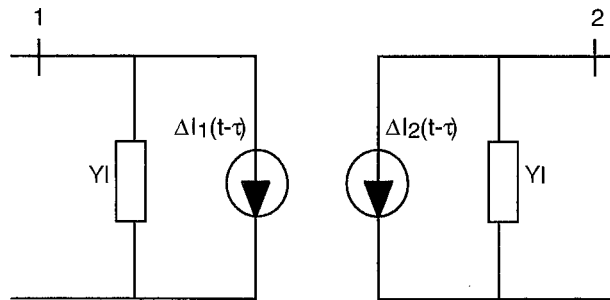


fig. A.I.2 : Ligne 1 modélisée à l'instant t

où $\Delta I_1(t-\tau)$ et $\Delta I_2(t-\tau)$ sont des sources de courant continu.

Le calcul est strictement analogue en ce qui concerne la ligne 2.

A.I.2) Les éléments localisés

Ces éléments (condensateur, inductance, résistance, etc. ...) font intervenir des équations différentielles qui seront intégrées pour la méthode des trapèzes. Le pas de calcul sera noté Δt .

A.I.2.1) La capacité

Soit le condensateur C

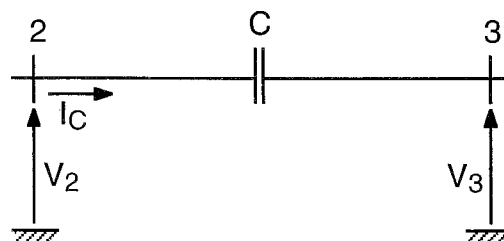


fig. A.I.3 : Condensateur C

On a :

$$I_C = C \frac{d(V_2 - V_3)}{dt}$$

donc : $(V_2 - V_3)(t) = \frac{1}{2} \int_{t-\Delta t}^t I_C(t) dt + (V_2 - V_3)(t - \Delta t)$

ce qui donne, avec la méthode des trapèzes :

$$I_C(t) = Y_C(V_2 - V_3)(t) + \Delta I_C(t - \Delta t)$$

avec $Y_C = \frac{2C}{\Delta t}$

et $\Delta I_C(t - \Delta t) = -I_C(t - \Delta t) - Y_C(V_2(t - \Delta t) - V_3(t - \Delta t))$

d'où le schéma équivalent de la capacité :

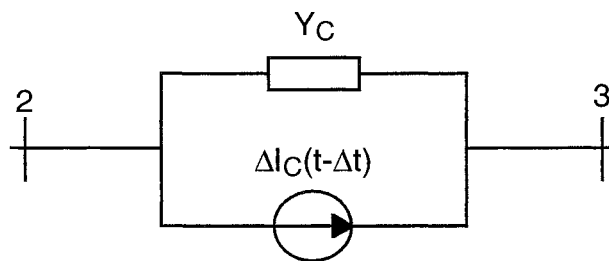


fig. A.I.4 : Condensateur modélisé à l'instant t

A.I.2.2) L'ensemble inductance + résistance du TCSC

Cet ensemble est le suivant :

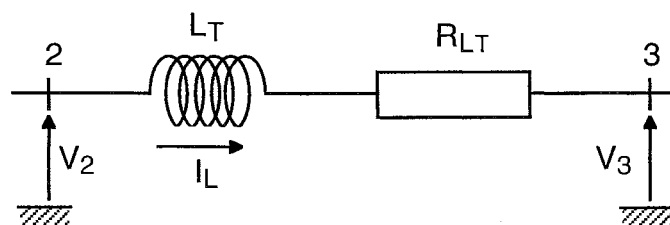


fig. A.I.5 : ensemble inductance + résistance

L'équation différentielle correspondante est

$$(V_2 - V_3)(t) = R_{LT} I_L(t) + L \frac{dI_L(t)}{dt}$$

ce qui donne, après calcul :

$$I_L(t) = Y_{RLT} (V_1 - V_2)(t) + \Delta I_L(t - \Delta t)$$

avec
$$Y_{RLT} = \frac{1}{R_{LT} + \frac{2L}{\Delta t}}$$

et
$$\Delta I_L(t - \Delta t) = Y_{RLT} [(V_1 - V_2)(t - \Delta t) + I_L(t - \Delta t) Z_{RLT}]$$

$$Z_{RLT} = -R_{LT} + \frac{2L}{\Delta t}$$

Cet ensemble d'éléments peut donc être représenté comme suit :

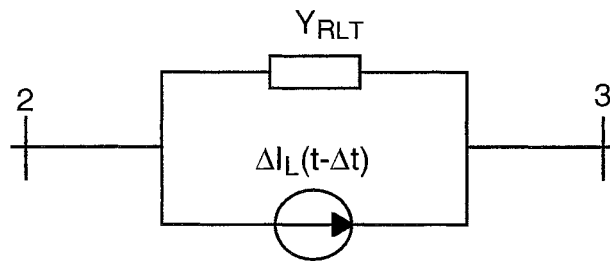


fig. A.I.6 : Modélisation à l'instant t de l'ensemble inductance + résistance

Un calcul identique peut être fait pour trouver le schéma équivalent de la charge qui est composée de l'inductance L_C et de la résistance R_{LC} .

A.I.2.3) Les thyristors

Les thyristors sont considérés comme parfaits. Le gradateur sera donc représenté par un interrupteur.

A.I.2.4) Réseau

La superposition des schémas équivalents aux éléments du réseau donne son circuit équivalent à courant continu, à l'instant t .

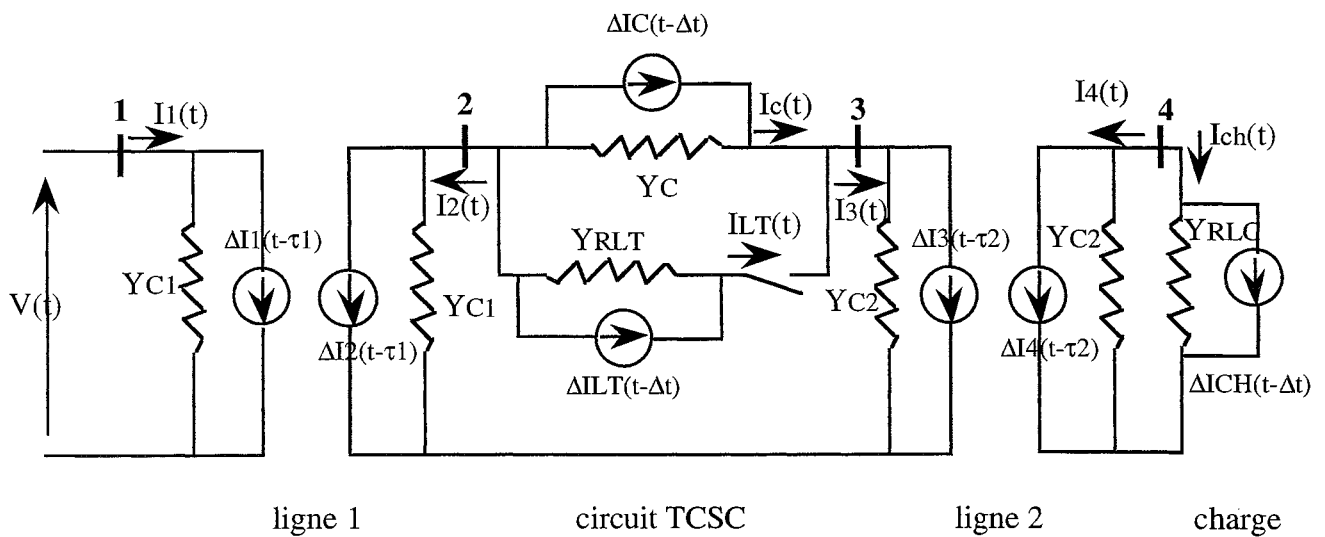


fig. A.I.7 : Circuit équivalent du réseau

On tire de ce circuit le système d'équations suivants :

$$[Y].[V] = [K]$$

avec $[Y]$: matrice des admittances nodales
 $[V]$: vecteur des tensions aux noeuds
 $[K]$: vecteur des courants injectés aux noeuds

et on a :

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{11} + Y_C + Y_{RLT} & -Y_C - Y_{RLT} & 0 \\ -Y_C - Y_{RLT} & Y_{12} + Y_C + Y_{RLT} & 0 \\ 0 & 0 & -Y_{12} - Y_{RLT} \end{bmatrix}$$

$$K = \begin{bmatrix} -\Delta I_L(t-\tau_1) - \Delta I_C(t-\Delta t) - \Delta I_{LT}(t-\Delta t) \\ -\Delta I_3(t-\tau_2) - \Delta I_C(t-\Delta t) + \Delta I_{LT}(t-\Delta t) \\ -\Delta I_4(t-\tau_2) - \Delta I_{CH}(t-\Delta t) \end{bmatrix}$$

$$V = \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix}$$

A.II.3) Modélisation du TCSC avec son circuit de protection

Le réseau précédent est complété par une varistance et un interrupteur de mise hors service du TCSC (figure II.15 du chapitre II).

Pour compléter le circuit de la figure A.II.7, il suffit de déterminer le circuit équivalent de la varistance,

celui de l'inductance L se déduisant des calculs précédents.

La varistance

La varistance est une résistance non linéaire dont la résistivité varie en fonction de la tension appliquée à ses bornes comme le montre la figure A.II.8.

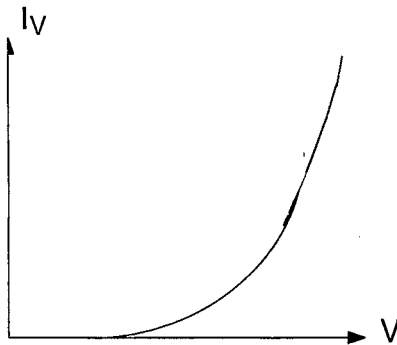


fig. A.I.8 : Caractéristique de la varistance

Dans le but de simplifier la modélisation, on linéarise la caractéristique par morceaux de la façon suivante :

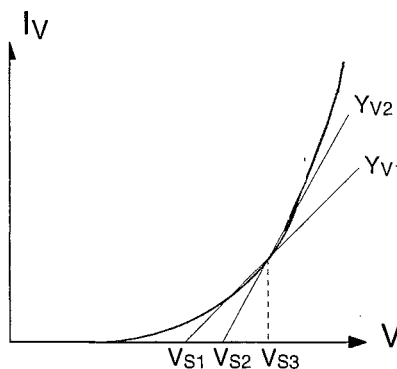


fig. A.I.9 : Linéarisation par morceaux de la caractéristique

L'équation de la caractéristique linéarisée s'écrit alors :

$$I_V = Y_V (V - V_S)$$

avec Y_V : admittance de la varistance
 V_S : tension seuil de la varistance

$$\text{On a } \begin{cases} V_S = V_{S1} \\ Y_V = Y_{V1} \end{cases} \quad \text{si } V_{S1} \leq V \leq V_{S3}$$

et
$$\begin{cases} V_S = V_{S2} \\ Y_V = Y_{V2} \end{cases} \text{ si } V \geq V_{S3}$$

Le circuit équivalent de la varistance, à un instant t , est alors celui de la figure A.I.10.

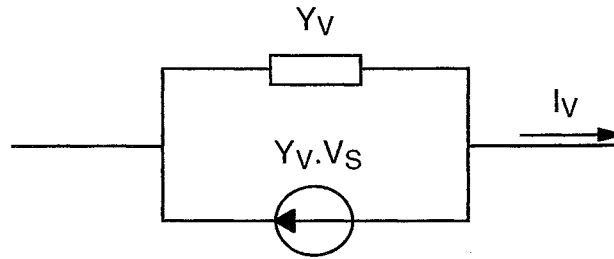


fig. A.I.10 : Modélisation de la varistance à l'instant t

L'introduction de ce circuit équivalent dans celui de la figure A.I.7 donne le schéma suivant :

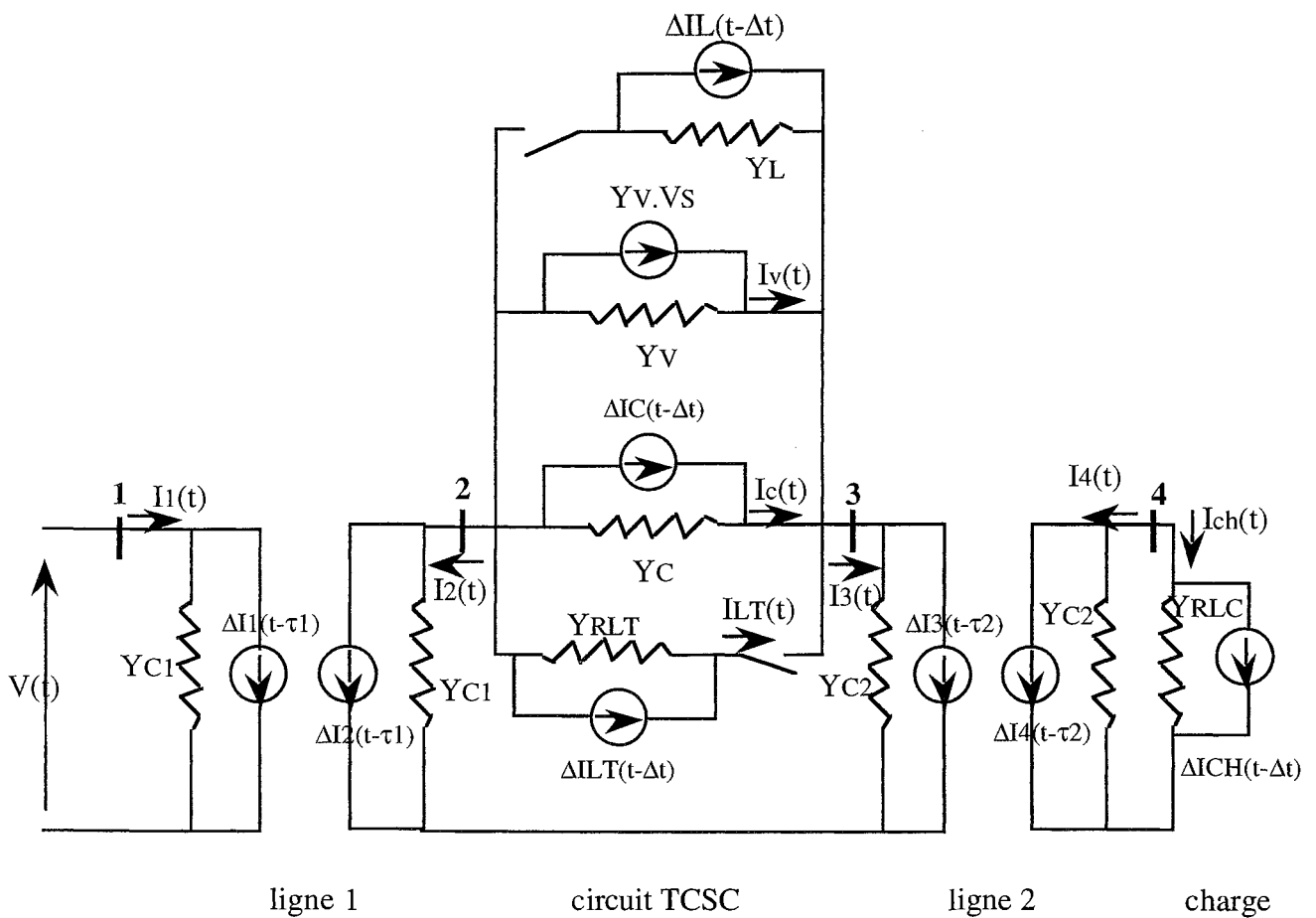


fig. A.I.11 : Circuit équivalent complet

Le nouveau système d'équation qui en découle s'écrit alors :

$$[Y] = \begin{bmatrix} Y_{C1}+Y_C+Y_{RLT}+Y_V+Y_L & -Y_C-Y_{RLT}-Y_V-Y_L & 0 \\ -Y_C-Y_{RLT}-Y_V-Y_L & Y_{C1}+Y_C+Y_{RLT}+Y_V+Y_L & 0 \end{bmatrix}$$

$$K = \begin{bmatrix} -\Delta I_2(t-\tau_1)-\Delta I_C(t-\Delta t)-\Delta I_{LT}(t-\Delta t)+Y_V \cdot V_S-\Delta I_L(t-\Delta t) \\ -\Delta I_3(t-\tau_2)+\Delta I_C(t-\Delta t)+\Delta I_{LT}(t-\Delta t)-Y_V \cdot V_S+\Delta I_L(t-\Delta t) \\ -\Delta I_4(t-\tau_2)-\Delta I_{CH}(t-\Delta t) \end{bmatrix}$$

$$V = \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix}$$

et ce, dans le cas où la varistance et les thyristors conduisent avec l'interrupteur de mise hors service fermé.

