

LE RÉSEAU APPRIVOISÉ

Dossier ABB review
2^e partie





En équilibre

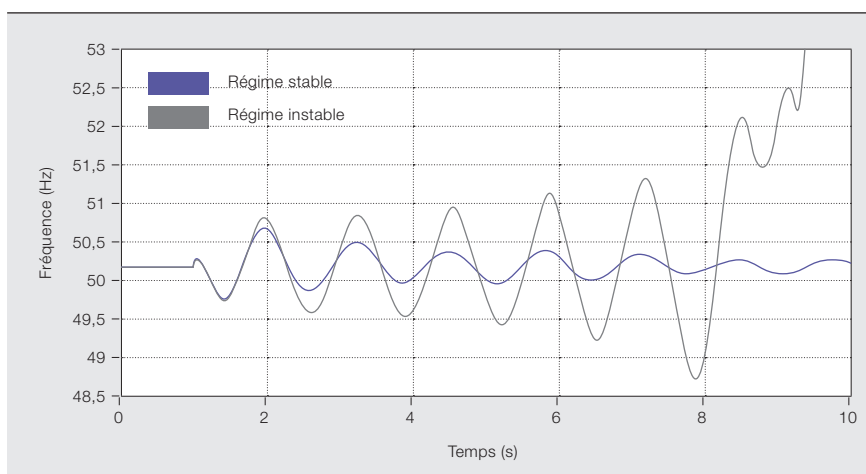
Surveillance temps réel et élimination des oscillations interrégionales

MATS LARSSON, LUIS-FABIANO SANTOS – Les oscillations électromécaniques basse fréquence sont indissociables des grands réseaux de transport interconnectés. D'ordinaire inoffensives, elles peuvent dans certains cas s'amplifier au point d'entraîner la panne de tout ou partie du système électrique. Pour parer à l'incident, le gestionnaire du réseau de transport (GRT) doit avoir la double faculté de surveiller la capacité du système à amortir ces oscillations et de réduire au besoin les transits de puissance. Il faut par ailleurs que le système de surveillance affiche des informations utiles sur les événements se produisant dans d'autres parties du réseau interconnecté, qui échappent à la supervision et au pilotage directs du GRT. La solution ABB associant la mesure de phaseurs synchronisés et la surveillance du réseau à grande échelle PSGuard répond à toutes ces exigences. Voici le deuxième article de notre dossier « Le réseau apprivoisé » consacré aux techniques de régulation du flux électrique.

Photo

Les grands réseaux électriques interconnectés peuvent être le siège d'oscillations d'amplitude croissante qu'il faut suivre de près pour éviter la panne généralisée. Comment y contribue le système de surveillance à grande échelle PSGuard d'ABB ?

1 Réponses en vitesse de génératrice à un défaut local sur le réseau



Le phénomène d'oscillations entre régions est courant dans les grands réseaux interconnectés. C'est le cas du système électrique européen dont les milliers de centrales alimentent à l'unisson la totalité des charges grâce à des alternateurs maintenus en synchronisme par leur interconnexion avec les lignes de transport. Si une génératrice tourne plus lentement que la vitesse de rotation moyenne des autres machines du système, elle soutire automatiquement de l'énergie au réseau pour réaccélérer. À l'inverse, une machine en survitesse injecte un surplus d'énergie dans le réseau pour ralentir.

