

FACTS – les systèmes performants pour le transport flexible de l'énergie électrique

Le marché de l'énergie en rapide évolution a fourni aux exploitants de systèmes de transport d'énergie haute tension une combinaison de nouvelles occasions et de nouveaux défis. Ces derniers proviennent surtout de la forte croissance des échanges d'énergie entre les entreprises d'électricité, des conséquences de la déréglementation et des contraintes économiques et écologiques qui influencent la construction de nouvelles installations de transport d'énergie. Les réseaux de transport à courant alternatif CA actuels ne sont pas conçus pour une commande facile des tensions et du flux de l'énergie sur un marché déréglementé. Il en résulte des problèmes de réglage du régime permanent et de stabilité dynamique. Le développement de systèmes de transport plus adaptatifs dits FACTS (Flexible AC Transmission Systems) fondés sur l'électronique haute puissance offre de nouveaux moyens pour venir à bout des défis actuels.

La demande d'énergie électrique poursuit une croissance régulière. Cette dernière est particulièrement forte dans les pays en voie d'industrialisation. Pour différentes raisons, les extensions de réseaux, en particulier la construction de nouvelles lignes de transport, ne peuvent pas suivre la capacité croissante des centrales électriques et de la demande d'énergie. La découverte de droits de passage appropriés est particulièrement difficile dans les régions industrialisées et l'obtention des approbations requises nécessite plus de temps que jamais. Par ailleurs, la construction de lignes de transport immobilise des capitaux qui pourraient être utilisés pour d'autres projets.

Au vu de cette situation, les entreprises d'électricité recherchent des moyens pour utiliser plus efficacement les lignes de transport existantes. Deux domaines demandent une attention particulière. Premièrement, il s'agit d'améliorer les états transitoires et de régime perma-

nent de lignes longues. Cela provient du fait que certaines lignes de transport ne peuvent pas être chargées à volonté près de leur puissance naturelle, sans parler de la puissance thermique nominale, en raison des limites de stabilité relativement basses. Des mesures entreprises en vue d'améliorer la stabilité pendant et après des défauts de lignes peuvent améliorer la fiabilité des systèmes autant que l'adjonction d'une ou de plusieurs lignes de transport. Deuxièmement, la répartition des flux d'énergie dus aux charges doit être améliorée dans des réseaux fortement maillés, étant donné que le flux «naturel» qui résulte des conditions de

charge et des impédances des lignes existantes n'est pas forcément le flux des charges qui minimise les pertes de transport.

Un autre aspect réside dans la flexibilité: un marché de l'énergie déréglementé exige une exploitation flexible des systèmes énergétiques pour assurer que les contrats de fourniture d'électricité puissent être respectés.

Les systèmes de transport CA flexibles (FACTS) possèdent toutes les aptitudes dont les exploitants de réseaux ont besoin pour répondre aux exigences d'un marché de l'énergie rapidement changeant.

Limites du transport de l'énergie

L'écoulement de l'énergie à travers un système de transport est limité par une ou par plusieurs caractéristiques des réseaux:

- Limites de stabilité
- Limites thermiques
- Limites de tension
- Circulation en boucle

Techniquement, les limites du transport d'énergie peuvent toujours être éliminées par l'adjonction de nouvelles capacités de transport et/ou de production. Les systèmes FACTS sont conçus pour repousser de telles limites et pour répondre aux objectifs des entreprises d'électricité sans devoir entreprendre d'importantes adjonctions au système. Selon la nature des équipements électriques de puissance, les solutions FACTS seront justifiées chaque fois qu'une application requiert l'une ou plusieurs des caractéristiques suivantes:

- Réponse rapide
- Variations fréquentes des charges
- Charges réglables en douceur

Les systèmes de transport CA flexibles AC (FACTS)

Le terme «FACTS» s'applique à tous les systèmes fondés sur l'électronique de puissance et utilisés pour le transport d'énergie CA.

Les principaux systèmes s'énumèrent comme suit:

- Compensateur statique de puissance réactive (VAR) SVC (Static Var Compensator)

Rolf Grünbaum
Mojtaba Noroozian
Björn Thorvaldsson
 ABB Power Systems

- Condensateur série fixe et commandé par thyristors TCSC (Thyristor-Controlled Series Capacitor)
- Transformateur déphaseur PST (Phase-Shifting Transformer) et PST assisté APST (Assisted PST)
- Compensateur synchrone statique STATCOM (Synchronous Static Compensator)
- Compensateur série synchrone statique SSSC (Synchronous Static Series Compensator)
- Contrôleur de transit de puissance unifié UPFC (Universal Power Flow Controller)

Compensateur statique de puissance réactive VAR (SVC)

Au cours des années, des compensateurs VAR statiques de nombreuses conceptions différentes ont été construits. Toutefois, la majorité d'entre eux possèdent des éléments commandables analogues. Les éléments les plus courants sont les suivants:

- Inductance commandée par thyristors TCR (Thyristor-Controlled Reactor)
- Condensateur commuté par thyristors TSC (Thyristor-Switched Capacitor)
- Inductance commutée par thyristors TSR (Thyristor-Switched Reactor)
- Condensateur commuté mécaniquement MSC (Mechanically Switched Capacitor)

Principe de fonctionnement

Dans le cas du TCR, une inductance fixe, typiquement avec un noyau du type sans fer, est branchée en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle. La courant à la fréquence fondamentale est réglé par la commande de phase de la valve à thyristors. Un TSC comprend un condensateur branché en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle et une inductance d'atténuation. La fonction du commutateur à thyristors consiste à enclencher et à déclencher le condensateur pour un nombre entier de demi-cycles de la tension appliquée. Le condensateur n'est pas commandé en phase, mais simplement enclenché et déclenché. L'inductance du circuit TSC sert à limiter le courant sous des conditions anormales, ainsi



Un marché de l'énergie déréglementé exige des systèmes de puissance souples pour assurer le respect des contrats de fourniture d'énergie.

(Photo: PRISMA)

qu'à accorder le circuit à la fréquence voulue.

Les impédances des inductances et des condensateurs, ainsi que du transformateur définissent la gamme d'utilisation du SVC. Le diagramme $U-I$ correspondant présente deux régions d'exploitation différentes. A l'intérieur de la plage de régulation, la tension est appliquée avec une précision réglée par la pente. A l'extérieur de la plage de régulation, la caractéristique est celle d'une réactance capacitive pour les basses tensions et celle d'un courant constant pour des tensions élevées. Les performances basse tension peuvent s'améliorer facilement en ajoutant des bancs TSC supplémentaires (uniquement pour l'utilisation sous des conditions de basse tension).

Le TSR est un TCR sans commande de la phase du courant. Il est enclenché ou déclenché comme un TSC. L'avantage de ce dispositif par rapport au TCR réside dans l'absence de formation de courants harmoniques.

Le MSC est une branche accordée comprenant un banc de condensateurs

et une inductance. Il est conçu pour n'être commuté qu'un petit nombre de fois par jour, vu que les commutations sont effectuées par des disjoncteurs. Le but du MSC consiste à fournir la puissance réactive en régime permanent.

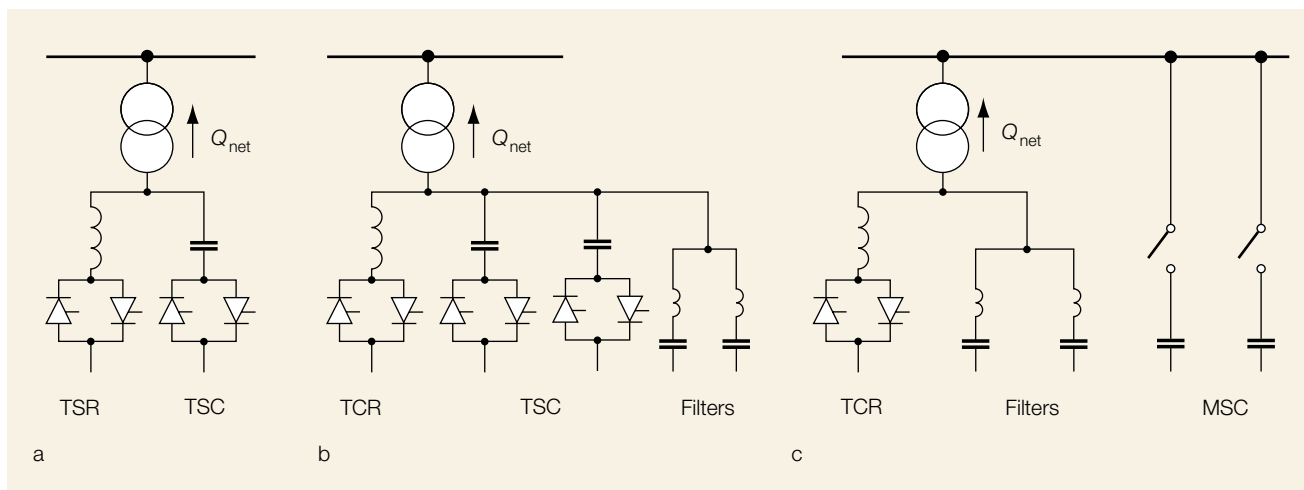
Configuration des compensateurs VAR statiques SVC

Dans les systèmes de puissance électriques, la compensation de la puissance réactive s'exécute normalement à l'aide des configurations SVC illustrées dans **1**.