Y_L et ΔI_L sont respectivement l'admittance et la source de courant qui constituent le schéma équivalent de l'inductance L ,

ANNEXE II

Théorie de la stabilité dans les réseaux de puissance

A.II.1) Introduction

Les opérateurs des systèmes de puissance ont pour mission de fournir l'énergie électrique à leurs clients sans interruption, en leur assurant une tension et une fréquence contenue dans une certaine plage de tolérance. La première exigence est donc de conserver le synchronisme des générateurs. La seconde exigence est de maintenir l'intégrité du réseau.

Suite à un incident, le synchronisme peut éventuellement être perdu ou une ligne peut être coupée. L'étude de ces problèmes est connue sous le nom de stabilité des systèmes de puissance. La stabilité d'un système dépend du comportement des machines synchrones après une perturbation. En effet, le système est stable si le synchronisme est conservé.

Lorsque survient une perturbation, on voit apparaître des oscillations qui sont amorties si le système reste stable. Cependant, ces oscillations se répercutent sur les lignes de transport, en particulier sur les lignes reliant deux groupes de machines. Ces lignes de liaison, voyant de fortes fluctuations de transit de puissance, peuvent être déconnectées par l'action des protections.

A.II.1.1) **Notion de stabilité**

On se contentera dans cette partie de donner une définition de la stabilité essentiellement qualitative. Cette définition est donnée par Anderson et Fouad [AN-77] :

"Si la réponse oscillatoire d'un système de puissance pendant la période transitoire suivant une perturbation est amortie et si le système tend en un temps fini vers un nouvel état d'équilibre, le système est stable. Si le système n'est pas stable, il est considéré instable"

Cependant, il est nécessaire de faire une distinction suivant le type de perturbation que voit le système. Si cette perturbation est forte et brutale, comme par exemple la perte d'une machine ou un court-circuit, les machines peuvent perdre le synchronisme. Nous sommes ici dans le cas d'un problème de stabilité transitoire. Celle-ci dépend fortement de l'ampleur et de la position de la perturbation, ainsi que de l'état initial du système.

Inversement, si les perturbations sont faibles, comme par exemple de faibles variations de l'état de charge du système, et pour un réseau non surchargé, nous parlerons de stabilité dynamique (anciennement appelée "stabilité statique"). Contrairement à la stabilité transitoire, la stabilité dynamique tend à être une propriété de l'état du système. La limite distinguant ces deux types de stabilité est artificielle et donc subjective. Stabilité transitoire et stabilité dynamique verront l'utilisation

de traitements différents.

A.II.1.2) Oscillations dans les systèmes de puissance

Les problèmes d'oscillation dans les systèmes de puissance ne sont pas nouveaux. Les premiers problèmes de stabilité apparurent dans les années 1920 sous la forme d'oscillations spontanées, dues à un amortissement insuffisant, et furent résolus par l'ajout d'enroulements amortisseurs dans les machines. Pour comprendre l'origine de ces oscillations, on peut faire une analogie avec un système mécanique tel que celui de la figure A.II.1.

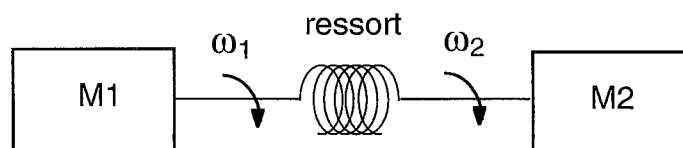


fig. A.II.1 : Système mécanique produisant des oscillations

Il s'agit de deux masses oscillantes M1 (pulsation ω_1) et M2 (pulsation ω_2) reliées par l'intermédiaire d'un ressort. On suppose que les pulsations ω_1 et ω_2 sont très proches. Le ressort va alors osciller à une pulsation ω_r telle que $\omega_r = \omega_1 - \omega_2$. Ces oscillations vont se propager aux masses et perturber leurs oscillations respectives. De la même manière, les machines synchrones d'un réseau de transport ou de réseaux interconnectés peuvent fonctionner à des fréquences légèrement différentes (suite à une variation brutale de charge ou à une contingence dans une région donnée, par exemple) et se mettre à osciller entre elles. Les lignes de transport du réseau jouent le rôle du ressort car elles possèdent un temps de propagation en général non négligeable puisqu'il dépend de leur longueur.

Dans les années 1950 et 1960, l'utilisation des régulateurs de tension s'est généralisée sur les nouveaux équipements. Or les régulateurs ont un impact négatif sur la stabilité dynamique, des oscillations faibles en amplitude et en fréquence persistant sur de longues périodes et ayant pour conséquence de limiter le transit de puissance

Lors d'une augmentation de charge, les générateurs vont fournir le surplus de puissance demandé suivant leur position électrique, l'énergie stockée dans leur masse tournante, leur caractéristique de commande, etc... Par conséquent, les machines sont en continues oscillations les unes par rapport aux autres. Si ces oscillations sont la plupart du temps peu contraignantes au niveau même des machines, il n'en est pas de même dans les lignes qui relient deux groupes de machines. Les différents groupes oscillent les uns en regard des autres, et le transit de puissance à travers les lignes de liaison en est le reflet. De très petites oscillations au niveau du réseau peuvent devenir conséquentes au niveau de ces lignes de transport.

On voit donc apparaître ici un problème totalement différent de la notion de maintien de tension et de fréquence.

On s'intéressera ici à ces oscillations qui apparaissent dans le système car, comme nous l'avons vu

précédemment (chapitre I), les systèmes FACTS semblent être un des moyens permettant de les limiter. Pour cela, seul le cadre de la stabilité dynamique sera pris en compte.

Les valeurs propres de la matrice d'état, matrice provenant de la représentation du système, fournissent un outil d'étude de ces oscillations en termes de fréquence et d'amortissement. De plus, l'utilisation des propriétés liées à ces valeurs propres permettent de mesurer la participation des différentes machines dans chaque mode d'oscillation.

Afin de limiter ces oscillations, l'addition de boucles d'amortissement dans les régulations de tension de certaines machines (PSS - Power System Stabiliser) s'est généralisée. Les performances de ces PSS dépendent fortement de leur lieu d'implantation et de leur réglage.

Le développement récent des dispositifs FACTS ouvre une nouvelle voie dans l'amélioration de ces oscillations et donc de la stabilité dynamique dans les grands systèmes électriques.

A.II.2) Représentation d'un système

A.II.2.1) Représentation d'état [KU-94]

Le comportement dynamique d'un système tel qu'un système de puissance peut être décrit par un jeu de 'n' équations différentielles non linéaires du premier ordre.

$$\frac{\partial x_i}{\partial t} = f_i(x_1, \dots, x_n, u_1, \dots, u_r, t) \quad i = 1, \dots, n$$

n : ordre du système

r : nombre de variables d'entrée

f_i : $i^{\text{ème}}$ fonction non linéaire

x_i : $i^{\text{ème}}$ variable d'état

u_j : $j^{\text{ème}}$ variable d'entrée

t : temps

En écrivant cette équation sous une forme vectorielle :

$$\frac{\partial x}{\partial t} = f(x, u, t) \quad (\text{A.II.1})$$

$$x = \begin{pmatrix} x_1 \\ \dots \\ x_n \end{pmatrix} \quad u = \begin{pmatrix} u_1 \\ \dots \\ u_r \end{pmatrix} \quad f = \begin{pmatrix} f_1 \\ \dots \\ f_n \end{pmatrix}$$

x : vecteur d'état

u : vecteur des variables d'entrée

f : vecteur de fonctions non linéaires

Si $\partial x / \partial t$ ne dépend pas explicitement du temps, le système est dit autonome. Alors, depuis (A.II.1) :

$$\frac{\partial x}{\partial t} = f(x, u) \quad (\text{A.II.2})$$

Les variables de sortie peuvent être exprimées suivant les variables d'état et les variables d'entrée.

$$y = g(x, u) \quad (\text{A.II.3})$$

$$y = \begin{pmatrix} y_1 \\ \dots \\ y_m \end{pmatrix} \quad g = \begin{pmatrix} g_1 \\ \dots \\ g_m \end{pmatrix}$$

y : vecteur des variables de sortie

y_k : $k^{\text{ième}}$ variable de sortie

g : vecteur de fonctions non linéaires

g_k : $k^{\text{ième}}$ fonction non linéaire

Cette représentation est la représentation exacte du système. Elle peut être utilisée par exemple dans le cas de l'étude de stabilité transitoire, par traitement numérique. Cependant, dans le cas de la stabilité dynamique, les perturbations sont faibles, ce qui permet de linéariser le système.

En effet, une perturbation dans le système peut s'exprimer sous la forme

$$x = x_0 + \Delta x \quad \text{et} \quad u = u_0 + \Delta u \quad (\text{A.II.4})$$

x_0 et u_0 correspondent au point d'équilibre. Δx et Δu sont des perturbations de faible amplitude autour du point d'équilibre.

En introduisant l'équation A.II.4 dans l'équation A.II.2, puis en effectuant un développement en série de Taylor au premier ordre, on obtient le système matriciel suivant :

$$\frac{\partial \Delta x}{\partial t} = A \cdot \Delta x + B \cdot \Delta u \quad (\text{A.II.5})$$

$$\Delta y = C \cdot \Delta x + D \cdot \Delta u$$

$$A = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{pmatrix} \quad B = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{pmatrix}$$

$$C = \begin{pmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{pmatrix} \quad D = \begin{pmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{pmatrix}$$

Δx : vecteur d'état de dimension 'n'

Δy : vecteur des variables de sortie de dimension 'm'

Δu : vecteur des variables d'entrée de dimension 'r'

A : matrice d'état de dimension 'nxn'

B : matrice des variables d'entrée de dimension 'nxr'

C : matrice des variables de sortie de dimension 'mxn'

D : matrice de dimension 'mxr' définissant la proportion des valeurs d'entrée qui apparaissent directement dans les variables de sortie

A.II.2.2) Valeurs propres - Vecteurs propres

a) Valeurs propres de la matrice d'état A

En utilisant la transformation de Laplace et depuis le système d'équations A.II.5, il résulte les équations d'état :

$$s.\Delta x(s) - \Delta x(0) = A.\Delta x(s) + B.\Delta u(s) \quad (\text{A.II.6})$$

$$\Delta y(s) = C.\Delta x(s) + D.\Delta u(s)$$

$$\Delta x(s) = \frac{\text{adj}(s.I - A)}{\det(s.I - A)} [\Delta x(0) + B.\Delta u(s)] \quad (\text{A.II.7})$$

et

$$\Delta y(s) = C. \frac{\text{adj}(s.I - A)}{\det(s.I - A)} [\Delta x(0) + B.\Delta u(s)] + D.\Delta u(s) \quad (\text{A.II.8})$$

avec s : opérateur de Laplace

Les transformées de Laplace $\Delta x(s)$ et $\Delta y(s)$ ont deux composantes, l'une dépendant des conditions initiales et l'autre des variables d'entrée.

Les pôles de $\Delta x(s)$ et $\Delta y(s)$ sont les racines de l'équation suivante :

$$\det(s.I - A) = 0 \quad (\text{A.II.9})$$

Les valeurs de 's' satisfaisant cette équation sont les valeurs propres de la matrice A. Les valeurs propres peuvent être réelles ou complexes. Si la matrice A est réelle (cas des systèmes physiques), les solutions complexes sont conjuguées. Une matrice et sa transposée ont les mêmes valeurs propres.

b) Vecteurs propres associés à une valeur propre

Pour chaque valeur propre λ_i , le vecteur Φ_i est le vecteur propre de droite de A associé à la valeur propre λ_i .

$$A.\Phi_i = \lambda_i.\Phi_i \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{A.II.10})$$

$$\Phi_i = \begin{vmatrix} \Phi_{1i} \\ \dots \\ \Phi_{ni} \end{vmatrix}$$

De même, le vecteur Ψ_i satisfaisant l'équation :

$$\Psi_i \cdot A = \lambda_i \cdot \Psi_i \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{A.II.11})$$

$$\Psi_i = | \Psi_{1i} \quad \dots \quad \Psi_{ni} |$$

est appelé vecteur propre de gauche associé à la valeur propre λ_i .

Les vecteurs propres de gauche et de droite correspondant aux différentes valeurs propres sont orthogonaux.

$$\Psi_j \cdot \Phi_i = 0 \quad \text{si } i \neq j \quad (\text{A.II.12})$$

Si ces vecteurs sont normalisés,

$$\Psi_i \cdot \Phi_i = 1 \quad (\text{A.II.13})$$

c) Matrices modales

Les matrices modales Φ et Ψ sont définies par

$$\Phi = | \Phi_1 \quad \dots \quad \Phi_n | \quad \text{matrice } nxn$$

$$\Psi = | \Psi_1^T \quad \dots \quad \Psi_n^T |^T \quad \text{matrice } nxn$$

Soit Λ matrice diagonale ($\lambda_1, \dots, \lambda_n$ éléments de la diagonale). Λ est une matrice nxn .

$$\Lambda = \begin{vmatrix} \lambda_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & \lambda_n \end{vmatrix}$$

Il est alors possible d'écrire :

$$A \cdot \Phi = \Phi \cdot \Lambda \quad (\text{A.II.14})$$

$$\Psi \cdot \Phi = I \quad \Psi = \Phi^{-1} \quad (\text{A.II.15})$$

$$\Phi^{-1} \cdot A \cdot \Phi = \Lambda \quad (\text{A.II.16})$$

A.II.2.3) Réponse libre du système dynamique

La réponse libre est donnée par :

$$\frac{\partial \Delta x}{\partial t} = A \cdot \Delta x \quad (\text{A.II.17})$$

Soit la variable z telle que :

$$\Delta x = \Phi . z \quad (\text{A.II.18})$$

Au vu de l'équation A.II.16, avec les équations A.II.17 et A.II.18,

$$\frac{\partial z}{\partial t} = \Lambda . z \quad (\text{A.II.19})$$

Cette dernière équation a l'avantage sur l'équation A.II.17 de voir une matrice Λ diagonale. Elle représente 'n' équations du premier ordre non couplées.

$$\frac{\partial z_i}{\partial t} = \lambda_i . z_i \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{A.II.20})$$

Ces équations ont pour solution avec $z_i(0)$ valeur initiale de z_i

$$z_i(t) = z_i(0) . e^{\lambda_i t} \quad (\text{A.II.21})$$

En remplaçant dans l'équation A.II.18, on obtient

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^n \Phi_i . z_i(0) . e^{\lambda_i t} \quad (\text{A.II.22})$$

Soit $C_i = z_i(0) = \Psi_i . \Delta x(0)$ d'après les équations A.II.15 et A.II.18. A partir de l'équation A.II.22, on obtient :

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^n \Phi_i . C_i . e^{\lambda_i t} \quad (\text{A.II.23})$$

La réponse temporelle de la $i^{\text{ème}}$ variable d'état est donnée par :

$$\Delta x_i(t) = \Phi_{i1} . C_1 . e^{\lambda_1 t} + \Phi_{i2} . C_2 . e^{\lambda_2 t} + \dots + \Phi_{in} . C_n . e^{\lambda_n t}$$

L'équation précédente donne l'expression de la réponse libre dans le temps suivant les valeurs propres et les vecteurs propres.

Ainsi, la réponse libre est donnée par une combinaison linéaire de 'n' modes dynamiques correspondant aux 'n' valeurs propres de la matrice d'état. Le produit scalaire $C_i = \Psi_i . \Delta x(0)$ représente l'amplitude de l'excitation du $i^{\text{ème}}$ mode.

A.II.2.4) Analyse de stabilité

La caractéristique temporelle d'un mode correspondant à une valeur propre λ_i est donnée par $e^{\lambda_i t}$.

Une valeur propre réelle correspond à un mode non oscillatoire. Une valeur propre réelle positive

représente une instabilité aperiodique. Les valeurs de C et des vecteurs propres associés aux valeurs propres réelles sont aussi réelles.

Les valeurs propres complexes viennent par paires, et chaque paire correspond à un mode d'oscillation. Les valeurs de C et des vecteurs propres sont telles que $x(t)$ soit réelle à tout instant t. Par exemple, $(a+jb).e^{(\sigma-j\omega)t} + (a-jb).e^{(\sigma+j\omega)t}$ a la forme $e^{\sigma t} \cdot \sin(\omega t + \phi)$.

La partie réelle de la valeur propre donne l'amortissement. La partie imaginaire donne la fréquence d'oscillation.

Une partie réelle négative représente une oscillation amortie alors qu'une partie réelle positive représente une oscillation d'amplitude croissante, et donc une instabilité.

