

ABB

1 | 10

Actualités technologiques
du Groupe ABB

revue

Électricité : vecteur du développement durable 6

Éolien marin : raccords parfaits 20

Appareillage moyenne tension : une belle distribution 57

Domotique : les couleurs de l'intuition 79

Les réseaux électriques du futur



Power and productivity
for a better world™



Les lumières de la ville qui font scintiller la couverture de cette *Revue ABB* illustrent bien notre dépendance à l'énergie électrique. Vue du ciel, l'électricité est sans doute la première manifestation de l'activité humaine sur la Terre. Elle est désormais quasi omniprésente dans notre économie. Pour bâtir les réseaux énergétiques de demain, la chaîne qui relie producteurs et consommateurs doit relever quatre grands défis : capacité, fiabilité, efficacité et pérennité. Ce sont aussi les *fils conducteurs* de l'innovation ABB en matière de réseaux intelligents.



Des réseaux d'avenir

- 6 **Maillage intelligent**
Tisser un réseau d'énergie efficace pour un monde durable.
- 10 **Que la lumière soit... intelligente**
Les futures autoroutes d'une électricité propre, sûre et durable

Des renouvelables bien intégrées

- 16 **Vent debout!**
PCS 6000 STATCOM stabilise le réseau électrique et favorise l'insertion des énergies renouvelables.
- 20 **Liaisons durables**
Le transport en courant continu à haute tension (CCHT) donne le cap du réseau intelligent.
- 24 **Énergie en stock**
Les FACTS de dernière génération contribuent à la stabilité des réseaux électriques.

Une conduite éclairée

- 27 **L'intelligence aux commandes**
L'intégration de la supervision SCADA et de la gestion de la distribution DMS renforce l'analyse et la conduite du réseau.
- 33 **Interconnexions**
Le système nerveux du réseau intelligent
- 38 **Conduite à 360°**
Des outils décisionnels, basés sur la surveillance et la maîtrise de la consommation d'énergie, dopent les capacités d'adaptation, de réaction et de communication de la distribution électrique.
- 44 **Toile électrique**
ABB collabore avec de grands instituts de recherche pour relever les défis du réseau électrique du XXI^e siècle.

Des équipements fiables

- 49 **Réactivité sur toute la ligne**
La compensation de puissance réactive, moyen efficace pour contrer les chutes de tension.
- 57 **Pôle position**
Pôle PT1 : un concentré d'innovation pour la technologie de coupure dans le vide
- 63 **La cinquantaine en grande forme**
Les transformateurs restent dans la force de l'âge avec la maintenance proactive *TrafoAsset Management™* d'ABB.

Une consommation avisée

- 70 **Agent double**
Les variateurs amassent des trésors d'informations sur l'état fonctionnel des machines et procédés industriels.
- 76 **De l'intelligence au compteur**
Une centrale de mesure communicante
- 79 **Les couleurs de l'intuition**
Deux produits domotiques et immotiques d'ABB sont lauréats du prestigieux concours mondial de design *Red Dot Award*.

Les défis de l'intelligence



Chers lecteurs,

Un nouveau principe éclaire notre rapport à l'action : « l'important, ce n'est pas de travailler *plus*, mais *mieux* » ! De fait, le temps et l'énergie que nous déployons à analyser nos méthodes de travail est souvent plus bénéfique que notre ardeur à la tâche, sans changer de fusil d'épaule. Ce qui vaut pour chacun s'applique aussi aux grands systèmes. Prenons les réseaux de transport et de distribution : faire progresser leur mode d'exploitation ne va pas sans se poser la question de gérer au mieux cette évolution. Peut-on accepter de pousser les infrastructures existantes aux limites de leur capacité, au risque d'exposer le client final à des pannes à répétition et des délestages sauvages ? Ne vaut-il pas mieux leur greffer plus d'« intelligence » ?

Les réseaux électriques sont de plus en plus sollicités, sous l'effet conjugué de l'augmentation de la consommation totale d'énergie, de l'ouverture des marchés à la concurrence et de la part croissante des renouvelables dans le bouquet énergétique. Or les énergies éolienne et solaire sont par nature intermittentes et difficilement prévisibles ; pis, elles sont souvent produites loin des lieux de consommation, là où les infrastructures locales sont moins robustes. Pour y remédier, de nouveaux profils du consommateur et du réseau de distribution se dessinent : le premier devient producteur actif ou « prosommateur », et le second, fédérateur d'une myriade de petites productions décentralisées.

La règle du « travailler *plus* » reviendrait à compenser cette variabilité accrue de la production en augmentant les réserves tournantes. Cette stratégie n'a pas seulement un coût ; elle peut aussi annuler en partie les gains écologiques de la production renouvelable. Le parti pris de l'intelligence adopte une vision plus globale du transport électrique. Alors que le système de conduite d'un réseau traditionnel considère la demande d'électricité comme « établie », les réseaux intelligents inciteront de plus en plus les usagers à adapter leur courbe de charge à la disponibilité des ressources.

L'aptitude d'un système de conduite à prendre des décisions optimales dépend de la connaissance précise et instantanée de l'état du réseau. Point de départ de la collecte de données : les capteurs placés en des endroits stratégiques de

la desserte. Même si ces derniers investissent les moindres recoins, la masse de données fournies par l'instrumentation existante est d'ores et déjà impressionnante. Conséquence, il ne s'agit pas tant d'équiper davantage le réseau mais d'assurer l'échange et le partage de ces données, et de piloter les nœuds qui en sont le centre névralgique.

Certains de ces sujets ont constitué la trame d'une précédente édition de la *Revue ABB*, intitulée « Puissance utile ». Ce numéro reprend le flambeau en abordant les grandes thématiques liées aux réseaux intelligents. Côté transport, *HVDC Light®* est la technologie reine pour raccorder les parcs éoliens tout en améliorant la stabilité du réseau par sa maîtrise de la puissance réactive. Une technique de stockage d'avantgarde, permettant de pallier temporairement l'intermittence des renouvelables, est également présentée.

La conduite des opérations fait aussi l'objet de plusieurs articles se penchant sur les progrès de la gestion de réseau, sous le double prisme du logiciel et de la technologie. Pour autant, que dire d'un système de contrôle-commande, aussi bon soit-il, si, sur le terrain, les équipements sont contre-performants ? D'où notre intérêt pour la maintenance des transformateurs et les avancées des appareillages moyenne tension.

En bout de chaîne, le compteur électronique renseigne instantanément le particulier sur ses usages, préfigurant de nouveaux modèles de facturation qui permettront de diminuer les pointes électriques. Enfin, une gestion intuitive de la consommation aide les propriétaires à économiser l'énergie.

Puisse cette *Revue ABB* mettre en lumière notre capacité à faire de l'ensemble des parties prenantes de la filière, du gestionnaire de réseau de transport au client, les grands bâtisseurs des réseaux électriques du XXI^e siècle !

Bonne lecture,

Peter Terwiesch

Directeur des technologies
ABB Ltd.



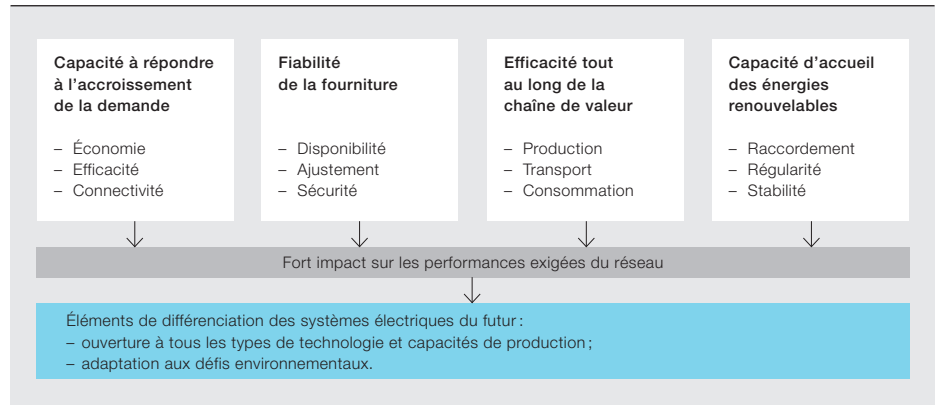


Maillage intelligent

Tisser un réseau d'énergie efficace pour un monde durable

BRICE KOCH, BAZMI HUSAIN – L'électricité est la forme d'énergie la plus polyvalente au monde. Or l'infrastructure nécessaire pour la produire, la transporter, la distribuer et l'utiliser est plus que centenaire. Dès les premières heures de la filière, ABB a été à l'avant-garde de l'innovation technologique. Ce patrimoine électrique et ses précieux services ont été l'un des leviers de la croissance économique et industrielle mondiale, au cours des dernières décennies. Aujourd'hui, rares sont les activités, tant industrielles que privées, qui puissent se passer d'électricité ! Sa consommation augmente plus vite que celle de n'importe quelle autre forme d'énergie, partout dans le monde, surtout dans les pays affichant une industrialisation rapide, comme la Chine et l'Inde. Dans le même temps, la numérisation croissante de l'économie accentue les exigences de fiabilité de la desserte, les interruptions, même de courte durée, pouvant être sources d'énormes manques à gagner.

Les 4 vertus progressistes du réseau intelligent



lioration significative de l'efficacité énergétique, à chaque maillon de la chaîne de valeur, bouleversera l'ensemble du système électrique, dans son organisation comme dans son exploitation.

Tels sont les enjeux du futur «réseau intelligent».

Bilan de compétences

Le réseau de distribution intelligent doit répondre à quatre grandes exigences sociétales :

- capacité
- fiabilité
- efficacité
- pérennité

Capacité de production

Rien ne bridant notre soif énergétique, on peut s'attendre à ce que la consommation d'électricité augmente considérablement à l'avenir. Si les prévisions de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) se confirment, nous aurons besoin chaque semaine de raccorder au réseau une nouvelle centrale de 1 gigawatt, avec toute l'infrastructure associée. Et cette perspective vaut pour les 20 années à venir ! Le système électrique de demain devra être en mesure de faire face à cet accroissement de capacité de façon économique.

Fiabilité de fourniture

Plus la quantité d'électricité transportée est importante, plus le système se rapproche de ses limites de stabilité. En parallèle, toute interruption de fourniture (grande panne ou incident mineur) est de moins en moins acceptable.

La fiabilité du système électrique a toujours été une priorité des ingénieurs ; elle s'est d'ailleurs considérablement améliorée au cours des dernières décennies. Pour autant, les interruptions demeurent un risque réel. Les pannes en cascade qui plongent tout un pays dans le noir ne sont qu'une infime

Plus de 40 % de l'énergie électrique mondiale est encore produite à partir du charbon, ce qui en fait la principale source d'émissions de CO₂.

partie de la face émergée de l'iceberg : c'est le grand nombre de microcoupures qui pèse le plus sur l'économie. Une récente étude menée aux États-Unis révèle que le manque de fiabilité des systèmes électriques coûte 80 milliards de dollars par an au pays [1].

Un approvisionnement électrique plus fiable ne concourt pas seulement au bon état de santé de l'économie et à l'amélioration de la qualité de vie, mais aussi à la lutte contre le dérèglement climatique. En effet, un système électrique capable de gérer en toute sécurité les perturbations et de stabiliser le réseau fait moins appel aux centrales de production d'appoint et limite ainsi les émissions polluantes.

Efficacité énergétique

Les projections de l'AIE montrent qu'une utilisation plus efficace de l'énergie a davantage de chances d'aboutir à une réduction des émissions de CO₂ dans les 20 prochaines années que toute la panoplie d'engagements et de mesures réunis [2].

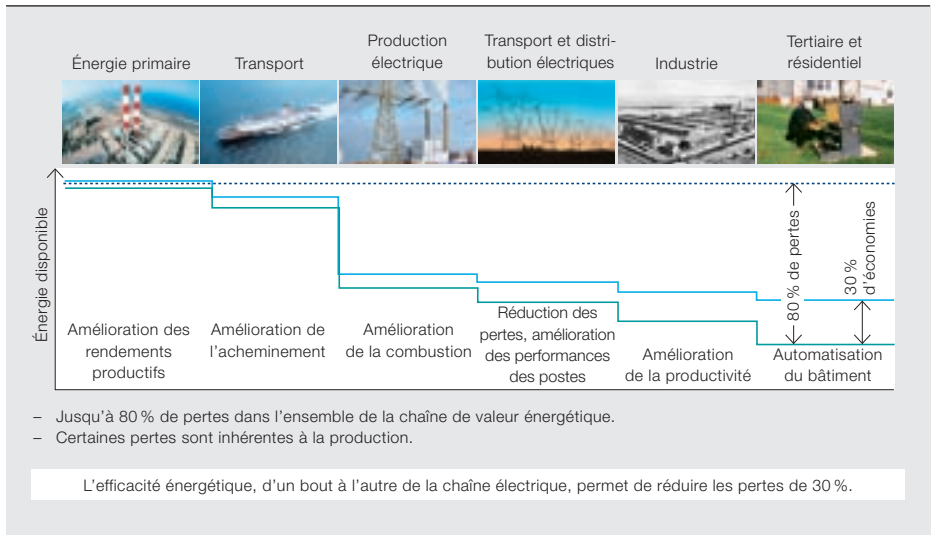
Toutefois, d'après une étude conjointe du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE) et de *New Energy Finance* [3], sur les 119 milliards de dollars

Aujourd'hui encore, plus de 40% de l'énergie électrique mondiale est produite à partir du charbon, ce qui en fait la première émettrice de CO₂. Ce constat, relayé par l'ascension fulgurante de la consommation, réclame d'ambitueuses mutations.

Pour relever ces défis, de nouvelles solutions devront être mises en œuvre, tout au long de la chaîne de valeur électrique. Si la production est appelée à augmenter, il lui faut en même temps réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Bref, transport, distribution et consommation doivent gagner en efficacité.

Nos modes actuels de production, de transport et d'exploitation de l'énergie électrique sont contre-performants. Pour preuve, près de 80 % de l'électricité se perd sur le trajet qui relie producteur d'énergie primaire et consommateur final.

Bien que le taux de croissance de la production d'énergies renouvelables (EnR) soit élevé, la part des EnR dans le mix énergétique global reste modique. Ces énergies, en particulier celles provenant de sources intermittentes et variables (éolienne et solaire), posent des défis supplémentaires dont l'un, et non des moindres, est la disponibilité ; celle-ci met en lumière la nécessité du stockage de l'énergie et de systèmes permettant de coordonner les sources de production disponibles avec les « puits de consommation ». Cette double exigence d'intégration croissante des EnR et d'amé-



Accroître la fiabilité de l'approvisionnement électrique contribue à la bonne marche de l'économie et à une meilleure qualité de vie, et enrayer le changement climatique.

investis dans les énergies propres en 2008, seul 1,8 milliard a été déboursé pour améliorer l'efficacité énergétique.

La frilosité des investisseurs dans ce domaine est déconcertante. En effet, ce type d'investissement s'amortit généralement en moins de deux ans, du fait des économies d'énergie; dans n'importe quel autre secteur, un retour sur investissement aussi rapide mettrait le marché en ébullition. Le manque d'information des ménages, des entreprises et des pouvoirs publics en matière d'équipements éco-performants est un obstacle majeur. Facteur aggravant: la multiplicité des solutions proposées.

Le manque d'incitations économiques constitue un autre frein. Pourquoi un propriétaire devrait-il investir dans la performance énergétique si son locataire est le seul à en bénéficier? Pourquoi un responsable des achats consacrerait-il une plus grande partie de son budget à l'acquisition d'équipements éco-énergétiques si toutes les économies dégagées tombent dans l'escarcelle du service qui règle les notes d'électricité?

En outre, les solutions à haute performance énergétique sont rarement photographiques et se cachent souvent derrière des noms abscons. Les variateurs de vitesse, qui optimisent le rendement des moteurs électriques, se logent dans des coffrets métalliques: comment savoir alors que leur potentiel d'économie d'énergie est plusieurs fois supérieur à celui de l'ampoule électrique fluocompacte qui fait couler tant d'encre? Les systèmes d'entraînement mis en place par ABB permettent, à eux seuls, d'éviter de rejeter 170 millions de tonnes de CO₂ chaque année dans le monde, soit 20% de toutes les émissions de l'Allemagne!

Le Parlement européen a voté, en juillet 2009, un règlement fixant de nouvelles classes de rendement pour la plupart des moteurs électriques industriels. Si cette mesure phare est presque passée inaperçue, elle devrait pourtant permettre d'économiser 135 TWh (milliards de kilowattheures) par an d'ici à 2020 en Europe, soit le triple des économies attendues du retrait programmé des ampoules à incandescence ou encore l'équivalent de la consommation électrique totale de la Suède (132 TWh) en 2007.

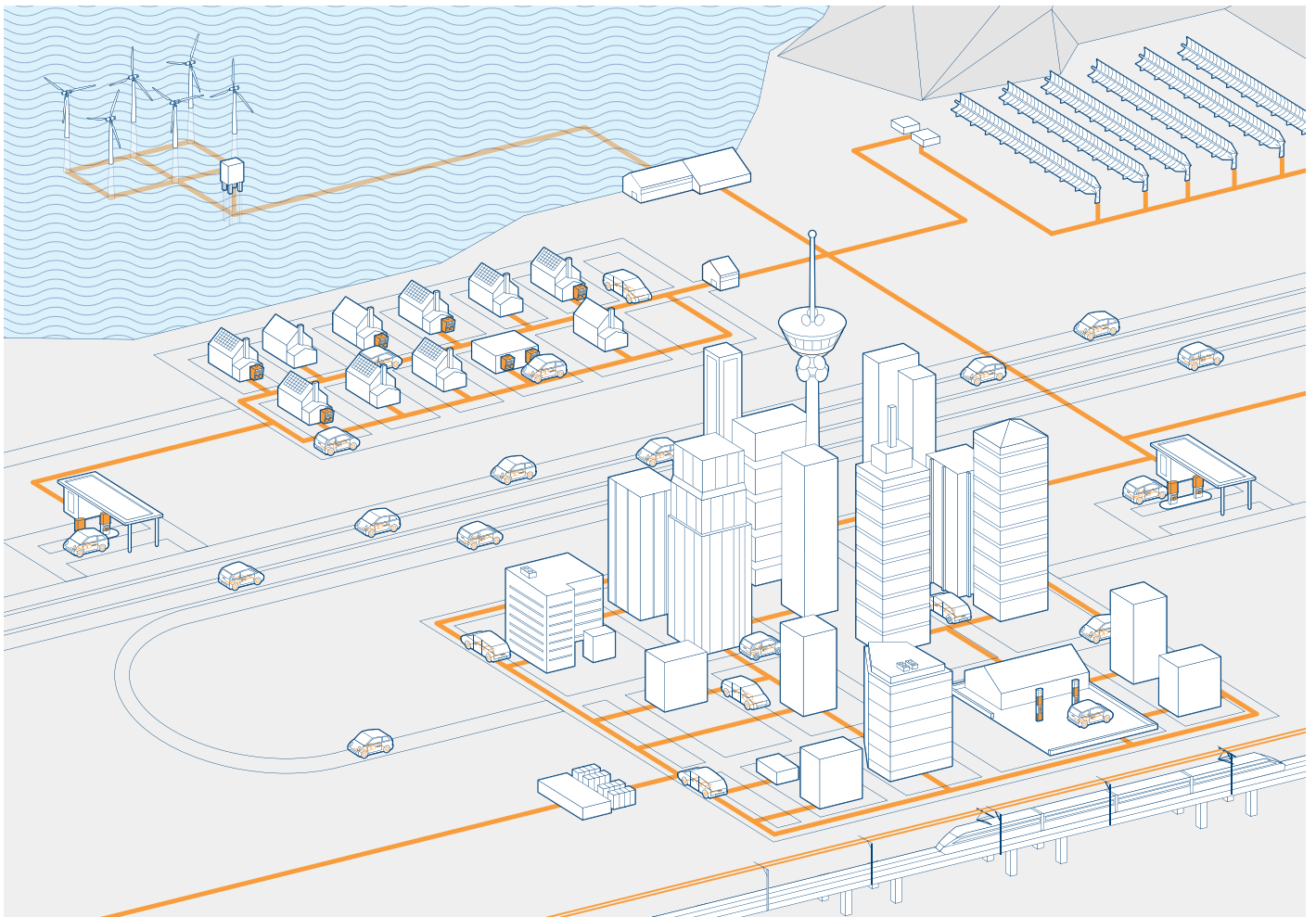
Intégration durable des EnR

La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (soleil, vent, vagues ou géothermie) est sans conteste un puissant moyen d'éviter les émissions de CO₂. Tout porte à croire que les progrès de la technologie et des rendements de conversion, ainsi que la chute des coûts de production, augmenteront la part de ces EnR dans le bouquet énergétique.

L'hydraulique est par nature la source d'énergie électrique «zéro émission» et, d'après l'AIE, elle le restera durant les 20 prochaines années.

Si produire de l'électricité «verte» est déjà tout un défi, encore faut-il la raccorder au réseau électrique. En effet, de grandes distances doivent être parcourues pour acheminer l'hydroélectricité jusqu'aux centres de consommation. En Chine, par exemple, d'énormes puissances transitent sur plus de 2000 km, avec de faibles pertes.

Par son intermittence, l'éolien menace la stabilité du réseau et oblige à recourir à une énergie d'appoint. Il nécessite en outre des technologies adaptées pour raccorder les parcs marins très éloignés des côtes. Ce double obstacle sera levé par l'amélioration



des techniques de stockage et le transport en courant continu à haute tension (CCHT).

C'est toutefois l'utilisateur qui décide en dernier ressort du volume et du mode de consommation énergétique. Compte tenu des prix actuels de l'énergie et des faibles écarts entre les différents tarifs, les incitations à économiser l'énergie ou à l'utiliser lorsque son coût est faible sont limitées. La technologie pourrait offrir au client plus de transparence sur sa consommation réelle, à tout moment, et sur sa facture. L'ajustement instantané production-consommation contribue encore à la réduction des marges de réserve utile.

ABB possède un portefeuille complet de produits, systèmes et services permettant de développer et d'améliorer le système électrique contrôle-commande à grande échelle, transport flexible en courant alternatif FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), commande de postes, liaisons CCHT et câblées, gestion de la distribution et appareillages basse tension. Les systèmes d'entraînement, les machines à haut rendement et le déploiement des techniques de régulation des procédés contribuent à accroître l'efficacité énergétique

L'électricité d'origine solaire, éolienne, houlomotrice ou géothermique est un puissant moyen d'éviter les rejets de CO₂.

des applications industrielles et commerciales. L'automatisation et la gestion technique des bâtiments (GTB) constituent un autre domaine propice aux économies d'énergie, dans lequel ABB intervient. Les compteurs d'énergie ABB, les techniques d'interconnexion facilitant l'ajustement offre-demande et les logiciels permettant d'interagir avec les marchés de l'énergie sont exploités dans de nombreux sites à travers le monde.

Acteur majeur du développement des réseaux électriques intelligents, ABB œuvre en faveur d'une énergie toujours plus efficace, économique et durable.

Brice Koch

Vice-président et
membre du Comité exécutif du Groupe ABB
Responsable Solutions marchés et clientèle
ABB Asea Brown Boveri Ltd.
Zurich (Suisse)
brice.koch@ch.abb.com

Bazmi Husain

Responsable *Smart Grid Initiative* d'ABB
ABB Asea Brown Boveri Ltd.
Zurich (Suisse)
bazmi.husain@ch.abb.com

Bibliographie

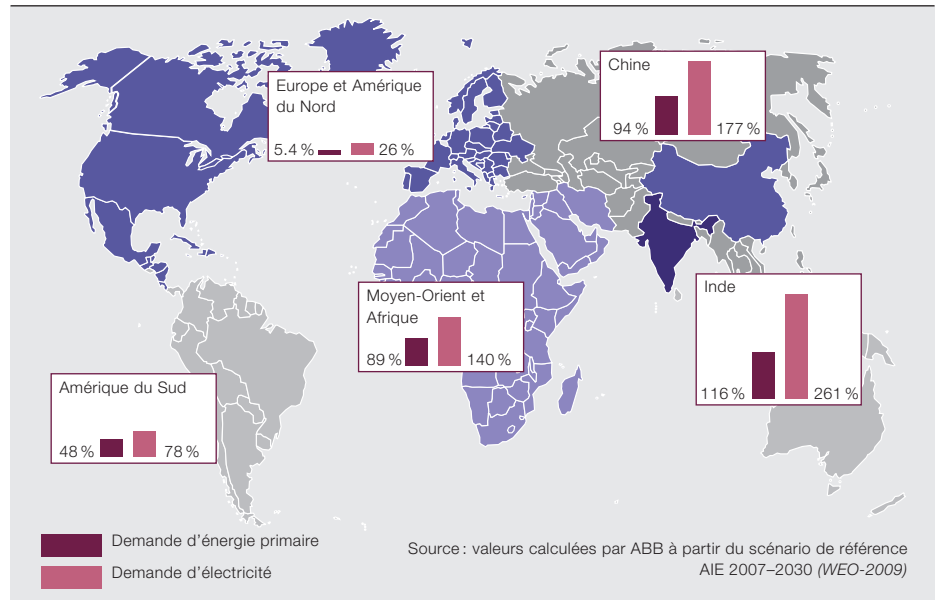
- [1] Laboratoire national Lawrence Berkeley, *Berkeley Lab Study Estimates \$80 Billion Annual Cost of Power Interruptions*, 2 février 2005.
- [2] Agence Internationale de l'Énergie, *World Energy Outlook 2008*.
- [3] PNUE, New Energy Finance, *Global Trends in Sustainable Energy Investment 2009*, juillet 2009.



Que la lumière soit ... intelligente

Les futures autoroutes
d'une électricité propre,
sûre et durable

ENRIQUE SANTACANA, BAZMI HUSAIN, FRIEDRICH PINNEKAMP, PER HALVARSSON, GARY RACKLIFFE, LE TANG, XIAOMING FENG – Les réseaux électriques sont des infrastructures stratégiques pour toutes les sociétés modernes. Pourtant, nombre d'entre eux souffrent de vétusté et de contraintes d'exploitation inimaginables à l'époque lointaine de leur installation. Ils doivent à présent se muer en réseaux intelligents pour relever les défis posés par le monde développé et les pays en développement: accroissement de la demande, nécessité d'améliorer les rendements de conversion ainsi que l'efficacité de la distribution et de la consommation, fourniture d'une électricité de grande qualité et intégration des ressources renouvelables, gage de développement durable. Le terme «réseau intelligent» (RI) a souvent été utilisé par les énergéticiens au cours des dernières années pour désigner l'informatisation des systèmes existants; or les réseaux peuvent devenir intelligents en s'appuyant sur des technologies matures ou émergentes. Il faudra du temps pour surmonter de nombreux obstacles d'ordre technique, logistique, réglementaire et sécuritaire (confidentialité des données et droit des consommateurs).



Lors de la réunion annuelle de l'Association nationale des Gouverneurs, aux États-Unis, en février 2009, le responsable d'un grand groupe énergétique a commencé par avouer qu'il ne savait pas ce que recouvrait exactement le terme de «réseau intelligent¹» [1]... au grand soulagement des nombreux professionnels qui partageaient secrètement son ignorance ! La définition du concept varie effectivement d'un pays à l'autre. Pour être qualifié d'« intelligent » aux États-Unis, par exemple, un réseau doit réunir les caractéristiques suivantes [2-6] :

- Être capable d'autocicatrisation après une perturbation ;
- Faire participer le client à la gestion active de la demande ;
- Résister aux attaques physiques et cybernétiques ;
- Fournir une électricité de qualité pour répondre aux besoins du XXI^e siècle ;
- Accueillir tous les moyens de production et de stockage ;
- Assimiler de nouveaux produits, services et marchés ;
- Optimiser l'utilisation des actifs et leur efficacité opérationnelle.

En Europe, un rapport de la Commission [7] définit les quatre qualités attendues du réseau intelligent :

- Flexible : le RI doit répondre aux besoins des clients tout en s'adaptant aux évolutions et défis à venir ;

- Accessible : tous les usagers doivent pouvoir s'y raccorder. Le RI doit notamment insérer les sources d'énergies renouvelables (EnR) et permettre une production locale à haut rendement, peu ou pas émettrice de carbone ;
- Fiable : le réseau doit être sûr et la qualité de la desserte garantie. Il lui faut évoluer au diapason de l'ère numérique tout en se protégeant des risques et aléas qui en découlent ;
- Économique : l'innovation, la gestion efficace de l'énergie, la libre concurrence et la soumission aux mêmes règles doivent garantir des coûts optimisés, au bénéfice de tous les utilisateurs.