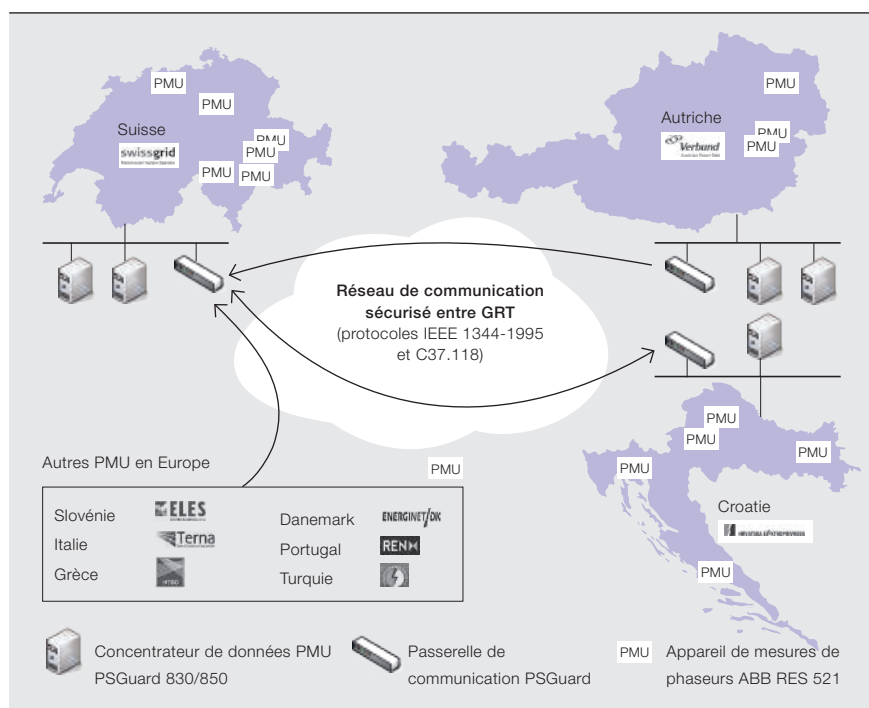
Le couple de synchronisation résultant de cette stabilisation automatique, appliqué à l'arbre de la machine, est au fondement de l'interconnexion des réseaux de transport. Ce mécanisme a pour contrepartie le défaut d'engendrer des variations de vitesse qui se propagent dans toutes les mailles du système électrique.

Des régulateurs de vitesse raccordés à chaque alternateur permettent de maintenir constantes la vitesse de rotation et, donc, la fréquence au site

de production. Le graphique → 1 reproduit la variation de fréquence type d'une génératrice, suite à un défaut local. Au départ, la fréquence augmente car le défaut empêche l'injection de puissance dans le réseau, ce qui accroît la vitesse. Le découplage de l'élément défaillant du réseau élimine le défaut et rétablit la capacité de transit; la génératrice tourne alors au-dessus de sa vitesse nominale et peut à nouveau débiter de la puissance dans le réseau, ce qui la ralentit. Quand les systèmes de régulation de vitesse et de fréquence sont bien réglés et opérationnels, l'oscillation est amortie en quelques secondes (ligne bleue). Par contre, un mauvais réglage ou un dysfonctionnement amplifie l'oscillation (ligne grise) jusqu'à entraîner la rupture de synchronisme du système interconnecté, voire la panne générale.

Détection d'oscillations mal amorties

ABB a développé et breveté une application de surveillance en temps réel PDM (*Power Damping Monitoring*) capable de détecter les oscillations mal amorties avec une procédure d'identification du système utilisant un appareil de mesures de phaseurs PMU (*phasor measurement unit*). Celui-ci mesure la tension et la fréquence réseau à l'aide d'une référence de temps commune qui synchronise les données temps réel d'une multitude de points de mesure distants. La mesure de phaseurs peut être effectuée par un appareil dédié ou une fonction inté-



La plate-forme PSGuard d'ABB permet aux énergéticiens d'introduire progressivement la technique de surveillance à grande échelle des réseaux interconnectés, à moindre coût.

grée, par exemple, dans un relais de protection. Le RES 670 est le dernier-né de l'offre ABB, lancé début 2015.

L'application PDM fournit les informations suivantes :

- Nombre de modes d'oscillation actifs détectés ;
- Fréquence et amortissement de chaque mode ;
- Amplitude des oscillations dans chaque mode et chaque signal de mesure ;
- Observabilité modale (mesure de visibilité de chaque mode oscillant dans chaque signal de mesure) et phase relative de chaque mesure.

Le modèle mathématique de l'algorithme, tiré d'expériences de simulation et de mesures effectuées sur le réseau électrique scandinave [1], a été comparé à d'autres algorithmes de surveillance de l'amortissement des oscillations de puissance [2].