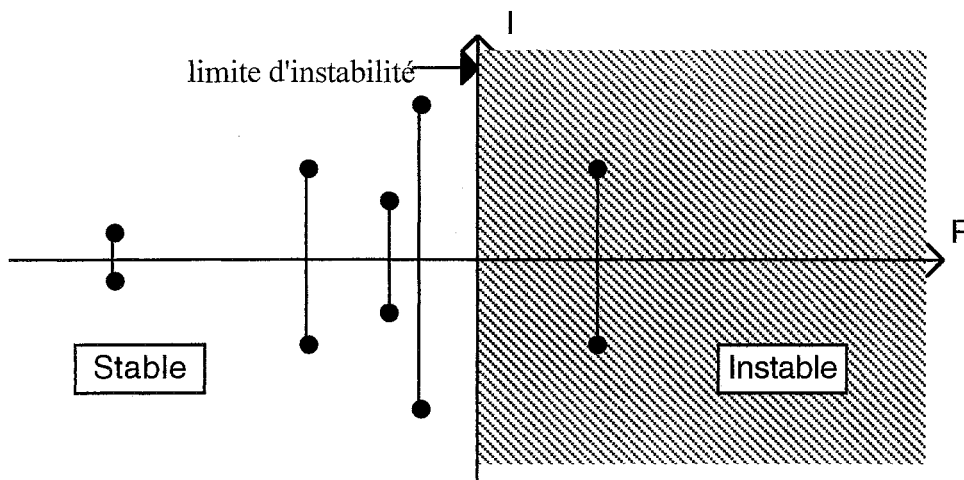


Fig. A.II.2 : Exemple de représentation des valeurs propres dans le plan complexe

Dans l'exemple ci-dessus, une paire de complexes conjugués ont leur partie réelle positive. Le système est alors instable. Inversement, plus la partie réelle d'une paire de complexes conjugués se situe à gauche dans ce plan, plus le mode d'oscillation qui lui est associé est stable.

Pour une valeur propre $\lambda = \sigma \pm j\omega$, la fréquence d'oscillation est $f = \frac{\omega}{2\pi}$ et le taux d'amortissement

est
$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}.$$

A.II.2.5) Forme des modes et sensibilité des valeurs propres

Il a été vu précédemment (équations A.II.21 et A.II.22) que la réponse du système est donnée par

$$\Delta x(t) = \Phi \cdot z(t) = [\Phi_1 \quad \dots \quad \Phi_2] \cdot z(t) \quad (\text{A.II.24})$$

et

$$z(t) = \Psi \cdot \Delta x(t) = [\Psi_1^T \quad \dots \quad \Psi_n^T]^T \cdot \Delta x(t) \quad (\text{A.II.25})$$

Les variables $\Delta x_1, \dots, \Delta x_n$ sont les variables d'état originales représentant les performances dynamiques du système. Les variables z_1, \dots, z_n sont les variables d'état transformées telles que chaque variable représente un seul et unique mode d'oscillation.

L'équation A.II.24 montre que le vecteur propre de droite donne la forme du mode, c'est-à-dire l'activité relative des variables d'état lorsque un mode est excité. Ainsi, le degré d'activité de la variable d'état x_k pour le $i^{\text{ème}}$ mode est fourni par l'élément Φ_{ki} du vecteur propre de droite Φ_i . Les normes des éléments de Φ_i donnent l'étendue de l'activité des 'n' variables d'état pour le $i^{\text{ème}}$ mode, et les angles de ces éléments donnent les déplacements de phase des variables d'état par rapport au mode.

L'équation A.II.25 montre que le vecteur propre de gauche Ψ_i donne quelle combinaison des variables d'état originales active le $i^{\text{ème}}$ mode uniquement.

Ainsi, le $k^{\text{ème}}$ élément du vecteur propre de droite Φ_i quantifie l'activité de la variable x_k pour le $i^{\text{ème}}$ mode alors que le $k^{\text{ème}}$ élément du vecteur propre de gauche Ψ_i pèse la contribution de cette activité sur le $i^{\text{ème}}$ mode.

Maintenant, il s'agit d'examiner la sensibilité des valeurs propres aux éléments de la matrice d'état. Pour cela, il est possible d'utiliser l'équation A.II.10.

$$A \cdot \Phi_i = \lambda_i \cdot \Phi_i \quad i = 1, \dots, n$$

Soit a_{kj} élément de la matrice A se situant à la $k^{\text{ème}}$ ligne et $j^{\text{ème}}$ colonne. En différentiant l'expression précédente [AN-77] :

$$\frac{\partial A}{\partial a_{kj}} \cdot \Phi_i + A \cdot \frac{\partial \Phi_i}{\partial a_{kj}} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \cdot \Phi_i + \lambda_i \cdot \frac{\partial \Phi_i}{\partial a_{kj}}$$

En multipliant les deux termes de l'égalité par Ψ_i , et en rappelant que $\Psi_i \cdot \Phi_i = 1$ et que $\Psi_i \cdot (A - \lambda_i \cdot I) = 0$,

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = \Psi_{ik} \cdot \Phi_{ji} \quad (\text{A.II.26})$$

Ainsi, la sensibilité de la valeur propre λ_i à l'élément a_{kj} de la matrice d'état est égale au produit de l'élément du vecteur propre de gauche Ψ_{ik} par l'élément du vecteur propre de droite Φ_{ji} .

A.II.2.6) Contrôlabilité et observabilité

Le système a été représenté précédemment par l'équation A.II.5 :

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta x}{\partial t} &= A \cdot \Delta x + B \cdot \Delta u \\ \Delta y &= C \cdot \Delta x + D \cdot \Delta u \end{aligned}$$

En utilisant la variable z définie par l'équation A.II.18, il est obtenu :

$$\begin{aligned} \frac{\partial z}{\partial t} &= \Lambda.z + B'.\Delta u \\ \Delta y &= C'.z + D.\Delta u \end{aligned} \quad (\text{A.II.27})$$

avec les matrices B' et C' définies par $B' = \Phi^{-1}.B$ et $C' = C.\Phi$.

En examinant l'équation A.II.27, si la $i^{\text{ème}}$ ligne de la matrice B' est composée de valeurs nulles, alors les entrées n'ont aucune action sur le $i^{\text{ème}}$ mode. Dans un tel cas, le $i^{\text{ème}}$ mode est dit incontrôlable. Toujours depuis l'équation A.II.27, il est observé que la $i^{\text{ème}}$ colonne de la matrice C' montre si la variable z_i intervient sur les variables de sortie. Si les valeurs de ce vecteur colonne sont nulles, le mode correspondant est inobservable.

La matrice B' , de dimension ' $n \times r$ ', est appelée matrice de contrôlabilité, et la matrice C' , de dimension ' $m \times n$ ', est appelée matrice d'observabilité.

A.II.3) Modes d'oscillation

Il a été vu dans le paragraphe précédent comment déterminer les modes d'oscillation à partir de la matrice d'état par le calcul des valeurs propres. Il est intéressant maintenant de regarder plus précisément quelle en est l'origine et quels sont les différents types de modes d'oscillation.

A.II.3.1) **Origine des oscillations**

Le but de cette partie est uniquement de se sensibiliser à ces oscillations. Par conséquent, il ne sera étudié que des machines non régulées avant de dégager des notions qualitatives sur l'origine des modes d'oscillation.

a) *Machine synchrone non régulée*

L'étude portera dans un premier temps sur une machine non régulée connectée à un noeud infini (tension et fréquence constantes). Les hypothèses suivantes seront avancées :

- la puissance mécanique est constante;
- le modèle d'une tension constante à travers la réactance synchrone est valide pour la représentation des machines synchrones;
- l'angle mécanique du rotor de la machine coïncide avec l'angle de la tension à travers la réactance synchrone;
- les charges sont représentées par des impédances passives.

L'équation mécanique décrivant ce modèle est la suivante [AN-77] :

$$\frac{2H}{\omega_r} \frac{d^2\delta}{dt^2} + D.\omega = P_m - P_e \quad (\text{A.II.28})$$

H : constante d'inertie [s]

ω_r : vitesse angulaire de référence de l'arbre [rad/s]

$\delta = \delta_0 + \delta_\Delta$: angle de l'arbre [rad] avec δ_0 angle de référence tournant à la vitesse ω_r

D : coefficient d'amortissement de puissance [pu]

ω : vitesse angulaire [rad/s]

P_m : puissance mécanique (puissance d'entrée) [pu]

P_e : puissance électrique (puissance de sortie) [pu]

Après linéarisation [AN-77],

$$\frac{2H}{\omega_r} \cdot \frac{d^2 \delta_\Delta}{dt^2} + \frac{D}{\omega_r} \cdot \frac{d \delta_\Delta}{dt} + P_s \cdot \delta_\Delta = 0 \quad (\text{A.II.29})$$
$$P_s = \left. \frac{dP_e}{d\delta} \right|_{\delta_0} \text{ est le coefficient de puissance synchronisant [pu/rad]}$$

L'équation caractéristique est donc :

$$\frac{2H}{\omega_r} s^2 + \frac{D}{\omega_r} s + P_s = 0 \quad (\text{A.II.30})$$

Les racines sont données par :

$$s = -\frac{D}{4H} \pm \frac{\omega_r}{4H} \sqrt{\frac{D^2}{\omega_r^2} - \frac{8H \cdot P_s}{\omega_r}} \quad (\text{A.II.31})$$

En général, $(D/\omega_r)^2 < 8H \cdot P_s / \omega_r$. La réponse est dans ce cas-là oscillatoire. Le mode d'oscillation propre d'une machine non régulée est ainsi obtenu .

b) *Modes d'oscillation d'un système multi-machines dont les machines sont non régulées*

Le système étudié comprend maintenant **n** machines. Les hypothèses sont les mêmes que précédemment. De plus, afin de simplifier l'étude, le coefficient d'amortissement sera ici négligé.

En écrivant à nouveau l'équation mécanique d'une machine synchrone, on obtient un jeu de 'n' équations différentielles du second ordre linéarisées.

Equation généralisée à 'n' machines :

$$\frac{2H_i}{\omega_r} \frac{d^2 \delta_{i\Delta}}{dt^2} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n P_{sij} \cdot \delta_{ij\Delta} = 0 \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{A.II.32})$$
$$\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$$

Celles-ci ne sont pas indépendantes car $\sum \delta_{ij} = 0$.

$$\text{Soit } P_{sij} = \left. \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_{ij}} \right|_{\delta_{ij0}} = E_i \cdot E_j \cdot (B_{ij} \cdot \cos \delta_{ij0} - G_{ij} \cdot \sin \delta_{ij0}) \quad [\text{pu/rad}]$$

P_{sij} correspond à la variation de la puissance électrique de la machine i due à la variation de l'angle entre les machines i et j lorsque les autres angles restent constants. Il s'agit ici encore du coefficient de puissance synchronisant. On remarque que ce coefficient dépend de l'état de charge du réseau (par les tensions E_i et E_j), mais aussi de sa topologie (par la conductance G_{ij} et la susceptance B_{ij}).

L'équation précédente peut s'écrire sous la forme suivante :

$$\frac{d^2 \delta_{i\Delta}}{dt^2} + \frac{\omega_r}{2H_i} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n P_{sij} \cdot \delta_{ij\Delta} = 0 \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{A.II.33})$$

En soustrayant la n ème équation à la i ème équation,

$$\frac{d^2 \delta_{i\Delta}}{dt^2} - \frac{d^2 \delta_{n\Delta}}{dt^2} + \frac{\omega_r}{2H_i} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n P_{sij} \cdot \delta_{ij\Delta} - \frac{\omega_r}{2H_n} \sum_{j=1}^{n-1} P_{snj} \cdot \delta_{nj\Delta} = 0 \quad i = 1, \dots, n-1 \quad (\text{A.II.34})$$

En écrivant $\delta_{ij\Delta} = \delta_{in\Delta} - \delta_{jn\Delta}$

$$\frac{d^2 \delta_{in\Delta}}{dt^2} + \sum_{j=1}^{n-1} \alpha_{ij} \cdot \delta_{jn\Delta} = 0 \quad i = 1, \dots, n-1 \quad (\text{A.II.35})$$

Les coefficients α_{ij} dépendent des constantes d'inertie des machines et des coefficients de puissance synchronisants.

Cette dernière équation représente un jeu de $(n-1)$ équations linéaires du second ordre, ou encore un jeu de $2 \cdot (n-1)$ équations linéaires du premier ordre.

Si ce système est écrit sous la forme de l'équation A.II.17, on obtient :

$$\begin{array}{c|c|c|c} \begin{array}{c} \delta_{1n\Delta} \\ \vdots \\ \delta_{(n-1)n\Delta} \\ \delta_{1n\Delta} \\ \vdots \\ \delta_{(n-1)n\Delta} \end{array} & = & \begin{array}{cc|c} 0 & & I \\ \hline -\alpha_{1,1} & \dots & -\alpha_{1,n-1} \\ \dots & \dots & \dots \\ -\alpha_{n-1,1} & \dots & -\alpha_{n-1,n-1} \end{array} & \begin{array}{c} \delta_{1n\Delta} \\ \dots \\ \delta_{(n-1)n\Delta} \\ \delta_{1n\Delta} \\ \vdots \\ \delta_{(n-1)n\Delta} \end{array} \end{array}$$

Afin d'obtenir la réponse libre du système, il faut examiner les valeurs propres de la matrice d'état.

$$\det \begin{vmatrix} -\lambda.I & I \\ -\alpha & -\lambda.I \end{vmatrix} = |\lambda^2 . I + \alpha| = 0$$

Ce système a $2.(n-1)$ racines complexes, c'est-à-dire $(n-1)$ paires complexes. Par conséquent, le système a $(n-1)$ fréquences d'oscillation.

Les modes d'oscillation dépendent donc non seulement des caractéristiques mécaniques des machines, mais aussi de l'état de charge du réseau par l'effet des coefficients de puissance synchronisants. Ces oscillations proviennent d'échange entre machines de l'énergie stockée dans les masses tournantes (i.e. l'énergie cinétique).

L'amortissement a été négligé dans cette partie. Sa présence aurait rendu plus complexe cette étude, mais, bien sûr, n'en aurait pas altéré le résultat qualitatif.

c) Modes d'oscillation dans un système de machines régulées

Il vient d'être vu que, pour un système composé de machines non régulées, les fréquences d'oscillation dépendaient des constantes d'inertie des machines, des variations de puissance électrique de celles-ci via les coefficients de puissance synchronisants et, bien sûr, du coefficient d'amortissement des machines.

La puissance mécanique de la machine était, quant à elle, considérée constante.

Dans le cas d'une machine comportant une régulation de tension, la variation de puissance électrique dépendra fortement de cette régulation [AN-77]. En effet, on peut constater, sur la figure A.II.3, que la variation de la tension d'excitation ΔE_{fd} va produire une variation de la force électromotrice de la machine $\Delta E'_q$ qui résultera en une variation du couple électromagnétique ΔT_e et donc de la puissance de la machine.

Dans le cas d'une machine comportant une régulation de vitesse, la puissance mécanique ne pourra plus être considérée constante [AN-77].

Compte tenu de la diversité des types de régulation et de la complexité de représentation et de traitement des équations différentielles lors de la présence de ces régulations (l'introduction des régulations dans les équations mécaniques augmentent fortement l'ordre du système), il est inutile d'exposer ici une quelconque étude de machines régulées. De plus, il a été vu dans le paragraphe 2 que les valeurs propres étaient un outil permettant aisément de déterminer les modes d'oscillations d'un système. C'est pourquoi cette approche qualitative sera suffisante pour cette partie.

Ainsi, les fréquences d'oscillation et les taux d'amortissement de ces oscillations dépendront des caractéristiques mécaniques des machines (constante d'inertie et coefficient d'amortissement), de l'état de charge du réseau et des régulations des machines. Ces oscillations étant d'origine électromécanique, un système de 'n' machines verra 'n-1' modes d'oscillation.

A.II.3.2) Modes locaux - Modes inter-régions [LA-81]

Les oscillations dans les systèmes de puissance surviennent dans une gamme de fréquence variant de 0.2 à 2.5 Hz. Elles correspondent à un échange entre machines d'énergie stockée dans les masses tournantes, c'est-à-dire d'énergie cinétique.

Plusieurs types de modes d'oscillation sont observés :

- Les modes inter-régions ou inter-zones, qui correspondent à des modes d'oscillation entre groupes de machines. La fréquence de ces modes est comprise généralement entre 0.2 et 0.8 Hz.
- Les modes locaux, provenant de machines isolées connectées à un vaste système à travers des lignes de transport ne pouvant supporter un fort transit de puissance. La fréquence de ces modes d'oscillation est comprise entre 0.8 et 1.8 Hz.
- Les modes d'oscillation rencontrés dans les systèmes faiblement maillés. Une oscillation de ce type correspond à un échange d'énergie entre une machine et le système. Ces modes, dont les fréquences sont comprises entre les gammes de fréquence des deux modes précédents, sont généralement considérés comme des modes locaux.
- Les modes d'oscillation entre machines dans un même site de production, dont la fréquence est comprise entre 1.5 et 2.5 Hz. Ils ont pour conséquence une action réciproque sur les régulations plutôt que sur les transferts de puissance et, par conséquent, ne seront pas pris en compte dans cette étude.