Applications des SVC

Les SVC sont installés pour exécuter les fonctions suivantes:

- Stabilisation dynamique de la tension: amélioration des aptitudes de transport d'énergie, réduction des variations de tension
- Amélioration de la stabilité synchrone: stabilité transitoire accrue, meilleure atténuation des systèmes énergétiques



Configurations SVC utilisées pour la commande de la compensation de la puissance réactive de systèmes de puissance électriques

- a Configuration TSR-TSC
b Configuration TCR-TSC
c Configuration TCR-MS

Q_{net} Flux net de puissance réactive vers le réseau

- Equilibrage dynamique des charges
- Soutien de la tension en régime permanent

Typiquement, les SVC sont dimensionnés de manière à pouvoir faire varier la tension du système d'au moins $\pm 5\%$. Cela signifie que la gamme d'exploitation dynamique se situe normalement à env.

10% à 20% de la puissance de court-circuit au point de connexion commun. Trois lieux d'implantation conviennent aux SVC. L'un se trouve à proximité des grands centres de consommation, tels que les grandes agglomérations urbaines. L'autre se trouve dans les postes critiques, normalement dans des

endroits éloignés du réseau, et le dernier se trouve aux points d'alimentation de grandes charges industrielles ou de traction.

Première implantation: grands centres de consommation

La raison usuelle de l'installation de SVC dans des centres de consommation consiste à réduire les effets de perturbations de réseau sur des charges sensibles. Les perturbations peuvent être des courts-circuits et/ou la défaillance de lignes de transport importantes. Les centres de consommation peuvent se trouver soit à la fin d'un réseau radial ou dans un système maillé. La caractéristique commune des deux implantations réside dans le fait que les charges sont situées à une grande distance de grandes stations de transformateurs. Un exemple d'installation dans un réseau maillé est donné par le SVC de Sylling, près de la ville d'Oslo, en Norvège méridionale. Cette installation est dimensionnée pour ± 160 MVar et branchée au système de 420 kV dans un poste au sud-ouest de la ville **2**.

Si un court-circuit se produit sur le réseau, le SVC constate la chute de tension qui en résulte dans le système de 420 kV. Il modifie alors son impédance pour rétablir rapidement la tension de la ville. A la

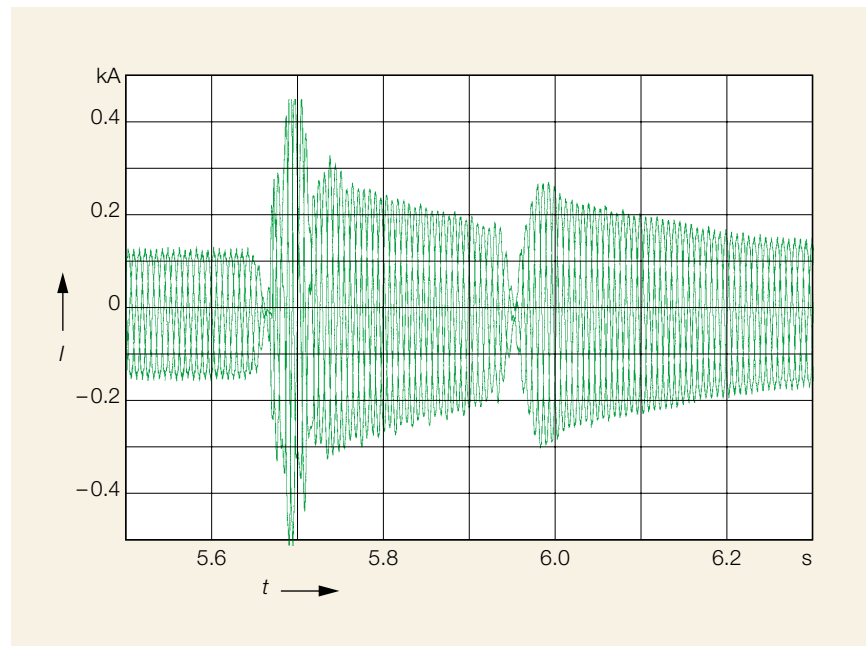
Installation SVC de 420 kV de Sylling, Norvège



suite du défaut, les alternateurs du système commencent aussi à accroître leur production de puissance réactive pour rétablir la tension à l'endroit des machines. Le SVC assure que cette opération se déroule en douceur, de sorte que les effets du court-circuit ne sont pas constatés dans la ville. Pendant l'élimination du défaut, une surtension se produit souvent par suite de l'action des excitatrices. Le SVC s'oppose à cette pointe. Grâce à l'action du SVC pendant et après le défaut, le changement de tension n'est pratiquement pas constaté dans la ville. On peut donc dire que le SVC isole la ville des effets d'un défaut éloigné du système. Une courbe enregistrée lors d'un essai pratique montre le principe de fonctionnement décrit ci-dessus **3**.

Les SVC jouent également un rôle dans la régulation quotidienne de la tension qui varierait au gré des charges, si des mesures correctrices n'étaient pas appliquées. Le compensateur assure que les clients ne constatent jamais de telles variations. Lorsque la charge s'accroît, la tension aux niveaux des postes et des distributions faiblit. Des changements de prise automatiques impliquant un grand nombre de transformateurs de puissance agissent à l'encontre de cette chute de tension. Le changement de prise provoque une chute encore plus forte de la tension du système haute tension (un changeur de prise ne résout jamais le problème provoqué par une chute de tension. Il ne le déplace que vers le niveau de tension supérieur du système suivant). Par la suite, la puissance réactive produite par le SVC augmente pour prévenir la diminution de tension. A ce moment, deux possibilités se présentent: soit le SVC est suffisamment grand pour traiter ces variations de charge quotidiennes, tout en possédant suffisamment de capacité de réserve pour les tâches dynamiques importantes, soit, dans le cas contraire, le centre de répartition des charges branche des bancs de condensateurs au niveau du système, lorsque la charge de sortie du SVC dépasse une certaine valeur, afin de rétablir la capacité dynamique du SVC.

La mission probablement la plus importante d'un SVC est de contrecarrer des effondrements de tension éventuels, par ex. sous des conditions de charge de



Courant SVC de Sylling pendant un défaut triphasé à grande distance (essais pratiques)

3

I Courant SVC

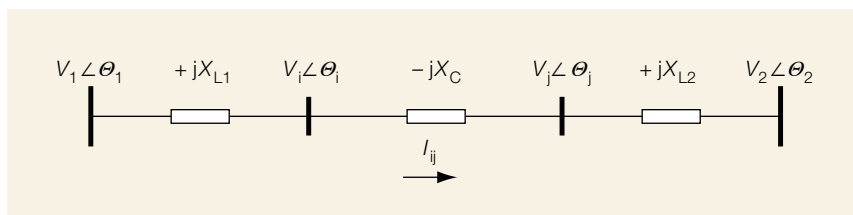
t Temps

pointe, lorsque plusieurs zones de charge sont vulnérables. Ces conditions sont valables pour des zones de charges situées à des distances relativement grandes des centrales de production, où la tension de support peut être trouvée. En cas de charge croissante, la tension des différentes zones commence à faiblir. Si une grande ligne de transport d'énergie tombe en panne en période de charge de pointe, le risque d'effondrement est évident. Ce risque est éliminé efficacement par l'injection rapide d'une quantité substantielle de puissance réactive dans la zone de grande charge. Le centre de distribution des charges doit toujours exploiter le système de manière à ce qu'il survive à une seule éventualité. Sans SVC, cette exigence ne peut être remplie que par une capacité de lignes de transport accrue (puissance de court-circuit plus élevée) ou par une production locale d'énergie.