Surveillance à grande échelle : l'exemple de Swissgrid

Depuis 2004, Swissgrid surveille le réseau de transport suisse à l'aide d'un système PSGuard d'ABB [3–6]. PSGuard permet l'intégration des appareils de mesures de phaseurs

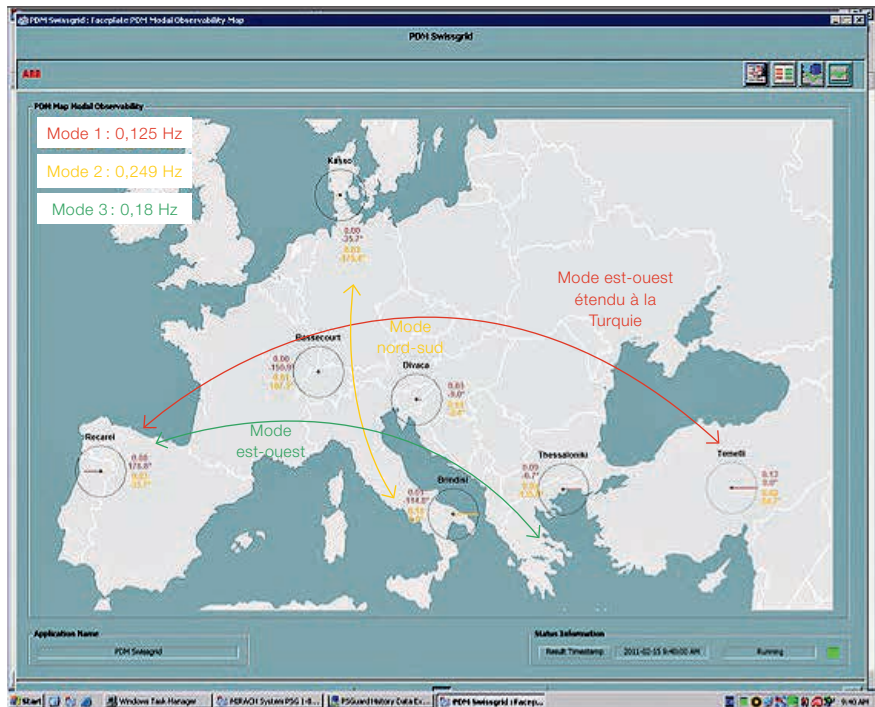
existants ou nouveaux au sein d'un système de surveillance à grande échelle, qui en collecte et centralise les données. Destinée à des solutions basées sur des synchrophaseurs, la plate-forme permet aux énergéticiens d'introduire par paliers la technologie de surveillance à grande échelle avec un minimum d'investissements. Elle se concrétise par des écrans de supervision, des courbes de tendances ainsi que des listes d'alarmes et d'événements. Après une extension réussie, le réseau Swissgrid est à présent interconnecté à des systèmes PSGuard en Autriche et en Croatie pour échanger en temps réel des données de phaseurs. Des mesures de phaseurs sont également échangées avec les systèmes de surveillance à grande échelle d'autres énergéticiens au Danemark, en Slovaquie, en Italie, au Portugal, en Grèce et en Turquie. Les transferts se font par protocole IEEE C.37-118 sur un réseau de transmission sécurisé entre GRT.

Au total, le système de surveillance à grande échelle de Swissgrid collecte les données de 22 appareils de mesures de phaseurs avec une résolution temporelle de 10 Hz. Son architecture hiérarchisée → 2 offre d'excellentes capacités de surveillance des

LE RÉSEAU APPRIVOISÉ

Dossier ABB review
2^e partie

3 Cartographie des modes interzones dominants dans le réseau synchrone d'Europe continentale ENTSO-E et des appareils de mesure de fréquence (PMU)



L'interconnexion du réseau électrique turc au système synchrone d'Europe continentale (ENTSO-E CESA), en septembre 2010, a créé un nouveau mode d'oscillation dominant.

oscillations interrégionales au sein de la zone synchrone d'Europe continentale du réseau européen des gestionnaires de transport ENTSO-E.