A.II.4) Stabilisateurs de système de puissance (PSS)

Depuis la fin des années 1950 et le début des années 1960, la plupart des nouvelles unités de production comportent des régulateurs de tension. Ces unités fournissant la plus grande partie des besoins en puissance, il est devenu évident que l'action des régulateurs de tension avait un impact négatif sur la stabilité dynamique. En effet, des oscillations faibles en amplitude et en fréquence persistaient sur de longues périodes et avaient pour conséquence de limiter le transit de puissance. Aussi a-t-on développé des stabilisateurs de système de puissance, appelés PSS en anglais, c'est-à-dire Power System Stabiliser. Ces PSS ont pour mission l'amortissement des oscillations en agissant sur le système d'excitation du générateur.

A.II.4.1) Concepts de base [LA-81,KU-94]

Afin d'augmenter l'amortissement des oscillations, le PSS doit produire une composante correspondant à un moment de torsion électrique en phase avec la déviation de vitesse du rotor de la machine.

Le principe de base d'un PSS peut être illustré par le schéma-bloc de la figure .A.II.3. Il s'agit du modèle simple linéarisé représentant un générateur synchrone connecté à un noeud infini à travers une impédance externe. Ce modèle, auquel le PSS a été ajouté, a été proposé par Heffron et Phillips [HE-52] et repris par de Mello et Concordia [DE-69].

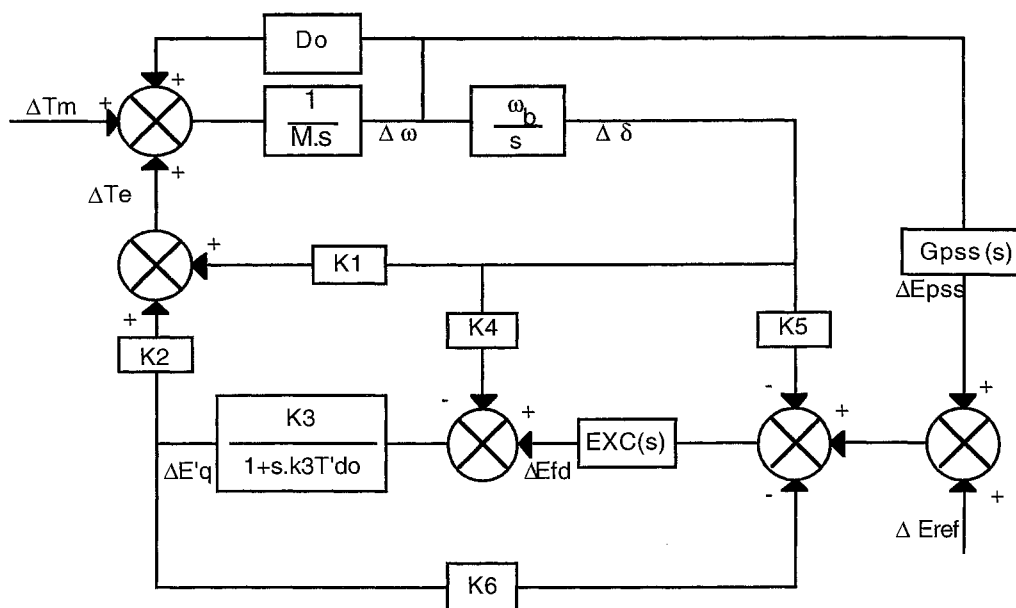


Fig.A.II.3 - Modèle simplifié d'une machine connecté à un noeud infini

La variable d'entrée du PSS est ici la variation de vitesse du rotor $\Delta\omega$, mais les variations de fréquence ou de puissance de la machine peuvent également être prises comme variables d'entrée.

Si les fonctions de transfert de l'excitation $EXC(s)$ et du générateur entre ΔE_{fd} et ΔT_e correspondent à des gains purs, une boucle de contre-réaction provenant de $\Delta\omega$ devrait produire un moment de torsion amortissant. En réalité, le générateur et l'excitation voient leurs caractéristiques de gain et de phase dépendantes de la fréquence. La fonction de transfert du PSS devrait donc compenser le retard de phase existant entre l'entrée de l'excitation et le moment de torsion électrique.

Ainsi, la caractéristique de phase d'un PSS idéal devrait être l'inverse de la caractéristique de phase du générateur et de l'excitation. Cependant, la caractéristique de phase à compenser varie suivant les conditions du système (niveau de charge de la machine, type d'excitation de la machine, maillage du réseau,... [LA-81]).

La représentation d'un PSS classique se fera par l'intermédiaire de quatre fonctions, comme le montre l'équation A.II.36.

$$G_{pss}(s) = K_s \cdot \frac{T_w \cdot s}{1 + T_w \cdot s} \cdot \frac{(1 + s \cdot T_1) \cdot (1 + s \cdot T_3)}{(1 + s \cdot T_2) \cdot (1 + s \cdot T_4)} \cdot FILTRE(s) \quad (A.II.36)$$

avec : T_1, T_2, T_3, T_4, K_s : constantes de temps et gain permettant de régler le PSS sur le mode d'oscillation désiré (ou encore sur la fréquence des oscillations que l'on souhaite amortir)

T_w : constante de temps permettant d'éliminer la valeur moyenne de la variable d'entrée du PSS

La compensation de phase sera obtenue par l'intermédiaire de deux blocs avance/retard (ou plus si nécessaire). Le PSS doit normalement compenser le retard de phase pour toute fréquence appartenant

à la gamme de fréquence des oscillations électromécaniques. La caractéristique de phase à compenser étant variable, le réglage du PSS résultera d'un compromis.

L'étage $T_w.s/(1+T_w.s)$ permettra de ne pas tenir compte des variations normales de vitesse de la machine car le PSS ne doit réagir qu'aux oscillations.

L'étage symbolisé ici par FILTRE(s) correspond à un filtre de type passe-bas accompagné éventuellement d'un limiteur. Il a pour but d'atténuer le gain à haute-fréquence (impact du bruit).

A.II.4.2) Positionnement du PSS

Le coût d'un PSS étant relativement élevé, il est important de sélectionner les machines sur lesquelles un PSS peut être implanté. De plus, si aucune précaution n'est prise dans leur implantation, on risque d'obtenir l'effet inverse de celui désiré, à savoir que les oscillations peuvent être amplifiées. On doit donc non seulement choisir leurs sites d'implantation, mais aussi coordonner leurs réglages afin d'améliorer au mieux la stabilité du réseau. En ce qui concerne le positionnement du ou des PSS, de nombreuses méthodes ont été proposées ces dernières années. Les deux principales reposent sur le calcul des facteurs de participation et des résidus. D'autres méthodes ont été proposées. Certaines d'entre elles dérivent de ces deux premiers concepts, d'autres sont plus originales.

A.II.4.2.1) Facteurs de participation [VE-82,HS-87,PA-89,VI-91,KU-94]

Cette méthode repose sur l'utilisation des vecteurs propres. Or, il est délicat d'utiliser ces outils mathématiques afin d'établir une relation entre les variables d'état et les modes d'oscillation. En effet, les éléments des vecteurs propres dépendent des unités associées aux variables d'état. Verghese et Pérez-Arriaga [VE-82] ont proposé d'utiliser une matrice P appelée matrice de participation.

$$P = \begin{bmatrix} P_{11} & \dots & P_{1n} \\ \dots & \dots & \dots \\ P_{ni} & \dots & P_{nn} \end{bmatrix} \quad \text{avec} \quad P_i = \begin{bmatrix} \Phi_{li} \cdot \Psi_{il} \\ \dots \\ \Phi_{ni} \cdot \Psi_{in} \end{bmatrix}$$

Φ_{ki} : élément de la $k^{\text{ième}}$ ligne et de la $i^{\text{ième}}$ colonne de la matrice modale Φ

Ψ_{ik} : élément de la $i^{\text{ième}}$ ligne et de la $k^{\text{ième}}$ colonne de la matrice modale Ψ

L'élément $P_{ki} = \Phi_{ki} \cdot \Psi_{ik}$ est appelé le facteur de participation. Il permet de mesurer la participation relative de la $k^{\text{ième}}$ variable d'état au $i^{\text{ième}}$ mode d'oscillation, et vice-versa.

Le produit des éléments des vecteurs propres de gauche et de droite rend le facteur de participation sans dimension, c'est-à-dire indépendant du choix des unités.

Depuis l'équation A.II.26, il apparaît que le facteur de participation P_{ki} correspond à la sensibilité de la valeur propre λ_i à l'élément diagonal a_{kk} de la matrice d'état A.

$$p_{ki} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kk}} \quad (\text{A.II.37})$$

Les facteurs de participation fournissent donc la participation relative des variables d'état sur les différents modes, et par conséquent de connaître quelles sont les machines les plus impliquées dans l'apparition de chaque mode d'oscillation. Ainsi, nous pouvons déterminer sur quelle machine un PSS augmenterait le mieux l'amortissement d'un mode d'oscillation donné.

A.II.4.2.2) Méthode des résidus [AR-80,PA-89,MA-90,KU-94,YA-94]

La fonction de transfert $G(s)$ lie la variable de sortie y à la variable d'entrée u . Il est possible d'écrire de l'équation A.II.5 :

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x} &= A.\Delta x + b.\Delta u \\ \Delta y &= c.\Delta x \end{aligned} \quad (\text{A.II.38})$$

Δu correspond à une seule variable d'entrée et Δy correspond à une seule variable de sortie; c est un vecteur ligne et b un vecteur colonne. On suppose que y ne dépend pas directement de u . La matrice D (voir équation A.II.5) est donc nulle et n'apparaît pas dans l'équation A.II.38.

$$G(s) = \frac{\Delta y(s)}{\Delta u(s)} = c.(s.I - A)^{-1}.b \quad (\text{A.II.39})$$

$G(s)$ sera de la forme $G(s) = \frac{k.N(s)}{D(s)} = \frac{k.(s - z_1)...(s - z_p)}{(s - p_1)...(s - p_n)}$ si les fonctions $D(s)$ et $N(s)$ peuvent être factorisées. Alors, $G(s)$ peut s'écrire :

$$G(s) = \frac{R_1}{(s - p_1)} + \frac{R_2}{(s - p_2)} + \dots + \frac{R_n}{(s - p_n)} \quad (\text{A.II.40})$$

R_i est appelé le résidu de $G(s)$ pour le pôle p_i .

Afin d'exprimer cette fonction de transfert à partir des valeurs propres et des vecteurs propres, la transformation de Δx suivant la variable z définie par l'équation A.II.18 est ici appliquée.

$$\begin{aligned} \frac{\partial z}{\partial t} &= \Phi^{-1}.A.\Phi.z + \Phi^{-1}.b.\Delta u = \Lambda.z + \Phi^{-1}.b.\Delta u \\ \Delta y &= c.\Phi.z \end{aligned}$$

Par conséquent, on obtient :

$$G(s) = \frac{\Delta y(s)}{\Delta u(s)} = c.\Phi.[s.I - \Lambda]^{-1}.\Psi.b \quad (\text{A.II.41})$$

Comme Λ est une matrice diagonale, il est possible d'écrire :

$$G(s) = \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{s - \lambda_i} \quad (\text{A.II.42})$$

avec : $R_i = c \cdot \Phi_i \cdot \Psi_i \cdot b$

Les pôles de $G(s)$ sont donc donnés par les valeurs propres de la matrice d'état, tandis que les résidus peuvent être exprimés par l'intermédiaire des vecteurs propres.

Maintenant, ajoutons une boucle de contre-réaction $H(s) = \varepsilon \cdot h(s)$, ε étant un scalaire et $h(s)$ une structure connue (voir figure A.II.4).

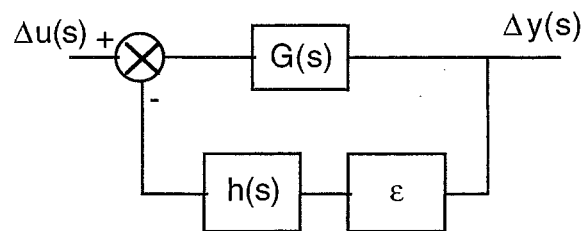


fig. A.II.4 : Insertion d'une boucle de contre-réaction

En supposant que les pôles et les zéros de $G(s)$ et $H(s)$ sont distincts, on peut montrer [AR-80] que, pour de faibles valeurs de ε , l'ajout de la boucle de contre-réaction entraîne une variation de la valeur propre λ_i pôle de $G(s)$

$$\Delta \lambda_i = -R_i \cdot H(\lambda_i) \quad (\text{A.II.43})$$

$H(s)$ représentera dans notre cas la boucle de contre-réaction correspondant à la fonction $G_{pss}(s)$ vue précédemment (figure A.II.2).

Il s'agit donc de rechercher quelle machine a la plus grande valeur de résidu associé à la valeur propre. Ainsi une bonne indication est donnée sur la machine la plus apte à recevoir un PSS.

A.II.4.2.3) Autres méthodes

a - Facteurs de couplage [OS-88]

Cette méthode a été proposée par Ostojic en 1988.

Un critère permettant de déterminer le site optimal d'un PSS est la sensibilité des valeurs propres aux paramètres des stabilisateurs. Plus la sensibilité d'un mode d'oscillation est élevée, plus le site est apte à recevoir un PSS.

Cette sensibilité peut être écrite suivant une formule hybride [PA-89] :

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial k_s} = c_i \cdot \Phi_i \cdot \Psi_i^T \cdot b_m \cdot \frac{\partial G_{pss}(\lambda_i)}{\partial k_s} \quad (\text{A.II.1})$$

c_l : vecteur correspondant à la $l^{\text{ième}}$ ligne de la matrice C (cf. éq. 10)

b_m : vecteur correspondant à la $m^{\text{ième}}$ colonne de la matrice B

Φ_h : vecteur propre de droite associé à la valeur propre λ_h

Ψ_h : vecteur propre de gauche associé à la valeur propre λ_h

k_s : gain du stabilisateur positionné entre la $l^{\text{ième}}$ variable de sortie et la $m^{\text{ième}}$ variable d'entrée du système

Cette équation peut être mise en parallèle avec l'équation (60).

On suppose que le PSS est "idéal", c'est-à-dire que $G_{pss}(s) = k_s$. Alors,

$$\frac{\partial \lambda_h}{\partial k_s} = -\Phi_{ih} \cdot \Psi_{ih}^T \cdot \frac{1}{M_i} = -p_{ih} \cdot \frac{1}{M_i} \quad (\text{A.II.2})$$

L'expression obtenue quantifie l'influence "nette" de l'implantation d'un PSS sur la $i^{\text{ième}}$ machine sur la sensibilité du $h^{\text{ième}}$ mode.

Or, la valeur Ψ_{ih}/M_i mesure la contrôlabilité du $h^{\text{ième}}$ mode par la $i^{\text{ième}}$ variable d'entrée, alors que Φ_{ih} mesure l'observabilité du $h^{\text{ième}}$ mode sur la $i^{\text{ième}}$ machine. Il en découle que la valeur $\Phi_{jh} \cdot \Psi_{ih} / M_i$ détermine combien l'application d'un PSS idéal sur la $i^{\text{ième}}$ machine affecte la $j^{\text{ième}}$ machine lors de l'excitation du $h^{\text{ième}}$ mode. Ce phénomène est dû à un échange mutuel d'énergie cinétique entre les deux machines. Le facteur de couplage entre deux machines 'i' et 'j' à travers le mode d'oscillation 'h' sera donc défini comme suit :

$$C_{ij(h)}^2 = \frac{\Phi_{jh} \cdot \Psi_{ih}}{M_i} \cdot \frac{\Phi_{ih} \cdot \Psi_{jh}}{M_j} = \frac{p_{ih} \cdot p_{jh}}{M_i \cdot M_j} \quad (\text{A.II.3})$$

Le facteur total de couplage, qui pèse l'influence des stabilisateurs pour l'ensemble des modes d'oscillation, sera donné par la somme des facteurs de couplage.

$$C_{ij}^2 = \sum_h C_{ij(h)}^2 \quad (\text{A.II.4})$$

Ce facteur total de couplage représente un critère utilisable pour l'identification de la combinaison la plus performante de PSS.

Cette méthode peut donc être vue comme une forme plus évoluée de la méthode des facteurs de participation, ou au moins comme une méthode en dérivant.

b - Momentum relatif [OS-91-1]

Cette méthode a été proposée par Ostojic et Heydt, en 1991.