Deuxième implantation: postes critiques

Une autre implantation de SVC typique se trouve sur les bus critiques du réseau. Ces SVC sont normalement installés pour prévenir les basses tensions pendant les

oscillations de puissance et pour éviter les sur- et sous-tensions temporaires excessives en cas de défaillance de grandes lignes de transport ou de grandes centrales de production d'énergie. Une autre mission importante réside dans le support permanent de la tension durant les cycles de charge quotidiens, sans devoir faire appel à de grands bancs de condensateurs énergisés, en risquant des situations de tension difficiles qui peuvent se produire pendant et surtout après l'élimination de défauts de réseaux sévères. L'amortissement des oscillations de puissance est une autre tâche assumée par les SVC. A la condition que le SVC soit placé de manière appropriée dans le réseau, il peut contribuer fortement à l'atténuation des oscillations de puissance. Cette application des SVC devient de plus en plus importante, parce que les entreprises d'électricité augmentent les charges des lignes de transport au-dessus de l'impédance d'onde caractéristique SIL (Surge Impedance Loading). Il existe en effet des entreprises d'électricité qui exploitent leurs lignes avec deux ou trois fois la valeur SIL. Dans de tels cas, une priorité élevée doit être accordée au support de puissance réactive.



Système de transport à compensation série

4

I_{ij} Courant entre les bus i et j
 $\theta_{1,2}$ Angle de la tension, bus 1 et 2
 $\theta_{i,j}$ Angle de la tension, bus i et j
 $V_{1,2}$ Amplitude de la tension, bus 1 et 2

$V_{i,j}$ Amplitude de la tension, bus i et j
 X_C Réactance du condensateur série
 $X_{L1,L2}$ Réactances de segments de ligne

Troisième implantation: grandes charges industrielles et de traction

Les SVC s'installent également aux points d'alimentation de grandes charges industrielles ou d'autres types de charges commerciales. Par exemple, ils agissent comme compensateurs dans les aciéries, pour assurer que d'autres consommateurs branchés sur le même réseau ne doivent pas subir une détérioration de la qualité de l'énergie électrique à cause des fours électriques. Le traitement des SVC dits industriels dépasserait le cadre de la présente publication. Il existe toutefois un type de compensateurs intéressants destinés à des applications spécialisées, tout en restant un SVC d'entreprise d'électricité. Il s'agit de SVC d'équilibrage de phases utilisés dans des postes où sont connectés des systèmes de traction modernes de 50 Hz. Un système ferroviaire exige une alimentation en puissance tous les 50 km. Les charges des systèmes ferroviaires sont monophasées. Elles sont alimentées directement par des

transformateurs branchés entre deux phases du réseau. La charge typique d'un tel poste atteint 50 MVA. Vu que cette puissance est soutirée entre deux phases, un déséquilibre se produit dans le système de puissance. Il n'est généralement pas facile de trouver des points du réseau avec une puissance de court-circuit suffisamment élevée pour tolérer la charge asymétrique dans tous les endroits où des postes sont requis. Le déséquilibre suscite des problèmes à d'autres consommateurs branchés sur le réseau qui souffrent d'une énergie électrique de mauvaise qualité. Les SVC ont la possibilité de rendre de tels réseaux parfaitement équilibrés.

Compensation série

Des condensateurs série ont été utilisés avec succès pendant de nombreuses années pour améliorer la stabilité et les aptitudes de charge de réseaux de transport haute tension. Ils travaillent par l'in-

sertion de tension capacitive pour compenser la chute de tension inductive sur les lignes, c'est-à-dire qu'ils réduisent la réactance effective des lignes de transport 4.

Principe de fonctionnement

Les effets de la compensation série sur un système énergétique peuvent se résumer comme suit.

La tension insérée par un condensateur série est proportionnelle et perpendiculaire au courant de la ligne. Ce faisant, la puissance réactive fournie par le condensateur est proportionnelle au carré du courant. Il en résulte que le condensateur série a un effet d'autorégulation. Lorsque la charge du système croît, la puissance réactive produite par le condensateur série augmente également.

Régulation de la tension en régime permanent et prévention des chutes de tension

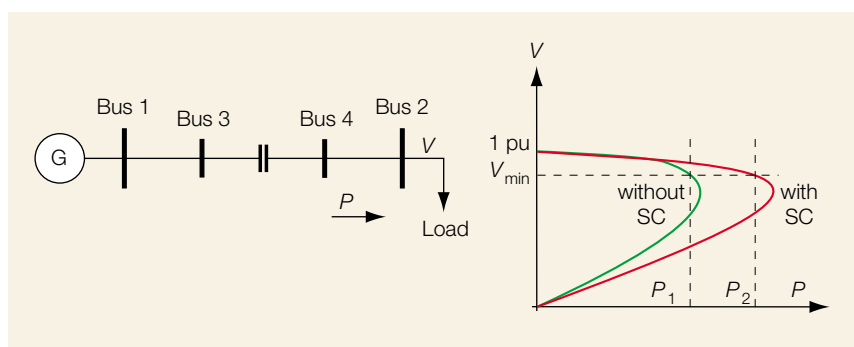
Un condensateur série est en mesure de compenser la chute de tension sur une ligne de transport due à l'inductance série. A faible charge, la chute de tension est plus faible et la tension de compensation série est plus basse. Lorsque la charge augmente et que la chute de tension devient plus importante, la contribution par le compensateur série augmente et la tension du système est réglée de manière correspondante. La compensation série élargit aussi la zone de stabilité de la tension en réduisant la réactance de la ligne. De cette façon, elle aide à prévenir les chutes de tension. 5 montre que la stabilité de la tension s'accroît de P_1 au niveau P_2 plus élevé.

Profil de tension d'un système de puissance simple

5

P Puissance
 V Tension

SC Condensateur série



Amélioration de la stabilité de l'angle de rotation transitoire

Dans le système à machine unique et à bus infini de 6, le critère de surface égale est utilisé pour montrer comment un condensateur série améliore la stabilité transitoire. Sous des conditions de régime permanent, on a $P_e = P_m$ et un angle de génératrice δ_0 . Si un défaut sur trois phases se produit en un point proche de la machine, la puissance de sortie de la génératrice diminue à zéro. A l'instant où le défaut est éliminé, l'angle aura augmenté à δ_C . Le système reste stable, à la

condition que A_{dec} soit plus grand que A_{acc} . **6** montre que la marge de stabilité est très sensiblement accrue par l'installation d'un condensateur série qui provoque le déplacement vers le haut de la courbe $P-\delta$.

Commande du flux d'énergie

La compensation série peut être utilisée dans les systèmes énergétiques pour la commande du flux d'énergie en régime permanent. En cas de lignes de transport avec une capacité thermique suffisante, la compensation peut soulager des surcharges éventuelles sur d'autres lignes parallèles.

Schémas de compensations série

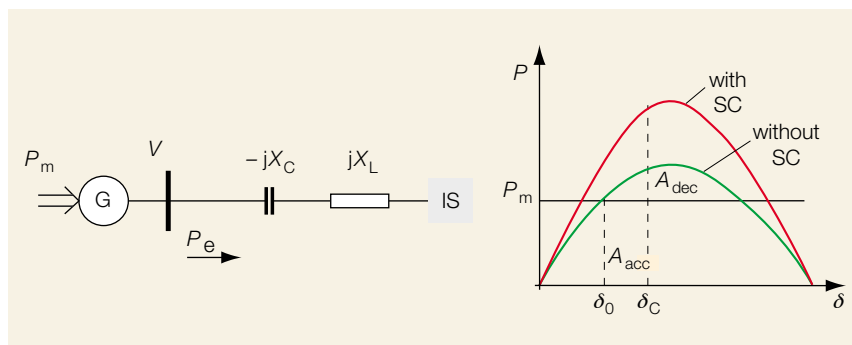
La compensation de lignes de transport peut être effectuée par des condensateurs série fixes, ou par des condensateurs série réglables qui offrent de plus grandes facultés d'adaptation. **7** montre des schémas de compensations série typiques.

Condensateurs série commandés par thyristors (TCSC)

Principe de fonctionnement

Les configurations TCSC comprennent des inductances commandées par thyristors en parallèle avec des sections d'un banc de condensateurs. Cette combinaison permet la régulation douce sur une vaste gamme de la réactance capacitive à la fréquence fondamentale. Le banc de condensateurs de chaque phase est monté sur une plate-forme pour assurer l'isolation complète contre la terre. La valve contient une chaîne de thyristors haute puissance branchés en série. La bobine d'inductance est du type sans fer. Une varistance à oxyde métallique est brochée sur le condensateur pour éviter les surtensions.

La caractéristique du circuit TCSC principal dépend des réactances relatives du banc de condensateurs $X_C = -\frac{1}{\omega_n C}$ et de la branche des thyristors $X_V = \frac{\omega_n L}{\omega_n}$. ω_n est la vitesse angulaire fondamentale, C la capacitance du banc de condensateurs et L est la réactance inductive de l'inductance parallèle.