Oscillations interzones dans le système ENTSO-E

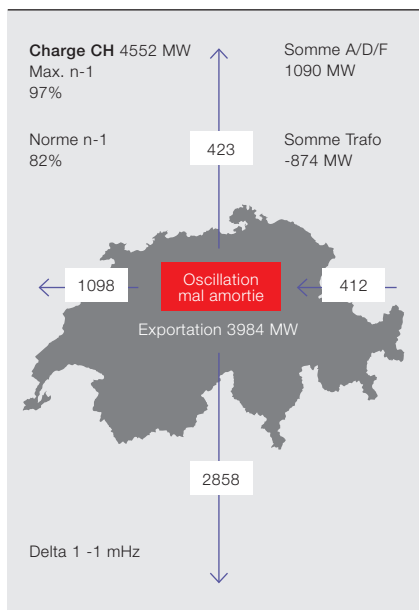
Un réseau interconnecté aussi vaste que celui d'Europe continentale, délimité à l'ouest par le Portugal, au nord par le Danemark, au sud par l'Italie et à l'est par la Turquie, multiplie les modes d'oscillation. Cela va des modes « locaux » (oscillations entre machines proches à de relativement hautes fréquences comprises entre 0,9 et 2 Hz) aux modes dominants « interrégions » ou « interzones » (oscillations lentes traduisant les écarts de vitesse cohérente entre machines appartenant à un même réseau ou entre machines relevant de différentes régions du réseau). Même si l'application PDM détecte ces deux types d'oscillations, nous ne traiterons ici que des oscillations interrégionales.

En septembre 2010, les premiers essais de raccordement du réseau turc à la zone synchrone d'Europe continentale CESA (*Continental European Synchronous Area*) donnent lieu à un nouveau mode dominant.

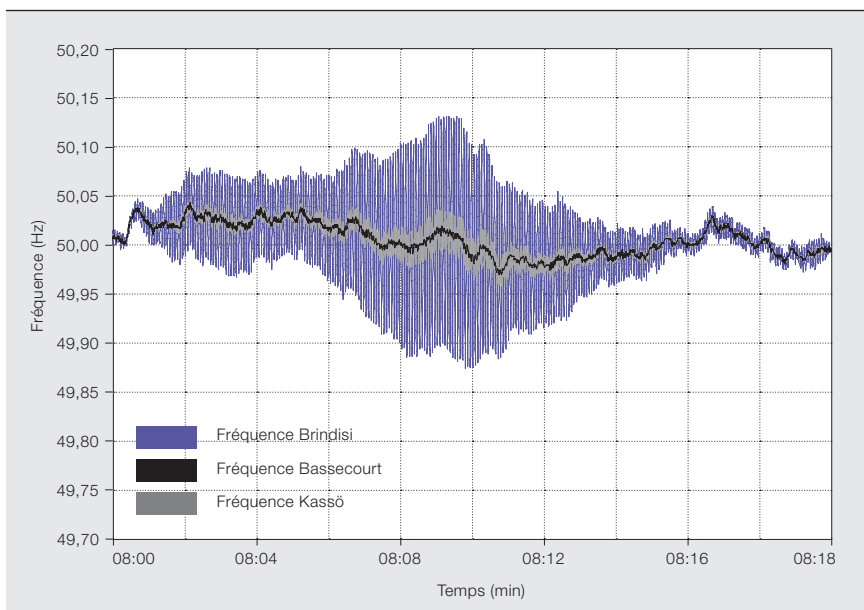
Depuis décembre 2010, une application PDM suit en continu pour Swissgrid l'amortissement et la fréquence des modes d'oscillation interzones dans le réseau CESA → 3. Précisons qu'elle a été configurée pour rapatrier de sept sites européens (cercles sur la figure) les mesures de fréquence temps réel avec une résolution de 10 Hz.