Les auteurs cherchent ici uniquement à déterminer les machines oscillant ensemble. La représentation

du système est la suivante :

$$\Delta \dot{\omega}_i = -d \cdot \Delta \omega_i + P_{ai}(t) / M_i \quad (\text{A.II.5})$$

$$\Delta \dot{\delta}_i = \omega_B \cdot \Delta \omega_i$$

$\Delta \delta_i$: déviation de l'angle du rotor [rad]

$\Delta \omega_i$: déviation de vitesse par rapport à une vitesse de référence [pu]

P_{ai} : puissance d'accélération (ou de décélération) [pu]

M_i : constante d'inertie [s]

ω_B : fréquence de synchronisme [rad/s]

$d = D/M$ amortissement naturel identique pour toutes les machines

Le système peut donc s'écrire :

$$\Delta \dot{x} = \begin{bmatrix} \Delta \delta^T & \Delta \omega^T \end{bmatrix}^T \quad \Delta \dot{x} = A \cdot \Delta x \quad (\text{A.II.6})$$

avec et
$$A = \begin{bmatrix} 0 & \omega_B \cdot I \\ -M^{-1} \cdot K & -d \cdot I \end{bmatrix}$$

M est la matrice diagonale contenant les valeurs M_i . K est la matrice des coefficients de puissance synchronisants.

Suivant cette description, les (n-1) paires complexes correspondant aux valeurs propres de la matrice d'état auront même partie réelle $-d/2$. Deux valeurs propres seront réelles : $\lambda_1 = -d$ et $\lambda_2 = 0$. Elles sont liées à la fréquence moyenne de la réponse libre du système et au choix (arbitraire) de la machine de référence.

Pour λ_1 , les équations $\Psi_j^T \cdot A = -d \cdot \Psi_j^T$ et $A \cdot \Phi_j = -d \cdot \Phi_j$ sont vérifiées pour :

$$\Psi_j^T = \begin{bmatrix} 0 & \dots & 0 & c & M_1 & \dots & M_n \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad \Phi_j = \begin{bmatrix} b & \dots & b & I & \dots & I \end{bmatrix}^T$$

'c' est une constante scalaire et $b = -\omega_B/d$. Afin que les vecteurs propres soient normalisés, 'c' est fixée à $1/M_i$.

Nous utilisons la relation d'orthogonalité entre vecteurs propres de gauche et de droite normalisés (équation III.12).

$$\Psi_j^T \cdot \Phi_m = 0 \quad \text{pour } m \neq j$$

Cette expression peut être exprimée sous la forme

$$\sum_{i \in \alpha} M_i \cdot \Phi_{im} + \sum_{i \in \beta} M_i \cdot \Phi_{im} = 0 \quad (\text{A.II.7})$$

où Φ_{im} est la valeur appartenant au $m^{\text{ième}}$ vecteur propre de droite correspondant à la $i^{\text{ième}}$ machine, α et β correspondent aux deux jeux de machines qui oscillent en opposition lorsque le $m^{\text{ième}}$ mode est excité. M_i est la constante d'inertie de la $i^{\text{ième}}$ machine.

$$\begin{aligned} i \in \alpha & \text{ lorsque } \arg(\Phi_{ij}) = 0 \\ i \in \beta & \text{ lorsque } \arg(\Phi_{ij}) = \pi \end{aligned}$$

Le momentum relatif du $i^{\text{ième}}$ générateur pour le $j^{\text{ième}}$ mode est défini comme

$$f_{ji} = \frac{M_i \cdot \Phi_{ij}}{\sum_{i \in \alpha} M_i \cdot \Phi_{ij}} \quad (\text{A.II.8})$$

$$\text{où } \sum_{i \in \alpha} f_{ji} + \sum_{i \in \beta} f_{ji} = 1 + (-1) = 0$$

L'expression précédente montre que, lorsque un mode d'oscillation est excité, deux groupes de machines peuvent être identifiés. Ces deux groupes échangent mutuellement de l'énergie et ont la somme de leur momentum égal à 1. Les momenta donnent le poids des machines, ce qui permet de déterminer la machine la plus apte à recevoir un PSS pour amortir l'oscillation associée à ces momenta.

c - Détermination des groupes cohérents [HI-81, HI-83]

Cette méthode a été proposée par Hiyama en 1981.

Le système peut être représenté suivant le modèle linéarisé suivant :

$$(M_i s^2 + D_i s + k_{ii}) \Delta \delta_i(s) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n K_{ij} \cdot \Delta \delta_j(s) = \Delta P_{mi}(s) \quad (\text{A.II.9})$$

avec

$$\begin{aligned} k_{ij} &= \left. \frac{\partial P_{ei}}{\partial \delta_j} \right|_0 = E_i \cdot E_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_{i0} - \delta_{j0}) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_{i0} - \delta_{j0})] \\ k_{ii} &= - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i \cdot E_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_{i0} - \delta_{j0}) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_{i0} - \delta_{j0})] \end{aligned}$$

Le nombre de machines est 'n'. Il est à noter ici que le coefficient d'amortissement n'est pas négligé et que la puissance mécanique n'est pas considérée constante. Les coefficients K_{ij} peuvent être rapprochés des coefficients de puissance synchronisants.

La matrice $H(s)$ est alors introduite telle que

$$H(s).\Delta\delta(s) = \Delta P_m(s) \quad (\text{A.II.10})$$

$$\Delta\delta(s) = [\Delta\delta_1(s), \dots, \Delta\delta_n(s)]^T$$

$$\Delta P_m(s) = [\Delta P_{m1}(s), \dots, \Delta P_{mn}(s)]^T$$

$$H(s) = [h_{ij}(s)] \quad \text{matrice } n \times n \text{ de fonctions } h(s)$$

$$h_{ij}(s) = k_{ij}$$

$$h_{ii}(s) = M_i.s^2 + D_i.s + k_{ii}$$

Ce système peut également être écrit en prenant la $n^{\text{ième}}$ machine comme référence

$$H^*(s).\Delta\delta^*(s) = \Delta P_m^*(s) + d(s).\Delta P_{nn}(s) \quad (\text{A.II.11})$$

$$\Delta\delta^*(s) = [\Delta\delta_{1n}(s), \dots, \Delta\delta_{(n-1)n}(s)]^T$$

$$\Delta P_m^*(s) = [\Delta P_{m1}(s), \dots, \Delta P_{m(n-1)}(s)]^T$$

$$H^*(s) = [h_{ij}^*(s)] \quad \text{matrice } (n-1) \times (n-1)$$

$$d(s) = [d_j(s)] \quad \text{vecteur colonne de } (n-1) \text{ composantes}$$

$$h_{ij}^*(s) = h_{ij}(s) - (M_i.s + D_i).h_{nj}(s)/(M_n.s + D_n)$$

Cette représentation peut également être traduite par

$$\Delta\delta^*(s) = F(s).\Delta P_m(s)$$

$$(\text{A.II.12})$$

$$F(s) = [H^*(s)^{-1}, H^*(s)^{-1}.d(s)]$$

Seules les équations mécaniques ont été prises en compte ici. Cependant, même si l'intégration de régulation rend les termes D_i , k_{ii} et k_{ij} non plus constant mais dépendant de s , le système peut toujours être représenté sous cette forme.

Dans le but de décomposer le système en plusieurs groupes cohérents, un indice de cohérence est introduit comme suit :

$$J_{ij} = \sum_{k=1}^m |\Delta\delta_{in}(j\omega_k) - \Delta\delta_{jn}(j\omega_k)| \quad (\text{A.II.13})$$

ω_k correspond à la fréquence angulaire, comprise entre 0 et 15 rad/s. La similarité entre les $i^{\text{ième}}$ et $j^{\text{ième}}$ générateurs dans le domaine de fréquence peut être évaluée à partir de ces valeurs d'indice.

Il faut donc dans un premier temps calculer l'ensemble des valeurs d'indice. Nous pouvons ensuite

tracer des courbes d'équi-indice. La valeur de la courbe d'équi-indice indique la valeur maximale de l'indice J_{ij} lorsque les générateurs i et j sont contenus dans la même courbe d'équi-indice. Depuis ces courbes d'indice, il est facile de décomposer le système en plusieurs groupes cohérents.

Enfin, il s'agit de déterminer dans chaque groupe cohérent quel est le meilleur emplacement pour l'implantation d'un PSS.

Pour cela, nous utilisons un indice de performance I :

$$I = \int_0^{\infty} \sum_{j \in G_i} \Delta \omega_j^2 . dt \quad (\text{A.II.14})$$

G_i correspond au groupe cohérent i et $\Delta \omega_j$ exprime la déviation de vitesse angulaire de la machine j . L'indice de performance le plus élevé donnera la machine la plus apte à recevoir un PSS.

d - Sensibilité à l'action du PSS [ZH-91,ZH-92]

Zhou, Malik et Hope ont eux aussi proposé en 1991 une méthode reposant sur les vecteurs propres. Celle-ci repose sur "la sensibilité à l'action du PSS", sensitivity of PSS effect ou SPE en anglais.

A partir de la figure 3 et en supposant que la régulation de tension EXC(s) est représentée par une fonction de transfert du premier ordre $k_e/(1+s.t_e)$, les équations d'état peuvent être écrites comme suit :

$$\begin{pmatrix} \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{E}'_q \\ \Delta \dot{E}_{fd} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & I & 0 & 0 \\ -M^{-1}.K_1 & -M^{-1}.D_0 & -M^{-1}.K_2 & 0 \\ -T_{do}^{-1}.K_4 & 0 & -T_{do}^{-1}.K_3 & T_{do}^{-1} \\ -T_e^{-1}.K_e.K_5 & 0 & -T_e^{-1}.K_e.K_6 & -T_e^{-1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \\ \Delta E'_q \\ \Delta E_{fd} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ T_e^{-1}.K_e \end{pmatrix} \cdot \Delta V_s \quad (\text{A.II.15})$$

(75)

$M, D_0, K_e, T_e, K_1-K_6$ sont des matrices contenant les paramètres de l'ensemble des machines. $\Delta \delta, \Delta \omega, \Delta E'_q$ et ΔE_{fd} sont des vecteurs regroupant les variables de l'ensemble des machines. Enfin, ΔV_s est un vecteur correspondant à la tension de sortie des PSS.

L'action des régulateurs de vitesse est ignorée. Le système est représenté par 4.m équations s'il comprend m machines.

L'équation matricielle précédente est donc du type $\dot{X} = A.X + U$. Alors, il vient :

$$u_k = \begin{cases} 0 & (k = 1, \dots, 3m) \\ \frac{k_{ej}}{t_{ej}} \cdot \Delta V_{sj} & (k = 3m + 1, \dots, 4m ; j = k - 3.m) \end{cases} \quad (\text{A.II.16})$$

En utilisant les propriétés des vecteurs propres de gauche, les équations d'état peuvent s'écrire à partir de la variable z .

$$\frac{\partial z_i}{\partial t} = \lambda_i z_i + \sum_{k=1}^{4m} \Psi_{ik} u_k \quad (\text{A.II.17})$$

Il apparaît donc que l'action d'une variable de sortie ΔV_{sj} d'un PSS sur un mode λ_i peut être mesurée par $\Psi_{i, \Delta Efdj} \frac{k_{ej}}{t_{ej}}$. $\Psi_{i, \Delta Efdj}$ est la valeur correspondant à la variable d'état ΔE_{fdj} du vecteur propre de gauche Ψ_i . Cette action est donc proportionnelle à cette valeur de vecteur propre et au gain du régulateur de tension k_{ej} , et inversement proportionnelle à la constante de temps t_{ej} de la régulation de tension.

De plus, les valeurs du vecteur propre de droite mesurent l'activité des variables d'état sur un certain mode λ_i (cf. 2.5).

Les auteurs cherchent à prendre en considération à la fois la variable d'entrée du PSS et l'effet du PSS sur la régulation. La sensibilité à l'action d'un PSS pour une machine j est alors définie par :

$$SPE_j = \Phi_{\Delta\omega_j} \Psi_{\Delta Efdj} \frac{k_{ej}}{t_{ej}} \quad (\text{A.II.18})$$

$\Phi_{\Delta\omega_j}$: valeur du vecteur propre de droite correspondant à $\Delta\omega_j$, en supposant que le PSS ait une entrée de type vitesse

$\Psi_{\Delta Efdj}$: valeur du vecteur propre de gauche correspondant à $\Delta Efdj$

SPE mesure à la fois l'activité de la variable d'entrée $\Delta\omega_j$ du PSS participant à un certain mode d'oscillation, et l'action du PSS sur ce mode.

Or il est montré que :

$$SPE_j = \frac{\partial \lambda}{\partial G_{PSSj}(\lambda)} \quad (\text{A.II.19})$$

Ainsi, plus la valeur de SPE est grande, plus la performance d'un PSS serait bonne. Le choix de l'implantation d'un PSS se fera par conséquent suivant la valeur de SPE.

e - Déplacement prédéterminé des valeurs propres [LU-90]

Une approche totalement différente a été présentée en 1990 par Lu, Chiang et Thorp.

Le principe de cette méthode repose sur le déplacement de certaines valeurs propres sans modification des autres. Ainsi, les PSS sont déterminés afin de faire glisser certaines valeurs propres $\alpha_i \pm j\beta_i$ vers des valeurs $a_i \pm jb_i$ telles que $a_{imin} \leq a_i \leq a_{imax}$ et $b_{imin} \leq b_i \leq b_{imax}$. Pour cela, les auteurs utilisent un nouveau type de PSS idéal, utilisant l'ensemble des variables d'état comme entrées. Cette méthode, un peu marginale, ne sera pas plus détaillée ici.

A.II.4.2.4) Critique des différentes méthodes de positionnement des PSS

Dans la littérature, les auteurs proposant leur propre méthode ont souvent présenté les limites des méthodes de leur confrère. Ainsi, les limites liées aux facteurs de participation énoncées viennent du fait qu'ils ne prennent pas en compte l'action du PSS en boucle fermée ([LU-90,ZH-91]) ou encore que seul le mode critique soit pris en considération ([OS-88,LU-90]).

Les mêmes limites sont rapportées pour la méthode des résidus (étude en boucle ouverte et prise en compte du seul mode critique [ZH-91,ZH-94]).

La méthode des groupes cohérents proposée par Hiyama a souvent laissé sceptique. En effet, pour beaucoup, si l'obtention des groupes cohérents est à peu près admise, la sélection d'une machine dans un même groupe cohérent est souvent qualifiée d'arbitraire ([HS-87,OS-88,LU-90]).

Les facteurs de couplage d'Ostojic reçoivent, quant à eux, la même critique adressée aux résidus et aux facteurs de participation : l'étude est effectuée en boucle ouverte ([LU-90]).

Quant aux autres méthodes exposées précédemment, leur présentation plus récente leur vaut de ne pas avoir été pour le moment mise en défaut.

Il apparaît donc que le choix d'une machine pour l'implantation d'un PSS n'est pas un problème simple à résoudre. Diverses méthodes ont été proposées, et le débat est loin d'être clos.

A.II.4.3) Réglage d'un PSS

Le but du PSS est donc d'amortir les oscillations. Pour cela, il doit compenser le retard de phase existant entre l'entrée du système d'excitation et le moment de torsion électrique qu'il produit. La représentation classique d'un PSS a été fournie précédemment (éq. A.II.36).

$$G_{pss}(s) = Ks \cdot \frac{T_w \cdot s}{1 + T_w \cdot s} \cdot \frac{(1 + s \cdot T_1) \cdot (1 + s \cdot T_3)}{(1 + s \cdot T_2) \cdot (1 + s \cdot T_4)} \cdot \text{FILTRE}(s)$$

Contrairement au choix de l'implantation des PSS, les méthodes proposées dans la littérature pour le réglage des paramètres sont à peu près toutes équivalentes. En effet, elles reposent pour la plupart sur la compensation de phase. Pour autant, les approches proposées ne sont pas des approches systématiques, et les réglages demandent une grande part d'intuition ou d'expérience de la part des utilisateurs.

Une étude très complète a été présentée en 1981 par Larsen et Swann [LA-81]. Elle est considérée par beaucoup comme une référence. De cette étude, les auteurs ont tirés des règles simples à respecter afin d'obtenir rapidement un réglage satisfaisant des PSS.

Le réglage d'un PSS peut être décomposé en deux grandes étapes. Dans un premier temps, il s'agit

d'obtenir la compensation de phase désirée, et ensuite le gain optimal du PSS sera recherché. Cependant, il convient de définir les conditions de réglage à respecter.