Amélioration de la marge stabilité transitoire à l'aide d'un condensateur série

A_{acc} Énergie d'accélération
 A_{dec} Énergie de retardement
 δ Angle de la génératrice
 δ_0 Angle de la génératrice avant le défaut
 δ_c Angle à l'élimination du défaut
 P_e Puissance électrique de la génératrice

P_m Puissance mécanique à la génératrice
 X_C Réactance du condensateur série
 X_L Réactance de la ligne
 IS Source infinie
 SC Condensateur série

Le TCSC peut travailler en plusieurs modes en variant les valeurs de la réactance apparente X_{app} . Dans ce contexte, X_{app} est défini simplement comme étant la partie imaginaire du quotient ci-dessous. Dans celui-ci, les vecteurs tournants représentent la valeur fondamentale de la tension du condensateur $\vec{U}_{C1}$ et le courant de ligne $\vec{I}_{L1}$ à la fréquence nominale:

$$X_{app} = \text{Im} \left\{ \frac{\vec{U}_{C1}}{\vec{I}_{L1}} \right\}$$

Il est aussi pratique de définir le facteur de survoltage K_B sous forme de quotient des réactances apparentes et physiques X_C du TCSC:

$$K_B = \frac{X_{app}}{X_C}$$

Mode de blocage

Lorsque la valve à thyristors n'est pas enclenchée et que les thyristors restent à l'état non passant, le TCSC travaille en mode de blocage. Le courant de la ligne passe uniquement à travers le banc de condensateurs. Le vecteur tournant de la tension du condensateur $\vec{U}_C$ est exprimé à partir du vecteur tournant du courant de ligne $\vec{I}_L$ conformément à la formule ci-après:

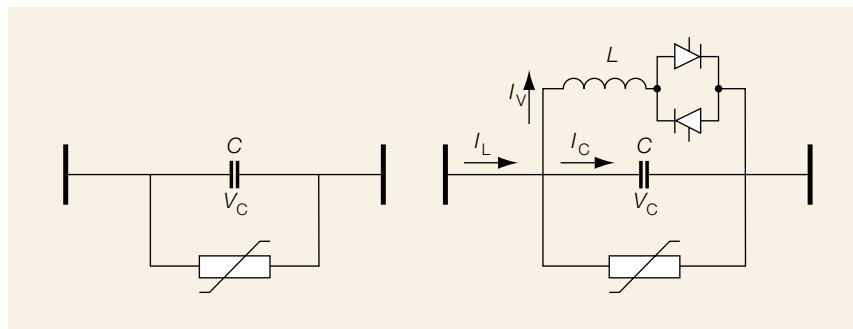
$$\vec{U}_C = jX_C \vec{I}_L \quad X_C < 0$$

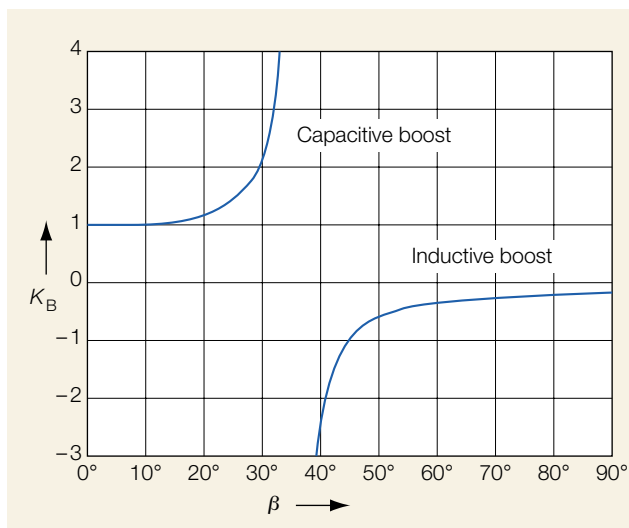
Dans ce mode, le TCSC fonctionne comme un condensateur série fixe, avec un facteur de survoltage égal à un.

Deux schémas de compensations série typiques avec un condensateur série fixe et un TCSC

C Condensateur série
 L Inductance parallèle
 I_C Courant du condensateur

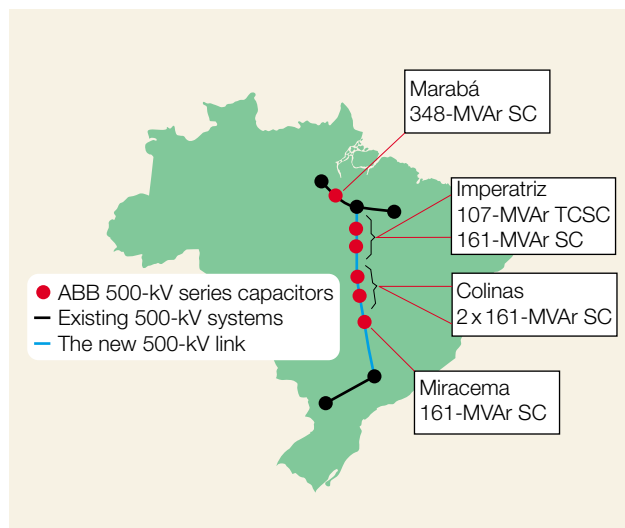
I_V Courant de valve
 I_L Courant de ligne
 V_C Tension du condensateur





Facteur de survolage K_B d'un TCSC en fonction de l'angle de conduction β

8



Interconnexion nord-sud du Brésil. Pour ce projet, ABB a livré 6 condensateurs série de 500 kV, dont 5 condensateurs fixes (SC) et un condensateur commandé par thyristors (TCSC).

9

Mode by-pass

Si la valve à thyristors est commandée en permanence, elle reste constamment à l'état passant et le TCSC se comporte comme la connexion parallèle d'un banc de condensateurs série et de la réactance de la branche de la valve à thyristors.

Dans ce mode, la tension du condensateur pour un courant de ligne donné est beaucoup plus faible qu'en mode de blocage. Par conséquent, le mode by-pass s'utilise pour réduire la sollicitation du condensateur pendant les défauts du système.

Mode de survolage capacitif

Si une impulsion d'enclenchement est appliquée aux thyristors, avec une tension directe juste avant que la tension du condensateur franchisse la ligne zéro, une impulsion de courant de décharge du condensateur circule à travers la branche

Caractéristique impédance-courant du TCSC installé dans le poste Imperatriz de l'interconnexion nord-sud brésilienne

10

I Courant de ligne
 X_{TCSC} Réactance TCSC
 X_{ef} Niveau de survolage nominal
 X_C Niveau de survolage unitaire
 X_{bypass} Niveau de survolage au by-pass TCSC

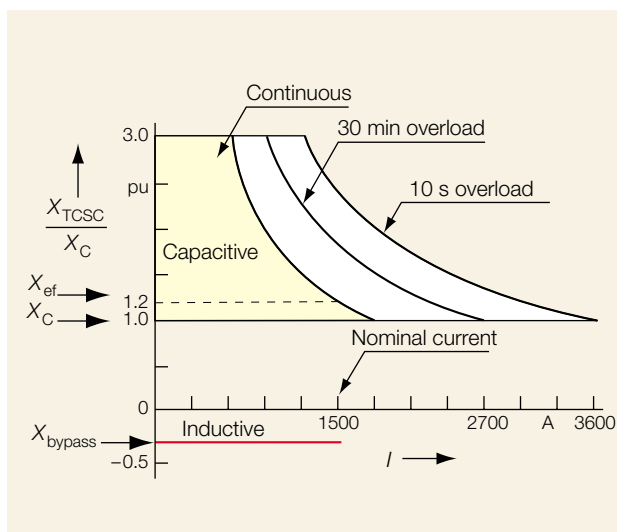
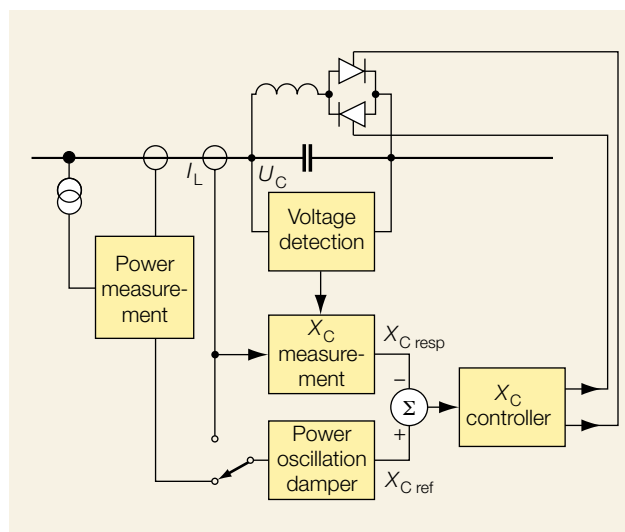


Schéma de la commande du TCSC du poste Imperatriz

11

I_L Courant de ligne
 U_C Tension du condensateur
 X_C Niveau de survolage
 $X_{C resp}$ Réponse du survolage
 $X_{C ref}$ Référence du survolage



inductive parallèle. L'impulsion de courant de décharge est ajoutée au courant de la ligne à travers le banc de condensateurs et fournit une tension de condensateur qui est ajoutée à la tension produite par le courant de la ligne **8**. Ce faisant, la tension de crête du condensateur accroît proportionnellement la charge qui franchit la branche des thyristors. La tension fondamentale augmente aussi presque proportionnellement à la charge.