La Chine, une des économies les plus gourmandes en énergie de la planète, n'est pas en reste : selon la Commission mixte sino-américaine sur l'énergie propre (JUCCE) [8], « le réseau intelligent est un système de transport et de distribution d'électricité qui intègre à la fois des éléments classiques et novateurs du génie électrique, des techniques complexes de détection, de mesure et de suivi, et des technologies de l'information et de la communication en vue d'améliorer les performances du réseau et d'offrir un large éventail de nouveaux services à la clientèle. Un RI n'est pas défini par les technologies qu'il intègre, mais plutôt par ce qu'il peut faire » [8].

Les besoins

L'électricité est la forme d'énergie la plus polyvalente et la plus universelle au monde : plus de cinq milliards d'individus y ont accès et ce chiffre ne peut qu'augmenter. Le

niveau de consommation, la fiabilité et la qualité de la fourniture sont fortement corrélés au niveau de développement économique d'un pays ou d'une région. Selon l'Agence internationale de l'Énergie (AIE), la consommation mondiale d'électricité augmente deux fois plus vite que la demande d'énergie primaire → 1, l'Asie étant le premier moteur de cette croissance → 2. Faire face à cette explosion de la demande obligera à mettre chaque semaine en service une nouvelle centrale de 1 GW, avec toute son infrastructure, pendant les 20 prochaines années !

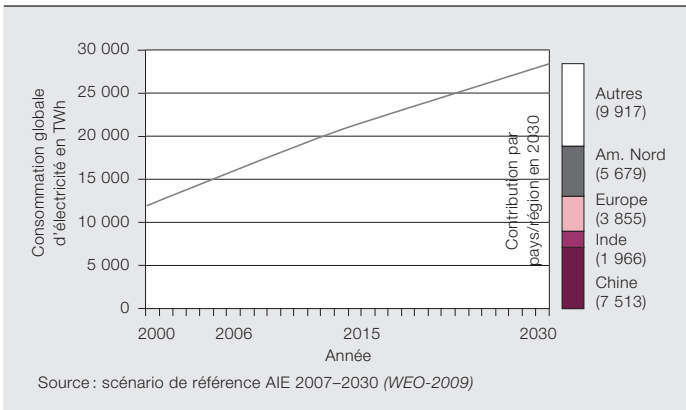
L'informatisation de la société va aussi de pair avec la fourniture fiable d'une électricité de qualité. À l'inverse, un manque de fiabilité peut engendrer d'énormes pertes financières. Si l'on en croit un rapport du Laboratoire national Lawrence Berkeley de 2005, le coût des perturbations du système électrique aux États-Unis totalise à l'année 80 milliards de dollars, la majeure partie (52 milliards) étant due à des coupures brèves. Le nombre d'incidents, de 2002 à juillet 2008, est repris en → 3. Par ailleurs, le risque d'attaques terroristes sur les actifs physiques ou ressources logiques des réseaux renforce le besoin de systèmes plus robustes et autocicatrisants.

L'environnement est une autre priorité : le CO₂ est responsable de 80 % de l'impact total des gaz à effet de serre et la production d'électricité en est la principale source d'émission. La figure → 4 compare la

Note

1 On préfère parfois à ce terme celui de « réseau communicant » ou « réseau du futur ».

2 Consommation d'électricité dans le monde et par région



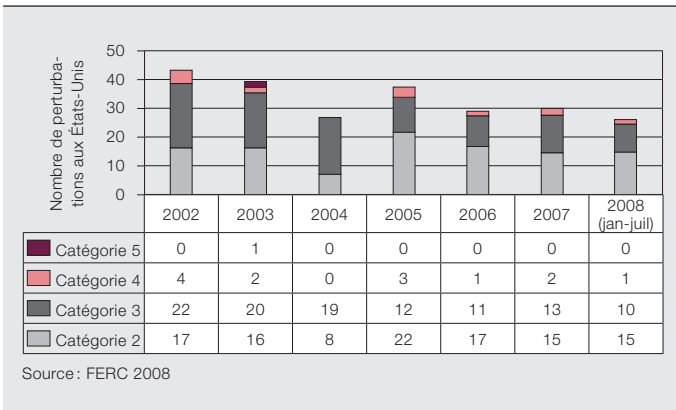
courbe d'évolution des émissions annuelles de CO₂ (en gigatonnes) des centrales électriques à celle des autres sources ; force est de constater que plus de 40 % de cette pollution est imputable aux centrales classiques ! La clé de la réduction de cette empreinte carbone, tout en satisfaisant aux besoins croissants d'électricité, réside dans l'insertion des EnR, une gestion dynamique de la charge (« réponse à la demande »), une plus grande efficacité énergétique et la conservation des ressources. Pourtant, la pénétration croissante des EnR est elle-même source de nouveaux défis : citons, par exemple, l'incertitude de la production et l'éloignement des parcs éoliens et centrales solaires des lieux de consommation, qui accentuent les contraintes sur les infrastructures existantes.

Ces nouvelles exigences ne peuvent être satisfaites qu'en transformant les réseaux existants qui, plus que cinquantenaires pour la plupart, fléchissent aujourd'hui sous le poids de l'âge et des contraintes. Le RI apparaît de plus en plus aux yeux des industriels et des pouvoirs publics, comme LA réponse consensuelle à ces défis ; une tendance attestée par le gouvernement américain qui a décidé, fin 2009, d'injecter plus de 4 milliards de dollars de son plan de relance [9] dans la recherche-développement, les projets pilotes et le déploiement technologique des RI, ainsi que l'élaboration des normes afférentes. L'Union européenne et la Chine ont également annoncé des initiatives majeures en faveur de la recherche, des projets pilotes et du déploiement des RI en 2009.

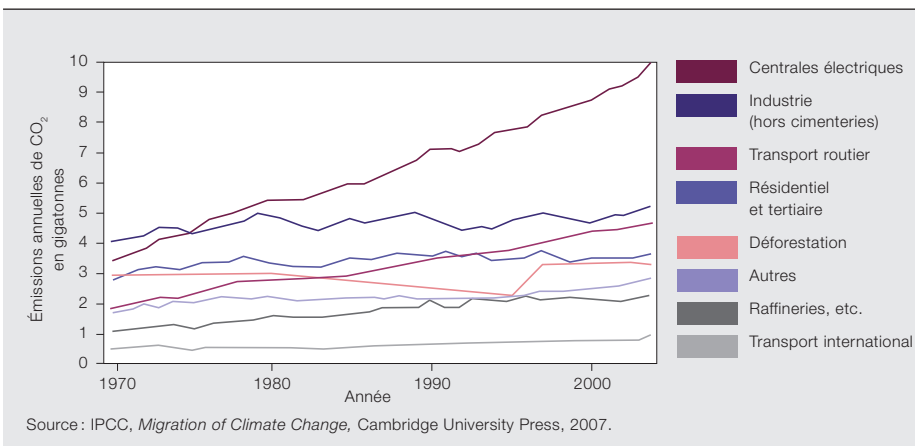
Les défis

Pour relever les grands enjeux de l'électricité du XXI^e siècle – faire mieux avec moins et améliorer l'efficacité, la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement sur le long terme, dans le respect de l'environnement –,

3 Perturbations signalées aux États-Unis entre 2002 et 2008



4 Augmentation de l'empreinte carbone, la production d'électricité étant la première source d'émissions de CO₂



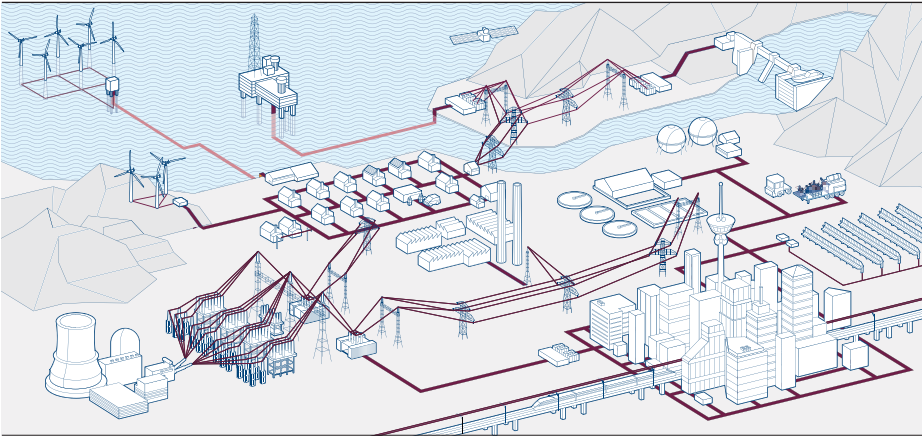
le RI s'appuiera sur un ensemble de technologies d'instrumentation, d'information, de communication et de contrôle-commande qui couvriront tous les maillons de la chaîne, de la production d'énergie à sa distribution et sa consommation → 5.

Les obstacles techniques les plus urgents à surmonter sont :

- l'augmentation, à moindres coûts, de la capacité du réseau en minimisant autant que possible son impact environnemental ;
- l'accroissement du taux d'utilisation des équipements et ouvrages, grâce à la gestion et la régulation du transit de puissance ;
- la gestion et la régulation des flux de puissance pour réduire les pertes de transport-distribution et les pointes électriques ;
- le raccordement des EnR locales et distantes, et la gestion des productions intermittentes ;
- l'intégration et l'optimisation du stockage d'énergie pour soulager les réseaux ;
- le raccordement de charges mobiles (par exemple, véhicules électriques

Selon l'Agence internationale de l'Énergie, la consommation mondiale d'électricité augmente deux fois plus vite que la demande d'énergie primaire.

5 Le RI couvre tous les maillons de la chaîne électrique



rechargeables) pour diminuer les contraintes réseau et les utiliser comme ressources ;

- la réduction des risques de pannes générales et, le cas échéant, la détection et l'isolement de toutes les perturbations du système de même que la reprise rapide du service ;
- la gestion de la participation des consommateurs à la demande pour alléger la charge du réseau et optimiser l'utilisation des actifs.

Composants technologiques

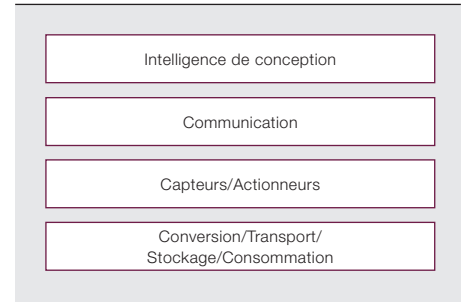
Un RI est bâti sur quatre niveaux technologiques qui coopèrent pour lui conférer ses fonctionnalités → 6. À la base de l'édifice se situe la couche « physique », analogue aux muscles du corps humain : c'est là que l'énergie est convertie, transportée, stockée et consommée. Viennent ensuite la couche « capteurs/actionneurs », qui correspond aux nerfs sensoriels et moteurs percevant l'environnement et contrôlant les muscles, puis la couche « communication », apparentée aux nerfs qui transmettent les signaux sensoriels et moteurs. L'ensemble est orchestré au sommet par la couche « décisionnelle », équivalente à notre cerveau. Celle-ci est constituée de tous les programmes informatiques implantés dans un relais, un dispositif électronique intelligent ou « IED » (*Intelligent Electronic Device*), un automate de poste, un centre de conduite ou de support client → 7. Ces programmes traitent les données remontées des capteurs ou des systèmes d'information et de communication pour générer des directives de conduite ou informations qui faciliteront la prise de décisions commerciales de l'énergéticien. Ces directives, exécutées par des actionneurs, agissent sur la couche physique pour modifier la production des centrales et les flux de puissance sur le réseau.

La couche décisionnelle et ses actionneurs sont déterminants : sans composants pilotables pour modifier l'état du réseau, améliorer ses performances et sa fiabilité, les données collectées et transmises auront peu de valeur. Meilleure est la gestion de la production des centrales, de l'écoulement de puissance sur les lignes de transport et de la consommation du client final, plus efficace et fiable sera l'exploitation du réseau. Faute de systèmes de transport flexibles en courant alternatif « FACTS » (*Flexible AC Transmission Systems*) pour gérer le transit de puissance, par exemple, un gestionnaire de réseau de transport indépendant serait incapable de réduire les congestions sans recourir à des options de *dispatching* plus coûteuses. À défaut de piloter des dispositifs tels que des changeurs de prises ou des batteries de condensateurs commutés automatiquement, la filière électrique ne pourrait même pas envisager de solutions d'optimisation de la tension et de la puissance réactive pour réduire les pertes en ligne.

Pour que la couche décisionnelle fonctionne, les données rapatriées des dispositifs raccordés au réseau doivent être transmises aux automates – le plus souvent implantés dans le centre de conduite – où elles sont traitées avant d'être renvoyées aux dispositifs sous forme de directives de conduite. Cette fonction de transmission fiable et sûre des informations, là où le réseau en a besoin, est entièrement dévolue à la couche communication.

La communication horizontale entre équipements de terrain (actionneurs ou IED, par exemple) est également fréquente car certaines fonctions temps réel ne sont exécutables que par ce biais. Interopérabilité et sécurité sont primordiales pour garantir les échanges entre systèmes répartis sur des supports physiques distincts, suivant des topologies différentes, et la configura-

6 Domaines technologiques du RI



7 Exemples d'applications commandées depuis la couche décisionnelle

- Conduite et planification du microréseau
- Détection d'intrusions et contre-mesures
- Suivi d'état de l'équipement et diagnostic
- Surveillance, protection et contrôle-commande à grande échelle
- Système d'identification d'incidents et d'alerte en ligne
- Surveillance et amortissement des oscillations de puissance
- Optimisation de la tension et de la puissance réactive
- Détection de la vulnérabilité à l'écroulement de tension
- Équilibrage intelligent de la charge et reconfiguration des lignes d'alimentation
- Commande d'un relais à enclenchement automatique et adaptatif
- Gestion de l'énergie au niveau du client final
- Compensation dynamique de puissance avec stockage d'énergie et onduleurs à source de tension

tion automatique des équipements lors de leur couplage au réseau.

Les solutions

Les RI seront construits sur la base de technologies existantes et novatrices. ABB a été un précurseur de leur développement bien avant que le terme n'existe, comme le démontrent les exemples ci-après.

Surveillance à grande échelle (WAMS)

Le système WAMS (*Wide Area Monitoring System*) d'ABB collecte, en des points stratégiques, des informations temps réel sur l'état du réseau, avec un horodatage précis par satellite GPS. Le WAMS améliore l'analyse du réseau, intégrant des mesures de phaseurs pour détecter toute instabilité. Le MIT (*Massachusetts Institute of Technology*) l'a reconnu en 2003 comme l'une des 10 technologies capables de changer le monde.

Téléconduite

Les superviseurs SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) contrôlent des milliers de points de mesure collectés

par des terminaux distants, sur les réseaux nationaux et régionaux. Ils modélisent le réseau et en simulent le fonctionnement, détectent les défauts, préviennent les pannes et participent au négoce de l'énergie. ABB a livré plus de 5 000 superviseurs dans le monde – plus que n'importe quel autre fournisseur – dont le plus important se trouve au Karnataka, en Inde : il supervise 830 postes électriques qui alimentent 16 millions de personnes → 8. Le système peut améliorer de 50 % l'efficacité de l'exploitation et réduire de 70 % les temps de coupure.

Amélioration du transit de puissance (FACTS)

Les dispositifs FACTS compensent l'inductance de la ligne pour maximiser le transfert de puissance (compensation série) et offrir des capacités de gestion des flux. Dans certains cas, ils peuvent même doubler la capacité de transport du système électrique. Les FACTS atténuent également les perturbations et stabilisent le réseau (compensation dynamique par inductances shunt). Le plus gros compensateur statique de puissance réactive, fonctionnant dans la plage de +575 MVar capacitifs à -145 MVar inductifs sous 500 kV, équipe le système de l'énergéticien américain *Allagheny Power* et a été fourni par ABB. Au total, le Groupe a installé plus de 700 FACTS, soit plus de la moitié du parc mondial.

Transport en courant continu à haute tension (CCHT)

Les systèmes CCHT convertissent le courant alternatif (CA) produit en courant continu (CC) pour son transport, puis le retransforme en CA utilisable par les consommateurs. Ils autorisent le couplage de réseaux de fréquences différentes (50 ou 60 Hz) ainsi que l'ilotage et la maîtrise des instabilités sur un segment de réseau. Le CCHT est parfait pour acheminer l'électricité sur des parcours difficiles (liaisons sous-marines, par exemple) et de longues distances, tout en minimisant les pertes ; une liaison en courant continu à très haute tension (CCTHT), comme celle de Xiangjiaba-Shanghai à ±800 kV, en Chine, pourrait réduire ces pertes de plus de 30 %. Le système livré par ABB détient le record mondial de la puissance transitée et de la distance : plus de 6 400 MW sur 2 071 km !

Les coûts d'infrastructure du CCHT sont aussi moins élevés (réduction de l'emprise au sol et du nombre de pylônes et de lignes), ce qui compense le surcoût des sta-

tions de conversion. Avec plus de 50 ans d'expérience, ABB est mondialement reconnu comme le leader du marché et de la technologie CCHT.

Détection de défauts et rétablissement du système

Au cœur de l'offre RI d'ABB figure un système d'automatisation de postes électriques qui assure l'acquisition et la télétransmission des données, la supervision et la conduite du réseau, ainsi que la protection et l'analyse des défauts. Normalisés CEI 61850, les automatismes de postes d'ABB sont interopérables avec des produits conformes similaires. Parmi plus de 700 systèmes de ce type vendus à ce jour, l'un des plus grands automatismes de poste au monde, installé par ABB, est à Moscou.

Conduite de la production d'électricité

L'optimisation des systèmes auxiliaires des centrales d'énergie, qui peuvent consommer jusqu'à 8 % de la production, est source d'importantes économies. D'autres gisements résident dans l'amélioration du système de combustion et le démarrage plus rapide des chaudières. Des économies d'énergie thermique et électrique peuvent être réalisées avec les technologies ABB existantes.

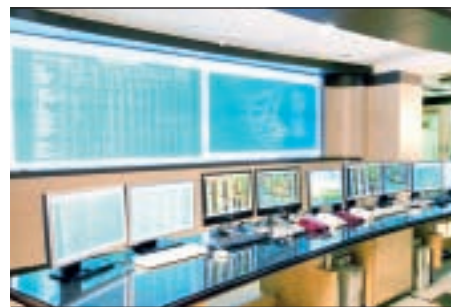
Vers l'efficacité industrielle

L'optimisation des systèmes d'entraînement électriques représente le plus gros potentiel d'économies d'énergie dans l'industrie. Leur pilotage en vitesse variable suffirait à économiser près de 3 % d'énergie, soit l'équivalent de plus de 200 centrales thermiques à flamme d'une puissance unitaire de 500 MW. À l'échelle mondiale, le parc installé de variateurs de vitesse ABB évite le rejet de 170 millions de tonnes de CO₂ par an, soit 20 % du total des émissions allemandes. La régulation des procédés est une autre manière efficace et directe d'économiser près de 30 % d'énergie, grâce aux technologies ABB.

Gestion énergétique du bâtiment

Selon le Conseil mondial des entreprises pour le développement durable (WBCSD), l'automatisation du bâtiment permet de réduire jusqu'à 60 % la consommation d'énergie, soit 10 % de la consommation mondiale. La gestion technique du bâtiment (GTB) d'ABB autorise un réglage individuel des appareils dans chaque pièce pour améliorer la gestion énergétique. Le système i-bus/KNX d'ABB est installé dans des hôtels, aéroports, centres commer-

8 Salle de commande de la centrale du Karnataka (Inde)



9 SVC Light® avec stockage d'énergie



Le RI n'est pas la panacée mais une synergie de technologies existantes et novatrices.

ciaux et habitations du monde entier; à Singapour, par exemple, il a permis de réduire de 30 % la consommation de plusieurs grands édifices.

Photovoltaïque et hydraulique

ABB fournit la commande de centrales hydroélectriques, éoliennes et solaires, ainsi que les liaisons longues distances permettant de greffer au cas par cas ces énergies propres au réseau. Un système

ABB a été un précurseur des « réseaux intelligents » bien avant que le terme n'existe.

d'automatisation de ce type, avec son installation électrique, équipe déjà la plus puissante centrale solaire d'Europe (100MW), en Espagne (Andasol). En Algérie, ABB a livré la commande complète de la première centrale solaire intégrée à cycle combiné (175 MW) tandis qu'il construisait en un temps record une centrale solaire à concentration de 1 MW clé en main, avec un rendement de 80 %. La puissance d'énergie renouvelable raccordée par ABB au réseau atteint à ce jour 230 GW.

Éolien marin

ABB est le premier fournisseur mondial d'équipements électriques et de services pour l'éolien. Le Groupe fournit des systèmes électriques complets pour la production éolienne et des liaisons sous-marines pour le raccordement aux réseaux terrestres. Une liaison HVDC Light® avec ses câbles secs et ses stations de conversion compactes reliera au réseau allemand l'un des plus grands parcs au monde d'une capacité atteignant 400 MW, à 125 km au large des côtes de Borkum, en mer du Nord.

Stockage d'énergie

Un réseau interconnecté doit respecter en permanence la loi électrique de l'égalité instantanée entre la puissance délivrée et la puissance appelée. Tout décalage entre production et consommation oblige la fréquence réseau à s'écarter de sa valeur nominale de 50/60 Hz. Équilibrer les flux est donc une préoccupation majeure des

électriciens, que complique l'ajout de grandes quantités de renouvelables intermittentes (éolien ou solaire) au bouquet énergétique. Le stockage à grande échelle aide à compenser les déséquilibres du système et réduit le recours aux coûteuses capacités de réserves tournantes. Les batteries avec convertisseurs CC-CA sont une solution. Le plus grand système de stockage d'énergie sur batteries (BESS²) au monde, implanté à Fairbanks, en Alaska, est d'origine ABB: il peut débiter 26 MW pendant 15 minutes, ce qui laisse suffisamment de temps à l'entreprise d'électricité pour raccorder un dispositif de secours en cas de panne.

Intégration du stockage et des FACTS

Les FACTS, nous l'avons dit, régulent le transit de puissance ou la tension sur un réseau pour maximiser la capacité en ajustant la réactance de la ligne ou en injectant du réactif. En combinant un système de stockage sur batteries et un FACTS (pour donner la solution SVC Light® with Energy Storage³), il est possible d'injecter ou de prélever rapidement de la puissance active en cas de besoin → 9. En outre, cela permet d'équilibrer le transit, de gérer les pics et de maîtriser la qualité de la tension et de la puissance. Cette solution sera opérationnelle en 2010. Les futurs systèmes fonctionneront dans la gamme du MW.

Le réseau du XXI^e siècle

Le RI n'est pas la panacée mais résulte d'une synergie de technologies existantes et novatrices. Judicieusement appliquées, celles-ci augmenteront l'efficacité de la production, du transport et de la consommation, ainsi que la fiabilité et la rentabilité de l'exploitation. Elles garantiront l'intégration des EnR et l'optimum économique du réseau par l'accès aux marchés de l'électricité et la participation des consommateurs. Leader technologique depuis un siècle, ABB dispose d'un riche portefeuille de produits et systèmes qui serviront à construire et à optimiser les réseaux du XXI^e siècle.

Notes

- 2 Le BESS comprend une énorme batterie en nickel-cadmium, des modules de conversion de puissance, des dispositifs de mesure, de protection et de contrôle-commande, et un équipement de maintenance. En service, il assure pendant plusieurs minutes la continuité de la fourniture électrique entre la survenue d'une perturbation et le raccordement d'un dispositif de secours.
- 3 Lire aussi « Énergie en stock », p. 24.

Enrique Santacana

Président-directeur général d'ABB Inc.
Cary (Caroline du Nord, États-Unis)
enrique.santacana@us.abb.com

Bazmi Husain

Friedrich Pinnekamp
ABB Smart Grids
Zurich (Suisse)
bazmi.husain@ch.abb.com
friedrich.pinnkamp@ch.abb.com

Per Halvarsson

ABB Power Systems, Grid Systems/FACTS
Västerås (Suède)
per.halvarsson@se.abb.com

Gary Rackliffe

ABB Power Products
Raleigh (Caroline du Nord, États-Unis)
gary.rackliffe@us.abb.com

Le Tang

Xiaoming Feng
ABB Corporate Research
Raleigh (Caroline du Nord, États-Unis)
le.tang@us.abb.com
xiaoming.feng@us.abb.com

Bibliographie

- [1] Berst, Jesse, « Why the Smart Grid Industry Can't Talk the Talk », *Smart Grid News*, 5 mars 2009, www.smartgridnews.com, consulté en novembre 2009.
- [2] Chambre des représentants des États-Unis, *Energy Independence and Security Act of 2007*, US H.R. 6, 2007, <http://georgewbush-whitehouse.archives.gov/news/releases/2007/12/20071219-6.html>, consulté en novembre 2009.
- [3] Ministère américain de l'Énergie (DOE), *The Smart Grid: An Introduction*, 2008, www.oe.energy.gov/SmartGridIntroduction.htm, consulté en novembre 2009.
- [4] Ministère américain de l'Énergie (DOE), *Smart grid system report*, 2008, www.oe.energy.gov, consulté en novembre 2009.
- [5] Electricity Advisory Committee, *Smart Grid: Enabler of the New Era Economy*, 2008.
- [6] Ministère américain de l'Énergie (DOE), *Grid 2030: A National Vision for Electricity's Second 100 Years*, juillet 2003, www.oe.energy.gov, consulté en novembre 2009.
- [7] Plate-forme SmartGrids, rapport de la Commission européenne, www.smartgrids.eu, consulté en novembre 2009.
- [8] Joint US-China Cooperation on Clean Energy (JUCCCE), *Smart grid – Future Grid? – A Basic Information Report on Smart Grid*, 18 décembre 2007.
- [9] American Recovery and Reinvestment Act of 2009, Pub. L. No. 111-5, 13 Stat. 115, 2009.



Vent debout !

PCS 6000 STATCOM stabilise le réseau électrique et favorise l'intégration des énergies renouvelables

TOBIAS THURNHERR, CHRISTOPH G. SCHAUB – Nul doute que le paysage énergétique de demain sera un « bouquet composé » d'énergies renouvelables (EnR) comme l'hydraulique, l'éolien, le solaire et l'énergie marémotrice. Il faut donc adapter le réseau électrique pour lui permettre d'accueillir ces nouveaux producteurs et de les exploiter à l'optimum. Sur le versant de la distribution, il convient de moduler cette production diffuse pour que l'électricité injectée sur le réseau offre la même fiabilité que celle fournie par les centrales classiques. Pour maintenir les performances du transport et de la distribution, il est impératif de maîtriser l'équilibre offre-demande de

puissance réactive dans le système électrique ; à défaut, une mauvaise gestion de cette variable risque de multiplier les pertes réseau, de surcharger les ouvrages et d'engendrer des contraintes électriques (niveaux de tension inacceptables et instables), quand ce ne sont pas des pannes. ABB possède un catalogue fourni de compensateurs statiques de puissance réactive et de solutions à la carte pour relever ces défis. L'une d'elles, baptisée « PCS 6000 STATCOM » pour *Power Converter System 6000 STATic synchronous COMPensator*, s'attache à fiabiliser, à renforcer et à optimiser un parc éolien au Royaume-Uni.

cher des gisements de vent réunissant les qualités de régularité, d'accessibilité, de viabilité économique et d'insertion paysagère. D'où le fort potentiel des installations en mer : le vent y est en effet plus régulier et l'accès, moins contraignant.

Le raccordement des aérogénérateurs aux infrastructures électri-

ques existantes est un défi en soi. L'environnement déterminant l'emplacement idéal d'un parc éolien, il s'avère que ces implantations sont souvent éloignées des lignes de transport offrant une marge de capacité suffisante. Par ailleurs, il n'est pas rare que le comportement des génératrices éoliennes se démarque de celui de leurs homologues thermiques ou nucléaires, par exemple, sur trois points : la capacité d'injection de puissance réactive, le réglage de la fréquence et le maintien de la production en régime perturbé ou « reprise au vol » (rétablissement de la fourniture après un défaut du réseau). Dans les régions où l'éolien contribue pour beaucoup à la production électrique totale, ces lacunes peuvent éroder la stabilité du réseau tout entier.