A.II.4.3.1) Conditions de réglage

Suivant le type d'entrée utilisé, il convient de se placer dans des conditions différentes afin d'optimiser le réglage des PSS. Ainsi, pour des entrées vitesse ou puissance, la machine doit être en pleine charge et le réseau fortement maillé. Dans le cas d'une entrée fréquence, si la machine doit être en pleine charge, le réseau doit être par contre faiblement ou modérément chargé. Ces conditions proviennent du fait que le gain et le retard de phase du système et de la machine varient en fonction des conditions d'utilisations. Ainsi, le gain du système d'excitation croît avec la charge du générateur et la "force" du réseau, c'est-à-dire son maillage. Le retard de phase, lui aussi, croît avec la "force" du réseau. Dans le cas d'une entrée en fréquence, la sensibilité de ce signal aux oscillations du rotor augmente lorsque le système tend à être faiblement maillé, d'où des conditions de réglage différentes.

Le réglage peut s'effectuer en connectant la machine accueillant le PSS à un noeud infini symbolisant le réseau par l'intermédiaire d'une réactance dont la valeur dépend du maillage du réseau (réseau faiblement ou fortement maillé). Ce procédé ne peut s'appliquer qu'aux modes locaux. En effet, les modes inter-régions voyent l'intervention de plusieurs machines et un tel procédé serait totalement inadapté pour le réglage de PSS visant à amortir ces modes.

A ce sujet, Larsen et Swann affirment que le PSS doit être préférentiellement réglé suivant un mode local, mais tout en prenant au mieux en compte les modes inter-régions auxquels prend part la machine recevant ce PSS. En effet, le stabilisateur d'une machine dominante dans un mode local peut avoir une forte action sur l'amortissement des oscillations. Inversement, il n'aurait qu'une action limitée sur un mode inter-région qui met en jeu un grand nombre de machines. Il est donc souhaitable d'axer l'action du PSS sur le mode local.

Afin de prendre en compte les modes inter-régions, il suffit d'élargir plus ou moins la bande passante des étages avance/retard.

A.II.4.3.2) Compensation de phase

a) *Filtre passe-haut*

Le filtre passe-haut $Tw.s/(1+Tw.s)$ est utilisé pour éliminer les signaux continus afin de ne pas perturber le système en fonctionnement statique.

La valeur de Tw peut être prise dans une fourchette allant de 1 à 20 secondes. Cependant, afin d'obtenir facilement la compensation de phase désirée, il est possible de faire une distinction suivant le type de mode traité [KU-89]. Pour les modes locaux, une constante de 1 à 2 secondes répond bien au problème alors que, pour les modes inter-régions, une constante de 10 secondes ou plus est préférable.

b) *Filtre passe-bas et limiteur*

Un filtre de type passe-bas du second ordre peut être utilisé afin d'atténuer le gain à haute-fréquence (impact du bruit). Ses racines sont le plus souvent complexes.

Un limiteur peut être ajouté en sortie du PSS afin de limiter les fluctuations de tension pendant le régime transitoire. Lorsque la sortie du stabilisateur est aux valeurs limites pour des fréquences de 0.5 à 2 Hz, la réponse du système d'excitation ne doit pas buter sur ses limites [LA-81]. Ce critère devrait être vérifié pour une machine en pleine charge et dans un système faiblement maillé. Les valeurs classiques prises par les utilisateurs sont de 0.1 à 0.2 pu pour limite supérieure et -0.05 à -0.1 pu pour limite inférieure [KU-89].

c) *Obtention de la compensation de phase*

Pour le réglage des étages avance-retard, le tracé d'un diagramme de phase comportant le retard de phase à compenser et l'avance de phase fournie par le PSS suivant des jeux de valeurs permet de déterminer une combinaison possible, comme le montre par exemple la figure A.II.5.

Dans ce graphe, le retard de phase dû au système d'excitation a été tracé en fonction de la fréquence. En parallèle, l'avance de phase obtenue avec le PSS est indiquée suivant trois valeurs de T_w . A partir d'un graphe de ce type, il est possible de régler les paramètres de façon intuitive afin d'obtenir une compensation de phase satisfaisante. Cependant, quelques règles à respecter peuvent être énoncées. Ainsi, une légère sous-compensation est préférable à une surcompensation [KU-89].

Il est conseillé de maximiser la fréquence lors du passage de la compensation de retard de phase à 90° (de 3 à 3.5 Hz). Ce critère est prioritaire sur l'obtention d'une parfaite compensation de phase à la fréquence du mode local.

La compensation du retard de phase à la fréquence du mode local doit être comprise entre 0 et 45° (de préférence 20°).

A.II.4.3.3) Réglage du gain

Pour obtenir le gain optimal, il est possible d'examiner le déplacement dans le plan complexe des valeurs propres conjuguées associées au mode à amortir. Bien entendu, l'amélioration de l'amortissement de ce mode d'oscillation ne doit pas entraîner une dégradation de la stabilité des autres modes d'oscillation (ce qui peut se produire avec un gain excessif du PSS).

A partir d'un jeu de paramètres choisi pour le PSS, il s'agit de tracer le déplacement des valeurs propres dans le plan complexe suivant la valeur du gain. En fonction de ce jeu de paramètres, plusieurs types de graphes peuvent être obtenus. Les deux graphes de la figure A.II.6 sont les plus représentatifs.

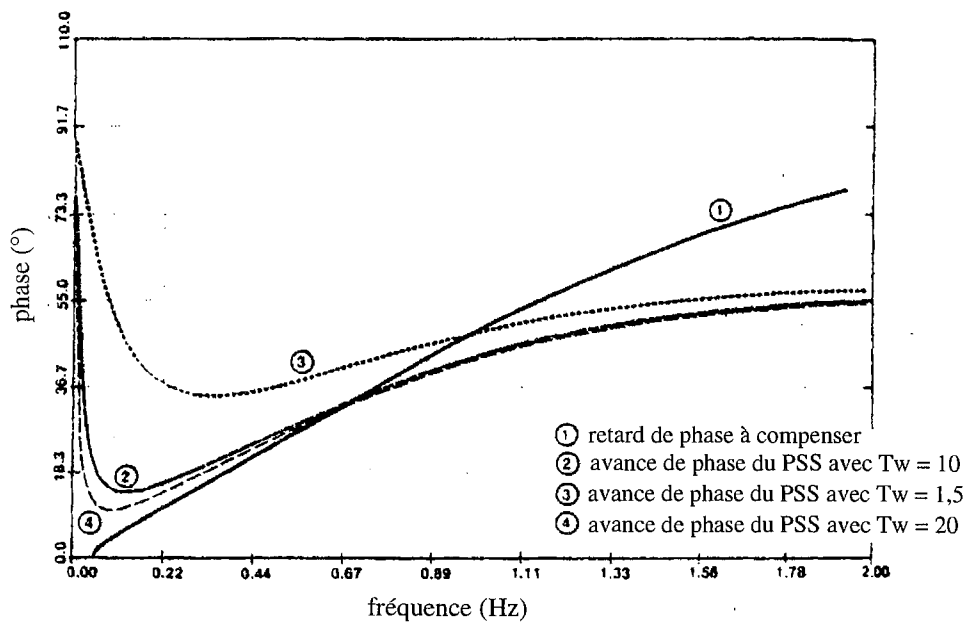


fig. A.II.5 : Exemple de diagramme de phase [KU-89]

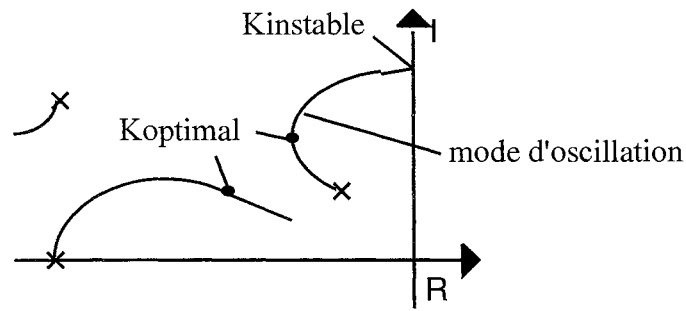


fig. A.II.6-a

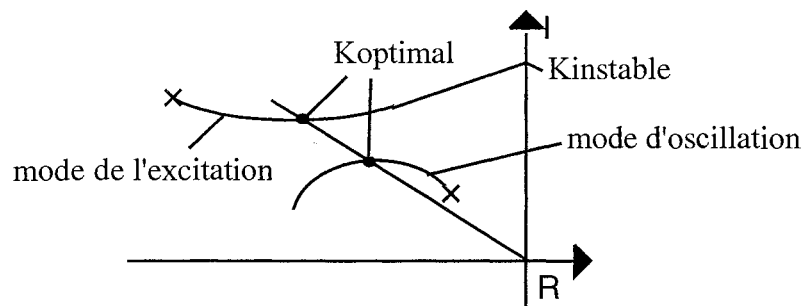


fig. A.II.6-b

fig. A.II.6: Exemples de déplacement des valeurs propres suivant le gain du PSS

Koptimal représente la valeur de gain optimale alors que Kinstable représente la valeur de gain à laquelle apparaît une instabilité.

Seule la partie supérieure du plan complexe a été représentée car la partie inférieure en est l'exacte image, les valeurs complexes étant conjuguées. Sur ces graphes apparaissent d'autres valeurs propres que celle représentant le mode d'oscillation. Ces valeurs propres proviennent de l'insertion du PSS (mode de l'excitation [LA-81]), l'ordre du système étant augmenté.

Dans le cas de la figure A.II.6-a, le gain optimal est obtenu pour la plus grande partie réelle négative (en valeur absolue) obtenue pour le mode d'oscillation.

Dans le cas de la figure A.II.6-b, si la valeur propre du mode d'oscillation se déplace vers la gauche avec l'augmentation du gain, et donc devient toujours plus stable, celle provenant du PSS devient toujours moins stable. Aussi, le gain optimal sera obtenu pour un même taux d'amortissement pour les deux modes (mode d'oscillation et mode de l'excitation).

L'étude du déplacement des valeurs propres dans le plan complexe permet donc de déterminer la valeur optimale du gain du PSS.

Cependant, une méthode simple basée sur l'expérience a été énoncée par Larsen et Swann [LA-81].

Il s'agit d'augmenter peu à peu le gain du PSS jusqu'à l'apparition de l'instabilité. Cette instabilité se manifeste par la génération spontanée de faibles oscillations de fréquence de 2 à 4 Hz disparaissant avec la mise hors service du PSS. Le gain optimal du PSS serait alors proche de 1/3 du gain

d'instabilité pour une entrée vitesse, 2/3 pour une entrée fréquence, et 1/8 pour une entrée puissance. Pour ce dernier cas, les auteurs précisent que cette règle est loin d'être vérifiée systématiquement.

Suivant cette présentation, le réglage d'un PSS n'est pas systématique. La plupart des auteurs effectuent les réglages sur le principe de la compensation de phase en choisissant les différentes constantes de temps de façon intuitive ou suivant les expériences passées [ZH-92,ZH-94].

Certains auteurs ont ces dernières années présenté des méthodes algorithmiques itératives afin de calculer de façon systématique les valeurs des paramètres [OS-91.2,YA-94,XU-95]. Le principe de base repose toujours sur la compensation de phase. Cependant, souvent, seul le mode critique est pris en compte, avec le risque de déstabiliser d'autres modes. Ces méthodes ne seront pas présentées ici.

A.II.4.4) Conclusion sur les PSS

Si le principe du PSS est connu depuis plusieurs années et que leur efficacité n'est plus à prouver [CH-95.1], les techniques utilisées pour le choix de leur placement sont nombreuses. Les deux méthodes majeures sont celles des résidus et des facteurs de participation, mais leur limite vient d'un traitement en boucle ouverte.

Plus délicat encore est le réglage des PSS car l'ensemble des modes d'oscillations doit être examiné, chaque mode d'oscillation étant susceptible d'évoluer vers l'instabilité par l'ajout d'un PSS. Ainsi, seules quelques règles simples ont été dégagées, non garanties d'une optimisation du PSS. L'utilisateur jouit donc d'une grande liberté dans le choix des paramètres.

Dans l'objectif d'étudier, lors des simulations dynamiques, la complémentarité éventuelle des PSS et des systèmes FACTS en terme d'amortissement des oscillations de puissance, nous allons maintenant présenter une analyse du placement des FACTS pour cette application.

A.II.5 Lieu d'implantation des FACTS pour la limitation des oscillations de puissance

Les études concernant le choix du lieu d'implantation d'un FACTS sont peu nombreuses. En effet, la plupart des études portent plutôt sur la vérification de l'efficacité des FACTS dans l'amortissement de puissance. Pour cela, les auteurs utilisent des réseaux très simples, comme par exemple un réseau constitué de deux groupes de deux machines reliés par une ligne sur laquelle un TCSC est implanté afin d'amortir les oscillations inter-régions.

Cependant, quelques études traitent du choix de l'implantation de systèmes FACTS, principalement du TCSC et du SVC.

A.II.5.1) implantation du TCSC

Le principe de l'utilisation des TCSC dans les systèmes de puissance est basé sur la capacité de ce type de FACTS à moduler le transit de puissance dans ces systèmes. Il est très important d'identifier le lieu le plus apte à recevoir un TCSC afin d'obtenir des résultats satisfaisants.

Ce but peut être atteint par l'analyse de la contrôlabilité des modes d'oscillation du système [CH-95.2].

La norme du produit $\Phi^{-1} \cdot B$ est utilisée comme indicateur de contrôlabilité. P est la matrice des vecteurs propres de droite et B la matrice des variables d'entrée (cf. paragraphe A.II.2.6).

Ces produits doivent être calculés pour l'implantation successive de TCSC sur chaque ligne susceptible d'accueillir un FACTS série. Les TCSC seront alors installés sur les lignes donnant une grande contrôlabilité.

Le même type d'approche, basé sur la contrôlabilité, a également été donné par E.V.Larsen, J.J.Sanchez-Gasca et J.H.Chow en 1995 [LA-95].

A partir de la représentation d'état de l'équation A.II.5,

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta x}{\partial t} &= A \cdot \Delta x + B \cdot \Delta u \\ \Delta y &= C \Delta x + D \cdot \Delta u \end{aligned}$$

Si $\Delta x = \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 & \dots & \Delta \delta_n & \Delta \omega_1 & \dots & \Delta \omega_n & z^T \end{bmatrix}^T$, les matrices A et B s'écrivent

$$A = \begin{bmatrix} 0 & \omega_b \cdot I & 0 \\ A_{21} & A_{22} & A_{23} \\ A_{31} & A_{32} & A_{33} \end{bmatrix} \text{ et } B = \begin{bmatrix} 0 \\ B_2 \\ B_3 \end{bmatrix}.$$

$\Delta \delta$ et $\Delta \omega$ représentent les variations d'angle et de vitesse des générateurs, z représente un vecteur contenant toutes les autres variables.

Les auteurs montrent que le système peut être représenté pour chaque mode d'oscillation λ_i

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta}_{mi} \\ \Delta \dot{\omega}_{mi} \\ z_{mi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_b & 0 \\ -k_{mi} & -d_{mi} & -A_{d23} \\ A_{d31} & A_{d32} & A_{d33} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_{mi} \\ \Delta \omega_{mi} \\ z_{mi} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ -B_{d2} \\ B_{d3} \end{bmatrix} \cdot u \quad (\text{A.II.44})$$

avec $\Delta x_m = U^{-1} \cdot \Delta x$ si $U = \begin{bmatrix} \Phi & 0 & 0 \\ 0 & \Phi & 0 \\ 0 & 0 & I \end{bmatrix}$

La contrôlabilité du mode λ_i est alors donnée par la fonction de transfert K_{ci} entre u et $\Delta\dot{\omega}_{mi}$

$$K_{ci}(\lambda_i) = A_{d23} \cdot (\lambda_i \cdot I - A_{d33})^{-1} \cdot B_{d3} + B_{d2}$$

L'intérêt d'une telle démarche est qu'elle est applicable indépendamment du type de FACTS, et donc peut être reprise par l'implantation d'un SVC ou d'un STATCON. Cependant, le résultat dépend du type d'entrée utilisé pour la boucle d'amortissement du FACTS. Le type d'entrée peut être sélectionné par l'étude de l'observabilité du mode d'oscillation.

Enfin, une autre méthode, toujours reposant sur la mesure de la contrôlabilité, a été proposée par Zellinger et Mountford [ZE-92]. Cette mesure est obtenue numériquement. Pour cela, il suffit d'appliquer une petite variation temporaire de la réactance des lignes susceptibles d'accueillir un TCSC. Le calcul des vecteurs propres fournit alors les informations suffisantes pour choisir efficacement le lieu d'implantation d'un TCSC.

A.II.5.2) Implantation d'un SVC

Si quelques études ont démontré l'apport des SVC dans l'amortissement des oscillations, le choix du lieu d'implantation des SVC ne résultait pas la plupart du temps d'une démarche systématique [HA-95,PA-91,PA-95.1].