Le TCSC offre le moyen de commander l'angle de conduction β , ainsi que de synchroniser l'enclenchement des thyristors avec le courant de ligne.

Application du TCSC pour l'amortissement des oscillations électromécaniques

L'équation de base du flux de puissance montre que la modulation de la tension et de la réactance influence le flux de puissance active à travers la ligne de transport. En principe, un TCSC se prête à la commande rapide de la puissance active à travers une ligne de transport. La possibilité de commander les pointes de puissance par ce dispositif s'utilise pour amortir les oscillations électromécaniques dans les systèmes de puissance. Les caractéristiques de cet effet d'amortissement sont les suivantes:

- L'efficacité du TCSC pour la régulation des oscillations de puissance augmente parallèlement au niveau de la puissance transportée.
- L'effet d'amortissement d'un TCSC sur une interconnexion ne dépend pas de l'endroit d'implantation du TCSC.
- L'effet d'amortissement est insensible à la caractéristique de la charge.
- Lorsqu'un TCSC est conçu pour amortir les modes interzones, il n'excite aucun mode local.

Interconnexion nord-sud du Brésil

Le Brésil offre un exemple d'une interconnexion CA de systèmes électriques séparés à l'intérieur d'un pays. Le pays possède deux systèmes électriques principaux qui n'étaient pas interconnectés initialement – le système nord et le système sud. Ces systèmes transportent essentiellement de la puissance d'origine hydrau-



Vue du TCSC du poste Imperatriz

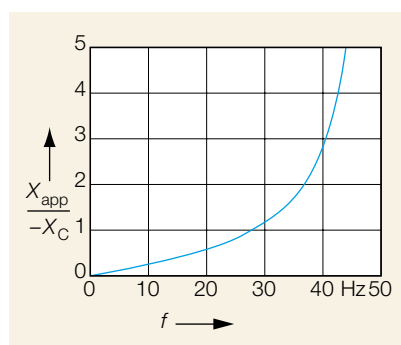
12

lique qui représente plus de 95% de la puissance totale produite dans le pays. On a étudié la faisabilité de l'interconnexion des deux systèmes. Là-dessus, on a décidé de construire un corridor de transmission. Des schémas CA et CC ont été étudiés avant de retenir l'option CA. Celle-ci consiste en un circuit compact unique de 500 kV (pouvant être doublé ultérieurement). Ce circuit présente une longueur de plus de 1000 km. Il est compensé en série en plusieurs endroits le long de la ligne. Il est en service depuis le début 1999 **9**.

Réactance apparente idéale d'un TCSC travaillant en mode de tension synchrone inverse (fréquence nominale: 50 Hz)

13

X_C Réactance physique du condensateur
 X_{app} Réactance apparente
 f Fréquence



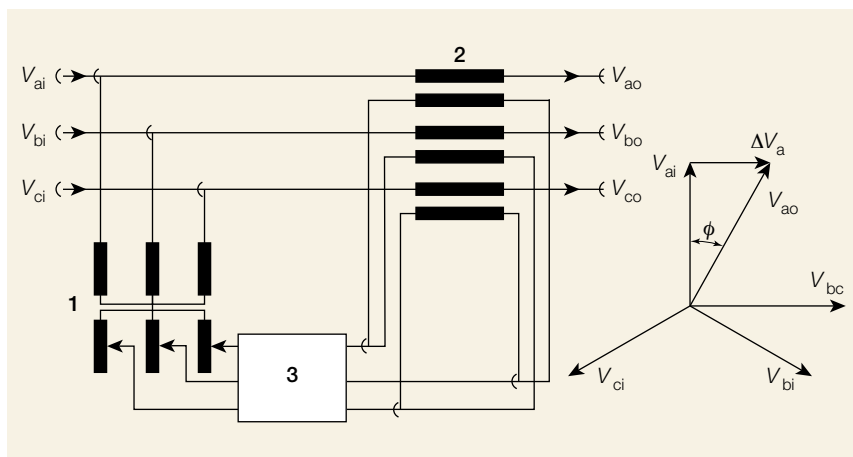
L'option CA est très intéressante, parce qu'elle met l'énergie hydraulique peu coûteuse à la disposition de l'économie nationale rapidement croissante et de vastes régions présentant de grandes possibilités de développement économique. On prévoit la construction de plusieurs centrales hydrauliques le long de cette liaison. Ces centrales seront branchées au réseau de 500 kV CA pendant les deux prochaines décennies.

Au total, ABB a livré 6 condensateurs série de 500 kV, dont 5 fixes et un à commande par thyristors. Les condensateurs série livrés présentent une puissance nominale d'environ 1100 MVar au total.

Le TCSC est implanté dans le poste d'Imperatriz, à l'extrémité nord de l'interconnexion. Sa mission consiste à amortir les oscillations de puissance interzones basse fréquence entre les systèmes de puissance de part et d'autre de l'interconnexion. Ces oscillations (0,2 Hz) pourraient présenter un risque pour la stabilité du système de puissance.

Le TCSC d'Imperatriz

Les caractéristiques du TCSC d'Imperatriz sont illustrées dans **10**. Le niveau de surtension est un paramètre clé. Il représente le montant de l'augmentation artificielle de la réactance du condensateur série pour contrecarrer les oscillations du système de puissance. Le niveau de surtension peut être varié progressivement



Déphaseur avec injection de tension perpendiculaire

- 1 Transformateur de magnétisation ϕ Déphasage
 2 Transformateur série
 3 Réseau de commutation

V_a Tension à travers le transformateur série
 $V_{ai, bi, ci}$ Tensions ligne-terre
 $V_{ao, bo, co}$ Tensions ligne-terre

entre 1 et 3, ce qui équivaut à une plage de 5 à 15% de la compensation de la ligne. Au courant de ligne nominal, le niveau de surtension a été réglé à 1,20. Le schéma de la commande est représenté dans 11.

Les valves à thyristors sont montées sur une plate-forme 12. Elles sont refroidies à l'eau et utilisent des thyristors à enclenchement optique indirect.

Les valves sont dimensionnées pour 1500 A de courant permanent et à 3000 A pour une durée de 10 secondes. En outre, étant donné que les valves doivent fournir une protection de secours pour le TCSC dans les situations extrêmes, dans lesquelles la protection de surtension ZnO principale atteint sa limite thermique nominale, les valves doivent être capables de supporter des courants de défaut de jusqu'à 40 kA (crête) pendant environ 60 ms. Il s'agit du temps requis par le disjoncteur de by-pass pour se fermer et dériver le courant de défaut.

Atténuation des résonances sous-synchrones avec des TCSC

L'introduction d'une compensation série améliore le comportement de transport du système en ce qui concerne la stabili-

té de la tension et la stabilité angulaire. Il est toutefois possible qu'une résonance électrique soit introduite en même temps dans le système. L'expérience a montré que sous certaines circonstances, une telle résonance électrique peut coïncider avec les résonances de torsion mécanique des systèmes d'arbres des turboalternateurs dans les centrales thermiques. Ce phénomène est une forme de résonance sous-synchrone (RSS). De nos jours, le problème RSS est bien compris et il est pris en compte lors de la conception d'équipements de compensation série. Parfois, les conditions RSS peuvent limiter le degré de compensation qui serait nécessaire pour de meilleures performances du système de puissance. L'utilisation de TCSC amoindrit ces restrictions.

Impédance apparente des TCSC

Les conditions de RSS dépendent de l'impédance du réseau, telle qu'elle est vue par les machines synchrones aux fréquences sous- et sursynchrones qui correspondent à leur fréquence de résonance de torsion ω_m .

La réactance d'un condensateur série fixe varie inversement avec la fréquence. Une fois que sa réactance à la fréquence

nominale a été sélectionnée, celle-ci détermine sa réactance à toutes les fréquences. Toutefois, tel n'est pas le cas pour les TCSC dont l'effet de survoltage dépend d'actions de commande qui peuvent influencer l'enclenchement des thyristors à chaque demi-cycle du courant de la ligne.