C'est pourquoi les exploitants et gestionnaires de réseaux imposent aux parcs éoliens des normes techniques, appelées « réglementations des interconnexions », véritables sésames pour obtenir l'autorisation de couplage au réseau.

Contrôler la puissance réactive, réguler la tension

Contrairement à la fréquence, qui doit être identique en tous points du maillage électrique, la tension est un paramètre local qui varie selon l'endroit et le transit de puissance dans le réseau. Dans un circuit présentant une charge purement ohmique, les formes d'ondes de tension et de courant sont en phase et la puissance active transportée est maximale. Cependant, les propriétés inductives du réseau modifient le flux d'énergie électrique, entraînant un déphasage des ondes de tension et de courant. Dans un circuit alimenté en courant continu, l'impédance est égale à la résistance totale du circuit. Par contre, les composants électriques

d'un circuit en courant alternatif, comme les inductances (génératrices et transformateurs), les condensateurs, voire le

La production éolienne est appelée à jouer un rôle de premier plan dans la fourniture d'électricité ; le STATCOM d'ABB contribuera à la stabilité du réseau.

câble de transport lui-même, contribuent à l'impédance (cf. encadré 2, *Revue ABB*, 3/2009, p. 35). Inductances et condensateurs produisent ou consomment du réactif, créant ainsi des flux de courant ; pour en réduire les effets, il faut intégrer, en des points sensibles du réseau, des dispositifs avec une impédance caractéristique, qui maximiseront le transfert de puissance active.

Dans les zones nécessitant beaucoup de puissance réactive (présence de nombreux moteurs asynchrones, par exemple), la tension locale est réduite et il faut insérer une batterie de condensateurs pour adapter l'impédance des moteurs et maintenir la tension nominale. Cette tenue en tension est primordiale car la plupart des composants électriques ne tolère que de faibles écarts de tension ; une tension trop basse ou trop élevée provoque l'instabilité du réseau, le dysfonctionnement des composants ou leur détérioration.

En outre, les flux de puissance réactive augmentent la charge sur les lignes et dans les transformateurs, ce qui restreint d'autant leur capacité de transport de puissance active. En abaissant le réactif transitant dans les lignes, on augmente le transfert de puissance et on réduit les pertes : une solution plus rapide, plus efficace et plus économique que la construction de nouvelles lignes.

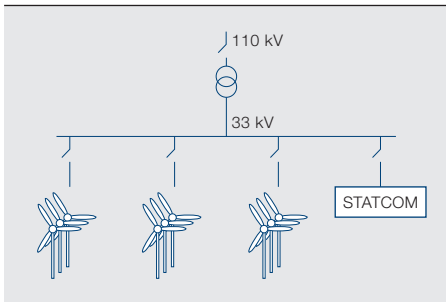
ABB dispose d'une offre complète de dispositifs de compensation de puissance réactive et de solutions taillées sur mesure pour relever ces défis.

L'une d'elles est le compensateur statique synchrone PCS 6000 STATCOM. Ce convertisseur électronique de puissance satisfait aux impératifs de performances dynamiques et est capable de débiter un courant totalement réactif, même durant

Notre niveau de vie et notre consommation énergétique ne cessent de croître au fil des ans. Selon une étude prospective du cabinet-conseil danois *MAKE Consulting*, spécialiste de l'éolien, la demande d'énergie mondiale progressera de 79,6 % entre 2006 et 2030. Pour endiguer cette boulimie tout en s'affranchissant des combustibles fossiles, gros émetteurs de gaz à effet de serre et responsables du réchauffement climatique, il faut recourir massivement à des sources d'énergie propres et renouvelables.

En 2006, 18 % de l'énergie produite était de type renouvelable, principalement hydroélectrique. Difficile pour autant de prédire la contribution globale des EnR au mix énergétique de demain, tant cette évolution obéit à des choix politiques. Néanmoins, si les initiatives annoncées aujourd'hui par les pouvoirs publics sont mises en œuvre, la part totale de la production renouvelable devrait atteindre 23 % à l'horizon 2030... quand les plus optimistes n'ambitionnent pas 62 % !

Au-delà des projections, la production éolienne sera aux premiers rangs de la fourniture énergétique. Dans certains pays, les aérogénérateurs jouent déjà un rôle majeur dans la production d'électricité et des régions ont encore de la place pour accueillir de nouveaux parcs. Hélas, il devient de plus en plus difficile de déni-



les creux de tension : c'est la solution parfaite pour les parcs éoliens qui peuvent ainsi se plier aux réglementations des interconnexions les plus exigeantes, stabiliser les tensions directes et inverses dans les sites industriels, et assurer une compensation de puissance réactive au démarrage des moteurs ainsi qu'un réglage dynamique de la tension dans les réseaux de transport fragiles.

ABB STATCOM

Le Royaume-Uni fut l'un des premiers pays à imposer, par l'entremise de ses gestionnaires de réseaux, une réglementation sur la régulation de puissance réactive des parcs éoliens. Plusieurs STATCOM d'ABB y sont déjà en exploitation pour renforcer les performances statiques et dynamiques du réseau. Un STATCOM de 24 MVar, installé depuis peu à Little Cheyne Court, près de Rye, dans le Kent (sud-est de la Grande-Bretagne), garantit le respect de ce « code réseau ».

Le STATCOM d'ABB est piloté par un puissant automate programmable AC 800PEC assurant des fonctions de régulation et de protection rapides et précises.

Ce STATCOM d'ABB est raccordé au secondaire du transformateur 110 kV/33 kV du parc éolien → 1 dont il stabilise la tension locale en créant une chute de tension aux bornes du transformateur. Pourtant, selon les exigences du client ou du code réseau, le STATCOM aurait pu être couplé directement au réseau de transport par le primaire du transformateur principal.



Contrairement aux éléments passifs de type condensateurs ou inductances, le STATCOM peut débiter tout son courant réactif, même à de faibles tensions ; il n'est limité que par le besoin de puissance active pour couvrir ses pertes. La capacité de fourniture de puissance réactive du système décroît proportionnellement à la tension, tandis que pour les composants passifs, elle est proportionnelle au carré de la tension.

PCS 6000 STATCOM est un convertisseur à source de tension, connecté au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur. Il embarque des modules électroniques « PEBB » (*Power Electronics Building Blocks*) à base de semi-conducteurs de grande puissance IGCT.

Mis au point dans les années 1990, ces thyristors intégrés commutés par la gâchette cumulent les avantages des transistors bipolaires à grille isolée IGBT et des thyristors blocables par la gâchette GTO : faibles pertes en commutation et en conduction, rapidité de commutation et robustesse. Une même plate-forme d'IGCT est utilisée pour les variateurs de vitesse moyenne tension, les convertisseurs de fréquence destinés à la traction ferroviaire et les convertisseurs 4Q des grosses turbines éoliennes. L'IGCT est synonyme de forte densité de puissance et de compacité, réduisant l'encombrement de l'unité.

Tous les STATCOM sont refroidis à l'eau par un échangeur thermique eau-air externe ou un circuit de refroidissement à l'eau brute. Celui-ci évite le recours aux ventilateurs et diminue, voire élimine l'échange d'air avec le milieu environnant, empêchant l'infiltration de poussière, de sable et de sel dans l'appareil. Les besoins de maintenance en sont d'autant réduits.

Le STATCOM d'ABB trouve place dans un bâtiment ou, solution plus économique, dans un conteneur extérieur protégé des intempéries → 2 et abritant une unité de refroidissement, un système de commande équipé d'une interface homme-machine, une climatisation pour le local de conduite et un système de chauffage pour la partie convertisseur. L'ensemble est intégralement câblé et testé avant livraison pour réduire les temps d'installation et de mise en service.

Commande STATCOM

Le STATCOM d'ABB est piloté par un puissant automate programmable à électronique de puissance AC 800PEC, qui se charge des fonctions de régulation et de protection rapides et précises, de coordination des tâches plus lentes (supervision, commande de refroidissement...), et de communication par une interface client. Le tout forme une seule unité montée et configurée en Suisse avant expédition.

Un simulateur à échelle réduite permet d'adapter et de tester complètement le logiciel avant livraison : la mise en service sur site se réserve les derniers réglages fins.

Les STATCOM des parcs éoliens ou des réseaux de transport fonctionnent habituellement en mode de commande V-Q. Autrement dit, le producteur ou le transporteur indique une tension de consigne V_0 et une pente $N \rightarrow 3$. Le STATCOM mesure la tension réseau et injecte si nécessaire du réactif qui varie linéairement avec la différence entre la tension mesurée et la tension de consigne. Si la mesure est inférieure à la consigne, le STATCOM joue le rôle de batterie de condensateurs: il injecte de la puissance réactive pour soutenir la tension réseau. Inversement, si la mesure dépasse la consigne, le STATCOM sert d'inductance et fait baisser la tension réseau. La pente définit la proportionnalité entre la sortie du STATCOM et l'écart mesure-consigne.

Questions d'harmoniques

Un convertisseur couplé au réseau doit obéir à certaines règles de limitation des harmoniques, conformément aux normes IEEE 519-1992 et CEI 61000-2-12,

Le STATCOM se fait condensateur lorsque la mesure de tension est inférieure à la consigne, et inductance quand elle est supérieure.

par exemple. Selon la taille de l'unité, la topologie multiniveau permet au PCS 6000 STATCOM de remplir ces exigences sans filtre réseau. Au besoin, un filtre adapté peut être fourni en option pour compenser la fourniture de réactif du STATCOM ou filtrer certains harmoniques du réseau.

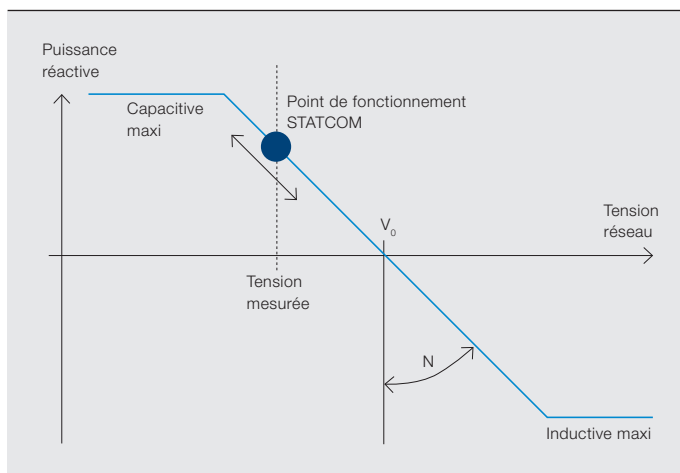
L'impédance d'entrée du STATCOM d'ABB peut être réglée pour un certain rang d'harmoniques: un précieux atout pour amortir les systèmes résonants! Une installation équivalente à celle de Little Cheyne Court est commandée de manière à ce que l'impédance d'entrée du STATCOM soit résistive pour certains multiples de la fréquence fondamentale. Ainsi, dans cette gamme de fréquences, le STATCOM absorbe l'énergie du réseau

et la réinjecte à la fréquence fondamentale, ce qui atténue les résonances des éoliennes. Une oscillation haute fréquence entraînerait un défaut harmonique dans la commande de la turbine et la déconnexion immédiate des aérogénérateurs. Grâce au STATCOM d'ABB, le parc produit une énergie propre sans attendre la livraison de composants passifs pour régler ce problème. La tension réseau, mesurée avec le STATCOM déconnecté, est reproduite en $\rightarrow 4$: la tension harmonique superposée à l'onde fondamentale $\rightarrow 4a$ disparaît dès que le STATCOM est raccordé $\rightarrow 4b$.

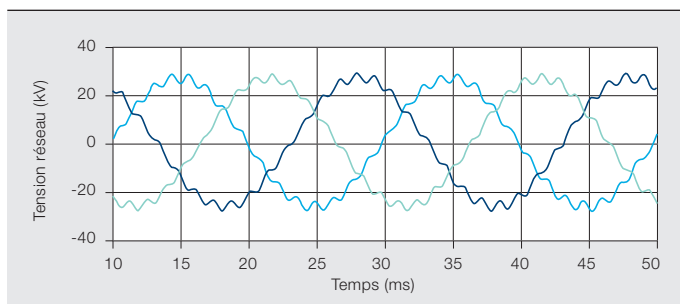
Plébiscite

La solution PCS 6000 STATCOM d'ABB est robuste, fiable et performante. Greffée aux installations éoliennes, elle remplit un double objectif: la mise en conformité du parc avec les règles de raccordement au réseau et, pour le fournisseur d'électricité, la compensation rapide et dynamique de la puissance réactive. Les STATCOM d'ABB s'imposeront de plus en plus pour satisfaire aux exigences de continuité et de sécurité de la production et de la fourniture électriques par des aérogénérateurs et d'autres sources d'énergie moins fiables. Cette demande n'en sera que plus forte avec le déploiement des réseaux électriques du futur dans les pays en développement.

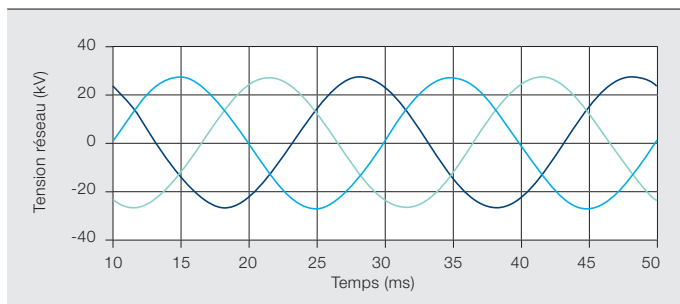
3 Diagramme de commande ABB STATCOM



4 Formes d'ondes de tension 33 kV dans le parc éolien



4a Sans STATCOM



4b Avec STATCOM

Tobias Thurnherr

Christoph G. Schaub

ABB Discrete Automation and Motion

Turgi (Suisse)

tobias.thurnherr@ch.abb.com

christoph.g.schaub@ch.abb.com

Lectures complémentaires

- MAKE Consulting, *The Wind Forecast – Macro Perspective*, décembre 2008, http://www.make-consulting.com/fileadmin/pdf/2008/081219_Appetiser_Macro_Perspective.pdf, consulté le 3 août 2009.
- Linhofer, G., Maibach, P., Umbricht, N., « Un train d'avance », *Revue ABB*, 3/2008, p. 49–55.



Liaisons durables

Le transport en courant continu à haute tension (CCHT) donne le cap du réseau intelligent

RAPHAEL GÖRNER, MIE-LOTTE BOHL – L'électricité étant majoritairement produite par de grosses centrales à flamme ou nucléaires, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et de distribution (GRD) s'appuient traditionnellement sur la nature modulable de cette production pour compenser l'inélasticité et la fluctuation de la demande. La montée en puissance des énergies renouvelables (EnR), telles que l'éolien et le solaire, change la donne: elles ont en effet le défaut d'être plus délicates à piloter et à anticiper. Les réseaux doivent alors pouvoir réagir rapidement, dans des conditions optimales de fiabilité et d'économie, à la grande variabilité et imprévisibilité de la puissance délivrée. La technologie CCHT, plus particulièrement sa version légère *HVDC Light*®, autorise un réglage rapide et précis des tensions et flux de puissance. Fiable et économique, elle peut renforcer la flexibilité des réseaux en courant alternatif (CA) existants. *HVDC Light*® est aussi « sur le pont » pour raccorder les grands parcs éoliens marins aux réseaux CA à terre.

Besoins	Technologies
Transport massif et efficace de l'électricité sur de longues distances	CCTHT, CCHT
Transport sous-marin	CCHT, HVDC Light®
Raccordement des énergies renouvelables	Hydraulique distante : CCHT, CCTHT Éolien marin : HVDC Light Réseau CC : HVDC Light
Fiabilité du réseau	HVDC Light
Difficulté à construire de nouvelles lignes	Liaisons souterraines HVDC Light Conversion lignes aériennes CA → CC : CCHT, HVDC Light
Interconnexion de réseaux Négoce d'énergie	Liaisons asynchrones CCHT, HVDC Light, dos à dos

La liaison CCHT Xiangjiaba-Shanghai à 800 kV transporte 6 400 MW sur plus de 2 000 km.

Le CCHT a un rôle à jouer dans l'avènement des réseaux du futur. Les intérêts de la technologie sont multiples.

Flexibilité : le CCHT s'adapte rapidement aux évolutions de l'exploitation du réseau et aux besoins des clients ;

Accessibilité : il accueille toutes les sources d'énergie, renouvelables et locales comprises ;

Fiabilité : il garantit la qualité de la fourniture électrique et sa tenue aux aléas et dangers de la production renouvelable ;

Économie : il assure une gestion efficace des opérations et de l'énergie, en se pliant aisément aux nouvelles réglementations.

Nombreux sont les apports techniques du CCHT :

- Maîtrise des transits de puissance ;
- Soutien de la puissance réactive ;
- Régulation de la tension ;
- Amortissement des oscillations de puissance ;
- Compensation du *flicker* ;
- Qualité de l'onde de tension ;
- Gestion des charges asymétriques ;
- Prise en compte des charges intermittentes.

Autoroutes électriques

Certaines des architectures de transport les plus exigeantes à ce jour sont bâties sur l'offre CCHT d'ABB. Les deux technologies en lice, le CCHT classique et sa

variante HVDC Light, se différencient surtout par leurs champs d'application → 1.

La première a pour domaine d'élection le transport massif d'électricité (milliers de mégawatts) sur les grandes distances (milliers de kilomètres) reliant, par exemple, les centrales hydroélectriques aux lieux de consommation. C'est le cas de la liaison Xiangjiaba-Shanghai à 800 kV, qui achemine 6 400 MW sur plus de 2 000 km, avec un rendement global de 93 % pour une emprise au sol ne dépassant pas 40 % de celle du transport alternatif. À plus de 99,5 %, sa disponibilité est aussi très élevée.

HVDC Light, pour sa part, est idéal pour insérer des productions renouvelables diffuses (éoliennes, par exemple), dans les réseaux CA existants. Sa grande souplesse d'exploitation et d'adaptation en fait une solution toute désignée pour le transport et les réseaux électriques intelligents.

Le projet *BorWin1* est le premier raccordement CCHT au monde entre un parc éolien marin et le réseau CA à terre. Basée sur HVDC Light et longue de 200 km, la liaison relie le parc *BARD Offshore 1*, en mer du Nord, au réseau de distribution allemand en courant alternatif à haute tension (CAHT). 400 MW y transitent depuis fin 2009, à une tension continue d'environ 150 kV.

BARD Offshore 1 totalise 80 éoliennes dont la puissance unitaire de 5 MW alimente une liaison câblée de 36 kV CA. Cette tension est ensuite portée à 155 kV CA avant d'atteindre la station de conversion HVDC Light, implantée sur une plate-forme maritime → 2, pour passer en 150 kV CC et alimenter deux câbles sous-marins de 125 km. Ceux-ci débouchent sur deux câbles CC terrestres de

75 km qui livrent 400 MW à la station de conversion de Diele, en Allemagne.

Fondations technologiques

HVDC Light s'appuie sur des convertisseurs à source de tension et des transistors bipolaires à grille isolée « IGBT » (*Insulated-Gate Bipolar Transistors*) raccordés en série pour obtenir le niveau de tension souhaitée. Ces composants ont trois vocations : transfert de l'électricité, compensation de la puissance réactive, atténuation des harmoniques et du *flicker*.

Outre le convertisseur, une station HVDC Light se compose d'appareillages CA et CC, de filtres et d'un système de refroidissement. Par sa conception, le convertisseur d'ABB garantit un fonctionnement en régimes établi et dynamique avec des niveaux de courant à la terre induit extrêmement faibles. C'est là un avantage décisif pour l'*offshore* puisque l'installation n'a pas besoin de protection cathodique.

L'amplitude et la phase de l'onde de tension CA peuvent être librement et vite contrôlées, dans les limites assignées du système ; puissances active et réactive sont alors maîtrisées indépendamment et rapidement, avec de faibles taux d'harmoniques, même dans des réseaux fragiles.

Normalement, chaque station gère de manière autonome sa contribution à la puissance réactive. La puissance active peut passer quasi instantanément et en continu d'un régime de « pleine exportation » à celui de « pleine importation ». Le flux de puissance active dans le système HVDC Light est équilibré par une station contrôlant la tension CC, l'autre extrémité réglant la puissance transportée. Pas besoin de ligne télécoms pour équilibrer le transit.

D'un point de vue système, un convertisseur HVDC Light se comporte comme un moteur ou un générateur à inertie nulle, agissant à la fois sur la puissance active et la puissance réactive, sans pour autant contribuer à la puissance de court-circuit du réseau puisque le courant alternatif est contrôlé par le convertisseur.

Insertion de l'éolien marin

L'aptitude d'une station de conversion HVDC Light à appliquer une tension CA (de phase ou d'amplitude arbitraire) est

2 Plate-forme *BorWin alpha* abritant la station de conversion HVDC Light® de *BARD Offshore 1*



très utile au démarrage d'un réseau en mer. Au départ, le convertisseur agit comme un générateur en mode réglage de fréquence, créant une tension de sortie CA d'amplitude et de fréquence requises. Puis la tension s'élève progressivement pour éviter les surtensions transitoires et les appels de courant. Enfin, les aérogénérateurs se raccordent automatiquement au réseau *offshore* dès qu'ils détectent pendant un certain temps une tension CA correcte. Cette fonction est impossible dans le CCHT classique à thyristors car elle requiert une forte tension de ligne pour permettre aux thyristors de commuter.

Une liaison HVDC Light peut aussi rétablir le réseau après une panne générale. Dans ce cas, le convertisseur se déconnecte automatiquement du réseau et continue à fonctionner en îlotage, grâce au transformateur convertisseur dont l'enroulement auxiliaire spécial alimente la station de conversion.

Des « codes de réseau » stricts

La forte augmentation de la puissance éolienne installée dans le monde s'accompagne d'un resserrement des exigences opérationnelles du réseau. L'évo-

lution la plus significative concerne la tenue aux creux de tension et la reprise au vol qui obligent l'aérogénérateur ou le parc éolien à résister à de brusques creux de tension pouvant descendre à 15 % de la tension réseau nominale (voire à 0 %), durant 150 ms.

HVDC Light est la solution idéale pour intégrer des productions d'EnR diffuses (éolien, par exemple) dans les réseaux CA existants.

De plus, l'éolien a souvent des exigences de réponse en fréquence : la puissance débitée par le parc doit augmenter en réaction à la baisse de la fréquence réseau et inversement. Dans un parc couplé à une liaison HVDC Light, cette réponse en fréquence peut être dévolue à une ligne télécoms qui transmet également la fréquence réseau instantanée ainsi que d'autres variables. Sachant qu'amplitude, fréquence et phase de la tension sur le bus du parc éolien sont totalement contrôlables par les convertisseurs, la fréquence réseau peut être sans grand délai « reproduite » dans le réseau éolien.

Une baisse de la tension réseau réduit d'autant le transfert de puissance, en raison de la limite de courant du conver-

tisseur à terre. Dans un système HVDC Light classique reliant deux réseaux de distribution, ce problème est résolu en abaissant immédiatement la puissance d'entrée du convertisseur redresseur, par réglage du courant en boucle fermée.

Par contre, une diminution de la puissance d'entrée du convertisseur en mer peut faire grimper la tension de bus du parc, entraînant le déclenchement du convertisseur et/ou des aérogénérateurs. Une parade consiste à utiliser la tension réseau du parc pour abaisser instantanément la sortie du générateur.

En raison de la faible capacité CC de la liaison, une interruption du transit peut faire bondir la tension CC à un niveau inacceptable (jusqu'à, par exemple, la limite de déclenchement à 30 % du niveau de surtension) en à peine 5 à 10 ms. Les générateurs doivent pouvoir détecter ce défaut et réduire dans l'intervalle la puissance délivrée au réseau. Autre solution : utiliser un hacheur CC qui, en dissipant

Une station de conversion HVDC Light capable d'appliquer une tension alternative, de phase et d'amplitude arbitraires, est capitale pour démarrer un réseau offshore.

l'excédent de puissance ne pouvant être transmis par l'onduleur, minimise le risque de variation brusque de puissance et de défaillance des aérogénérateurs.

Diminuer la puissance de sortie du générateur est certes une méthode efficace mais qui dépend de la réponse des turbines aux fluctuations de tension. Un hacheur CC s'avère plus robuste car son fonctionnement est le même pour tous les types d'éoliennes. De surcroît, une

liaison HVDC Light dotée d'un hacheur découple le réseau éolien du défaut et des transitoires électriques sur le réseau principal, réduisant ainsi la fatigue mécanique des composants des aérogénérateurs.

Cette innovation HVDC Light d'ABB équipe aujourd'hui l'un des plus grands parcs éoliens au monde, pour le compte du GRT allemand *Transpower* (anciennement E.ON Netz). C'est aussi le premier exemple de raccordement CCHT de l'éolien offshore au réseau CA.

La technologie HVDC Light se caractérise par une très faible pollution électromagnétique, des câbles secs, des stations de conversion compactes et des pertes réduites de 25 % par rapport à celles du transport classique. Cette liaison s'inscrit dans l'objectif allemand de porter de 15 à 25-30 % la part de la production d'électricité couverte par les EnR, à l'horizon 2030.

Graines de champion

L'un des leitmotiv du réseau intelligent est l'intégration des EnR, éolien marin en tête, dans le transport CAHT. Au-delà de ses vertus écologiques propres, la solution est aussi l'occasion de remplacer les combustibles fossiles par les EnR. Autre avantage s'ajoutant aux performances du transport HVDC Light : ses équipements sont fabriqués en matériaux non dangereux.

Les réseaux électriques du futur, portés par un cadre réglementaire efficace, offriront plus de choix aux consommateurs, renforceront la concurrence entre fournisseurs et encourageront l'innovation technologique. À mesure qu'on leur insuffle de l'« intelligence », la disponibilité et la qualité de la desserte peuvent être bien mieux contrôlées, en renfort des réseaux CA existants.

Le récent projet HVDC Light *BorWin1* est un excellent exemple de jalon technologique participant à la construction du réseau de demain ; ces raccordements CCHT de l'éolien marin de même que les échanges d'énergie transfrontaliers faciliteront aussi le déploiement des « super réseaux ». Ces liaisons CC superposées au transport CA, au large des côtes ou sur le continent, seront capables d'injecter de fortes puissances dans les réseaux existants.

Autre réalisation HVDC Light : la nouvelle interconnexion est-ouest qui transportera 500 MW à 200 kV entre l'Irlande et le Pays de Galles. Sur les 250 km séparant les stations de conversion, 186 km sont parcourus par un câble sous-marin en mer d'Irlande et les 64 km restants, par de courts câbles terrestres. La liaison sera opérationnelle en 2012.