Une méthode a été proposée par Martins et Lima en 1990 [MA-90] pour déterminer le lieu d'implantation optimal d'un SVC. Elle est basée sur les mêmes concepts que la méthode des résidus exposée précédemment pour le PSS. Cependant, l'étude ne porte plus sur les générateurs, mais sur les noeuds du réseau.

Suivant ce principe, et parallèlement à l'équation A.II.43, on écrira

$$\Delta\lambda_i = -R_i^k \cdot SVC(\lambda_i) \quad (A.II.45)$$

R_i^k est le résidu associé à λ_i (pôle de $F^k(s)$). $F^k(s)$ correspond à la fonction liant la variation de tension du noeud 'k' et l'admittance B du SVC connecté à ce noeud. Cela peut être représenté par la figure A.II.7 où $SVC(s) = \varepsilon \cdot svc(s)$ comme cela avait été présenté pour la méthode des résidus.

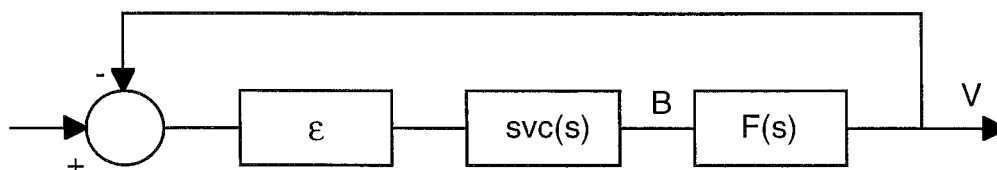


fig. A.II.7 - Boucle de contrôle d'un SVC

Le système de la figure A.II.7 peut également être représenté par la figure A.II.8, car les pôles sont les mêmes.

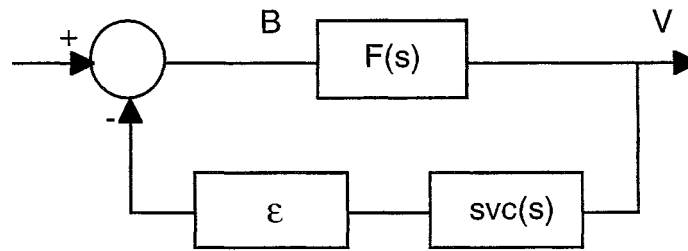


fig. A.II.8- Une représentation pratique de la boucle de contrôle

Pour une paire de valeurs propres λ_i et λ_i^* , il s'agit donc de calculer les résidus R_i^k de la fonction de transfert $F^k(s)$ où $k=1, \dots, nk$, 'nk' étant le nombre total de noeuds dans le réseau. Si R_i^j est le résidu à plus grand module, le noeud 'j' est le plus apte à recevoir un SVC.

Il est à noter que cette technique a aussi été utilisée par les auteurs pour le TCSC [MA-95.2].

Enfin, comme cela a été dit pour le TCSC, il est possible d'étudier la contrôlabilité du système selon [LA-95].

A.II.5.3) Implantation d'un STATCON

Compte tenu de son développement récent, il semblerait qu'aucune étude ne soit publiée à ce jour concernant son implantation. Seule une étude le mettant en compétition avec d'autres FACTS a été présentée [MI-95].

Le STATCON étant un FACTS de type shunt, on peut supposer que les études menées pour l'implantation d'un SVC peuvent être utilisées pour ce FACTS.

A.II.5.4) Conclusion sur les FACTS et les oscillations de puissance

Les FACTS apparaissent comme des outils solides aidant à l'amortissement des oscillations de puissance. L'intérêt qu'ils développent est grand. Cependant, cette technologie est récente et peu d'études ont été publiées à ce jour dans le domaine de l'amortissement des oscillations de puissance. Ces études portent principalement sur le SVC et le TCSC. Le choix du lieu d'implantation d'un FACTS n'est que rarement abordé. Cependant, les méthodes proposées sont similaires à celles utilisées le plus couramment pour les PSS.

A.II.6) Conclusion

Depuis la fin des années 1950, des oscillations de puissance de faible amplitude et de faible fréquence

limitent le transit de puissance dans les systèmes de puissance. L'examen des valeurs propres du système et des vecteurs propres qui leur sont associés fournit les éléments nécessaires à l'implantation de PSS réduisant efficacement ces oscillations.

Le développement récent des FACTS ouvre de nouvelles perspectives non seulement dans une exploitation plus dense des réseaux en améliorant la flexibilité, mais aussi dans l'amélioration de l'amortissement des oscillations de puissance. La plupart des études menées sur les FACTS ne concernent que les TCSC et les SVC, et ne portent que sur l'amortissement d'un ou deux modes d'oscillation sur un réseau très simple ; le but recherché était simplement de prouver que les FACTS représentent une alternative aux classiques PSS. Si c'est le cas, on peut alors profiter du fait qu'en plus de l'amortissement des oscillations, les FACTS peuvent réaliser leur fonction première (par exemple compensation shunt ou compensation série) par rapport aux PSS qui ne réalisent que la fonction d'amortissement. Afin d'essayer de confirmer cette théorie, nous avons réalisé des tests (détaillés dans le chapitre V) d'amortissement d'oscillations de puissance comprenant des PSS implantés sur des machines déterminées selon des méthodes exposées dans ce chapitre et les systèmes FACTS retenus (SVC, STATCON et TCSC). Ces études ont été menées en parallèle à l'étude plus classique de l'apport des FACTS en termes de support du profil de tension, d'augmentation de la capacité de transfert des équipements existants et d'amélioration de la flexibilité des réseaux.

Nous pourrions ultérieurement analyser l'apport des FACTS pour l'amélioration de l'amortissement de modes d'oscillations sans détérioration de la stabilité des autres modes sur des réseaux plus étendus. On peut également envisager d'utiliser les FACTS comme outils d'interconnexion de réseaux en complémentarité avec les PSS. Ceci représente une approche différente de celle exposée ci-dessus (remplacer les PSS par des FACTS). Il ne faut pas oublier qu'un PSS n'est qu'une boucle de régulation et à ce titre, on peut très bien introduire un PSS dans la commande d'un système FACTS. En effet, si on pouvait éliminer les oscillations entre deux réseaux interconnectés au moyen de FACTS munis de PSS, ces derniers pourraient éventuellement être enlevés des régulations des machines. Ce type d'étude se justifie d'autant plus que dans un proche avenir, il est prévu de réaliser des interconnexions entre les réseaux Europe de l'Ouest - Europe de l'Est et Europe de l'Ouest - Pays du Maghreb. Il est donc fort probable que des oscillations de puissance supplémentaires vont apparaître sur le réseau Européen.

A l'avenir, il sera également intéressant de s'attacher aux interactions des FACTS entre eux. De plus, il faudra étudier les possibilités qu'offre l'UPFC, le modèle de FACTS le plus accompli car réunissant à lui seul les caractéristiques des déphaseurs, des FACTS shunt et séries. Il faudra également essayer de répondre à la question suivante : est-il, d'une façon générale, plus avantageux d'utiliser un UPFC plutôt que plusieurs autres systèmes FACTS spécifiques ?

ANNEXE III

A.III.1) Introduction

L'étude dynamique des systèmes FACTS insérés dans un réseau de transport nécessite l'utilisation d'un logiciel de simulation adapté. Le Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble disposait au départ de deux logiciels permettant ce type d'étude qui sont EMTP, développé par Bonneville Powers Administration (BPA, USA) et MORGAT, conçu par Electricité de France (EDF).

EMTP permet l'étude de régimes transitoires allant jusqu'aux phénomènes électromagnétiques rapides (10^{-5} à 10^{-1} seconde). Bien que de nombreuses études aient été réalisées avec ce logiciel dans le domaine des réseaux électriques, il n'est pas spécifiquement dédié à ce type de réalisation.

MORGAT, lui, est un programme spécialement conçu pour l'étude dynamique des réseaux et il peut aussi couvrir les phénomènes électromagnétiques rapides mais la taille des réseaux que l'on peut simuler est limitée par des temps de calcul importants.

En effet, EMTP comme MORGAT utilisent des méthodes d'intégration à pas de calcul fixe. Celui-ci doit donc être choisi par l'utilisateur en fonction de la constante de temps la plus rapide du système modélisé. L'inconvénient de ceci est que les phénomènes rapides ne peuvent pas être pris en compte lors de la simulation de phénomènes lents sous peine de voir augmenter les temps de calcul de façon astronomique.

Ces considérations, plus le fait que l'équipe Réseaux du LEG travaille en collaboration étroite et permanente avec EDF, nous ont poussé à acquérir le logiciel EUROSTAG, développé par EDF et TRACTEBEL (Belgique).

Le principal avantage d'EUROSTAG, qui est un logiciel de simulation du comportement dynamique des réseaux électriques utilisant un pas de calcul variable (généralement entre 1 ms et 50 ms). Ce pas s'ajuste automatiquement en fonction de la dynamique des phénomènes apparaissant au cours de la simulation. Par contre, EUROSTAG ne permet pas la prise en compte de régimes transitoires type phénomènes électromagnétiques rapides mais ces phénomènes ne font pas l'objet de notre étude. Cela n'est donc pas pénalisant en ce qui nous concerne. Nous avons donc choisi d'utiliser ce dernier logiciel et nous allons en faire une présentation un peu plus détaillée dans les sections suivantes.

On peut noter qu'un Groupe d'Action de la CIGRE a développé une série de tests permettant d'évaluer pratiquement les performances de plusieurs outils de simulation dynamique [CI-95]. On peut citer ces différents outils :

- * simulateurs analogiques en temps réel :
 - APSA, développé par Kansai Electric Power Co (KEPCO), Fuji Electric Co et Hitachi (Japon)
 - TNS, Fuji Electric Co (Japon).
- * programmes d'analyse quasi-stationnaire :
 - CHAMPS V1 et CHAMPS V2, CRIEPI
- * programmes de simulation temporelle à pas d'intégration constant :
 - LTSP, Electric Power Research Institute (EPRI, USA)
 - PSS/E, Power Technologies Inc.
 - CHAMPS, CRIEPI
 - EXTAB, General Electric Power Systems Engineering (GEPSE), Tokyo Electric Power Corporation (TEPCO, Japon)
 - ADVANCE, Mitsubishi Electric Corp. (Japon).
- * programmes de simulation temporelle à pas d'intégration variable :
 - EUROSTAG, EDF et TRACTEBEL (Belgique)
 - POSSUM
 - MODES, Université Technique Tchèque.
 - EXTAB (en option), GEPSE, TEPCO

Les tests de ces simulateurs ont montré qu'EUROSTAG se classe parmi les tous meilleurs simulateurs dynamiques actuellement disponibles sur le marché, ce qui conforte notre choix.

A.III.2) Présentation d'EUROSTAG

Comme nous l'avons précisé ci-dessus, ce logiciel est basé sur un algorithmique de calcul à pas variable, ce qui permet d'étudier, au cours de la même simulation, l'enchaînement de phénomènes de dynamique lente (durant de quelques secondes à quelques heures) et de phénomènes de stabilité transitoire (durant de quelques millisecondes à quelques secondes). On peut également noter que la modélisation du système étudié reste la même tout au long de la simulation, quelque soit la nature des phénomènes rencontrés et donc, quelque soit le pas de calcul.

Sur le plan logiciel, EUROSTAG se compose de cinq programmes principaux qui communiquent entre-eux au moyen de fichiers. Ils peuvent donc être exécutés dans le temps de façon indépendante. La figure 1 montre les liaisons entre ces programmes ainsi qu'avec l'utilisateur. Les programmes principaux sont les suivants :

- le calcul de répartition de charge : il détermine un point de fonctionnement en régime permanent qui servira de point de départ pour la simulation dynamique.
- Le simulateur dynamique : il permet de visualiser des variables en cours de simulation et l'utilisateur peut intervenir afin de modifier son déroulement.

- Le pré-processeur graphique : il autorise la conception et l'introduction de nouveaux modèles dans le logiciel au moyen de schémas blocs.
- Le post-processeur graphique : il permet la visualisation graphique sous forme de courbes des résultats de la simulation dynamique.
- L'éditeur de fichier : il réalise l'édition des fichiers de données correspondant au système étudié qui sont nécessaires à l'exécution du calcul de répartition de charge et de la simulation dynamique.

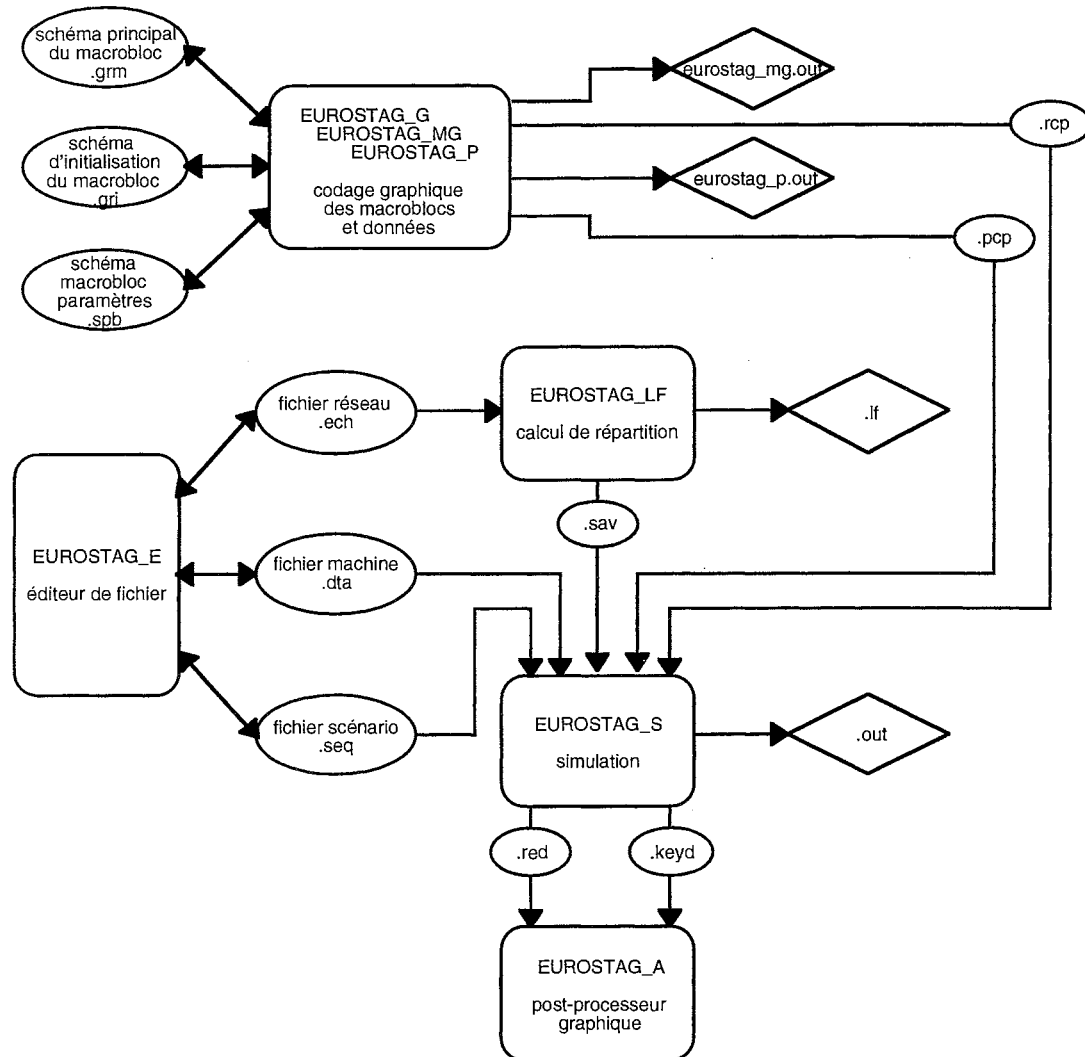


fig. A.III.1 : Architecture logicielle d'EUROSTAG

On peut noter qu'EUROSTAG est écrit en FORTRAN 77 et en C et qu'il est implanté au Laboratoire sur les stations de travail HELWETT PACKARD sous le système d'exploitation UNIX.

Nous allons maintenant préciser les fonctionnalités des cinq programmes principaux cités ci-dessus. On peut néanmoins ajouter qu'EUROSTAG comprend également deux programmes "secondaires" dont nous ne développerons pas le fonctionnement. L'un est nécessaire à l'exécution du logiciel : il transpose les résultats de la simulation dynamique (présentés sous forme de vecteurs dans les fichiers

.res et .key de la figure A.III.1) afin qu'ils soient utilisables par le post-processeur graphique. L'autre est utile pour l'analyse et la présentation des résultats de la simulation dynamique sous forme de tableaux.