L'impédance apparente Z_{app} du TCSC peut être définie par le quotient complexe suivant:

$$Z_{app}(\omega_m) = R_{app}(\omega_m) + jX_{app}(\omega_m) = \frac{\Delta \dot{U}_{TC}}{\Delta \dot{I}_L}$$

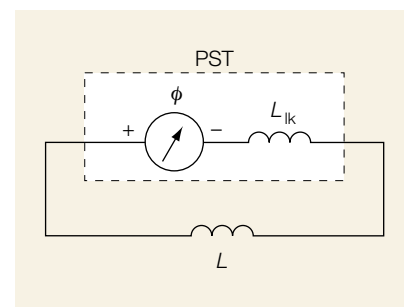
Il y a lieu de constater que l'impédance apparente est une propriété du circuit principal du TCSC et de son système de commande. En général, l'impédance apparente d'un TCSC dans un réseau spécifique doit être déterminée par simulation ou par des mesures. Les procès-verbaux de différents schémas de commande montrent que dans le domaine des fréquences sous-synchrones, l'impédance apparente est du type résistif-inductif. Un calcul simplifié, qui admet des inversions de tension de condensateur instantanées et équidistantes, avec une fréquence double de la fréquence nominale et qui néglige les pertes, fournit l'équation suivante pour l'impédance apparente du TCSC:

$$X_{app}(\omega_m) = -X_C \frac{\omega_n}{\omega_m} \frac{1 - \cos\left(\frac{\omega_m}{\omega_n} \frac{\pi}{2}\right)}{\cos\left(\frac{\omega_m}{\omega_n} \frac{\pi}{2}\right)}$$

Topologie d'un transformateur déphaseur assisté (APST)

ϕ Déphasage
 L Inductance parallèle
 L_{lk} Inductance PST

PST Transformateur déphaseur



Cette fonction est positive dans toute la gamme des fréquences sous-synchrones et montre que la réactance apparente est inductive **13**. Aux fréquences proches de la fréquence nominale, la régulation de l'impédance apparente la force à devenir capacitive. Un cas actuel d'atténuation RSS est décrit dans [6].

Transformateur déphaseur (PST)

Les transformateurs de régulation d'angle de phase (transformateurs déphaseurs) s'utilisent pour régler le flux de l'énergie électrique à travers des lignes de transport. Tant l'amplitude que la direction du flux de puissance peuvent être réglées en variant le déphasage par le biais de transformateurs série **14**.

Principe de fonctionnement

Le déphasage s'obtient par l'extraction d'une tension ligne-terre sur une phase et en injectant une partie de celle-ci en série dans une autre phase. Cela se réalise en utilisant deux transformateurs: le transformateur de régulation ou de magnétisation branché en dérivation d'une part et d'autre part le transformateur série **14**. Des connexions étoile-étoile et étoile-triangle sont utilisées, étant donné que la tension série injectée est perpendiculaire à la tension ligne-terre.

Une partie de la tension de ligne prélevée est sélectionnée par le réglage de commutation et insérée en série dans la tension de ligne. La tension ajoutée est perpendiculaire à la tension de la ligne, vu que par exemple, la tension ajoutée à la phase «a» est proportionnelle à V_{bc} .

Normalement, l'angle du déphaseur est réglé par des combineurs de réglage en charge LTC (on-load tap-changing device). La tension série peut être réglée par le LTC par pas successifs déterminés par les prises des enroulements de régulation. Les progrès réalisés dans le domaine de l'électronique de puissance ont permis d'utiliser des thyristors dans le réseau de commutation.

Transformateur déphaseur assisté

La topologie d'un transformateur déphaseur assisté APST (Assisted Phase-Shift

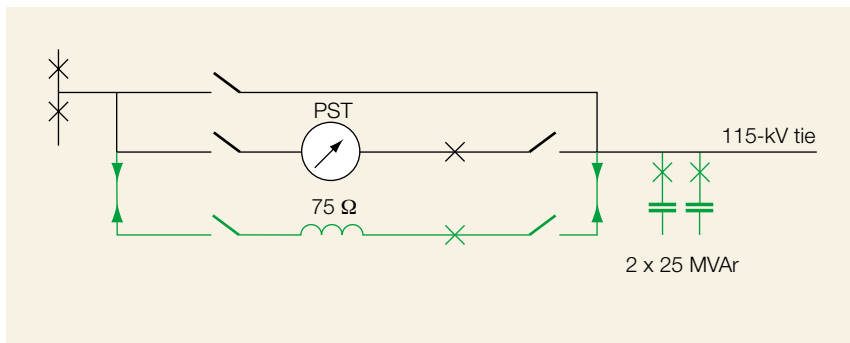


Diagramme unifilaire de l'APST de Plattsburgh utilisé pour la commande de l'interconnexion de 115 kV NYPA-VELCO aux USA

16

Noir Equipements existants

Vert Equipements supplémentaires

ting Transformer) est illustrée par **15**. Le type d'élément réactif en parallèle avec le PST dépend du quadrant dans lequel le PST est appelé à travailler. Les deux branches travaillent en commun, en permettant l'APST de forcer un transfert de puissance plus élevé à travers le circuit que le pourrait le PST à lui seul. La susceptance de l'élément réactif est choisie plusieurs fois plus petite que celle du PST. Par conséquent, le comportement de l'APST est surtout dicté par le PST. Cela signifie que les aptitudes de régulation du PST sont maintenues dans l'APST.

Interconnexion NYPA-VELCO

Aux USA, le système de la New York Power Authority (NYPA) est interconnecté avec le système de la Vermont Electric Company (VELCO) par une ligne dédiée de 115 kV. Cette liaison critique est nécessaire pour assurer des fournitures d'électricité locales fiables et pour permettre le transfert de grandes quantités d'énergie entre les deux systèmes. Pour optimiser l'exploitation, un PST d'une tension nominale de 115 kV et de 175 MVA, installé à Plattsburgh, NY, est utilisé pour la commande de la ligne affectée. Pendant les mois d'été, ce PTS constitue le composant de limitation thermique des équipements de la liaison. Pendant ce

APST de Plattsburgh

17



temps, il limite la charge prévisible éventuelle à 105 MW.

On a bientôt constaté que l'augmentation des transports estivaux admissibles à travers la ligne de liaison signifiait un intérêt commun de NYPA et de VELCO. La solution APST s'est montrée comme étant la plus intéressante, parce qu'elle correspondait à tous les objectifs du système. Le montage d'une inductance de haute impédance en parallèle avec le PST existant réduirait le flux à travers ce dernier, tout en conservant intégralement les possibilités de commande de la ligne de liaison **16**. En complément, des bancs de condensateurs en dérivation étaient nécessaires pour la fourniture locale de puissance réactive requise par l'inductance.

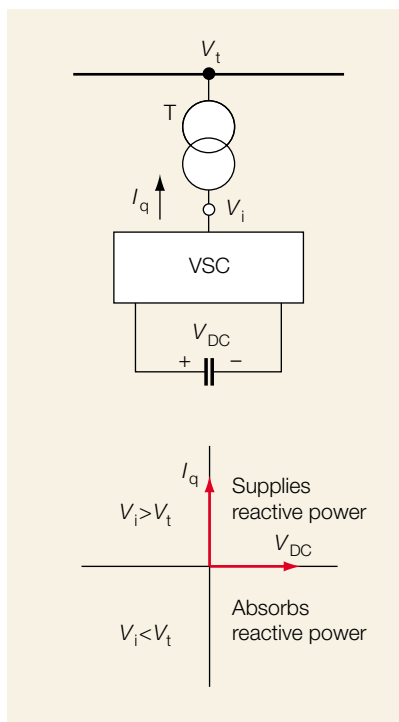
L'APST de Plattsburgh a été mis en service en juin 1998 **17**. Par son exploitation, le transport estival admissible d'énergie par la ligne de liaison a été accru de 35 MW pour atteindre 140 MW, soit une augmentation de 33%. On estime que les coûts de l'APST n'atteignent qu'environ la moitié de ceux qui auraient été provoqués par le remplacement du PST existant par une nouvelle unité dimensionnée de manière à correspondre aux transports estivaux plus élevés [7].

Compensateur synchrone statique

Le compensateur synchrone statique STATCOM (Static Synchronous Compensator) est fondé sur une source de tension synchrone à semi-conducteurs, analogue à une machine synchrone qui fournit un ensemble équilibré de trois tensions sinusoïdales à la fréquence fondamentale, avec des amplitudes et des angles de phases réglables. Un tel dispositif est toutefois exempt d'inertie.