Trois modes d'oscillation ont ainsi été détectés : le mode est-ouest (en rouge) reflète le mouvement cohérent des groupes situés au Portugal et en Espagne par rapport à ceux de Turquie. Il affiche d'habitude une fréquence de 0,13 à 0,15 Hz, suite au raccordement du réseau turc. En régime normal, c'est le mode dominant qui présente le plus d'énergie oscillante. Avant raccordement, des études de simulation approfondies furent menées et des mesures prises pour anticiper l'amortissement de ce mode : réglage des stabilisateurs de puissance et ajout de méthodes actives de compensation statique shunt de type STATCOM (*STATIC COMpensation*) et SVC (*static var compensation*), par exemple, avec modules d'amortissement. Les mesures sur site du système de surveillance à grande échelle confirment l'efficacité de la démarche ;

4 Détection d'une oscillation interzone par le superviseur



5 Mesures de fréquence enregistrées par le système de surveillance à grande échelle de Swissgrid lors de l'incident du 19 février 2011



l'amortissement dans le domaine temporel estimé, compris le plus souvent entre 45 et 70 %, est jugé satisfaisant par ABB [3].

Détection et atténuation des oscillations critiques

Les modes dominants → 3 sont continuellement surveillés en réalisant une analyse modale en ligne et en identifiant les paramètres correspondants. Si l'amortissement d'un seul de ces modes significatifs devient trop faible alors même qu'une oscillation de forte amplitude persiste sur plusieurs cycles, le système de surveillance alerte les opérateurs de conduite de Swissgrid : sur l'un des principaux écrans de supervision, un pavé rouge signale la détection d'une oscillation interzone critique → 4.

Prenons un exemple [7] : au petit matin du samedi 19 février 2011, une augmentation rapide de la production des panneaux photovoltaïques en Italie du Sud occasionne une forte injection d'énergie solaire, obligeant à redispacher la capacité de production et provoquant l'oscillation croissante du système électrique italien contre les autres zones d'Europe continentale → 5. La raison en est que, contrairement à la plupart des centrales classiques, les installations solaires sont

dépourvues de systèmes de régulation pour amortir les oscillations. Cette oscillation de grande amplitude est alors détectée et analysée par PDM, puis signalée au GRT italien qui, environ 8 minutes après son apparition, peut redispacher la production pour réduire les importations de puissance en Italie. Sans cette détection précoce, l'oscillation aurait continué à croître et entraîné la rupture de synchronisme du réseau européen. On voit ici tout l'intérêt et la portée de la technologie des synchrophaseurs et de cette nouvelle application de surveillance pour sécuriser l'approvisionnement électrique.

Mats Larsson

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil (Suisse)
mats.larsson@ch.abb.com

Luis-Fabiano Santos

ABB Power Systems,
Substation Automation Systems
Baden (Suisse)
luis-fabiano.santos@ch.abb.com

Bibliographie

- [1] Larsson, M., Laila, D. S., « Monitoring of inter-area oscillations under ambient conditions using subspace identification », *Power & Energy Society General Meeting*, Calgary (Canada), p. 1–6, 2009.
- [2] Turunen, J., et al., « Comparison of Three Electromechanical Oscillation Damping Estimation Methods », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, n° 4, p. 2398–2407, 2011.
- [3] Sattinger, W., et al., « Operational Experience with Wide-Area Monitoring Systems », *Session CIGRÉ 2006*, B5-216.
- [4] Sattinger, W., et al., « A New Dimension In Grid Monitoring », *Transmission & Distribution World Magazine*, p. 54–60, février 2007.
- [5] Phadke, A. G., « The Wide World of Wide-area Measurement », *IEEE Power & Energy Magazine*, p. 52–65, 2008.
- [6] Zima, M., et al., « Design Aspects for Wide-Area Monitoring and Control Systems », *Actes IEEE*, vol. 93, n° 5, p. 980–996, 2005.
- [7] ENTSO-E, *Analysis of CE Inter-Area Oscillation of 19 and 24 February 2011*, septembre 2011.