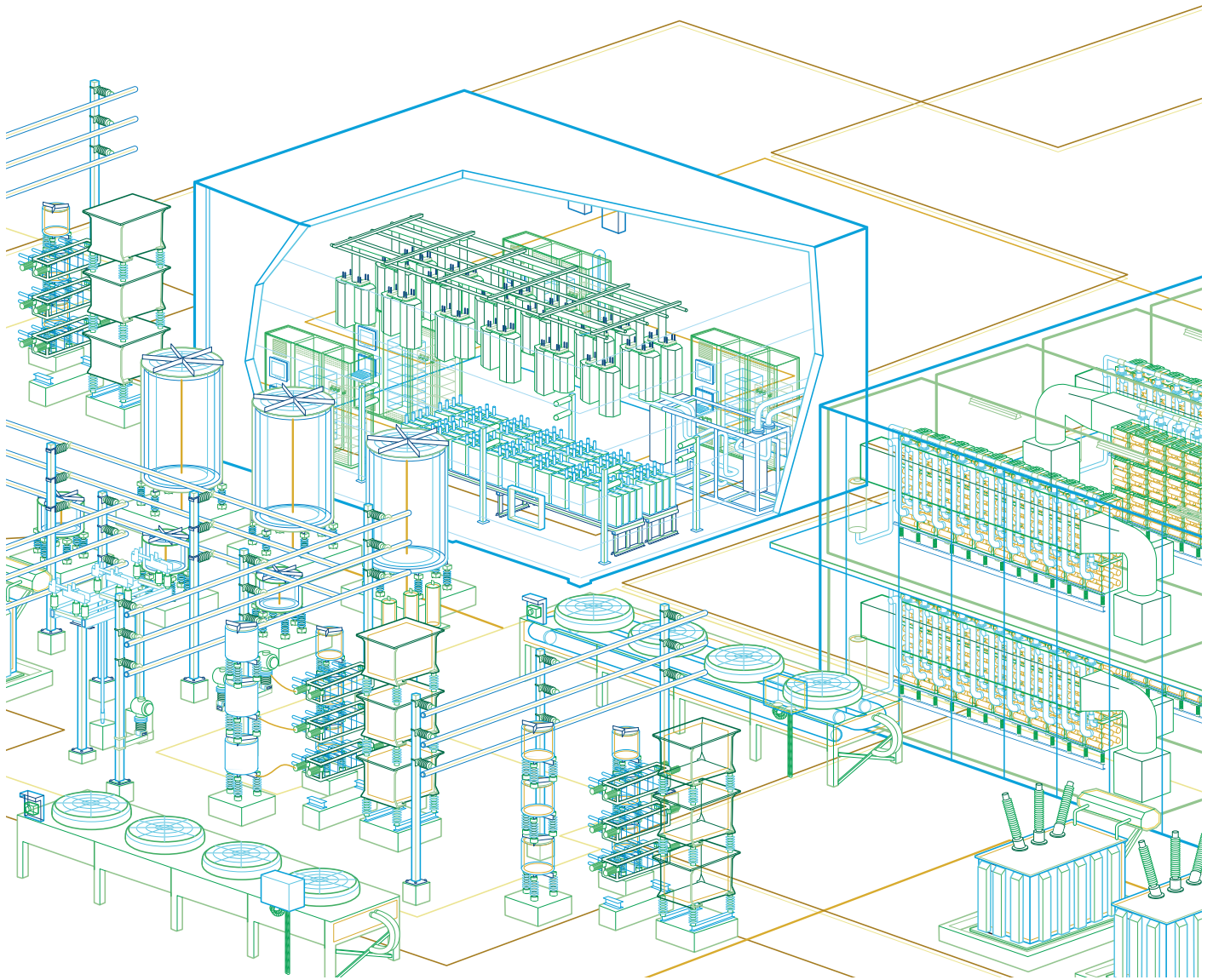
Ces socles technologiques qui tracent le sillon des super réseaux du futur évoluent à l'image des réseaux CAHT. Il y a un siècle, des interconnexions permettaient à des unités de production et lignes de transport locales de bâtir des réseaux à l'échelle locale qui, à leur tour, débouchaient sur des réseaux de portée régionale. Adaptatifs et intelligents... les réseaux du futur afficheront aussi plus de fiabilité et de performance, ainsi qu'une meilleure maîtrise de la production, de l'intégration des sources décentralisées, de la consommation, des tensions réseau et des flux de puissance. Le CCHT sera au cœur de ces réalisations.

Raphael Görner

ABB Power Systems, Grid Systems
Mannheim (Allemagne)
raphael.goerner@de.abb.com

Mie-Lotte Bohl

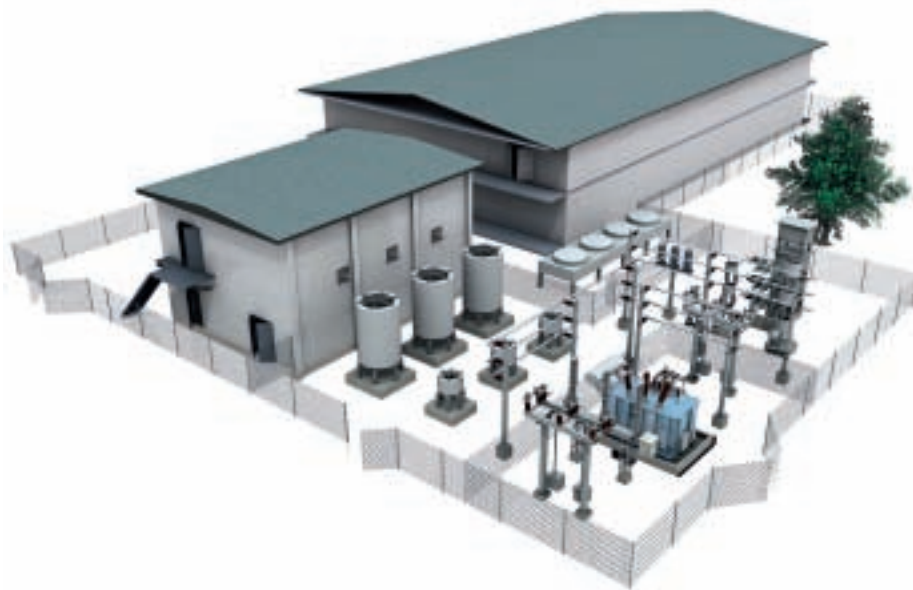
ABB Power Systems, HVDC and FACTS
Ludvika (Suède)
mie-lotte.bohl@se.abb.com



Énergie en stock

Les FACTS de dernière génération contribuent à la stabilité des réseaux électriques

ROLF GRÜNBAUM, PER HALVARSSON – L’intermittence et la variabilité des sources d’énergie sont un des nombreux défis que les réseaux intelligents doivent relever, *a fortiori* au vu de la pénétration croissante de l’éolien et du solaire. Pour stabiliser les réseaux, ABB propose différentes solutions, notamment des systèmes de transport flexibles en courant alternatif «FACTS» (*Flexible AC Transmission Systems*). Sa dernière innovation associe un dispositif SVC Light® et le stockage d’énergie sur accumulateurs. Cette alliance technologique a un triple but : équilibrer les flux de puissance afin d’absorber de grandes quantités d’énergies renouvelables, stabiliser les réseaux et atténuer les perturbations dans un contexte d’intégration des énergies «vertes».



L'injection accrue d'énergies renouvelables (EnR) dans les réseaux électriques est un facteur d'instabilité et complique le respect des règles de raccordement aux réseaux. Pour renforcer leur stabilité et atténuer les perturbations, ABB a développé un système de stockage dynamique d'énergie électrique qui associe des batteries lithium-ion (Li-ion) à des compensateurs statiques de puissance réactive STATCOM¹. Baptisé SVC Light® with Energy Storage → 1, il se raccorde aux réseaux de transport, de répartition et de distribution, et utilise des semi-conducteurs de puissance « IGBT » (*Insulated-Gate Bipolar Transistors*).

Cette innovation ABB répond aux besoins de stockage d'énergie des industriels et des transporteurs et distributeurs d'énergie, principalement ceux qui doivent maîtriser en permanence la puissance réactive et temporairement la puissance active. Cette double exigence est satisfaite de manière indépendante avec des performances dynamiques accrues. En effet, le contrôle de la puissance réactive permet, par ricochet, de réguler la tension et de stabiliser le réseau, alors que le soutien de la puissance active ouvre la voie à de nouveaux services basés sur le stockage dynamique d'énergie.

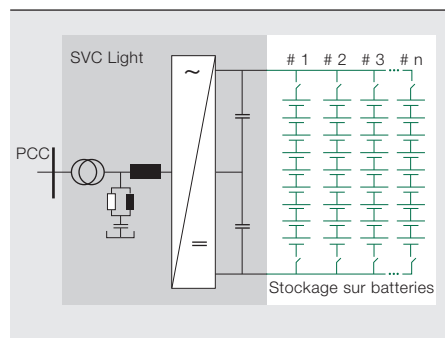
Le stockage d'énergie peut servir à différentes fins, notamment le soutien des

puissances et des services système, comme le réglage de la fréquence, auxquelles s'ajoute une application prometteuse : les infrastructures de recharge des véhicules hybrides. Il convient de souligner ses remarquables capacités de stockage et de puissance qui avoisinent aujourd'hui les 20 MW et sont renforcées par la nouvelle génération de systèmes FACTS qui devrait permettre de débiter 50 MW pendant 60 min et plus. Sachant que le prix des accumulateurs continue de baisser, des applications exigeant plus de capacités de stockage deviendront envisageables. À titre d'exemple, citons le stockage sur plusieurs heures de l'électricité d'origine renouvelable pendant les périodes creuses, qui pourra être injectée sur le réseau aux heures de forte demande.

Comment ça marche ?

Le système de stockage d'énergie est raccordé au réseau par l'intermédiaire d'une inductance de phase et d'un transformateur de puissance → 2. La solution SVC Light® with Energy Storage peut contrôler à la fois la puissance réactive Q , comme un compensateur SVC Light ordinaire, et la puissance active P . La tension réseau et le courant du convertisseur à source de tension (CST) fixent la puissance apparente de ce dernier alors que les besoins de stockage d'énergie déterminent la taille de la batterie. Par conséquent, la puissance active crête de la batterie peut être inférieure à la puissance

2 Circuit SVC Light with Energy Storage



La solution ABB autorise le contrôle indépendant et dynamique des puissances active et réactive.

Note

- 1 Compensateur statique synchrone qui offre les mêmes fonctionnalités qu'un compensateur statique de puissance réactive mais s'appuie sur des convertisseurs à source de tension.



apparente du convertisseur CST (10 MW, par exemple, pour un SVC *Light* de ± 30 MVar).

Les perturbations sur le réseau ne durent en général qu'une fraction de seconde, la continuité de la fourniture ne doit être assurée qu'un court instant. De même, un service système comme le réglage de la fréquence locale ne s'impose généralement que pendant quelques minutes. Un système de stockage d'énergie peut ainsi fournir le surplus de puissance active nécessaire et être rechargé ultérieurement par le réseau lorsqu'il a retrouvé son fonctionnement normal.

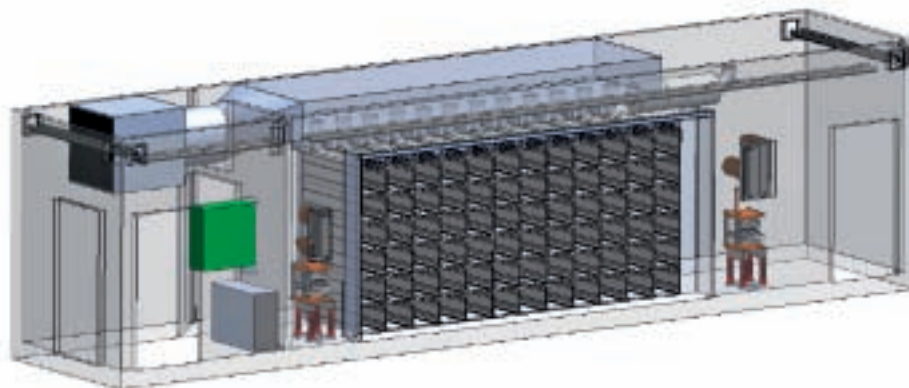
Principaux constituants

Un système SVC *Light*[®] with Energy Storage complet se compose des éléments suivants :

- transformateur de puissance ;
- convertisseur SVC *Light* ;
- système d'accumulateurs ;
- appareillage haute tension CA et CC ;
- système de contrôle-commande et de protection ;
- auxiliaires.

Sa modularité simplifie son adaptation aux besoins de puissance et de stockage. Les accumulateurs et le convertisseur CST sont intégrés et embarquent des fonctions de supervision et de contrôle d'état qui privilégient la sécurité et la résolution rapide des problèmes. Enfin, le système affiche de faibles pertes et une cyclabilité très élevée.

Les semi-conducteurs de puissance du convertisseur CST sont des IGBT et des



diodes → 3 raccordés en série pour gérer la tension requise. Le convertisseur, refroidi par eau, est compact, avec une capacité de courant élevé.

Chaque module de puissance contient plusieurs sous-modules de semi-conducteurs (modules *StakPak*[™] d'ABB).

L'énergie sur sa réserve

Le convertisseur SVC *Light* étant conçu pour des applications de forte puissance et les IGBT étant raccordés en série pour adapter le niveau de tension, la tension entre pôles est élevée. Par conséquent, plusieurs accumulateurs sont raccordés en série pour accroître cette tension. Pour des tensions encore supérieures, plusieurs chaînes d'accumulateurs peuvent être installées en parallèle.

Le système d'accumulateurs se compose de modules de batteries Li-ion sur racks. Un groupe de modules de batteries fournit la tension continue nécessaire de même que la capacité de stockage demandée. Les batteries Li-ion ont été intégralement testées pour cette application [1]. Le bâtiment hébergeant les batteries est illustré en → 4.

La solution SVC *Light*[®] with Energy Storage bénéficie des nombreux atouts de la technologie Li-ion :

- forte densité énergétique ;
- très court temps de réponse ;
- forte puissance en charge comme en décharge ;
- excellente cyclabilité ;
- grande adaptabilité ;
- haut rendement charge-décharge ;

- faible autodécharge ;
- absence de maintenance.

Domaines d'application

Les domaines d'application du stockage dynamique d'énergie sont multiples : reprise de service après incident généralisé, continuité de fourniture jusqu'au démarrage des groupes de réserve, soutien du réseau avec optimisation des puissances active et réactive. Ce type de stockage offre une solution au renforcement des réseaux de transport et de distribution pour répondre aux pics de consommation et optimiser la tarification. Il permet de lisser les pointes et, donc, d'éviter de payer son électricité au prix fort. Enfin, il peut assurer des fonctions de contrôle de la qualité du courant électrique pour la traction ferroviaire et contribuer à équilibrer la production éolienne et solaire, aléatoire par nature.

Ce système ABB de stockage dynamique d'énergie sera disponible courant 2010.

Rolf Grünbaum

Per Halvarsson

ABB Power Systems, Grid Systems/FACTS

Västerås (Suède)

rolf.grunbaum@se.abb.com

per.halvarsson@se.abb.com

Bibliographie

- [1] Callawik, M., et al., « Flexible AC transmission systems with dynamic energy storage », *EESAT 2009*, Seattle, États-Unis, octobre 2009.



L'intelligence aux commandes

L'intégration de la supervision et de la gestion de la distribution renforce l'analyse et la conduite du réseau

MARINA OHRN, HORMOZ KAZEMZADEH – La dernière décennie fut pour le système électrique une période de profonds bouleversements, sous la double poussée des progrès du génie électrique et de la restructuration de la filière. De nombreuses entreprises d'électricité ont basculé d'une culture monopolistique et régaliennne à une logique de marché concurrentiel. Dans le même temps, les systèmes d'information sous-jacents aux activités de transport et de distribution ont gagné en robustesse et en puissance, au point d'être aujourd'hui capables de mutualiser un grand nombre d'applications sur une seule plate-forme. Ces évolutions préfigurent un réseau largement automatisé, doué d'« intelligence » dans son exploitation et sa supervision, voire apte à s'autocicatriser. En somme, un réseau adaptatif, plus fiable et mieux armé pour répondre aux impératifs techniques, économiques et sociétaux de demain. Précisons que cet article s'inscrit avant tout dans un contexte nord-américain même si les enjeux et solutions évoqués ont une portée universelle.

gestion des demandes d'intervention et des incidents, administration du personnel, traitement des enregistrements et affichages d'événements.

Fort d'une longue expérience de la recherche-développement, d'une fine connaissance du terrain et de partenariats étroits avec les énergéticiens du monde entier, ABB a tout pour appréhender la globalité et le détail des technologies émergentes et des applications indispensables au système électrique du XXI^e siècle.

Rétrospective

Les origines de la téléconduite électrique remontent aux années 1920 : les entreprises fondatrices du Groupe ABB, ASEA et BBC, équipent les centrales d'énergie des premiers systèmes de commande à distance. Toutefois, il faut attendre les années 1960 et les prémices du contrôle-commande informatisé pour donner corps à la « téléconduite/supervision de réseau », au sens moderne du concept.

Au départ, la supervision SCADA était conçue pour un seul client : son système réservé, foncièrement « propriétaire », était fermé à toute autre application. Cette exclusive compliquait la coordination des réseaux, qui restaient vulnérables. Il fallait donc inventer des stratégies pour éviter qu'une cascade d'incidents sur le réseau ne dégénère en panne générale, comme celle qui frappa New York, en juillet 1977.

Les années 1980 marquent la percée de l'informatique et la mise au point de méthodes pour modéliser les réseaux de distribution à grande échelle, de façon standardisée. La supervision SCADA et la gestion d'énergie EMS progressent en parallèle pour doter les gestionnaires de réseau de transport (GRT) de meilleurs outils de maîtrise des transits massifs de puissance sur de longues distances. Sur les marchés de l'énergie, l'heure est à la déréglementation. Transport aérien, télécoms et gaz naturel s'ouvrent à la concurrence : régulateurs et énergéticiens y songent aussi pour la profession !

Or cette mutation passe obligatoirement par une refonte des systèmes d'information (surtout pour les marchés de gros) et par l'amélioration des systèmes SCADA/EMS existants. Coïncidence : la nouvelle

génération de systèmes de contrôle-commande, apparue au début de la décennie 1990, remplit ces conditions.

Les avancées de l'informatique font aussi progresser les systèmes de gestion DMS et OMS. Les premiers étaient à l'origine des extensions du tandem SCADA/EMS,

À mesure que la distribution électrique gagne en intelligence et en sûreté, les centres de conduite assument de nouvelles tâches de gestion.

Leader historique du secteur des technologies et de l'innovation énergétiques, ABB est à la pointe du développement des systèmes d'information (SI) dédiés au transport et à la distribution d'électricité. Les années 1970 consacrèrent l'avènement de la téléconduite « SCADA » (*Supervisory Control and Data Acquisition*) et de la gestion d'énergie « EMS » (*Energy Management Systems*), relayées, la décennie suivante, par la gestion des marchés « MMS » (*Market Management Systems*) puis, dans les années 1990, par la gestion d'incidents « OMS » (*Outage Management Systems*) et de la distribution « DMS » (*Distribution Management Systems*). Toutes ces solutions n'ont cessé de progresser et de s'étoffer au fil des ans. Pour autant, la tendance est aujourd'hui à l'intégration de ces briques technologiques au sein d'un édifice commun.

Cette plate-forme mutualisée a pour nom « Gestionnaire de réseau ABB » (*Network Manager™*). Elle regroupe toutes les applications phares des années 1970–1990, qu'elle enrichit du gestionnaire de distribution DMS pour aider les électriciens à réduire leurs coûts d'exploitation et de maintenance tout en améliorant le service au consommateur. Le module DMS offre une panoplie de fonctions : modélisation et gestion évoluées du réseau, commutation et localisation électrique des points de mesure intégrées,

au niveau de la distribution, ou des systèmes autonomes ; c'était ignorer les besoins spécifiques de la distribution électrique qui réclamait des systèmes bien différenciés.

La supervision et la conduite des réseaux de distribution faisaient alors appel à des systèmes de faible technicité : les traditionnels tableaux muraux constellés de mémos, punaises et avis de modification ne facilitaient guère le suivi d'état, quand ils ne compromettaient pas la sécurité du réseau ! Le papier était roi : le pilotage des interventions de maintenance s'appuyait sur les plans papier des circuits de distribution, souvent annotés à la main et menacés d'obsolescence, tout comme la planification, l'exécution et le suivi des manœuvres programmées obéissaient à des ordres sur papier. Les dérangements et demandes d'intervention des clients étaient signalés par téléphone au dispatcheur qui n'avait pas toujours d'accès direct à toute l'information utile. Ces « tickets de panne » servaient aussi à suivre les incidents tandis que les communications avec les équipes de terrain se faisaient par radio ; les agents devaient commencer par signaler leur position au dispatching pour coordonner ensuite oralement les manœuvres, marquages et autres opérations.

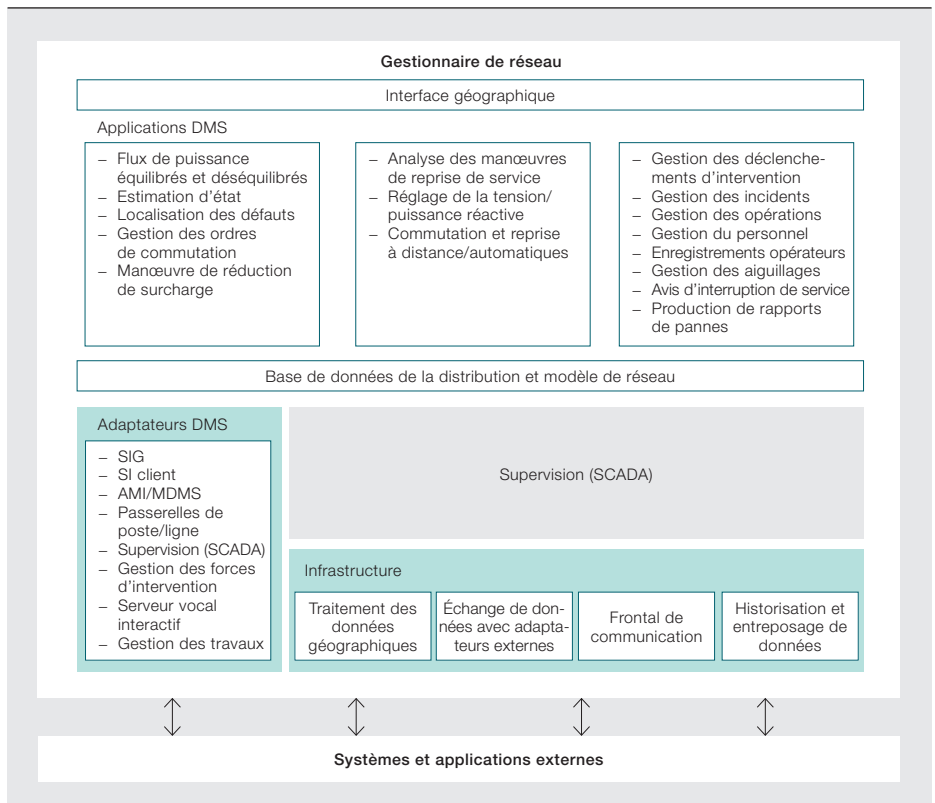
Heureusement, la distribution électrique n'en est pas restée là ! Ses nombreux

1 Coordination et dialogue des forces d'intervention : deux qualités primordiales de la gestion de réseau



Applications et logiciels de pointe affinent les analyses et permettent l'automatisation des opérations.

2 Le Gestionnaire de réseau ABB est une plate-forme intégrée fédérant les applications SCADA, DMS et OMS.



centres de conduite ont évolué au rythme des progrès techniques et des contraintes économiques. Bien des systèmes de supervision hérités des réseaux de transport ont pris en charge la surveillance et la commande des disjoncteurs de ligne moyenne tension. Dans certains cas, les superviseurs ont même dépassé ce périmètre pour investir d'autres équipements comme les réenclencheurs, interrupteurs et commutateurs de batteries de condensateurs.

Des avancées notables

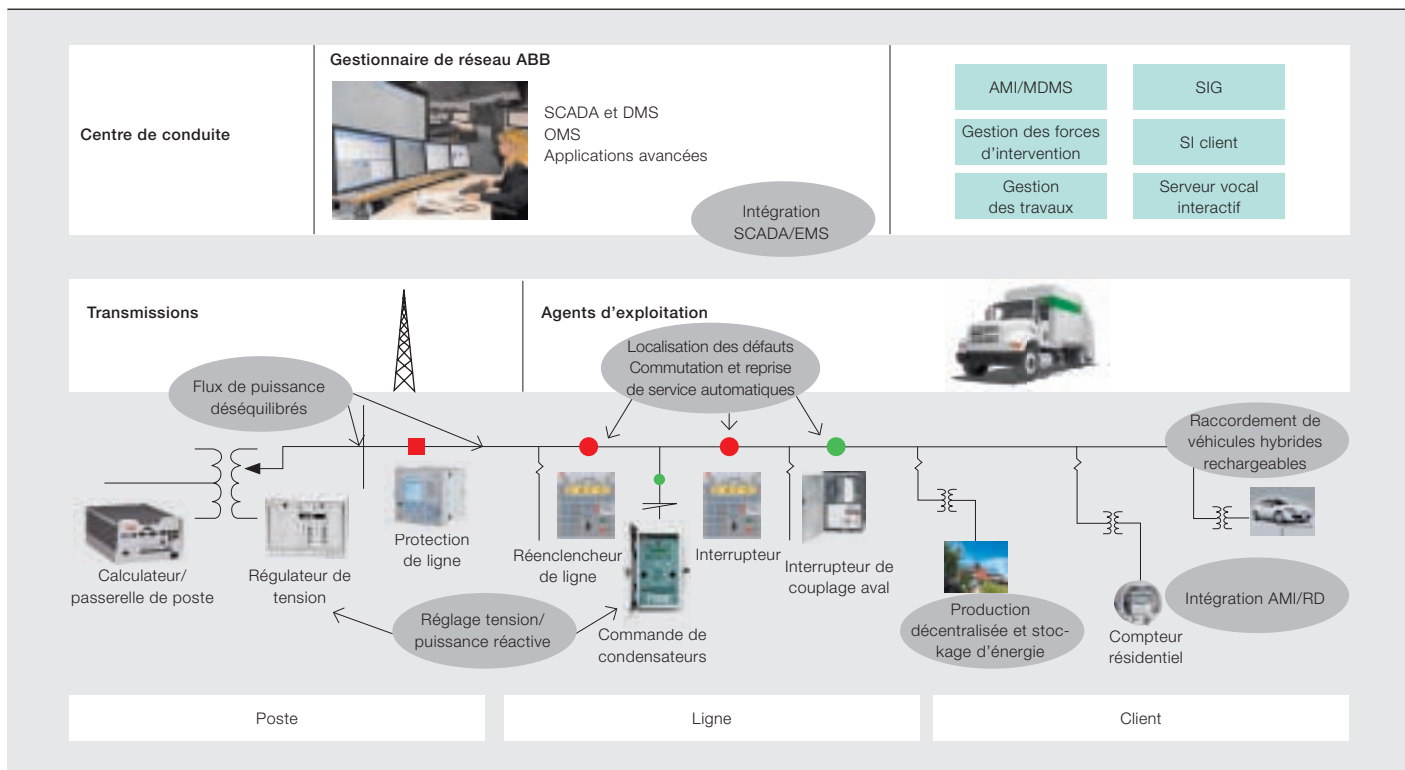
À mesure que les réseaux de distribution gagnent en « intelligence » et en sûreté, les centres de conduite assument de nouvelles tâches de gestion. Leurs SI hétérogènes se rationalisent et dialoguent sans entrave pour constituer un système de surveillance et de gestion intégré. Applications et logiciels de pointe affinent les analyses et permettent l'automatisation des opérations. Les systèmes de contrôle-commande des centres de conduite ne rendent pas seulement le réseau plus intelligent ; ils améliorent aussi le soutien à l'exploitation, à la maintenance et à la planification. Ces opérations intégrées aident ainsi les distributeurs électriques à atteindre leurs objectifs en dépit d'exigences toujours croissantes → 1.

Nouveau paradigme énergétique

Ces dernières années, plusieurs facteurs indissociables, mais externes à la filière électrique, ont accéléré la progression et le déploiement des applications pour réseau intelligent (RI) : société, puissance publique, conjoncture économique et technologie.

L'ascension des énergies renouvelables, de la production décentralisée et des programmes associés de « réponse à la demande » oblige à envisager la gestion de réseau sous un nouveau jour. L'ouverture des marchés et le négoce d'énergie permettent au consommateur final de choisir sa source d'alimentation. Autre aiguillon du changement : le renchérissement de la production et du transport électriques, sur le double plan des infrastructures et des combustibles. D'un point de vue commercial, les distributeurs comptent sur le RI pour les aider à maintenir ou accroître la fiabilité de la desserte, à augmenter le taux d'utilisation des équipements, à gérer la vétusté des ouvrages et à réduire l'impact des pertes de savoir-faire liées au départ en retraite des employés, dans de nombreux pays.

La technologie est l'autre levier de développement des RI : bien des outils et



De nombreux distributeurs renforcent l'automatisation des postes pour améliorer l'accès aux informations des équipements intelligents répartis sur le terrain.

fonctionnalités requis aujourd'hui n'étaient tout simplement pas disponibles il y a quelques années. Les communications en font partie. Les distributeurs peuvent à présent choisir entre de nombreux moyens de transmission : réseaux spécialisés dont ils sont propriétaires (liaisons radio SCADA, par exemple) ou infrastructures tierces (réseaux mobiles...). Si plusieurs facteurs peuvent influencer leur décision, une tendance se confirme : l'importance croissante des transmissions bidirectionnelles.