Principe du fonctionnement

Un compensateur synchrone statique est constitué d'un convertisseur à source de tension, d'un transformateur de couplage et de la commande. Dans cette application, la source d'énergie CC peut être remplacée par un condensateur CC, de sorte que l'échange d'énergie en régime permanent entre le compensateur statique et le système CA peut être unique-



Compensateur statique comprenant le VSC, le transformateur de couplage T et la commande **18**

I_q Courant de sortie du convertisseur
 V_i Tension du convertisseur
 V_t Tension aux bornes

ment réactif, comme illustré par **18**. I_q est le courant de sortie du convertisseur, perpendiculaire à la tension du convertisseur V_i . L'amplitude de la tension du convertisseur, et donc la sortie réactive du convertisseur, sont réglables. Si V_i est plus grand que la tension aux bornes V_t , le compensateur statique fournit de la puissance réactive au système CA. Si V_i est plus petit que V_t , le compensateur statique absorbe de la puissance réactive.

Convertisseur à source de tension

Une configuration fondamentale à circuit triphasé d'un convertisseur à source de tension VSC (Voltage Source Converter) est montrée par **19**. Elle est formée de 12 commutateurs à semi-conducteurs autocommutés, chacun avec une diode antiparallèle, ainsi que de 6 branches de diodes branchées entre les points médians des condensateurs et chaque paire

de commutateurs. En branchant la source CC séquentiellement aux bornes de sortie, le convertisseur peut produire un groupe de trois tensions de forme quasi carrée d'une fréquence donnée.

La fréquence, l'amplitude et la phase de la tension CA peuvent être variées par une commande appropriée. Ce faisant, le convertisseur à source de tension peut être considéré comme une source de tension réglable.

Les valves du convertisseur à source de tension agissent comme des commutateurs qui peuvent brancher la connexion CA associée soit au bus CC de tête, soit au bus de pied. Les potentiels des phases peuvent présenter trois valeurs différentes par rapport au point médian des condensateurs:

1. $V = +V_{dc}$
2. $V = 0$
3. $V = -V_{dc}$

Ce montage est désigné par le terme de convertisseur à source de tension à trois niveaux.

Il y a lieu de mentionner que pour chaque branche des phases, on ne peut enclencher à la fois qu'un seul des deux commutateurs, sinon la liaison CC subirait un court-circuit. La tension de sortie peut être réglée tant en phase qu'en amplitude. La fréquence fondamentale de la tension CA est liée comme suit à la tension CC:

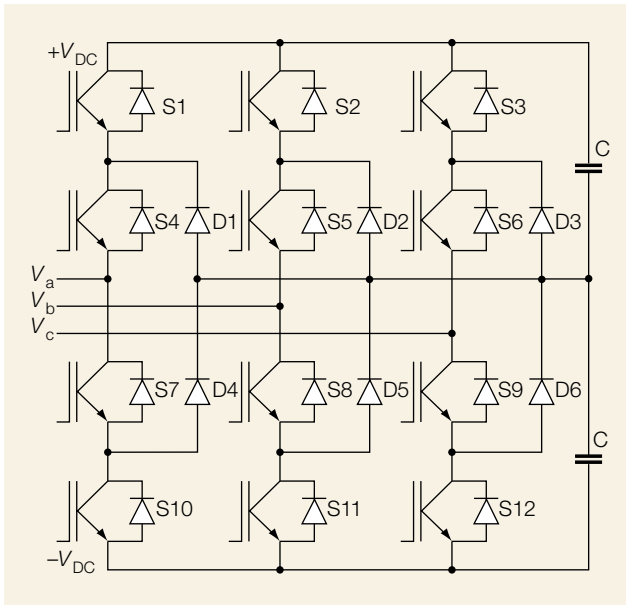
$$V_{a,b,c} = K_u V_{dc}$$

Le facteur de liaison K_u est réglé par le mode de commutation de la valve. Cette méthode est généralement appelée modulation d'impulsions en largeur PWM (Pulse-Width modulation). **20** montre un exemple de deux tensions neutres ligne-convertisseur et la forme d'onde résultante de la tension ligne-ligne en exploitation à modulation d'impulsions en largeur (PWM).

En utilisant la modulation d'impulsions en largeur, il est possible de varier la valeur K_u . Ce paramètre appelé indice de modulation peut être varié entre zéro et une valeur maximale.

Applications

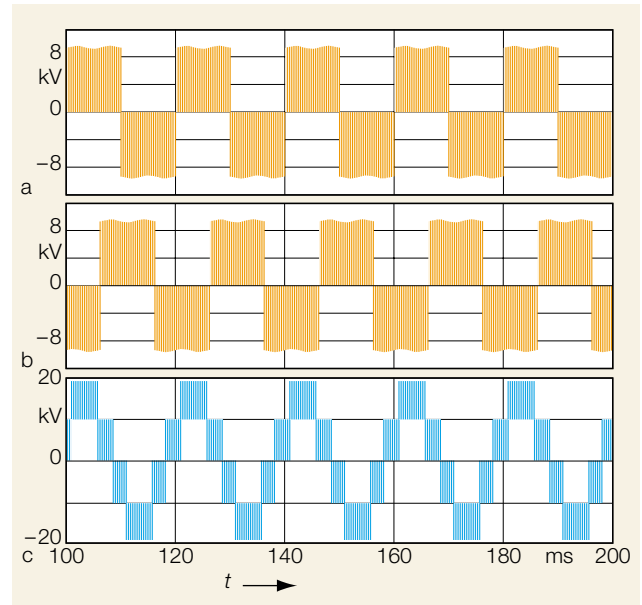
Les fonctions accomplies par un STATCOM sont les suivantes:



Convertisseur à source de tension à trois niveaux

S1–12 Piles de thyristors IGBT
D1–6 Piles de diodes
C Condensateur CC

19



Forme des ondes de la tension aux bornes du convertisseur avec une modulation d'impulsions en largeur

20

a, b Tension ligne au point médian
c Tension ligne à ligne

- Stabilisation dynamique de la tension: augmentation la capacité de transport d'énergie et réduction des variations de tension
- Amélioration de la stabilité synchrone: meilleure stabilité transitoire, amélioration de l'amortissement du système de puissance, atténuation du RSS
- Equilibrage dynamique des charges
- Amélioration de la qualité de l'énergie
- Support de la tension en régime permanent

commutation sans fer. Les principaux composants de l'installation – des valves à IGBT, des condensateurs CC, le système de commande des valves et le système de refroidissement de celles-ci –

sont logés dans un conteneur. Les équipements extérieurs se limitent aux échangeurs de chaleur, aux inductances de commutation et au transformateur de puissance. Actuellement, on dispose

SVC Light

Le SVC Light est une appellation de produit d'un STATCOM fondé sur des IGBT d'ABB [8]. La technologie SVC Light repose sur le principe qu'usine devrait être simple, avec une quantité minimale d'appareils conventionnels. Les équipements conventionnels sont remplacés par des dispositifs de technologie avancée, tels que des valves à IGBT et des systèmes d'ordinateurs à hautes performances. Par l'utilisation de commutateurs PWM haute fréquence (env. 2 kHz), il est devenu possible d'utiliser un seul convertisseur branché sur un transformateur de puissance standard, par le biais d'inductances de

Installation SVC Light typique pour applications d'entreprises d'électricité

21



d'une puissance nominale de ± 100 MVar par convertisseur. Pour obtenir une puissance plus élevée, des condensateurs fixes supplémentaires, des condensateurs commutés par thyristors ou un assemblage de convertisseurs multiples peuvent être mis en œuvre.

Caractéristiques de tension et de courant

Le domaine d'exploitation des SVC de la nouvelle génération est défini par la tension maximale pouvant être appliquée aux bornes du convertisseur et par le courant maximal du convertisseur. En cas de conditions de sous-tension, on peut maintenir un courant constant égal au courant maximal du convertisseur. Cela montre que la production de MVar décroît linéairement avec la tension. En cas de surtension, le courant maximal peut être maintenu jusqu'au plafonnement de la tension aux bornes du convertisseur.

Temps de réponse

Les valves à semi-conducteurs du système SVC Light répondent pratiquement instantanément à l'ordre de commutation. Il en découle que le facteur limitant la vitesse à laquelle l'installation réagit est conditionné par le temps requis par la mesure de la tension et le traitement des données par le système de commande. Si on utilise une régulation à gain élevé, le temps de réponse reste inférieur à un quart de cycle.

Interaction harmonique avec le réseau

Dans la plupart des cas, l'installation peut être conçue complètement sans filtres à harmoniques. Dans les cas d'exigences élevées en matière d'harmoniques d'ordre élevé, un petit filtre passe-haut peut être nécessaire. Le risque de formation de résonances est donc négligeable. Grâce à cette propriété, le SVC Light peut facilement être déplacé vers un autre endroit, lorsque les exigences du réseau se modifient.