A.III.2.1) L'éditeur de fichier

On l'utilise pour créer et modifier les fichiers d'extension .ech, .dta et .seq qui sont indiqués sur la figure A.III.1. Ces trois fichiers contiennent des données relatives au système modélisé et sont donc indispensables à l'exécution du calcul de répartition de charge et à la simulation dynamique. C'est pourquoi l'éditeur de fichiers est généralement le premier programme d'EUROSTAG que l'on utilise pour réaliser une simulation complète (qui correspond à l'exécution de tous les programmes du logiciel).

Dans l'absolu, on peut se passer de cet éditeur car les fichiers qu'il crée sont au format FORTRAN et leur structure est donnée dans le manuel de l'utilisateur. Néanmoins, l'éditeur offre une saisie structurée et assistée des données très conviviale et il permet justement de s'affranchir des problèmes liés aux structures des fichiers FORTRAN (positions, formats, etc. ...). Il garantit donc, de ce fait, la syntaxe correcte des fichiers de données ce qui occasionne un gain de temps appréciable.

Le fichier .ech contient les données statiques du réseau étudié qui sont utilisées par le calcul de répartition de charges, c'est à dire les données topologiques du réseau (noeuds, lignes, impédances des lignes), les puissances et tensions des générateurs et les valeurs des charges en régime permanent. Le calcul de répartition a aussi besoin de paramètres généraux tels que le nombre maximum d'itérations, les tolérances maximum demandées par l'utilisateur, etc... Ces paramètres sont également compris dans le fichier .ech.

Les données dynamiques du système modélisé sont incluses dans le fichier .dta. Elles concernent notamment les paramètres internes et les noms des macroblocs associés à la représentation de chaque machine ainsi que les caractéristiques dynamiques du réseau (modèles de charges par exemple). Le fichier est ensuite utilisé par le simulateur dynamique.

Le fichier .seq contient, lui, le scénario de la simulation dynamique. Cela comprend plusieurs groupes de données :

- les données temporelles : pas de calcul minimum et maximum utilisé dans la méthode d'intégration, instant initial et final de la simulation.
- Les paramètres de précision requis sur les équations algébriques et différentielles.
- La description de la séquence d'événements voulus par l'utilisateur (par exemple : ouverture d'une ligne, court-circuit en un noeud, modification d'une charge, etc. ...) ainsi que leur instant d'occurrence lors de la simulation.

Les figures A.III.3, A.III.4, et A.III.5 montrent un exemple de fichiers de données .ech, .dta et .seq conçus en utilisant l'éditeur de fichier et concernant le réseau simple de la figure A.III.2.

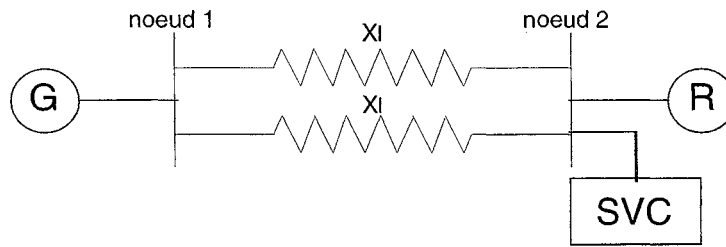


fig. A.III.2 : Exemple de réseau simple

Il s'agit d'une charge R reliée à un générateur G, à l'aide de deux lignes en parallèle d'impédances identiques. Un SVC est connecté au noeud de charge afin d'en soutenir la tension.

DATA TYPE	TYPE DE DONNEES
GENERAL PARAMETERS	PARAMETRES GENERAUX
00	ZONES AC
01	ZONES AC
CHARGE	NOEUDS
NOEUD	NOEUDS
GEN_01	NOEUDS
SPN/GEN_01	NOEUD BILAN
NOEUD -CHARGE -0	LIGNE
NOEUD -CHARGE -1	LIGNE
NOEUD -GEN_01 -0	TRANSFORMATEURS A RAPPORT FIXE

fig. A.III.3 : Exemple de fichier .ech

GEN_01	SYNCHRONES - PAR. EXT.
GEN_01 /IEEEX1	MACROBLOCS
GEN_01 /IEEEG1	MACROBLOCS
SVC	INJECTEURS
SVC /INTERSVC	MACROBLOCS
ABSOLUTE MACH. REFER. ANGLE	ANGLE ABSOLU MACH. REFER.
VLA/00	SENSIBILITE VOLT./FREQU. DANS ZONE
VLA/01	SENSIBILITE VOLT./FREQU. DANS ZONE

fig. A.III.4 : Exemple de fichier .dta

PARAMETERS	PARAMETRES DU SCENARIO
TIME	TEMPS
OMREF	CONSTANTES
200.:BRANC OP:NOEUD -CHARGE -0:S	OUVERTURE DE BRANCHE
500.:LOAD SW:CHARGE	MODIFICATION CHARGE
1200.:STOP	STOP

fig. A.III.5 : Exemple de fichier .seq

A.III.2.2) Le calcul de répartition de charge

Le calcul de répartition de charge est exécuté à partir du fichier .ech fourni par l'éditeur de fichier. Le résultat de ce calcul est accessible sous deux formes (voir figure A.III.1) :

- un fichier texte .lf : ce fichier est directement lisible et exploitable par l'utilisateur et il présente tous les transits de puissances, les pertes en lignes, les tensions aux noeuds, les puissances réactives fournies par les générateurs, etc. ...
- un fichier binaire .sav : ce fichier présente les mêmes résultats que le .lf, mais sous forme binaire afin de pouvoir être utilisé par le programme de simulation dynamique comme point de départ (conditions initiales des équations différentielles).

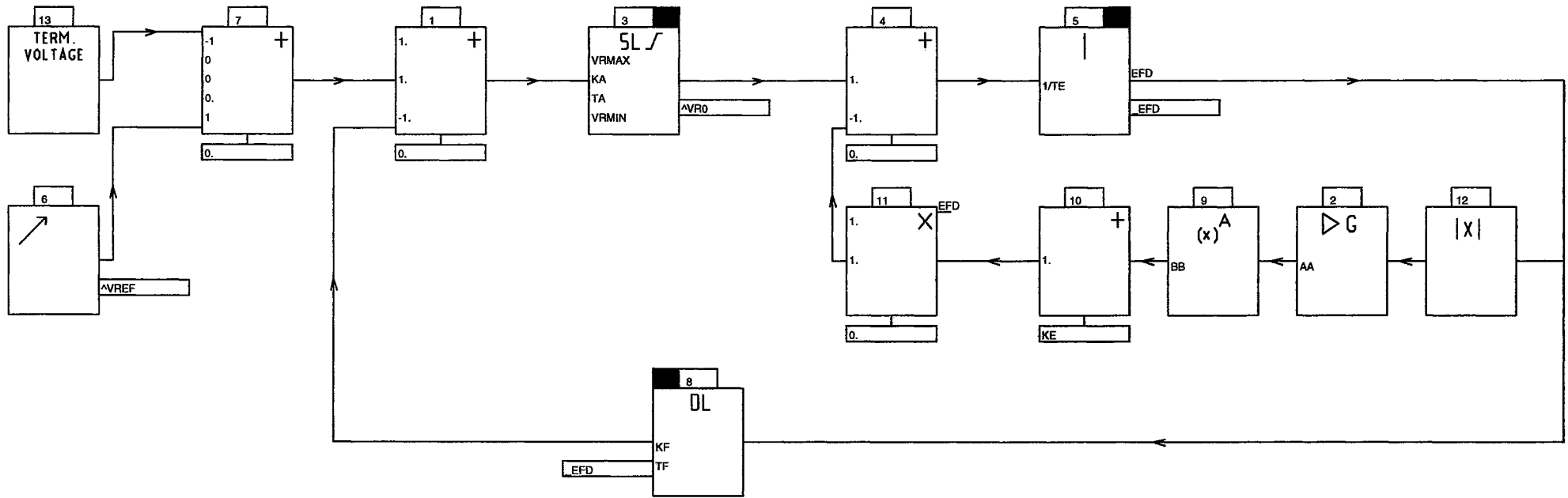
A.III.2.3) Le pré-processeur graphique

Ce programme permet à l'utilisateur de s'affranchir du codage en FORTRAN lorsqu'il souhaite définir ses propres modélisations (par exemple des régulateurs, des systèmes FACTS, des machines ou des charges spéciales, etc...). La saisie des modèles est effectuée par l'assemblage de blocs élémentaires sur un écran graphique. Un ensemble de blocs élémentaires correspondant à un modèle donné est appelé "macrobloc". On peut citer quelques blocs élémentaires : sommateur, multiplieur, diviseur, intégrateur, second ordre, sinus, potentiomètre, limiteur, etc. ... On associe ces blocs en fonction des équations du modèle à définir et le macrobloc ainsi constitué est relié à la machine correspondante dans le fichier de données dynamiques .dta. Il existe 50 blocs élémentaires dans la version actuelle d'EUROSTAG. Le logiciel possède une bibliothèque qui contient au départ quelques modélisations types (régulations IEEE de machines, Static Var Compensator, liaison à courant continu, etc...).

Un exemple de macrobloc est donné figure A.III.8 (page suivante). Il correspond à la régulation standard IEEE de la tension d'excitation EFD du générateur de la figure A.III.2.

Pour définir complètement un macrobloc, l'utilisateur doit créer les trois fichiers suivants (voir figure A.III.1) :

- le fichier d'extension .grm qui contient le schéma principal du macrobloc sous forme de blocs élémentaires. Il représente les équations du modèle désiré.
- Le fichier .gri qui contient le schéma d'initialisation du macrobloc également sous forme de blocs.



A.III.2.4) Utilisation du simulateur dynamique

A.III.2.4.1) Simulation de base

Comme le montre la figure A.III.1, une simulation dynamique requiert les trois fichiers de données .sav, .dta et .seq décrits aux paragraphes A.III.2.1) et A.III.2.2) ainsi que les fichiers correspondant aux macroblocs .rcp et .pcp décrits dans le paragraphe précédent (A.III.2.3)). Le résultat de la simulation est donné sous forme de deux fichiers binaires d'extension .res et .key (voir figure A.III.1). Ces deux fichiers sont ensuite transposés, ce qui les rend exploitables par le post-processeur graphique. Conjointement à ces deux fichiers binaires, un fichier texte de résultats .out est également généré et il contient principalement les données dynamiques lues dans le fichier .dta, un récapitulatif de la simulation les messages d'erreur éventuels et les statistiques générales des temps de calcul CPU des différentes étapes de la simulation.

Un aspect important et très utile de la simulation dynamique est son interactivité. En effet, lors de son déroulement, l'utilisateur peut intervenir à n'importe quel moment pour en modifier le cours. Il dispose alors de toutes les possibilités programmables dans le fichier scénario .seq et peut les utiliser à sa convenance. A la limite, l'utilisateur peut décider d'introduire son scénario en "temps réel" au fur et à mesure du déroulement de la simulation plutôt que de le programmer. En général, on préférera malgré tout créer un fichier .seq le plus complet possible et se servir ensuite de l'interactivité du programme comme complément.

A.III.2.4.2) Simulation à partir d'une sauvegarde de l'état du système

L'utilisateur peut sauvegarder l'état du système à tout instant de la simulation, que ce soit en le programmant dans le fichier scénario ou en intervenant directement au moment voulu. Un fichier binaire d'extension .sac est alors généré (voir figure A.III.1) et peut servir de point de départ pour de nouvelles simulations. Pour illustrer ceci, considérons le diagramme de la figure A.III.9

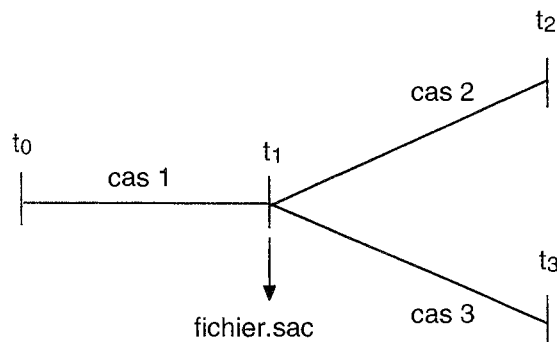


fig. A.III.9 : Déroulement d'une simulation avec génération d'un fichier .sac

La simulation du cas 1 se déroule à partir de l'instant initial t_0 . A l'instant t_1 , on sauvegarde l'état du

ystème (génération du fichier .sac correspondant). On peut ensuite simuler le cas 2 puis le cas 3 à partir de l'instant t1 sans avoir à recommencer le cas 1, ce qui peut représenter un gain de temps appréciable. Ceci veut dire que le fichier .sac généré est utilisé comme fichier de données par le simulateur, comme le montre la figure A.III.1. Il suffit alors de le combiner avec un fichier scénario .seq (correspondant au cas à traiter) pour recommencer une simulation. On peut remarquer que dans le cas d'une simulation à partir d'un fichier .sac, les fichiers .dta et .sac ne sont plus nécessaires au simulateur car ils sont inclus (sous une forme différente) dans le fichier de sauvegarde de l'état du système.

A.III.2.5) Post-processeur graphique

Le post-processeur graphique permet l'analyse et l'impression des résultats de la simulation dynamique sous forme de courbes. Un grand avantage de ce programme est que l'utilisateur n'est pas contraint de déclarer a priori les grandeurs à observer au cours de la simulation. Le post-processeur donne accès à toutes les grandeurs observables, y compris les variables internes aux macroblocs (sorties des blocs élémentaires). L'accès à ces grandeurs peut être soit direct, en utilisant la liste de variables disponibles dans le programme (par exemple, tension en un noeud, courant dans une ligne, puissances de charges, angle interne d'une machine, etc...), soit indirect en utilisant un calcul symbolique qui permet de déduire la variable voulue des autres grandeurs.

On peut remarquer que pouvoir accéder à toutes les grandeurs observables ne signifie pas pour autant que toutes ces valeurs sont stockées après la simulation dynamique. En fait, seules les variables d'état sont stockées et les autres grandeurs sont recalculées par le post-processeur à partir de ces mêmes variables d'état. Cela évite, bien évidemment de manipuler des fichiers de résultats démesurément grands.

A l'aide de ce programme, l'utilisateur peut visualiser les grandeurs voulues en fonction du temps mais son élimination est également possible afin d'obtenir des courbes du type tension en un noeud en fonction de la puissance transmise par une ligne connectée à ce même noeud. Des exemples de courbes tracées par le post-processeur sont données dans le Chapitre V.

Diverses fonctions telles que le zoom ou les superpositions de courbes sont disponibles afin de faciliter l'analyse des résultats et notamment des phénomènes transitoires apparaissent lors des simulations à long terme.

A.III.3) Conclusion

Nous avons choisi, pour réaliser l'étude dynamique des systèmes FACTS insérés dans les réseaux de transport et d'interconnexion, d'utiliser le logiciel EUROSTAG développé par Electricité de France et TRACTEBEL. Ce programme est performant et concurrentiel par rapport aux autres produits disponibles actuellement sur le marché. Son principal avantage est d'utiliser une méthode numérique

d'intégration à pas variable automatiquement, ce qui permet d'étudier, au cours de la même simulation, l'enchaînement de phénomènes de dynamique lente et de stabilité transitoire. Sa structure logicielle, composée de plusieurs programmes exécutables indépendamment, permet de réaliser des séries de simulation et d'analyse de résultats rapides ainsi que des modélisations personnelles poussées sans avoir à passer par le code du programme. Enfin, sa forte interactivité lui donne une convivialité appréciable ainsi que des gains de temps importants pour l'utilisateur.

RESUME

Les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System) sont pressentis pour l'amélioration des performances des réseaux de transport et d'interconnexion. De nombreuses études ont été faites récemment sur ces systèmes concernant l'augmentation de la vitesse de contrôle des paramètres des lignes (tension, impédance et déphasage). Les compensations shunt et série utilisant des systèmes d'électronique de puissance sont des concepts FACTS et permettent aux réseaux d'être plus flexibles. La compensation shunt réalise de préférence le support de la tension alors que la compensation série est employée pour réduire l'impédance des lignes et donc pour augmenter la capacité de transfert de puissance ainsi qu'améliorer la répartition des transits de puissance dans le réseau, aussi bien que les stabilités statiques et dynamiques. Plusieurs systèmes ont été présentés ces dernières années. Ce rapport décrit une étude comparative concernant le comportement statique et dynamique de trois systèmes FACTS dans les réseaux de transport : le SVC (Static Var Compensator), le STATCON (STATIC CONDenser) et le TCSC (Thyristors Controlled Series Compensator). Ce travail est axé sur la stabilité de tension et les capacités de transfert de puissance et inclut l'étude de l'action des LTC (Load Tap Changers). Les effets des PSS (Power System Stabilizers) sont également analysés dans le but de les comparer ultérieurement aux systèmes FACTS. Les résultats ont été obtenus à l'aide de différents réseaux tests (réseau 14 noeuds IEEE, réseau UHV français simplifié, réseau New-England 39 noeuds) et ont montré l'impact de chaque système FACTS sur les réseaux de puissance.