Le nombre d'équipements de lignes de distribution dotés de capacités de détection et de mesure, de traitement, de contrôle-commande et de communication ne cesse d'augmenter ; ces dispositifs et appareils intelligents investissent même nos foyers. Ce déploiement sera néanmoins tributaire de l'élaboration et de la convergence des normes d'interopérabilité.

Les atouts de l'intégration

Chef de file mondial du développement des réseaux électriques du futur, ABB a consacré beaucoup de temps et de moyens à la réalisation des systèmes de conduite qui sont au cœur de toute solution de RI. L'intégration est triple : DMS et SCADA, infrastructure de comptage évolué « AMI » (*Advanced Metering Infrastructure*) et DMS, intégration des données provenant des passerelles de

postes électriques et des dispositifs électroniques intelligents « IED » (*Intelligent Electronic Devices*).

Longtemps leader de l'intégration SCADA de distribution/DMS, ABB poursuit ses efforts d'amélioration pour répondre aux exigences d'un nombre croissant de distributeurs équipant leurs réseaux de superviseurs. Parmi les fonctionnalités de ses solutions → 2, citons le rapatriement des informations d'état et des données analogiques du superviseur au DMS, l'envoi de télécommandes et d'ordres manuels du DMS au superviseur, une interface de dialogue intégrée tournant sur une même console opérateur pour les deux systèmes, avec une procédure d'identification unique pour tous les utilisateurs.

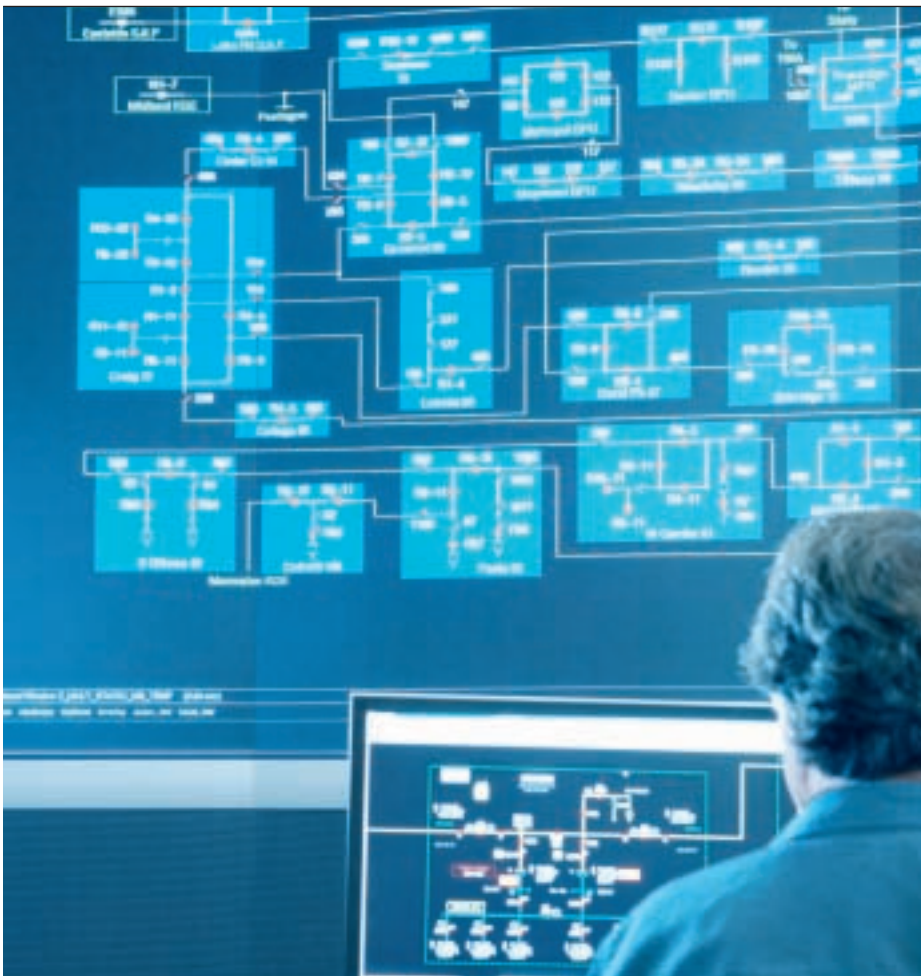
Les gestionnaires de réseau tirent des bénéfices tangibles de cette convergence. Elle accroît l'efficacité de l'opérateur, qui n'a plus affaire qu'à un seul système et s'affranchit ainsi du recours à de multiples systèmes brassant des données potentiellement différentes. Elle mutualise les analyses de sécurité des manœuvres sur les postes et circuits (contrôle des points de mesure dans une zone affectant les activités d'une autre zone). Elle rationalise la gestion des connexions utilisateurs et des droits d'accès, sur un seul système. Enfin, elle améliore et ren-

force le support des applications DMS, OMS et SCADA de distribution.

Jusqu'à présent, le débat sur le développement du RI a surtout porté sur le potentiel des infrastructures et techniques émergentes de comptage évolué (AMI). Résultat : le nombre de ces installations et applications explose. ABB s'emploie à doter les distributeurs des moyens de mieux exploiter les données AMI : des interfaces entre AMI, MDMS (gestion des données de comptage) et SCADA/DMS ont été créées et améliorées pour signaler les pannes, interroger les compteurs et avertir des reprises de service. Cette intégration a l'avantage d'écourter les interruptions de fourniture à la clientèle et de mieux utiliser les ressources du terrain. L'emploi d'autres données AMI dans les applications DMS (indications de tension et relevés périodiques de consommation...) est aussi à l'étude. Cela permettrait d'améliorer les profils de tension dans tout le réseau et, ainsi, de mieux appréhender la charge du système.

En outre, nombreux sont les distributeurs à amplifier l'automatisation des postes et à multiplier les passerelles sur leurs systèmes pour améliorer l'accès aux informations des IED équipant les postes et réseaux de distribution. Beaucoup de ces dispositifs offrent des fonctions de communication avancée pour la commande des réenclencheurs, commutateurs et régulateurs de tension. Leur in-

4 La conduite de réseau avancée permet à l'opérateur de dresser plus vite un bilan du système et d'améliorer sa prise de décisions.



gérer les réseaux de distribution en termes de performance, de réglage de la tension, de charge des équipements, de gestion des travaux et des incidents, et

de fiabilité. Elles utilisent pour cela un modèle s'appuyant sur la base de données de la distribution et la topologie du réseau électrique. Ce modèle récupère les données d'un système d'information géographique (SIG) ; il est

périodiquement actualisé pour garantir précision et exactitude.

La clé de voûte d'un système de conduite *intelligent* est l'intégration de ses différents systèmes d'information → 3. Nombreux sont les distributeurs à étendre le champ d'action du SCADA au-delà des postes électriques et sur les lignes, pour améliorer l'observabilité et la conduite du réseau. La supervision s'interface alors

avec des systèmes AMI et MDMS, des passerelles de postes/lignes et des concentrateurs.

La répartition de cette intelligence entre le centre de conduite intégré et les équipements de terrain variera d'un distributeur à l'autre ; plusieurs stratégies pourraient même cohabiter au sein d'une même entreprise d'électricité.

Applications diversifiées

Avec son Gestionnaire de réseau *Network Manager*, ABB est à la tête du développement d'applications pointues pour la gestion des réseaux de distribution. Cette plate-forme utilise le modèle du réseau pour formuler des recommandations d'optimisation opérationnelle. Elle intègre des applications DMS avancées permettant d'analyser les écoulements de puissance de la distribution, d'optimiser le fonctionnement des condensateurs et régulateurs, et d'étudier les

Face au nombre croissant de distributeurs équipant leur réseau de superviseurs, ABB continue d'étendre le périmètre d'action de ses solutions d'intégration SCADA/DMS.

tégration avec le DMS déporte la conduite au niveau du poste et de la ligne, tout en optimisant le réseau entier¹. Le couplage SCADA/DMS avec d'autres systèmes donne un centre de conduite résolument intégré et parfaitement apte à gérer le RI.

À l'heure du tout-intégré

Un centre de conduite 100 % intégré comprendra des applications DMS pour

Note

¹ Cf. « Des données brutes à l'information pointue », *Revue ABB*, 3/2009, p. 38-44.

manœuvres de reprise de service sur défauts et pannes → 4.

L'application « DPF » (*Distribution Power Flow*), intégrée au Gestionnaire de réseau d'ABB, offre des solutions de flux de puissance déséquilibrés pour l'analyse en ligne du réseau temps réel, la simulation à la demande de scénarios d'exploitation et l'analyse automatique des plans de reprise de service. DPF est conçu pour extraire du SIG des modèles de distribution à grande échelle et fournir des solutions rapides en temps réel. L'application prend en charge les réseaux de distribution maillés, les sources d'oscillations multiples, les boucles électriques et les boucles de phase souterraines.

L'application d'optimisation de la tension et de la puissance réactive « VVO » (*Volt/Var Optimization*) permet au distributeur

Les mécanismes de réponse à la demande, sous contrôle du fournisseur ou du consommateur, auront des répercussions sur les flux de puissance et les plans de tension.

de minimiser les pointes électriques et de réduire les pertes de puissance active : un bon moyen de différer le recours aux capacités supplémentaires de production, de transport et de distribution (postes), de réduire les coûts d'achat de combustibles et d'énergie et, *in fine*, les émissions de gaz à effet de serre. VVO surveille le réseau et optimise les réglages de la conduite en minimisant la somme pondérée « charge + pertes + dépassements de tension/courant » dans les systèmes de distribution triphasés, déséquilibrés et maillés. L'application calcule aussi les réglages de commande optimaux des condensateurs commutables

et des changeurs de prises des transformateurs régulateurs de tension.

L'application de localisation des défauts « FL » (*Fault Location*) utilise l'analyse des courts-circuits et peut faire chuter les indicateurs CAIDI et SAIDI² en réduisant la durée des interventions permettant de localiser les défauts du système. Elle s'appuie sur les mesures de courant de défaut et sur la connectivité du réseau en temps réel pour en déduire les emplacements possibles des défauts sur les circuits de distribution.

Autre applicatif du Gestionnaire de réseau d'ABB : l'analyse des manœuvres de reprise « RSA » (*Restoration Switching Analysis*) fournit au dispatcheur une méthode rapide d'identification des choix de commutation pour isoler une zone en défaut et réalimenter un maximum de clients, sans provoquer de nouvelles surcharges. RSA calcule et analyse les plans de commutation pour isoler l'endroit précis du défaut et réapprovisionner les clients découplés de la zone en question.

Ces applications fournissent à l'électricien des outils manuels d'aide à la décision tout en assurant aussi une exploitation totalement automatique, sans intervention humaine. À mesure qu'un nombre croissant d'entreprises d'électricité se rallie aux réseaux intelligents, améliore son exploitation des données et utilise des technologies plus pointues, ces applications évoluées s'exécuteront de plus en plus en mode automatique, améliorant d'autant la fiabilité et l'efficacité des activités de distribution.

Passage obligé

Le centre de conduite intégré sera une pièce maîtresse du réseau de distribution intelligent. Dans cette perspective, ABB ne cesse d'enrichir ses fonctionnalités pour satisfaire aux exigences techniques et économiques des distributeurs électriques.

Globalement, l'exploitation des réseaux de distribution se compliquera. L'essor de la production décentralisée et du stockage d'énergie influera sur les transits de puissance du système électrique. De même, la réponse à la demande (RD), sous contrôle du fournisseur ou du consommateur, affectera ces flux et les plans de tension. On note également une tendance à numériser toujours plus les équipements de distribution tels qu'IED,

calculateurs de poste et passerelles, capteurs et compteurs communicants. Certains engendreront davantage de manœuvres locales, ajoutant un niveau de complexité supplémentaire à l'exploitation des réseaux de distribution.

Même secondé par une dose croissante d'« intelligence » déportée, le centre de conduite intégré continuera de centraliser la supervision et la coordination du système entier.

Axes stratégiques

Les réseaux de distribution du XXI^e siècle auront besoin de centres de conduite à la pointe de l'innovation. Aussi ABB investit-il massivement dans le développement de ces centres intégrés, fédérant à la fois les systèmes existants et les applications nouvelles.

L'exploitant de ce réseau intelligent aura une vue globale de la distribution électrique : suivi d'état, surveillance, contrôle-commande, traitement des incidents, planification des travaux, optimisation de la charge des équipements, meilleur contrôle de la production décentralisée, du stockage d'énergie et des ressources RD. Nul doute que le centre de conduite intégré permettra aux distributeurs de répondre aux objectifs de la clientèle, des propriétaires de réseaux, de leur personnel et de la société elle-même.

Marina Ohrn

ABB Power Systems, Network Management
Zurich (Suisse)
marina.ohrn@ch.abb.com

Hormoz Kazemzadeh

ABB Power Systems, Network Management
Raleigh (Caroline du Nord, États-Unis)
hormoz.kazemzadeh@us.abb.com

Note

² *CAIDI* : durée moyenne de coupure par interruption et par consommateur (somme de toutes les durées de coupure divisée par le nombre de ces interruptions) ; *SAIDI* : durée moyenne d'interruption par consommateur (somme de toutes les durées de coupure divisée par le nombre total de clients desservis).



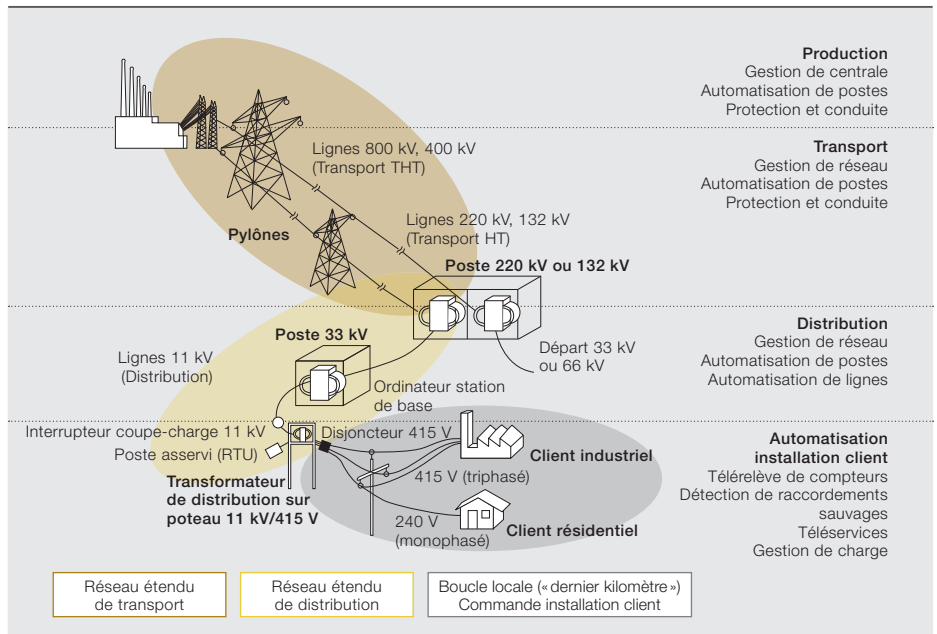
Connexions

Le système nerveux du réseau intelligent

DACFEY DZUNG, THOMAS VON HOFF, JAMES STOUPIS, MATHIAS KRANICH – Il n'est pas d'évolution du système électrique vers une architecture de « réseaux intelligents », avec ses exigences de conduite avancée, sans développement des moyens de communication *ad hoc*. Les techniques de transmission mises en œuvre par les entreprises d'électricité ont anticipé de plusieurs décennies l'avènement de ces réseaux : voici plus de 60 ans que BBC (l'une des entreprises à l'origine du Groupe ABB) a amorcé la « télécommande centralisée » permettant d'agir à distance sur certains gros consommateurs électriques (chaudières, sèche-linge, machines à laver...) pour limiter leur utilisation en période de pointe. Le déploiement des réseaux et

de leurs fonctions de contrôle-commande s'est accompagné de besoins croissants de communication. Aujourd'hui, la distribution électrique s'oriente vers un réseau intelligent (RI) aux multiples capacités : intégration massive de la production décentralisée, participation du client au service du réseau, sur un marché désormais concurrentiel, automatisation accrue de la distribution, pilotage dynamique et local de la charge, télérelève des compteurs d'énergie... D'où l'importance d'un réseau de communication capable d'interconnecter tous les équipements de conduite et de protection de la distribution, sur une multitude de canaux, dans un double objectif d'interopérabilité et de fiabilité.

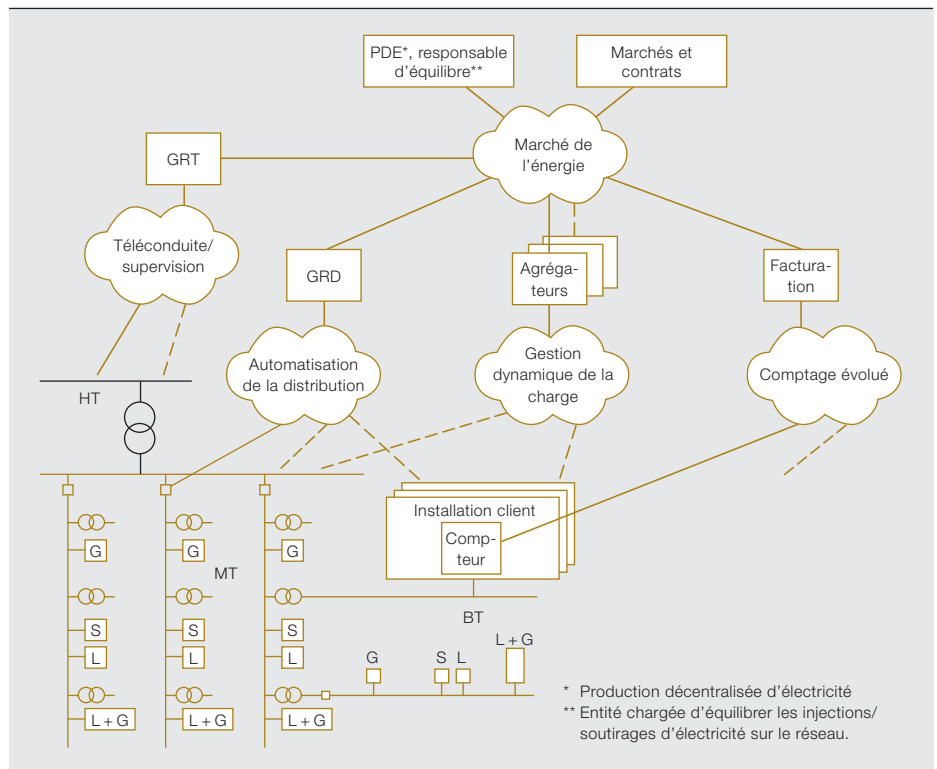
1 Infrastructures de communication d'une entreprise d'électricité



2 Exigences de communication d'un réseau intelligent

Le réseau de distribution électrique communicant a vu le jour il y a plus de 60 ans, lorsque BBC et d'autres entreprises se lancèrent, en Europe, dans la télécommande centralisée de groupes de consommateurs électriques qu'il s'agissait de connecter ou de déconnecter, de façon sélective, pour gérer les pointes de consommation [1]. Et pour transmettre ces téléactions en toute fiabilité, rien de tel que la ligne d'alimentation elle-même ! Le principe ? Le distributeur émet des signaux électriques à une fréquence audio, qui franchissent les transformateurs moyenne tension (MT) et basse tension (BT) pour être détectés par les récepteurs raccordés aux lignes BT de l'installation client. Ces ordres commutent à distance de lourdes charges ou des groupes de consommateurs (électroménager, chauffe-eau, chauffage électrique, éclairage public...). La disponibilité d'une voie de transmission fiable entre le centre de conduite du réseau et l'équipement de l'utilisateur en bout de ligne permet ainsi à l'énergéticien de mieux maîtriser les pointes électriques.

ABB fournit aux entreprises d'électricité des solutions clés en main de communication longue distance → 1. Pour les applications de téléconduite et supervision SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) sur le réseau de transport HT, ces liaisons s'appuient sur la fibre optique large bande, les liaisons hertziennes nu-



Un seul réseau régional peut assurer toutes les fonctions du réseau intelligent : automatisation de la distribution, gestion dynamique de la charge et télérelève des compteurs.

mériques point à point et les transmissions point à point sur lignes électriques HT [2], sous protocoles de communication normalisés [3].

Constant développement

Le cadre réglementaire et économique du réseau électrique et de son exploitation a évolué au cours de la dernière décennie¹, du fait de l'ouverture des marchés et de la part accrue de la production décentrali-

sée. Dans ce contexte libéralisé, le client devient « proactif ». L'époque où le réseau de distribution était exploité suivant une topologie arborescente, avec des transferts d'énergie unidirectionnels (des grandes centrales de production aux consommateurs), est révolue. Les installations de production locale, de stockage et de consommation sont aujourd'hui diffusées sur le territoire et le sens du transit électrique dans le réseau de distribution peut

changer rapidement : ces deux contraintes obligent à renforcer les protections et moyens de contrôle-commande. Parallèlement, les consommateurs sont de plus en plus pointilleux en matière de disponibilité et de qualité d'alimentation. En témoignent les récentes ou futures réglementations visant à pénaliser le distributeur en cas d'interruption du courant. L'objectif est donc de maintenir et d'accroître la qualité et la fiabilité de la fourniture. Cette continuité de service est notamment mesurée par l'indicateur « SAIFI » (*System Average Interruption Frequency Index*) qui comptabilise le nombre moyen annuel de coupures longues par client en BT et sert de base de calcul à l'indemnisation des consommateurs pour la gêne et les pertes financières occasionnées. Pour remplir ces exigences croissantes, le réseau de distribution doit avoir recours à plus d'automatisation et d'« intelligence », ce qui nécessite une infrastructure de communication à la pointe de l'innovation.

Les défis du réseau communicant

L'impact du réseau intelligent porte essentiellement sur l'infrastructure de distribution MT et BT, à l'échelle d'une région. Sous l'angle de la communication, les fonctionnalités du RI se déclinent en trois catégories, auxquelles correspondent différents besoins de transmission → 2.

Automatisation de la distribution

Cette fonction assure la conduite opérationnelle du réseau : surveillance des niveaux de courant et de tension, envoi de télécommandes aux organes de coupure,

possible. Cette reconfiguration distante, effectuée par le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) moyenne tension ou le calculateur de poste, est une mission primordiale des automatismes de distribution qui doivent intervenir sur plusieurs dizaines ou centaines d'équipements, dans un très court délai : quelques centaines de millisecondes à quelques secondes. Précisons que les fonctions de protection de distance nécessitant des actions « réflexes » de l'ordre de la milliseconde ne relèvent pas de cette catégorie.

Gestion dynamique de la charge

Cette fonction permet d'anticiper, de planifier et de moduler la consommation, le stockage d'énergie et la production décentralisée, en fonction de la quantité d'électricité disponible et de son prix. L'objectif est d'accroître l'efficacité du réseau et d'éviter les surcharges en combinant de façon optimale les mesures de planification/prévision et de délestage de la charge. Le facteur temps a ici moins d'importance que pour l'automatisation de la distribution : les délais de propagation du signal se situent autour de quelques minutes.

Télérelève des compteurs électriques

Le « comptage évolué » a pour mission d'enregistrer les flux de puissance réellement consommés et de produire ainsi une facturation tenant compte de la période tarifaire choisie et de l'abonnement souscrit. L'infrastructure correspondante fait le lien entre des milliers, voire des millions de compteurs, parfois difficiles d'accès, et le centre de facturation. Les consommations effectives cumulées ou les courbes de charge permettant la facturation sont transmises tous les jours ou tous les mois.

L'habitat domotique peut aussi se raccorder au RI [4] et ajouter son lot d'exigences en matière de communications locales, *intra muros* [5] ; notre article se cantonne néanmoins aux besoins de communication des RI de portée régionale².

Nous le voyons, les RI ont de maigres besoins en communication : ils se contentent de faibles débits et temps de propagation (exception faite des téléprotections). Lorsque les délais de transmission restent acceptables, de simples mécanismes de détection d'erreur et de retransmission automatique suffisent à fiabiliser les échanges. Les principaux critères de choix sont donc les dépenses de fourni-

3 Critères de choix d'un support de transmission

- Disponibilité du support physique : cuivre ou fibre optique
- Disponibilité des liaisons câblées ou de sites pour pylônes (antennes-relais)
- Performance de la transmission : débit (bande passante) et délai pour un nombre donné de nœuds communicants
- Fiabilité et disponibilité de la transmission
- Sécurité des données : confidentialité, intégrité, authentification
- Interopérabilité et conformité normative
- Investissements de départ
- Dépenses récurrentes : coûts de transmission fixes (mensuels)
- Technologie évolutive et pérenne

ture et d'installation des équipements, et leur coût global d'exploitation.

Technologie réseau

Un large éventail de techniques de transmission sont d'ores et déjà à l'œuvre pour soutenir les RI : câble, sans-fil ou systèmes hybrides mêlant les deux solutions. Il est peu probable qu'une seule technologie prétende à l'exhaustivité. L'interopérabilité est donc impérative, à double titre : elle doit garantir les échanges, d'une part entre équipements installés sur différents réseaux empruntant des supports physiques distincts, d'autre part entre équipements hétérogènes, multimarques. Standards et normes techniques sont ici déterminants.

Le choix d'un système de communication adapté aux RI repose sur un grand nombre de critères dont certains sont énumérés en → 3.

Les technologies appelées à se déployer pour concrétiser le RI dépendront à la fois de ces critères et des exigences de chaque entreprise d'électricité. Les enjeux techniques sont triples : performance de la transmission, sécurité et interopérabilité. La bande passante fournie par l'infrastructure de communication doit être évolutive et apte à véhiculer les milliers ou millions de données d'un système énergétique moderne. Les exigences réglementaires et opérationnelles induites par le risque cybernétique, qui menace les installations sensibles, engendrent une seconde priorité : la sécurité.

Note

1 Lire aussi « Que la lumière soit... intelligente », p. 10.

Le cadre réglementaire et économique du réseau électrique et de son exploitation a évolué au cours de la dernière décennie.

transformateurs... Quand un défaut touche un segment MT, il faut tout d'abord l'isoler, à l'aide des protections, puis vite reconfigurer les chemins d'alimentation, moyennant des interrupteurs MT, pour rétablir le courant dans la zone la plus vaste

Interopérabilité et normalisation sont donc les premières fondations du réseau du futur. Elles réduiront les temps d'étude du distributeur en privilégiant les fonctions d'auto-configuration en *plug and play*. Seuls les systèmes remplissant pleinement ces critères seront en mesure d'assumer les tâches d'automatisation de la distribution, de gestion dynamique de la charge et de comptage évolué, intrinsèques à la notion de RI.

Voyons à présent les principales techniques de transmission qui sous-tendent le RI → 7.

Filaire

Un distributeur peut très bien construire, le long de ses conducteurs d'énergie, des canaux de transmission reliant ses nœuds de distribution. Ce sont des câbles de cuivre qui véhiculent des signaux de modem téléphonique bas débit ou des signaux numériques rapides DSL (*Digital Subscriber Line*). Les systèmes de dernière génération utiliseront la fibre optique pour acheminer, par exemple, des signaux Ethernet et réaliser des réseaux métropolitains haut débit transmettant plusieurs Mbit/s.

Radio

Ces réseaux → 4 sont bâtis et exploités par le distributeur d'énergie. Leur faible débit (quelques kbit/s) est compensé par leur longue portée qui peut atteindre 30 km. Les radiofréquences utilisées se situent dans des bandes « libres de droit » ne nécessitant ni autorisation, ni licence, ni paiement (900 MHz pour les réseaux radio Ethernet à étalement de spectre, aux États-Unis), ou dans des bandes payantes (150 MHz en VHF ou 400 MHz en UHF pour les modems radio à bande étroite, en Europe [6]). La télérelève de compteurs fait appel à des réseaux radio spécialisés, avec émetteurs à faible consommation et terminaux mobiles. Le haut débit est le domaine des hyperfréquences point à multipoint, exploitées par le distributeur d'énergie.