La fréquence de commutation élevée utilisée dans le concept SVC Light se traduit par une aptitude inhérente de produire des tensions très supérieures à la fréquence fondamentale. Cette propriété peut s'utiliser pour le filtrage actif d'harmoniques déjà présentes dans le réseau. Dans ce cas, le système SVC Light injecte des courants harmoniques dans le réseau, avec la phase et l'amplitude correctes pour contrer les tensions harmoniques.

Encombrement et layout

Un système SVC Light très compact peut être construit pour les applications d'entreprises d'électricité **21**. L'espace requis ne dépasse pas une surface d'environ 10 sur 20 mètres.

Compensateur série synchrone statique

Un convertisseur à source de tension peut être utilisé dans un système de transport d'énergie. Un tel système porte la désignation compensateur série synchrone statique SSSC (Static Synchronous Series Compensator).

Principe de fonctionnement

22 montre un convertisseur à source de tension branché en série sur une ligne de transport via transformateur. Une source d'énergie est nécessaire pour fournir la tension CC à travers le condensateur et pour compenser les pertes du VSC.

En principe, un SSSC est capable d'échanger de la puissance active et de la puissance réactive avec le système de puissance. Pourtant, si on ne désire que la compensation de puissance réactive, la source d'énergie peut être très petite. Si la source d'énergie est suffisamment puissante, la tension injectée peut être commandée en amplitude et en phase. En cas de compensation de puissance réactive, seule l'amplitude de la tension est commandable, puisque le vecteur de la tension injectée est perpendiculaire au courant de la ligne. Dans ce cas, la tension injectée en série peut faire avancer ou retarder le courant de la ligne de 90 degrés. Cela signifie que le SSSC peut être commandé en douceur à une valeur d'avance ou de retard quelconque à l'intérieur de la plage de travail du VSC. Ce faisant, un SSSC peut se comporter de manière analogue à un condensateur série et à une inductance série réglables. La différence fondamentale réside dans le fait que la tension injectée par un SSSC n'est pas en relation avec le courant de la ligne et qu'elle peut être réglée indépendamment de celui-ci. Cette caractéristique importante signifie que le SSSC peut être utilisé efficacement, tant pour les petites charges que pour les charges élevées.

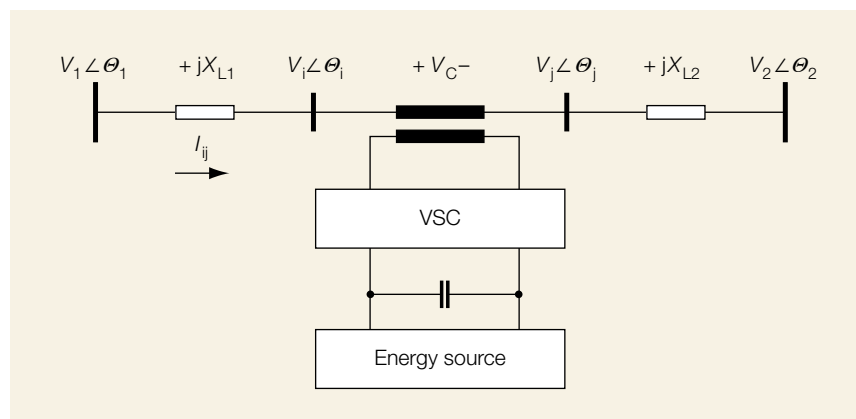
Applications

Les conditions générales d'application d'un condensateur série réglable sont également valables pour le SSSC, c'est-à-dire pour la commande dynamique du

Configuration de base d'un compensateur série synchrone statique (SSSC)

$+V_C$ Tension à travers le transformateur série SSSC

Autres abréviations, voir Fig. 4



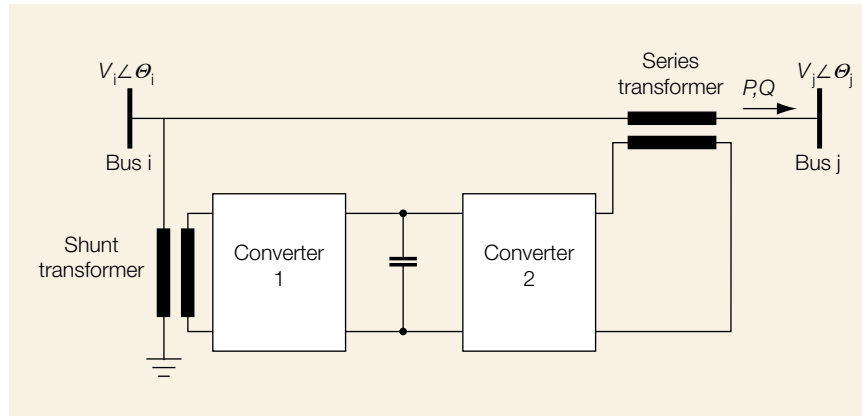
flux d'énergie et de la tension, ainsi que pour l'amélioration de la stabilité de l'angle. Le fait que le SSSC puisse produire autant des tensions capacitives qu'inductives sur une ligne élargit le domaine d'application de ce dispositif. Lors de la commande du flux d'énergie, un SSSC peut s'utiliser pour augmenter ou pour réduire le flux. Dans le domaine de stabilité, il offre une meilleure aptitude d'atténuation des oscillations électromécaniques. Pourtant, l'inclusion d'un transformateur haute tension dans le schéma signifie qu'il implique un grand inconvénient de coûts par rapport aux condensateurs séries réglables. Le transformateur réduit aussi les performances du SSSC par suite de la réactance supplémentaire introduite. A l'avenir, cette imperfection pourrait être surmontée par l'introduction de SSSC sans transformateur. Le schéma requiert aussi un dispositif de protection pour bypasser le SSSC en cas des courants de défaut sur la ligne de transport.

Contrôleur de transit de puissance unifié

Le contrôleur de transit de puissance unifié UPFC (Unified Power Flow Controller) est constitué de deux convertisseurs de commutation exploités avec une liaison CC commune [23].

Principe de fonctionnement

Dans [23], le convertisseur 2 accomplit la fonction principale de l'UPFC, en injectant en série une tension CA avec une amplitude et un angle de phase réglables dans la ligne de transport à l'aide d'un transformateur série. La fonction fondamentale du convertisseur 1 réside dans la livraison ou l'absorption de puissance effective demandée par le convertisseur 2 à la liaison CC commune. Il peut aussi produire ou absorber de la puissance réactive selon la demande et fournir une compensation shunt réactive indépendante à la ligne de transport. Le convertisseur 2 produit ou absorbe la puissance réactive nécessaire localement et produit de la puissance active comme résultat de l'injection série de tension.



Configuration de base du circuit d'un contrôleur de transit de puissance unifié (UPFC)

23

P Puissance de ligne active
 Q Puissance de ligne réactive

$V_{i,j}$ Amplitudes des tensions, bus i et j
 $\theta_{i,j}$ Angle des tensions, bus i et j

Applications

Un UPFC peut régler simultanément la puissance active et la puissance réactive. En général, il possède trois variables de commande et peut s'exploiter en différents modes. Le convertisseur branché en dérivation règle la tension du bus i dans [23] et le convertisseur branché en série règle les puissances active et réactive, ou la puissance active et la tension au nœud de branchement série. En principe, un UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS qui ont été décrits, à savoir le réglage de la tension, la répartition du flux d'énergie et l'amélioration de la stabilité.

Bibliographie

- [1] Static var compensators. Cigré Task Force 38-01-02, 1986.
- [2] Static var compensator models for power flow and dynamic performance simulation. IEEE Special Stability Controls Working Group.
- [3] T. Petersson: Reactive Power Compensation. ABB Power Systems.
- [4] M. Noroozian, G. Andersson: Damping of power system oscillations by use of controllable components. IEEE Transactions on Power Delivery, vol 9, no 4, octobre 1994, 2046–2054.
- [5] Flexible AC transmission systems (FACTS). Technical Report, EPRI EL-6943, vol 2, part 1, septembre 1991.

- [6] D. Holmberg, et al: The Stode thyristor controlled series capacitor. Cigré 14-105, 1998.
- [7] J. Lemay, et al: The Plattsburgh Interphase power controller. T&D Conference and Exposition, New Orleans, avril, 1999.
- [8] B. Bijlenga, R. Grünbaum, T. Johansson: SVC Light – un outil puissant pour améliorer la qualité de l'énergie. Revue ABB 6/98, 21–30.

Adresse des auteurs

Rolf Grünbaum
 Mojtaba Noroozian
 Björn Thorvaldsson
 ABB Power Systems AB
 SE-721 64 Västerås
 Suède
 Téléfax: +46 21 18 31 43
 E-mail:
 rolf.grunbaum@se.abb.com
 mojtaba.noroozian@se.abb.com
 bjorn.thorvaldsson@se.abb.com