Mobile

Les deux fleurons de la téléphonie mobile AMRC² et GSM/GPRS³ → 4 sont aujourd'hui relayés par une 4^{ème} génération de standards comme WiMax et LTE, évolution de l'UMTS. Ces réseaux ayant vocation à optimiser la couverture et la bande passante, il faut donc s'assurer que leurs performances sont à la hauteur des exigences de portée inhérentes aux tâches stratégiques de conduite du sys-

4 Techniques et domaines d'application des radiocommunications

Support	Protocole/Standard	Exploitant/Propriétaire	Plage de fréquences	Débit	Applications
Radio VHF/UHF	Propriétaire, PMR	Distributeur électrique	150 MHz en VHF 400 MHz en UHF	Bas	Voix : automat. dist., téléconduite
Sans-fil 2,4 GHz	WLAN, ZigBee	Cliant, distributeur électrique	2,4 GHz	Haut	(Faible portée) Télérelève, domotique
Point à multipoint	Propriétaire, WiMAX	Distributeur électrique ou tiers	5 à 60 GHz	Haut	Transmissions rapides : automat. dist., téléconduite
Réseau mobile public	GSM/GPRS UMTS AMRC	Tiers	900 à 1 800 MHz (EU) 800 à 1 900 MHz (US)	Bas/Haut	Voix & données : automat. dist., télérelève
Satellite	Propriétaire, EUTELSAT	Tiers	6 GHz, 12 GHz	Bas	Télérelève

5 Classification des courants porteurs en ligne par applications

	CPL bas débit	CPL haut débit (BPL)
Transport HT	Téléconduite longue distance [2]	-
Distribution MT	Automatisation de la distribution, gestion dynamique de la charge	Artère de communication
Distribution publique BT	Automatisation de la distribution, gestion dynamique de la charge, télérelève de compteurs	Accès Internet public (boucle locale CPL)
Distribution domestique BT	Domotique/Immotique [5]	Réseau local privé

tème électrique. Emprunter ces réseaux oblige en outre les énergéticiens à passer des contrats de services avec des fournisseurs d'accès tiers et à en supporter les coûts fixes.

Satellite

Les réseaux satellitaires peuvent être à bas et haut débit, moyennant, pour ces derniers, des antennes paraboliques plus chères ; ils sont aussi exploités par des opérateurs tiers. En matière d'allocation de la bande passante, ces derniers proposent des services tant dédiés (pour l'automatisation de la distribution et la gestion dynamique de la charge) que partagés (télérelève).

Courants porteurs

Une solution toute trouvée : le support électrique lui-même ! → 5. Sur le segment HT, la transmission par courants porteurs en ligne (CPL) a fait ses preuves [6]. Côté BT, nombreuses ont été les tentatives de déploiement d'accès Internet haut débit « BPL » (*Broadband over Power Line*). Certes, le BPL autorise des débits composites de plusieurs dizaines de Mbit/s, dépendants de la charge du réseau, mais

la distance et la disponibilité de la liaison peuvent être insuffisantes au regard des applications de RI, plus exigeantes en termes de portée et de fiabilité que de débit. Le CPL bas débit sur lignes de distribution MT/BT fait aujourd'hui l'objet de développements techniques, réglementaires et normatifs.

Tout porte à croire qu'un RI exploité par un distributeur électrique sera un assemblage de plusieurs techniques et systèmes.

Entre technologies et besoins, le courant passe

Selon les fonctions du RI, plusieurs technologies sont envisageables. Nous l'avons vu, les besoins en bande passante sont en général modestes ; c'est la disponibilité qui prime. Les énergéticiens ont donc tendance à préférer leurs propres infrastructures à celles des fournisseurs tiers. Le tableau → 4 recense les systèmes sans fil convenant à ces deux possibilités de

Notes

2 Aux États-Unis

3 Dans la plupart des pays (États-Unis compris)

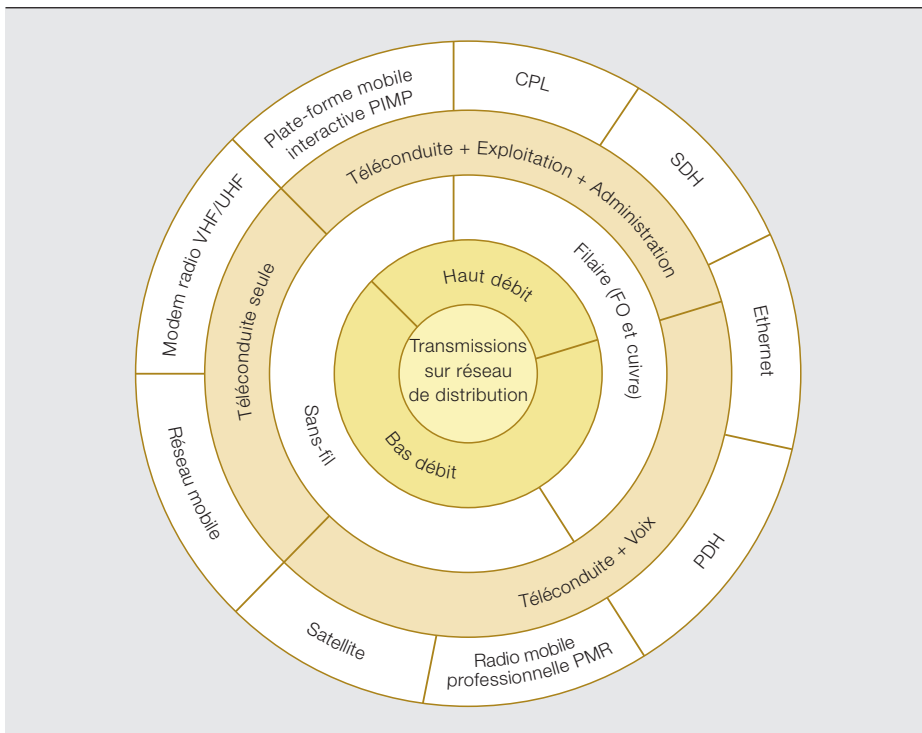


fourniture et d'accès. Dans la pratique, les modems radio, exploités par l'entreprise d'électricité, sont souvent mieux adaptés; quand les besoins en bande passante sont faibles, ils offrent le meilleur rapport coût-bénéfice. Par ailleurs, la transmission sur réseaux mobiles publics est gage de simplicité et d'économie.

Le déploiement de nouveaux réseaux de communication pour l'entreprise électrique s'avère plus facile avec le sans-fil ou les courants porteurs sur lignes de distribution. Les CPL ont la faveur des systèmes de télécommande centralisée; de vastes réseaux numériques, surtout destinés à la télérelève de compteurs, sont en service → 3. L'exploitation des RI nécessite des systèmes CPL sur lignes de distribution plus fiables, souples et ouverts à l'ajout de services. Les défis sont au nombre de trois: fiabiliser les transmissions, augmenter la portée des CPL et faciliter leur déploiement.

L'offre ABB

Les réseaux de communication véhiculant les données des RI sont complexes, multi-systèmes et multi-technologies. ABB a le savoir-faire pour aider les distributeurs électriques dans leur choix du support et de la technique de transmission adaptés. Par sa connaissance des besoins et contraintes des énergéticiens, ABB peut proposer des solutions pérennes, capables de satisfaire aux exigences futures.



Citons la nouvelle solution radio UHF AR400 → 6, l'insertion de modules de communication dans les équipements de terrain (cartes Ethernet sur terminaux de téléconduite RTU560) et le partenariat avec des fournisseurs de services (notamment par satellite). La gestion intégrée du réseau et l'acheminement des données sur un large éventail de supports et voies de transmission seront assurés.

Grâce à son offre globale de solutions de téléconduite et supervision de réseaux, de postes asservis RTU (*Remote Terminal Units*), d'automatismes de lignes et de distribution, et de systèmes de communication, ABB est le partenaire et vecteur idéal du réseau intelligent.

Dacfej Dzung

Thomas von Hoff

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil (Suisse)
dacfej.dzung@ch.abb.com
thomas.von.hoff@ch.abb.com

James Stoupis

ABB Corporate Research
Raleigh, NC (Caroline du Nord, États-Unis)
james.stoupis@us.abb.com

Mathias Kranich

ABB Power Systems
Baden (Suisse)
mathias.kranich@ch.abb.com

Bibliographie

- [1] ABB Calor Emag, *Switchgear Manual, Chapter 14.6: Load management, ripple control*, 10th revised edition, 2001.
- [2] Ramseier, S., Spiess, H., « Coup de foudre pour les courants porteurs en ligne », *Revue ABB*, 2/2006, p. 50–53.
- [3] Mohagheghi, S., Stoupis, J., Wang, Z., « Communication Protocols and Networks for Power Systems – Current Status and Future Trends », *IEEE Power System Conference and Exposition*, 2009.
- [4] Dörstel, B., « Cadre de vie », *Revue ABB*, 4/2008, p. 11–14.
- [5] Rohrbacher, H., Struwe, C., « Énergétique, intelligente et économique, l'automatisation de l'habitat sur bus KNX », *Revue ABB*, 1/2008, p. 14–17.
- [6] ABB Utility Communications, Distribution Communications, www.abb.com/utilitycommunications.

Lectures complémentaires

- Timbus, A., Larsson, M., Yuen, Ch., « Active Management of Distributed Energy Resources using Standardised Communications and Modern Information Technologies », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2009.
- Yuen, Ch., Comino, R., Kranich, M. « The role of communication to enable smart distribution applications », *CIGRE*, juin 2009.
- Taylor, T., Ohrn, M., « Gestion éclairée de la distribution », *Revue ABB*, 3/2009, p. 45–49.

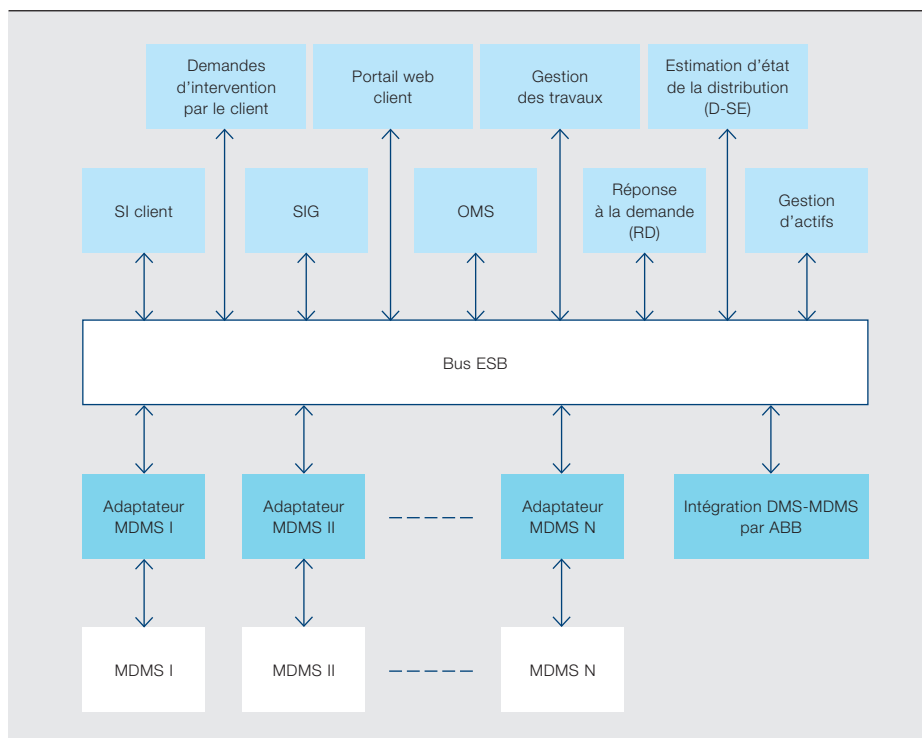


Conduite à 360°

Des services plus efficaces et plus fiables avec une gestion de la distribution intégrée et communicante

WILLIAM PETERSON, XIAOMING FENG, ZHENYUAN WANG, SALMAN MOHAGHEGHI, ELIZABETH KIELCZEWSKI – Les distributeurs d'électricité sont constamment à la recherche de moyens pour améliorer la qualité de la fourniture et du service tout en optimisant la courbe de charge et en minimisant les coûts de fonctionnement. Au centre de conduite, les applications de gestion de la distribution, plus connues sous l'acronyme anglais «DMS» (*Distribution Management System*), ont le potentiel pour y parvenir en fournissant dans les meilleurs délais des informations précises et détaillées sur le réseau, qui permettent à l'exploitant de prendre des décisions stratégiques. Traditionnellement, le DMS puise l'essentiel de ses données dans les mesures fournies par le système de téléconduite (SCADA), les appels clients et les rapports des équipes de maintenance et de dépannage. Avec l'informatisation des réseaux électriques, ces sources

sont de plus en plus équipées de capteurs et de fonctions de communication propres à automatiser les postes et la distribution, et à déployer l'infrastructure de comptage évolué ou «AMI» (*Advanced Metering Infrastructure*). L'intégration des données de capteurs dans les applications DMS avancées est cruciale pour tirer profit des investissements consentis et justifier le coût de mise en place de cette instrumentation et des outils de communication. Grâce à ses applications pointues, le système de distribution offre aux clients des services plus performants et plus fiables, tout en participant à la réduction de l'empreinte écologique de la production énergétique. La disponibilité d'informations en temps réel ou quasi réel ne fait pas que renforcer les capacités des applications existantes, comme l'analyse d'incidents; elle concrétise les applications intrinsèques au «réseau intelligent», jusqu'ici irréalisables.



Une « infrastructure de comptage évolué » désigne une plate-forme de collecte, de transmission, de regroupement et de diffusion des informations d'état, de qualité et de consommation électrique, remontées des compteurs basse tension électroniques¹. Dans ce contexte, le compteur n'est plus un banal instrument de mesure ou « point de comptage » : désormais, il interagit avec le réseau.

Le déploiement rapide et massif de cette technologie au sein de la distribution électrique donne un sérieux coup de pouce aux applications DMS qui peuvent désormais améliorer la prise de décisions et atteindre plus vite les objectifs fixés par la conduite du réseau, dans les meilleures conditions de fiabilité et d'économie. L'intégration DMS/AMI ne va pas de soi ; néanmoins, forte des applications emblématiques du réseau intelligent (RI), telles que la gestion d'incidents « OMS » (*Outage Management System*), l'estimation d'état de la distribution « D-SE » (*Distribution State Estimation*) et la réponse à la demande « RD », elles aussi appelées à bénéficier de la convergence, elle promet un avenir performant et fiable tant aux acteurs du système électrique qu'à leurs clients.

Mariage de raison

Les applications DMS avancées se nourrissent d'informations en temps réel ou quasi réel : connectivité du réseau (enclen-

chement/déclenchement des équipements), niveaux de charge (intensité) aux points de livraison (transformateurs du client final), sources d'alimentation (transformateurs de postes de distribution), profils de tension des départs (ligne principale et embranchements). La télémessure des superviseurs classiques est certes capable de fournir des informations sur les équipements de postes et de lignes, mais le coût de l'infrastructure nécessaire à la collecte de ces données, au niveau et au-delà du transformateur, est tout bonnement prohibitif. Cet obstacle peut être levé en utilisant l'infrastructure de comptage évolué existante, qui non seulement fournit cette information à bien moindres frais – seul le coût de l'intégration DMS/AMI est à prendre en compte – mais est aussi à même d'atteindre chaque ménage.

Architecture du système

Le couplage DMS/AMI donnera naissance, au centre de conduite, à toute une nouvelle génération d'applications de distribution intégrées et communicantes. Pourtant, cette intégration peine à se standardiser, en raison la multiplicité des technologies AMI existantes et de la diversité des exigences pour chaque application de RI. ABB entend intégrer facilement le système de gestion des données de comptage « MDMS » (*Metering Data Management System*) de n'importe quel fournisseur de solutions AMI dans les produits DMS de son Gestionnaire de

réseaux *Network Manager*TM. Les ressorts de cette intégration sont illustrés en → 1 ; des adaptateurs MDMS autorisent le transfert des données de comptage évolué AMI de n'importe quel fournisseur MDMS par le biais du bus multiservice « ESB » (*Enterprise Service Bus*) d'ABB.

Un OMS de pointe

Est appelée « panne » toute interruption longue du service électrique qui survient lorsqu'un fusible, un réenclencheur ou un disjoncteur élimine un défaut ; les clients situés en aval de la protection sont alors privés d'alimentation. Dans pareil cas, et à défaut de communication directe entre le compteur du client et le DMS, la démarche la plus raisonnable et, peut-être, la seule envisageable, consiste à avertir par téléphone l'entreprise locale de distribution, puis à attendre que le courant revienne. Rien de tel en présence d'une infrastructure AMI ! Le signalement automatique de l'incident au DMS est l'affaire de quelques secondes. Un programme d'analyse de panne y traite en continu les messages de panne entrants pour localiser précisément la coupure et en déduire l'endroit le plus probable du ou des défauts avant d'informer les usagers du temps de réalimentation estimé. Avec AMI, le temps d'analyse du défaut ne se compte plus en heures

Note

¹ Version électronique, communicante et multi-index du bon vieux « compteur bleu »

mais en minutes. Pour le client, la durée de la panne en est écourtée d'autant !

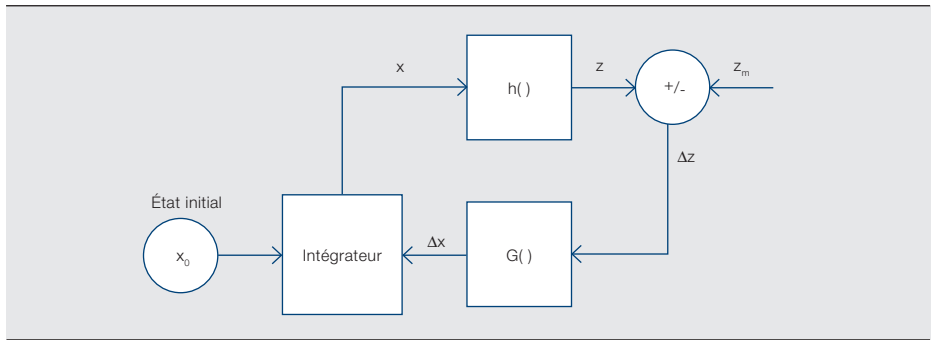
Lorsqu'une coupure touche le réseau de distribution, l'OMS (et ses deux grandes composantes, l'avis de panne et l'avis de reprise de service²) doit repérer rapidement et précisément le lieu de l'incident de façon à y dépêcher les équipes d'intervention et à informer les clients du délai attendu de réparation. Deux mécanismes entrent en jeu : la télémessure du superviseur ou le moteur d'inférence de panne. De tout temps, la télémessure a été la méthode la plus rapide et la plus précise pour déterminer ou vérifier la localisation de l'incident. Pourtant, le coût élevé de son infrastructure de transmission et de mesure explique son utilisation *a minima*. On lui préfère le moteur d'inférence de panne.

Ce mécanisme collecte et analyse automatiquement les signalements d'incidents pour les localiser dans l'espace et dans le temps ; il utilise l'emplacement des transformateurs et organes de protection du client, ainsi que la connectivité du réseau pour en déduire l'organe de protection manœuvré. L'efficacité du mécanisme dépend de la rapidité avec laquelle le client signale la panne. En effet, nombreux sont les clients qui, pour divers motifs, n'appellent pas ou remettent à plus tard leur signalement, ce qui a pour inconvénient de limiter l'information mise à la disposition du moteur et d'amoindrir la qualité et la fiabilité des résultats de l'inférence.

Pour combler cette lacune, le moteur d'inférence de panne introduit des paramètres réglables déterminant le nombre d'appels nécessaires pour induire la cause de l'incident et la vitesse à laquelle le système « passe le relais » au dispositif de protection suivant du réseau électrique ; en clair, le système regroupe automatiquement plusieurs appels en une seule panne, à un niveau supérieur du réseau électrique. L'une de ces variables, dénommées « temps de gel de la panne », définit le temps durant lequel une panne doit rester au niveau d'un dispositif avant d'être autorisée à remonter le système. S'il est naturellement souhaitable d'écourter ce délai pour identifier une multitude de défauts, la variabilité des comportements dans les appels clients fait que 6 à 10 minutes peuvent être nécessaires pour cumuler le nombre d'appels voulu.

C'est là qu'intervient avantageusement la solution AMI ; le traitement des données AMI comme autant d'appels clients ou,

2 Logigramme de l'estimation d'état



autrement dit, la création d'un système d'appel automatique, peut écourter le temps de gel et permettre ainsi au moteur d'inférence de résoudre rapidement de multiples pannes dans un circuit.

De plus, l'emploi et l'insertion des données rapatriées des compteurs intelligents peuvent aussi s'enrichir des fonctions OMS suivantes :

- vérification d'incidents ;
- identification de multiples incidents sur un même circuit ;
- repérage de ruptures de conducteurs ;
- confirmation de reprise.

L'une des applications les plus directes d'AMI serait la vérification d'incidents, en utilisant les données de comptage de la même façon que les données de supervision. On peut alors localiser l'équipement et le lieu de la panne si les clients en aval sont coupés alors que ceux situés immédiatement en amont restent alimentés. Autre application AMI : la panne causée par la rupture d'un câble. Il est ainsi possible de circonscrire la zone située au niveau ou autour du conducteur à celle délimitée par les clients hors service et en service.

Enfin, le DMS peut communiquer avec le compteur pour confirmer la reprise de service, grâce au rappel téléphonique des usagers. Cette confirmation automatique, à la charge du réseau de compteurs, éviterait au distributeur d'avoir à recontacter sa clientèle.

Autre fonction bénéficiant de l'intégration des données des compteurs électroniques et des capteurs dans DMS : l'estimation d'état de la distribution (D-SE).

Estimation d'état de la distribution

Un « état » se définit comme un ensemble d'informations caractérisant un système ; toutes les grandes fonctions d'exploitation (protection, contrôle-commande et optimi-

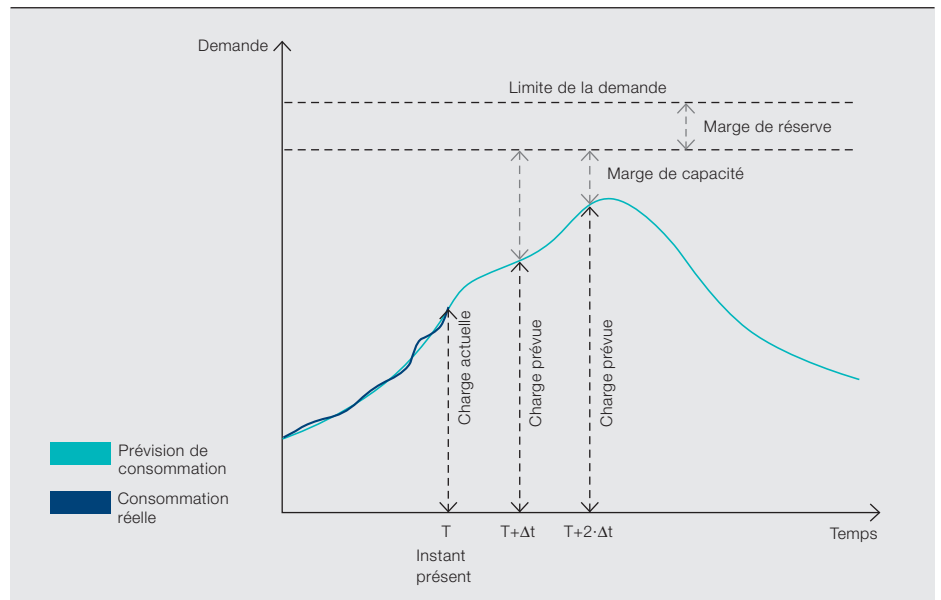
sation) ont besoin de connaître l'état de ce système. D-SE s'appuie sur des techniques d'analyse statistique et d'optimisation pour obtenir la meilleure estimation de l'état du système, à partir de l'ensemble des mesures ou « observations » disponibles. Partant de là, D-SE produit un modèle temps réel représentant au mieux l'état opérationnel du système pour permettre ensuite aux ingénieurs de déceler la surcharge de circuits.

Cet ensemble d'informations peut relever de multiples choix : si l'on ne s'intéresse qu'au comportement statique du système électrique, par exemple, un ensemble composite de tensions complexes, à chaque nœud du réseau, détermine à lui seul son état de fonctionnement. Cette connaissance des tensions complexes en chaque point nodal du réseau, ainsi que le modèle de composants reproduisant les transformateurs et lignes de distribution, permettent de calculer les flux de puissance et de courant entre deux nœuds adjacents. Au demeurant, nombreux sont les cas où la mesure directe de l'état du système est impossible ou irréalisable ; seules des mesures indirectes³ sont fournies à l'estimation d'état pour en déduire, avec le maximum de précision, l'état du système.

En théorie, l'estimation d'état d'un système composé de N variables ne nécessite que N mesures indépendantes. Dans la pratique, une certaine redondance, dictée par le rapport du nombre de mesures indépendantes au nombre de variables d'état, est nécessaire pour parer aux inévitables erreurs aléatoires faussant les mesures. Il va de soi que plus cette redondance est

Notes

- 2 Ces deux fonctions obligent à répartir des points de mesure sur les sites clients.
- 3 Ces mesures dépendant fonctionnellement des variables d'état, elles fournissent des informations indirectes sur l'état du système.



Les données AMI participent au renforcement de la fiabilité et de l'efficacité du réseau.

élevée, meilleure est l'estimation d'état ; avec une redondance de niveau 1, le nombre de mesures est tout juste suffisant pour estimer l'état du système.

D'ordinaire, l'estimation d'état revêt la forme d'un problème d'optimisation dans lequel les variations de décision sont les variables d'état et la fonction objectif à minimiser est une mesure de l'écart de la fonction de mesure par rapport à la mesure réelle. La formule est schématisée en → 2, avec :

- x = estimation d'état ;
- $h()$ = fonction de mesure ;
- Δz = écart entre la fonction de mesure dans l'état estimé z et la mesure réelle z_m ; cette valeur donne une correction Δx , à l'aide de la fonction de gain $G()$.

L'estimation d'état n'a jamais été viable pour les réseaux de distribution électrique, et ce pour deux raisons :

- on ne dispose que de très peu de mesures temps réel ; pour un circuit de distribution alignant plusieurs milliers de nœuds, il faut se contenter d'une ou de deux mesures, habituellement en tête de ligne d'alimentation ;

- la modélisation complexe de réseaux de distribution multiphasés déséquilibrés pose un sérieux défi à la formulation d'algorithmes d'estimation puissants et robustes, à partir de différents types de mesures.

L'intégration des données de comptage lève ces obstacles, surtout par sa capacité à fournir quantité de mesures en temps quasi réel (puissance, tension et courant), à chaque point de raccordement à la fourniture électrique. La mise à disposition d'une telle somme de données améliore grandement la qualité de l'estimation d'état. En augmentant la précision du modèle du système temps réel, d'autres fonctions DMS (optimisation de la tension et de la puissance réactive, reprise de service, équilibrage de la charge, optimisation de la configuration...) peuvent être exécutées avec une fiabilité accrue.

Réponse à la demande (RD)

Ce vocable désigne les actions de gestion à court terme de la charge incitant le client final à maîtriser sa consommation d'énergie en jouant sur les écarts de tarif de l'électricité ou les incitations financières pour modérer ou déplacer ses usages électriques lorsque les prix du marché de gros sont élevés ou l'équilibre du système est menacé [1]. Pour le producteur-fournisseur, cet « écrêtage de pointes⁴ » est la première finalité de la RD, même si des objectifs périphériques (gestion des services systèmes et amélioration de la fiabilité du système dans son entier) entrent aussi en ligne de compte. Outre les vertus écologi-

ques de la réduction de la consommation d'électricité, la mise en œuvre de programmes de réponse à la demande :

- aide les distributeurs à différer leurs investissements dans l'élargissement ou le renforcement des infrastructures existantes ;
- allège la facture énergétique du client ;
- diminue la volatilité des cours de l'électricité sur les marchés au comptant (règlement et livraison immédiats des contrats de fourniture).

Les programmes de réponse à la demande sont souvent lancés par le distributeur sur la base de données qui, fondées sur des prévisions de consommation, permettent d'évaluer la marge de capacité à un horizon donné → 3 : une marge à la baisse ou négative déclenche une action RD. Plusieurs solutions de RD offertes par les électriciens sont personnalisables au gré des besoins. Elles poursuivent trois grands objectifs :

- Réduction de la charge en cas de prix élevé de l'électricité : les clients baissent leur consommation en fonction des signaux de prix émis par le fournisseur avec un court préavis. La tarification de l'électricité peut être revue au mois, à la journée ou en temps réel, et se décline en trois formules : indexation horaire (en temps réel ou un jour à l'avance) sur les prix du marché de gros, tarifs

Note

- 4 Délestage en douceur de la charge durant les traditionnelles périodes de forte consommation énergétique

spéciaux applicables uniquement aux heures de pointe « critiques » et tarification horosaisonnaire.

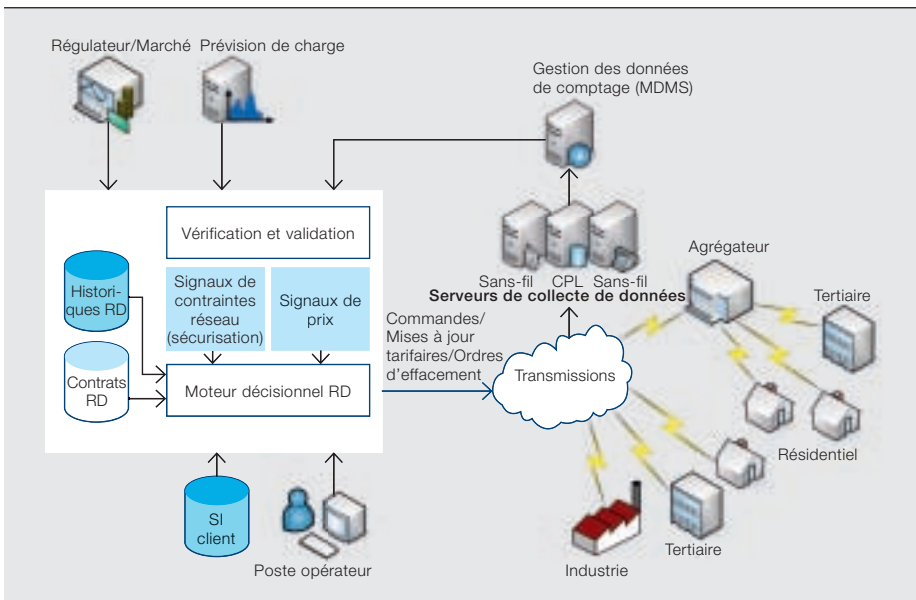
- Réduction de la charge pour augmenter la fiabilité du réseau et parer aux contraintes de production (aléas techniques et climatiques) : les clients se conforment à la demande d'« effacement » prévue dans leur contrat de fourniture, en échange d'incitations financières (primes, facilités de paiement ou tarifs préférentiels) proportionnelles à la puissance effaçable. En cas de non-respect, ils encourent des pénalités. Parmi ces programmes, citons le pilotage direct des usages du consommateur par le fournisseur, les délestages ciblés et tarifs à effacement (récompensant le client qui ne consomme pas en période de forte charge) et la réponse à la demande d'urgence (en cas d'effondrement des réserves).
- Mise aux enchères de l'électricité lorsque l'énergéticien prédit un déficit de fourniture : le programme RD ouvre une fenêtre dans laquelle les clients soumettent leur offre d'effacement ou de revente d'électricité.

Infrastructure

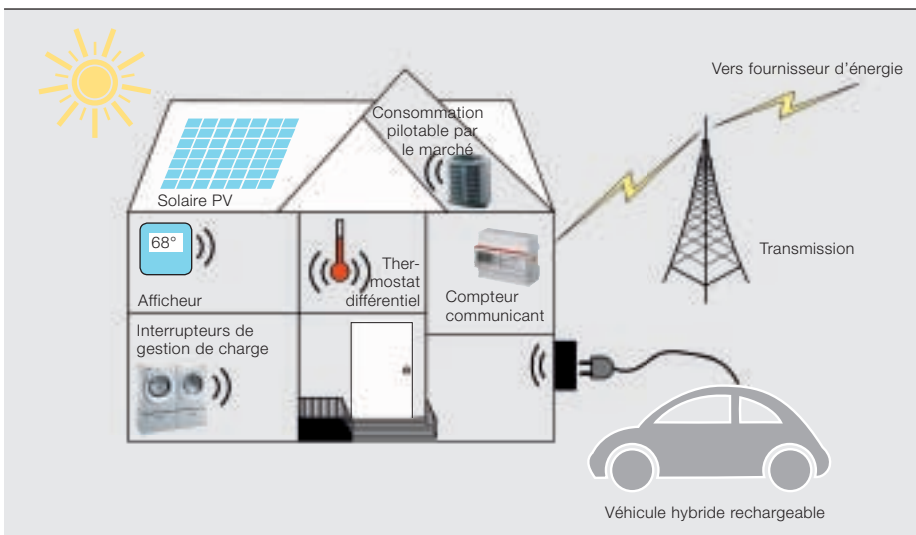
L'infrastructure RD associe un moteur décisionnel à l'échelle du système, installé chez le distributeur, et des solutions automatiques et semi-automatiques, sur le site client. L'entreprise d'électricité peut être en contact direct avec l'utilisateur résidentiel, commercial ou industriel, ou indirect, au travers de prestataires de services ou de médiateurs, comme les « agrégateurs » ; ceux-ci se chargent de fédérer des groupes de consommateurs et de transmettre leurs contributions agrégées comme une seule et unique offre de fourniture électrique → 4.

Le moteur RD communique avec le système d'information (SI) client pour obtenir le détail des contrats et d'autres données afférentes à la fourniture, notamment les clauses de participation de chaque client ou groupe de clients à un programme de RD : délai de notification minimal requis, nombre maxi autorisé d'interruptions de service dans une journée, une semaine ou une saison, réduction maxi autorisée et durée maxi autorisée d'un événement identifiant les clients en mesure d'être contactés durant une action RD.

4 Infrastructure de la réponse à la demande (RD)



5 Exemple de réseau domestique



Le moteur RD reçoit également les données de comptage du MDMS. Au besoin, il peut aussi recevoir des données du SCADA.

Performance

L'efficacité d'un programme RD dépend de l'exactitude avec laquelle le système de télémesure comptabilise et valide les réponses du client à un événement RD. En l'absence de comptage bidirectionnel précis, le fournisseur s'appuie beaucoup sur une combinaison de mesures rapatriées en vrac des principaux postes électriques du réseau et de méthodes stochastiques telles que l'allocation de la charge et l'estimation statistique. Au demeurant, l'avènement du comptage évolué ouvre des perspectives plus réalistes à ce comptage bidirectionnel de précision. Des événements RD en temps réel précis (« réponse

à la demande à diffusion précise » [2]) aboutiront, côté client, à plus de réactivité aux signaux de prix et de sécurisation du réseau, et côté gestionnaire, à une meilleure visibilité du système électrique. L'infrastructure de comptage évolué échange des données en temps réel, dans les deux sens, avec les équipements situés après le compteur électronique du réseau domestique → 5 : thermostats, afficheurs, charges pilotables par le marché et interrupteurs de gestion de la charge, reliés au compteur intelligent et, ce faisant, au fournisseur, peuvent alors recevoir des données (signaux de prix actualisés renseignant les processeurs) et/ou des commandes (signaux d'effacement destinés aux actionneurs).

L'intégration des données AMI et RD permet d'adopter des programmes en temps réel et quasi réel qui, à leur tour, autorisent

des temps de réponse plus courts, une gestion plus fine et une fiabilité accrue, qui profitent autant aux clients qu'au réseau.

En l'absence de communication en temps réel ou quasi réel entre l'entreprise d'électricité et les clients, il est impossible de vérifier immédiatement la réaction de ces derniers à un événement RD. L'électricien doit alors attendre le prochain cycle de collecte de données, qui peut avoir lieu dans les heures ou les jours qui suivent, pour effectuer ses calculs. La valeur ajoutée d'une communication temps réel/quasi réel réside dans la possibilité pour le fournisseur de vérifier et de valider les réponses du client à un événement RD et aux signaux correspondants, puis de déclencher, si nécessaire, des actions palliatives (contacter un autre groupe de clients ou émettre un événement RD d'urgence).

Perspectives applicatives

Les réseaux de distribution qui desservent des millions de clients tertiaires et résidentiels équipés de compteurs communicants voient exploser les volumes de données à traiter! La gestion de ces avalanches d'informations temps réel pose un sérieux défi, amplement illustré par la gigantesque panne survenue en Amérique du Nord, le 14 août 2003: la commission d'enquête chargée d'analyser l'incident pointa une connaissance insuffisante de l'état du réseau par les différents acteurs du système électrique.

Pour brasser efficacement les masses croissantes de données en provenance des compteurs et des capteurs, les applications de gestion doivent être capables de fédérer, de synchroniser et de recouper des sources éparées et hétérogènes pour produire des informations manipulables. Le déploiement de l'infrastructure AMI peut à cette fin tirer parti du « traitement des événements complexes ». Ces systèmes analysent une multitude d'événements en continu pour identifier des situations exceptionnelles, comme la surcharge ou la déstabilisation imminente du réseau. Les données sont traitées en local et diffusées uniquement si la charge, à l'échelle du réseau, le nécessite.

Les outils de visualisation tirent aussi profit des données AMI. Ils s'appuient sur les données spatiales des systèmes d'information géographique (SIG) et mettent en œuvre de nombreuses techniques modernes (représentation par courbes de niveau

en couleur, tableaux de bord, animations...). Ces solutions, auxquelles s'ajoutent les fonctionnalités du moteur d'inférence de panne, fournissent au personnel de conduite des outils performants d'analyse de visu, en temps réel, de l'incident.

La représentation graphique des relevés de comptage et la possibilité de cibler certains compteurs peuvent se combiner à des systèmes de gestion des équipes d'intervention, aidés des SIG, pour optimiser la tâche des dispatcheurs. Qui plus est, les opérateurs peuvent revoir toutes les modifications des données de comptage, dans un créneau temporel donné, pour étudier la dynamique évolutive du réseau, dans l'espace comme dans le temps. En complétant cette analyse graphique de températures et de données météorologiques, les facteurs de causalité deviennent évidents et des scénarios peuvent être étudiés pour évaluer les futurs impacts d'un incident.

Les outils d'agrégation, qui remontent les données de comptage aux transformateurs, sont utiles pour mettre en lumière, à l'aide de courbes de niveau, les zones où ces appareils risquent la surcharge et, à l'inverse, celles accusant une forte densité de transformateurs sous-utilisés. Ces fonctions ont aussi leur utilité en situation de délestage d'urgence. Dans la majorité des cas, la disponibilité de données compteurs et capteurs permet d'évaluer plus rapidement les dégâts. Ces données peuvent aussi être associées à une cartographie du terrain et à des techniques vidéo et lidar (détection, mesure et localisation de cibles par faisceau lumineux laser). Celles-ci sont déjà à l'œuvre dans les études d'ouvrages électriques (poteaux/lignes) ou de croissance de la végétation; reste à les intégrer dans l'analyse des infrastructures et des données globales du réseau.

Vision d'avenir

Si, il y a une vingtaine d'années, l'automatisation de la distribution n'était pas une priorité, la demande croissante d'énergie électrique et la sensibilité accrue des populations aux questions environnementales et au développement durable plaident pour l'instrumentation et la numérisation des réseaux de distribution. Les automatismes de postes/lignes et le comptage évolué se déploient à marche forcée, dans le monde entier, et déversent quantité de données dans les systèmes de conduite. Certes, l'intégration de tels volumes de

L'intégration de quantité de mesures temps réel, certes problématique, ouvre la voie à de nouvelles applications qui dopent l'efficacité et la fiabilité du réseau.

mesures temps réel n'est pas sans risques ni difficultés, mais elle ouvre la voie à de nouvelles applications qui participent à la réduction des durées d'interruption de service (OMS), à l'optimisation de la tension et de la puissance réactive (VVO), à l'amélioration de la connaissance de l'état du réseau (D-SE) et à l'interaction du client (RD). Les laboratoires de recherche-développement d'ABB tirent parti de ces innovations pour créer des applications améliorant l'efficacité, la fiabilité et l'exploitation du réseau.

William Peterson

Xiaoming Feng

Zhenyuan Wang

Salman Mohagheghi

Elizabeth Kielczewski

ABB Corporate Research

Raleigh (Caroline du Nord, États-Unis)

william.peterson@us.abb.com

xiaoming.feng@us.abb.com

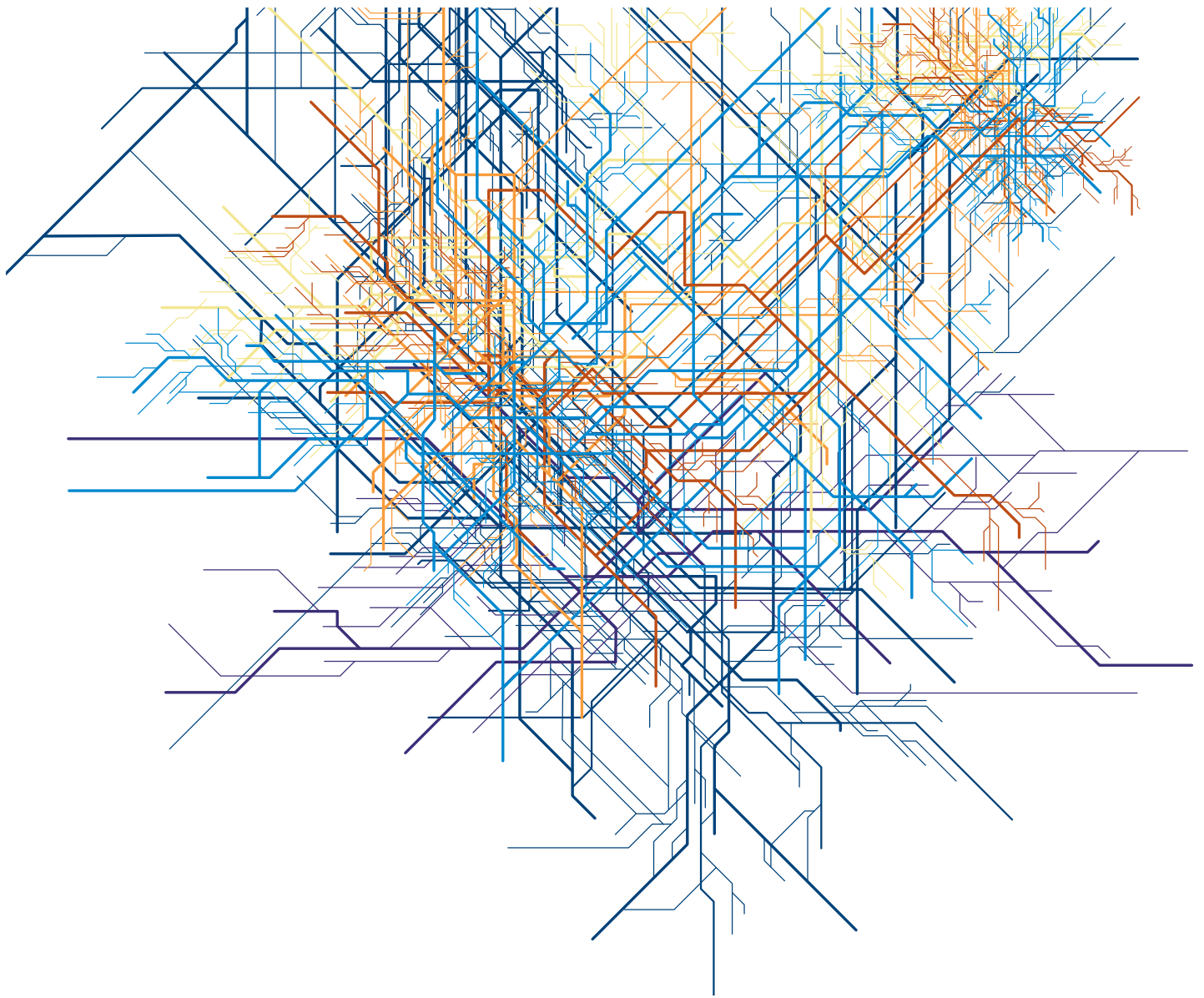
zhenyuan.wang@us.abb.com

salman.mohagheghi@us.abb.com

elizabeth.kielczewski@us.abb.com

Bibliographie

- [1] Federal Energy Regulatory Commission (FERC), *Assessment of Demand Response & Advanced Metering*, Collectif rédactionnel, août 2006.
- [2] Johnson, H., W., « Communication Standards for Small Demand Resources », *PSCE'09, IEEE/PSE*, Seattle, WA, États-Unis, 15-18 mars 2009.



Toile électrique

ABB collabore avec de grands instituts de recherche pour relever les défis des réseaux électriques du futur

CHERRY YUEN, ALEXANDER OUDALOV, ANDREW D. PAICE, KLAUS VON SENGBUSCH – Pour lutter contre le changement climatique et améliorer leur efficacité énergétique et opérationnelle, de nombreuses entreprises d'électricité ont progressivement fait des réseaux intelligents (RI) une priorité. En Europe comme aux États-Unis, les pouvoirs publics ont compris l'importance des RI pour réaliser leurs objectifs environnementaux et sécuriser leur approvisionnement énergétique : un thème dès lors relayé par les médias. Rien de neuf, en revanche, pour ABB qui développe depuis plusieurs années les technologies et les

standards indispensables à leur déploiement. Nombre d'entre eux sont déjà à l'œuvre pour moderniser l'exploitation des réseaux et les rendre plus efficaces, plus fiables et plus « intelligents ». Les recherches pour faire progresser le transport et la distribution électriques se sont concentrées sur la mise en œuvre de fonctionnalités évoluées dans les produits ABB et les installations clients. Cet article rend compte des projets menés en collaboration avec des partenaires externes et partiellement financés par des organismes publics tels que la Commission européenne.

mettait 3,4 milliards de dollars pour « stimuler par l'innovation technologique la transition des États-Unis vers un système électrique communicant, robuste, efficace et fiable » [1]. Sur le Vieux continent, la Commission européenne finance désormais des projets destinés au développement de technologies qui « jouent un rôle clé dans la transformation du réseau classique de transport et de distribution en un réseau interactif et unifié de services énergétiques utilisant des méthodes et systèmes européens de planification et d'exploitation communs » [2].

Si les véritables RI sont encore une perspective lointaine, ABB travaille depuis quelques années au développement des technologies et normes nécessaires à leur avènement, dont beaucoup sont déjà utilisées. Des projets en cours devraient notamment apporter de nouvelles solutions de transport d'une énergie non plus totalement produite par de grandes centrales, mais aussi par de petits générateurs alimentant des villages, des villes, voire des usines. Ces réseaux de « distribution active » garantiraient l'alimentation électrique continue des infrastructures stratégiques de communication et de conduite qui sont le poumon de l'économie. De même, le rapprochement des zones de production et des centres de consommation réduirait significativement les pertes de transport et de distribution. ABB travaille dans ce domaine en étroite collaboration avec des partenaires externes ; leurs efforts ont abouti à la réalisation de plusieurs projets pilotes, dont quatre (*More Microgrids*, *AuRA-NMS*, *address* et *MEREGIO*) sont évoqués dans cet article → 1.

Microréseaux

Ce terme désigne des systèmes de distribution moyenne tension (MT) et basse tension (BT) alimentés par des sources d'énergie décentralisées, des dispositifs de stockage et des charges commandables. Ils peuvent s'interconnecter au réseau ou fonctionner en mode îloté, de manière contrôlée et coordonnée. Évolution logique des réseaux de distribution traditionnels, ils agrègent quantité de producteurs locaux et diffus, tels que microturbines, piles à combustible, petits générateurs diesel, panneaux photovoltaïques (PV), éoliennes, petite hydraulique et dispositifs de stockage d'énergie (batteries...). Ces microréseaux garantis-

sent aux consommateurs un approvisionnement électrique fiable et de meilleure qualité, ainsi qu'un accès à des énergies propres et, éventuellement, moins chères. Les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs d'électricité misent aussi sur leur capacité à fédérer la production décentralisée et à minimiser les pertes.

Au demeurant, les défis technologiques pour insérer et exploiter ces microréseaux sont énormes. Il est notamment difficile d'assurer leur stabilité en cas de défaillances et de perturbations d'origines diverses : passer de l'interconnexion à l'îlotage peut induire d'importants déséquilibres offre-demande de puissance et, partant, de graves problèmes de réglage de la fréquence et de la tension. Le maintien de la stabilité et de la qualité du courant en mode îloté impose des stratégies de contrôle-commande élaborées tenant compte de l'ensemble des paramètres de production, de consommation et de stockage d'énergie.

Les besoins en protection sont un autre enjeu de taille. En cas de défaut, le microréseau doit être découplé du réseau principal aussi vite que possible

Pour ABB, le réseau intelligent est une infrastructure essentiellement active.

pour protéger ses propres charges. Si la défaillance est imputable au microréseau, des fonctions de protection doivent pouvoir détecter les courants de court-circuit normalement faibles, dus à l'électronique de puissance des microgénérateurs, afin d'isoler la partie critique du microréseau. La conception et l'exploitation spécifiques des microréseaux nécessitent une étude des divers aspects de la protection du réseau BT, tels que de nouveaux principes de relayage.

Déploiement massif des microréseaux

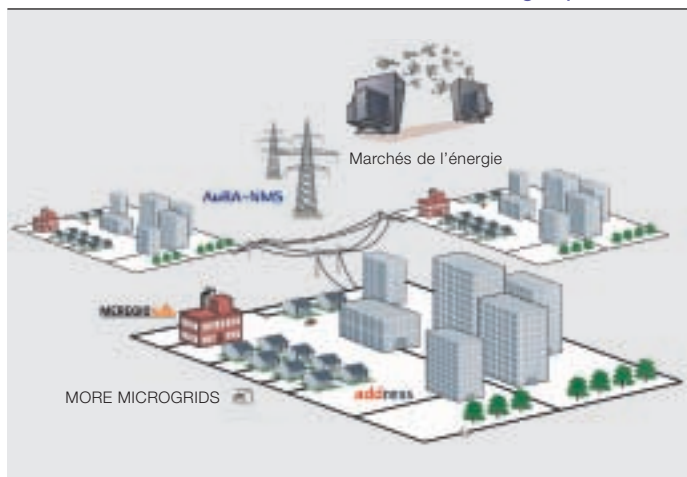
C'est dans cette optique que s'inscrit le projet *Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids*

Les systèmes électriques ont été traditionnellement exploités de manière centralisée ; ainsi l'énergie est-elle acheminée des centrales de grande capacité aux lieux de consommation sur des infrastructures construites selon un schéma unidirectionnel et vertical : production-transport-distribution. Or la filière se heurte aujourd'hui à une contradiction : il lui faut fiabiliser la fourniture de quantités toujours plus importantes d'énergies renouvelables et propres, tout en empruntant des infrastructures qui n'ont pas été conçues ni dimensionnées, à l'origine, pour les accueillir ! Ce patrimoine électrique doit donc se muer en un réseau adaptatif, plus efficace et écologique pour intégrer l'électricité issue de multiples sources diffuses et de diverses qualités, et garantir à tous les consommateurs une desserte fiable et conforme à leurs besoins.

Le terme « réseau intelligent » (RI) a de nombreuses acceptions. Pour ABB, il s'agit d'une infrastructure essentiellement active qui s'autocontrôle, s'appuie sur des standards et normes industriels, transcende les frontières et participe aux marchés de gros de l'énergie en conjuguant stabilité, sécurité, efficacité et respect de l'environnement.

Les RI ont beaucoup fait parler d'eux. En octobre 2009, le Président Obama pro-

1 La Commission européenne mise sur l'intégration de la production décentralisée et l'amélioration de l'efficacité énergétique.



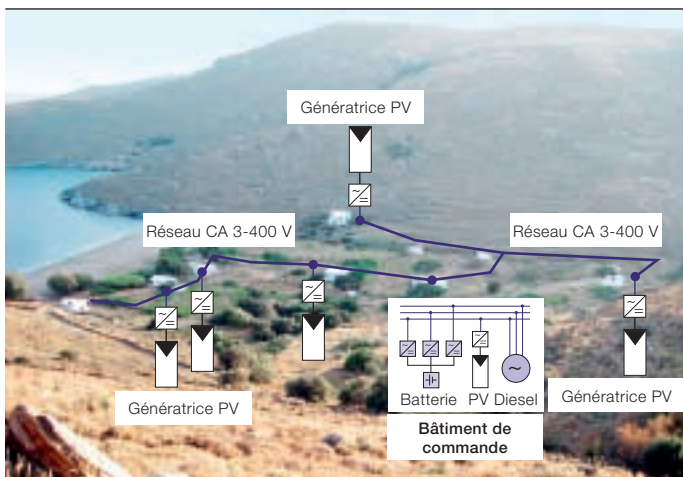
de la Commission européenne. Principaux objectifs :

- stratégies de contrôle-commande centralisé et décentralisé pour identifier la manière la plus efficace de réguler la tension et la fréquence, et minimiser le déséquilibre entre microsources de production et charges, en cas d'ilotage ;
- nouveaux schémas de protection adaptés au microréseau ;
- aspects technico-commerciaux de l'insertion de multiples microréseaux BT comportant un grand nombre d'éléments actifs (petits générateurs, solutions de stockage d'énergie et charges flexibles) sur un réseau de distribution MT ;
- avantages opérationnels/environnementaux et impact des microréseaux sur les stratégies futures de remplacement et d'extension des infrastructures de transport et de distribution, à l'échelle régionale, nationale et européenne.

Huit microréseaux pilotes sont actuellement opérationnels pour éprouver et valider plusieurs configurations, stratégies de conduite et algorithmes de protection → 2.

Le projet *More Microgrids*, lancé début 2006 et conclu en janvier 2010, fait intervenir 22 constructeurs, dont ABB, Siemens, ZIV et SMA Solar Technology, des distributeurs électriques comme Liander, MVV et EdP, et des équipes de recherche¹ de 12 pays européens. Il est cofinancé à hauteur de 4,7 millions d'euros par le 6^{ème} programme-cadre de recherche et de développement technologique (FP6) de la Commission européenne.

2 Microréseau basse tension de Gaidouromantra, sur l'île grecque de Kythnos



Membre du comité de pilotage, ABB siège au conseil des constructeurs et coordonne l'ensemble des travaux d'élaboration des schémas et fonctions de protection des microréseaux ainsi que de nouveaux concepts, comme les microréseaux à courant continu. De plus, en tant que fournisseur de services systèmes, ABB s'intéresse de près à l'exploitation de ces microréseaux.

L'amélioration de la qualité du service à la clientèle passe par une gestion plus fine des opérations temps réel des réseaux de distribution électrique. Des verrous technologiques doivent sauter si l'on veut intégrer les petites productions d'énergies renouvelables (EnR) aux infrastructures existantes, lourdes, complexes, passives et trop coûteuses à remplacer prématurément. Envisager une conduite centralisée du réseau de demain n'est pas réaliste : il faut trouver les moyens de déporter la commande.

Des recherches sont actuellement menées dans ce but par trois géants de l'énergie (ABB, EDF Energy et Scottish Power) et huit universités, sous la houlette de l'*Imperial College* de Londres. Le projet, baptisé « AuRA-NMS » (*Autonomous Regional Active Network Management System*), est commandité par l'*Engineering and Physical Science Research Council* (EPSRC) du Royaume-Uni et dispose d'un budget total d'environ 6,25 millions d'euros².

AuRA-NMS

Dans un centre de conduite, les fonctions semi-automatiques d'exploitation et d'analyse (transits de puissance, reconfiguration, courts-circuits, traitement

Si les véritables RI sont encore une perspective lointaine, ABB travaille depuis plusieurs années au développement des technologies et normes nécessaires à leur avènement.

des incidents) sont assurées par le gestionnaire du réseau de distribution (GRD). Le projet AuRA-NMS explore les moyens de déléguer progressivement l'« intelligence » de cette commande centralisée et hiérarchisée à un réseau d'égal à égal, constitué d'automates et d'outils d'aide à la décision implantés dans chaque poste électrique. Ces automatismes pourraient ouvrir et fermer des commutateurs commandés à distance pour reporter les charges vers différentes parties du réseau et corriger ainsi la tension, de même que vérifier l'état de charge des systèmes de stockage et les rendre-

Notes

- 1 Citons les universités d'Athènes, de Porto et de Manchester, l'ISSET (Belgique), le technocentre Labein (Espagne) et le groupe CESI (France).
- 2 Cette somme tient compte de la contribution spécifique des partenaires industriels.

ments de la production décentralisée. Un système de communication efficace ferait remonter ces informations et permettrait aux automates ne disposant que d'une vue partielle du système de coopérer pour adopter un ensemble optimal d'actions en cas de défaut, d'excursion de tension ou de contraintes réseau limitant la production d'un générateur. Les automates des postes primaires se coordonneraient mutuellement pour sécuriser l'exploitation du réseau, tant en régime normal que perturbé. Leurs fonctions de contrôle-commande doivent pouvoir gérer la coordination de deux GRD aux règles opératoires divergentes et l'augmentation du nombre de sources de production distribuées sur leur propre réseau.

En sa qualité de responsable du projet AuRA-NMS, ABB apporte son expertise de l'automatisation des postes électriques et de l'estimation d'état de la distribution. Il fournit également les automatismes de poste COM615 et le système SVC Light® with Energy Storage.

Lancé fin 2006, le projet doit s'achever début 2010. Des installations pilotes équipent actuellement des postes d'EDF Energy en Angleterre.

Dans un futur proche, les EnR, notamment éoliennes et photovoltaïques, devraient couvrir une large part des besoins énergétiques. Toutefois, les aléas météorologiques peuvent désorganiser la desserte électrique. Rien de grave si le système de distribution sait répondre opportunément à une brusque fluctuation de la fourniture. Des équipements de stockage permettront de compenser ces variations et la consommation d'énergie domestique pourra être optimisée par des interfaces client (*energy box*), capables de réagir à un déficit d'énergie en délestant brièvement certains usages non essentiels pour continuer à alimenter les appareils prioritaires. Bien appliquée, cette stratégie de gestion *dynamique* de la charge peut renforcer la souplesse du système électrique et favoriser l'envol des EnR. Le projet « *address* » (*Active distribution networks with full integration of demand and distributed energy resources*) de la Commission européenne entend concrétiser cet objectif.

address

La gestion dynamique de la charge donne la possibilité aux particuliers et aux PME d'interagir avec l'exploitation du réseau en modulant leur consommation électrique. Au cœur du concept figure l'« agrégateur » qui représente une vaste communauté de petits consommateurs sur le marché de l'électricité et facture des modifications de leur profil de consommation en tant que service à d'autres acteurs du système énergétique, comme les revendeurs, les GRD et les responsables d'équilibre. Le projet prévoit à cette fin le développement de plates-formes de mise en œuvre technique et commerciale, et l'étude de mesures encourageant les consommateurs à prendre part à la gestion du système énergétique. Le volet technique comprend un dispositif de communication et de contrôle du réseau, et l'interface client *energy box*. Des algorithmes sont à l'étude pour optimiser l'exploitation du réseau MT/BT et les usages énergétiques sur le site du client; ils doivent aussi permettre de sélectionner les services d'effacement temporaire ou de déplacement de la consommation en heures creuses. La plate-forme commerciale décrit les services proposés par un agrégateur sur le marché de l'électricité.

Le projet *address* a démarré en juin 2008 pour une durée de quatre ans. La structure proposée sera testée dans trois sites en France, en Espagne et en Italie. Cinq spécialistes de l'énergie, EDF, Iberdrola (Espagne), ENEL (Italie), ABB et KEMA (Allemagne), ainsi que les universités de Manchester (Grande-Bretagne) et de Cassin (Italie) en sont les principaux membres, appuyés par 18 autres partenaires européens. *address* est cofinancé à hauteur de 9 millions d'euros par le 7^{ème} programme-cadre de recherche et de développement (FP7/2007-2013) de la Commission européenne. ABB est membre à la fois des comités d'étude et de gestion, et pilote les travaux de développement de la plate-forme de communication. Le Groupe joue également un rôle majeur dans l'élaboration des nouveaux algorithmes de conduite du réseau.

La lutte contre le dérèglement climatique est un effort de longue haleine qui implique un bouleversement de la production et de l'utilisation de l'énergie par l'industrie et la société toute entière. ABB aide ses clients à maîtriser leur consommation d'énergie et à réduire leur impact environnemental grâce à une large gamme de produits, de systèmes et de services [3]. Le Groupe est également partie prenante d'un autre projet européen de création de « régions à émissions minimales » ou « MEREGIO » (*Minimum Emissions Region*), s'appuyant sur un réseau optimisé, durable et autant que possible décarboné.

MEREGIO

Le projet MEREGIO réunit ABB, IBM, SAP, EnBW (l'un des premiers énergéticiens allemands), Systemplan Engineering et l'université de Karlsruhe. C'est

Grâce à une étroite collaboration avec des partenaires externes, ABB fournira des solutions taillées sur mesure.

une des six propositions retenues par le concours *E-Energy*, système énergétique du futur basé sur les technologies de l'information et de la communication (TIC), patronné par le ministère fédéral allemand de l'Économie et de la Technologie.

Prenant comme « région modèle » celle de Karlsruhe/Stuttgart³, le projet s'appuie sur les TIC pour minimiser les émissions carbone dues au chauffage et à la consommation d'électricité : 1 000 compteurs communicants à interfaces bidirectionnelles large bande seront installés dans le cadre d'un projet pilote, dont 800 chez des clients résidentiels et industriels, 150 dans des unités de production et 50 dans les systèmes de stockage d'énergie. Un certificat d'efficacité énergétique régionale indiquera aux consommateurs leur empreinte CO₂.

Note

- 3 Région parmi les plus densément peuplées d'Allemagne et considérée comme l'un des premiers pôles industriels et de haute technologie d'Europe.

D'un point de vue technique, l'exploitation efficace d'un réseau électrique nécessite l'intégration optimale de nombreuses sources de production décentralisées et la gestion dynamique de la consommation. Dans ce dernier cas, le GRD doit connaître en temps réel la disponibilité de l'offre et la demande des consommateurs, dans l'ensemble du réseau. L'infrastructure de communication des installations pilotes lui fournira les informations nécessaires pour contrôler le réseau en prédisant le flux de puissance et en réagissant rapidement aux changements de situation. Le GRD peut également envoyer aux consommateurs des signaux de prix (tarifs horosaisonniers) les invitant à moduler leur consommation en fonction du coût et de la disponibilité de l'énergie⁴.

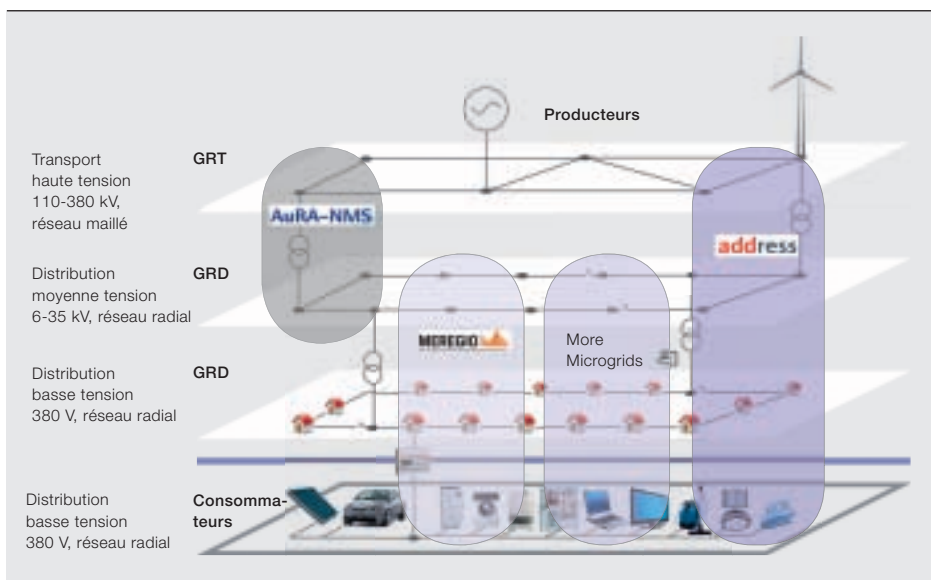
Dans ce projet, ABB apporte son expertise de la conduite des réseaux et de l'automatisation de la distribution. Il s'agit notamment de la détection des congestions, de l'optimisation de l'exploitation du réseau (en minimisant les manœuvres en cours de maintenance, par exemple) et de l'anticipation de l'offre et de la demande (injections/prélèvements) aux différents nœuds du réseau, moyennant des algorithmes complexes. La précision d'une prévision dépendra de la qualité des données saisies dans l'algorithme : certains calculs sont effectués à partir des valeurs temps réel de tension et d'intensité reçues des équipements du réseau et des informations remontées par les compteurs intelligents. En outre, le système de gestion de réseau d'ABB servira d'interface avec le marché et les systèmes de négoce d'énergie⁵ ; il évitera les congestions avec des mécanismes d'éclatement volontaire du marché de gros en sous-marchés locaux, de part et d'autre des congestions (*market splitting*), et analysera les données relatives aux futurs échanges d'énergie afin de prédire le transit de puissance sur le réseau de distribution.

Le projet quadriennal MEREGIO a commencé en 2008 ; la première expérimentation sur le terrain avec les clients devrait débuter en 2011 et durer un an.

Quatre projets, une vision

En participant à ces projets, ABB dispose d'informations très récentes et de première main sur les besoins techniques et

3 Le réseau du futur ? Différents acteurs collaborent pour transformer le système traditionnel en un RI efficace et respectueux de l'environnement.



réglementaires des fournisseurs d'électricité et gestionnaires de réseaux. Le Groupe bénéficie aussi d'une collaboration fructueuse avec d'autres institutions à la pointe de la recherche sur les réseaux intelligents → 3. Les résultats de ces différents projets sont complémentaires et s'appliquent à une large gamme de produits et de solutions d'ABB visant à répondre aux besoins différenciés de chaque client.

Si le réseau électrique du futur répond au vocable universel de « réseau intelligent », les défis posés par l'introduction de ces technologies différeront beaucoup d'une région du monde à l'autre. Il n'y aura donc pas de modèle unique de RI. Grâce à une collaboration active avec des entreprises d'électricité, des universités et d'autres acteurs du secteur énergétique, ABB sera en mesure d'apporter des solutions au cas par cas. C'est là que réside toute l'« intelligence » de la stratégie !

Cherry Yuen

Alexander Oudalov

Andrew D. Paice

ABB Corporate Research

Baden-Dättwil (Suisse)

cherry.yuen@ch.abb.com

alexander.oudalov@ch.abb.com

andrew.paice@ch.abb.com

Klaus von Sengbusch

ABB Power Products

Mannheim (Allemagne)

klaus.von-sengbusch@de.abb.com

Notes

- Validation d'un concept, en vigueur en Allemagne depuis 2010, selon lequel les entreprises d'électricité doivent proposer à leurs clients des tarifs en fonction de la situation présente du réseau.
- Ces systèmes font aussi partie intégrante du projet MEREGIO.

Bibliographie

- Maison Blanche, 27 octobre 2009, <http://www.whitehouse.gov/the-press-office>, consulté le 11 novembre 2009.
- Commission européenne, *Towards Smart Power Networks: Lessons learned from European research FP5 projects*, 2005, <http://ec.europa.eu/research/energy>, consulté le 10 novembre 2009.
- Nordstrom Anders, H., « Défis climatiques et énergétiques », *Revue ABB*, 3/2009, p. 6-10.



Réactivité sur toute la ligne

La compensation de puissance réactive, moyen efficace pour contrer les chutes de tension dans les réseaux électriques

ROLF GRÜNBAUM, PETER LUNDBERG, BJÖRN THORVALDSSON – Les gigantesques pannes électriques survenues récemment en Europe et aux États-Unis ont fait prendre conscience de la nécessité de sécuriser et de fiabiliser l’approvisionnement en électricité des zones résidentielles, des bâtiments publics et des sites industriels. À l’évidence, un grand nombre de réseaux électriques souffre de sous-investissements, situation exacerbée par les incertitudes sur le partage des rôles et sur les nouvelles règles du jeu imposées au marché concurrentiel. Ainsi, depuis la séparation entre activités de production et activités de transport, les gestionnaires de

réseaux électriques ne peuvent plus compter sur les générateurs pour disposer de puissance réactive ; ils doivent désormais la fournir eux-mêmes. Injecter rapidement une quantité satisfaisante de puissance réactive dans les réseaux urbains pour stabiliser leur tension est une obligation d’autant plus contraignante qu’un pourcentage élevé de récepteurs inductifs (moteurs asynchrones des climatiseurs, par exemple) est raccordé au réseau ou que ce dernier est en défaut. Les compensateurs statiques de puissance réactive remplissent parfaitement cette délicate mission.

la ligne concernée est déconnectée et l'électricité qu'elle transportait est reportée sur les autres lignes, augmentant la puissance réactive consommée. Lorsque la fourniture de réactif est limitée, la charge supplémentaire imposée aux lignes provoque une chute de tension dans le réseau. Si de la puissance réactive n'est pas injectée à cet instant précis, la tension peut chuter brusquement et entraîner une panne généralisée car le réseau de transport ne peut plus assurer le transit d'énergie électrique.

À l'évidence, en produisant de la puissance réactive aux caractéristiques dynamiques adéquates, au bon moment et aux bons endroits, on peut prévenir ou, pour le moins, limiter les pannes de courant. Sur ce plan, le dispositif SVC d'ABB s'avère efficace.

Compensation rapide et lente

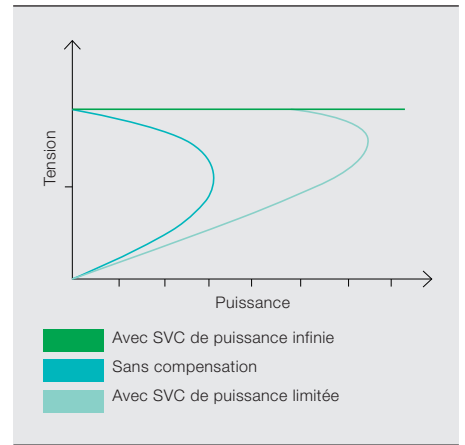
Outre les SVC, la puissance réactive peut également être fournie par des condensateurs commutés mécaniquement MSC (*Mechanically Switched Capacitors*). Or ces deux dispositifs sont très différents, les premiers assurant une compensation rapide et les seconds une compensation lente. Les MSC sont donc d'une grande utilité pour les applications aux exigences moyennes en matière de réponse dynamique ou de fréquence de manœuvre comme, par exemple, le soutien de tension en régime établi sur des cycles de charge de 24 heures. Pour des applications plus contraignantes, ils sont inadaptés et les SVC (voire les STATCOM¹) deviennent indispensables.

Stabilité dynamique de la tension

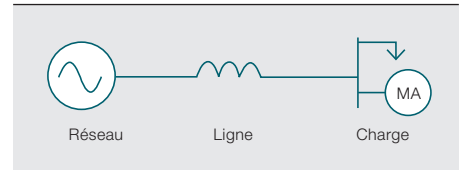
L'installation d'un SVC en un point critique de la desserte électrique constitue un puissant moyen d'action pour le soutien dynamique de la tension et le renforcement de la marge de stabilité. L'aptitude d'un SVC à maintenir une tension constante au point de charge d'une configuration donnée du réseau est fonction de la puissance du SVC et de la charge. La relation est illustrée en → 1.

Les compensateurs SVC interviennent à deux moments : lors d'une sous-tension consécutive à un défaut et lors d'une sur-tension en cas de charge faible ou à vide. Un réseau générique est illustré en → 2. Le centre de charge est alimenté par une ligne de transport et la charge est constituée, en grande partie, de moteurs asynchrones (MA) sensibles aux sous-tensions. Dans ce cas, le réseau doit fournir de la puissance à la fois active et réactive à la charge. Outre

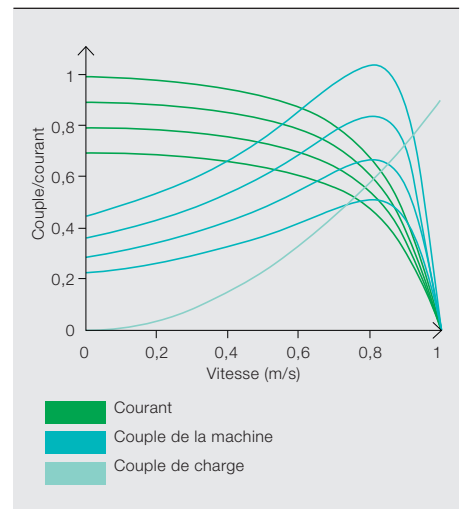
1 Variation de la tension sur un jeu de barres en fonction de la charge avec et sans SVC



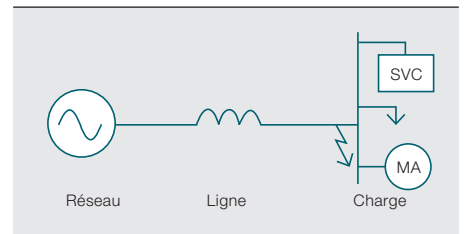
2 Schéma unifilaire d'un système générique



3 Couple de charge et de la machine en fonction de la vitesse et du courant de la machine



4 Défaut phase-terre à proximité de la charge



Note

1 Convertisseur électronique à source de tension utilisé sur les réseaux de transport en courant alternatif (CA) pour injecter ou absorber de la puissance réactive.

Un des atouts maîtres de ces compensateurs statiques de puissance réactive (plus connus sous leur abréviation anglaise SVC pour *Static Var Compensators*) est leur aptitude à injecter de la puissance réactive sur les réseaux à différents régimes de marche. Ils contribuent ainsi à maintenir leur stabilité, voire à la rétablir, dans les régimes les plus perturbés. Cet article décrit le cas précis où les dispositifs SVC participent efficacement au soutien dynamique de la tension dans des réseaux électriques fortement chargés du fait d'un nombre élevé de charges inductives.

Les SVC appartiennent à la famille des systèmes de transport flexibles en courant alternatif FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) utilisés à différentes fins pour renforcer les performances des réseaux électriques.

Un déficit de puissance réactive est souvent à l'origine d'un effondrement de tension dans le réseau électrique car, en général, cette puissance joue précisément un rôle de premier plan dans la stabilisation de la tension. Or elle ne peut – et ne doit pas – transiter sur de longues distances car elle occasionne des pertes en ligne et des chutes de tension. Il faut donc la produire au plus près des besoins, à savoir les lieux de consommation.

Une ligne électrique chargée consomme de la puissance réactive. En cas de défaut sur le réseau, un court-circuit par exemple,

les pertes Joule, les défauts dans les réseaux posent plusieurs défis que nous décrivons ci-après.

Sous-tensions

Des sous-tensions peuvent survenir lorsque des générateurs sont hors service ou lors de défauts dans les lignes adjacentes. Ces défauts, qui sont généralement transitoires (100 à 150 ms), entraînent une chute de tension d'ampleur variable soit pendant le défaut, soit directement après sa disparition.

Si le SVC est très près d'un défaut triphasé, il ne peut pas faire grand chose pour atténuer la chute de tension pendant ce défaut. Pour des défauts plus éloignés ou entre une phase et la terre, il peut, dans une certaine mesure, contribuer à stabiliser la tension à proximité en continuant d'injecter de la puissance réactive sur le réseau pendant toute la durée du défaut. Les régimes de sous-tension sont particulièrement préoccupants lorsque la charge est constituée d'un pourcentage élevé de machines asynchrones (moteurs de pompes ou de climatiseurs, par exemple). Le rapport en régime établi entre le couple de charge et le couple électrique produit en fonction de la vitesse est repris en → 3.

Pendant le défaut, les machines asynchrones décélèrent, ce qui aura une incidence sur le réseau à l'élimination du défaut. Dans les cas les plus graves, la tension réseau ne peut être rétablie après le défaut. Supposons, par exemple, qu'un défaut phase-terre survienne à proximité du centre de charge en → 4. En produisant de la puissance réactive pendant le défaut, le SVC assure un fort soutien dynamique de la tension, ce qui permet de remédier au problème, surtout après l'élimination du défaut.

Surtensions

Si les surtensions sont gérées de la même manière que les sous-tensions, elles doivent impérativement être contrôlées en cas de délestage de la charge. En effet, une brusque perte de charge induit des surtensions résultant de l'excès de puissance réactive fournie par les générateurs, les lignes aériennes et les câbles souterrains du réseau. La rapidité de réaction du SVC garantit un soutien total en un seul cycle du fondamental ; de plus, il consommera de la puissance réactive pour limiter la tension réseau. Dès que la charge réapparaît, le SVC revient à son point de consigne d'origine et soutient à nouveau le réseau.

Compensateur statique de puissance réactive SVC

Un SVC est réalisé à partir d'inductances commandées par thyristors TCR (*Thyristor-Controlled Reactors*), d'éléments condensateurs commutés par thyristors TSC (*Thyristors-Switched Capacitors*) et/ou d'éléments condensateurs fixes FC (*Fixed Capacitors*) agencés en filtres. Une configuration type est reproduite en → 5.

Un TCR comprend une inductance fixe en série avec un thyristor bidirectionnel. Il s'agit en général d'inductances dans l'air, isolées à la fibre de verre et imprégnées de résine époxyde.

Un TSC comprend une batterie de condensateurs en série avec un thyristor bidirectionnel et une inductance d'amortissement qui sert également à désaccorder le circuit pour éviter toute résonance parallèle avec le réseau. Le thyristor branche et débranche la batterie de condensateurs pendant un nombre entier de demi-cycles de la tension appliquée. Le TSC n'étant pas commandé en phase, il n'engendre aucune distorsion harmonique.

Un SVC complet constitué de TCR et de TSC peut être conçu de différentes façons pour satisfaire à un certain nombre de critères de fonctionnement avec le réseau. De plus, une compensation lente de l'énergie réactive peut, au besoin, être réalisée au moyen de condensateurs MSC.

Caractéristiques du SVC

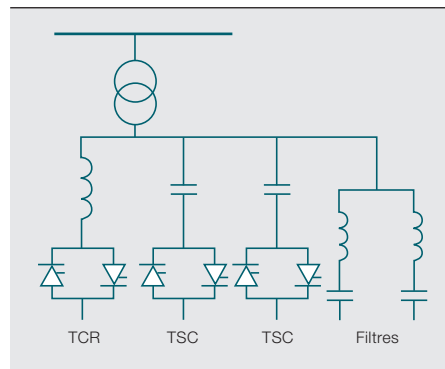
Un SVC possède les caractéristiques tension-courant ($V-I$) statique et dynamique illustrées en → 6. On fait varier la caractéristique courant/susceptance du SVC pour réguler la tension le long d'une pente. Le réglage de la pente ainsi que d'autres équipements de contrôle de la tension jouent un rôle non négligeable dans le réseau. Il est également important lorsque l'on détermine la valeur de tension où le SVC atteindra la limite de sa plage de contrôle. Une forte pente prolongera la plage de contrôle active vers une tension plus faible mais au détriment de la précision de régulation de la tension.

La valeur de tension à laquelle le SVC ne produit ni n'absorbe de puissance réactive est la tension de référence V_{ref} . Celle-ci peut être ajustée dans une plage donnée.

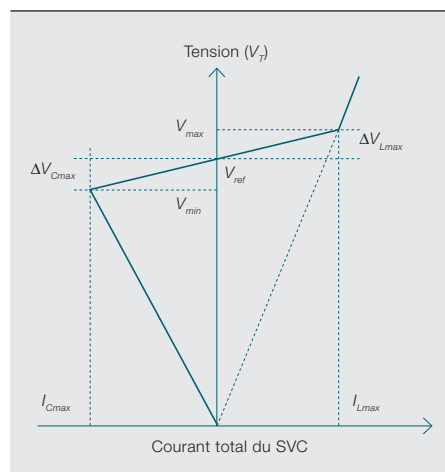
Prévenir l'écroulement de tension

La *Saudi Electricity Co* exploite, à l'ouest de l'Arabie Saoudite, un réseau de transport électrique composé de câbles souterrains et de lignes aériennes 380 kV, de nombreux postes sources 380 kV/110 kV

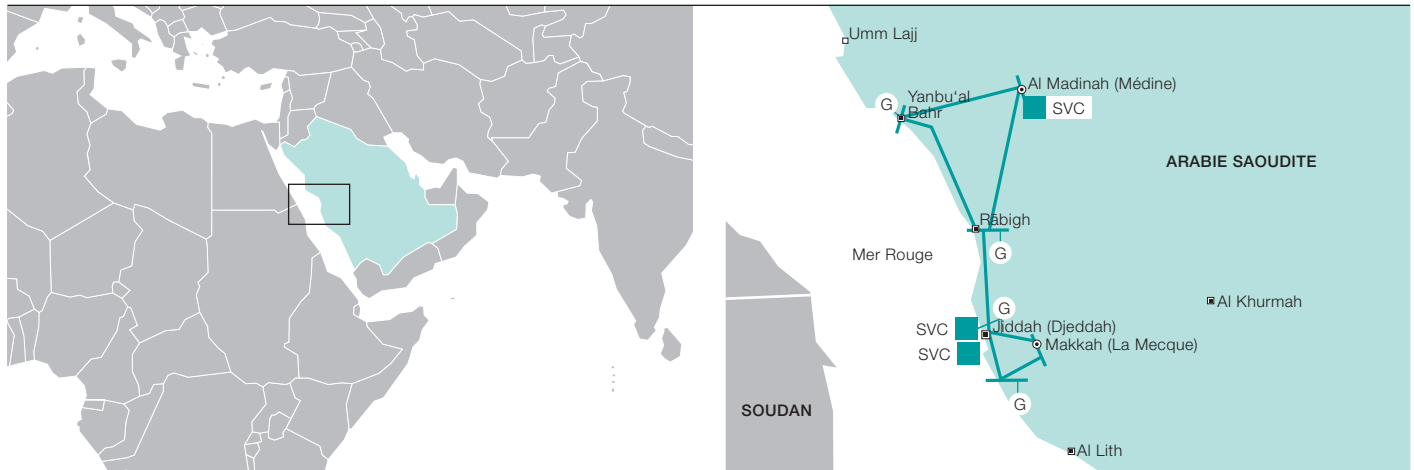
5 Dispositif SVC constitué de TCR/TSC/FC



6 Caractéristiques V-I du SVC



Un déficit de puissance réactive est souvent à l'origine d'un écroulement de tension dans le réseau électrique. Le dispositif SVC d'ABB peut jouer un rôle clé en produisant de la puissance réactive pour prévenir ou limiter les panes de courant.



qui alimentent des postes de transformation 110 kV/13,8 kV essentiellement par des câbles souterrains → 7.

Le réseau saoudien connaît des contraintes spécifiques liées au très grand nombre de climatiseurs (jusqu'à 80 % de la charge totale) qu'il alimente, notamment un rétablissement lent de la tension et le calage du rotor des moteurs, voire l'écroulement de la tension accompagné de courts-circuits dans le réseau de transport ou de répartition. Dans cette région proche de la Mer Rouge, qui compte de gros centres de consommation électrique comme les villes de Djeddah, La Mecque et Médine, la stabilité du réseau est mise à mal, surtout en été et pendant la période du pèlerinage Hajj. Des simulations ont montré que le réseau électrique pourrait s'écrouler en cas de défauts phase-terre à proximité d'un centre de charge au cours des périodes de pointe. Pour y remédier, 3 dispositifs SVC puissants ont été installés dans le but précis de stabiliser la tension réseau lorsque les climatiseurs de toute la région tournent à plein régime → 7 [1].

Caractéristiques de la desserte électrique :

- Écart important entre les charges minimales et maximales (annuelles et journalières) ;
- Très forte concentration de climatiseurs ;
- Impédance élevée des transformateurs de puissance 380 kV/110 kV et 110 kV/13,8 kV pour limiter les courants de court-circuit ;
- Éloignement de la production.

Ces caractéristiques ont un impact sur les performances et le fonctionnement du réseau, créant des problèmes particuliers :

- Besoin de contrôler la tension entre les

pics de consommation et les périodes de charge normale ;

- Rétablissement de tension insatisfaisant après défauts en régimes de charge intermédiaire ;
- Écroulements de tension lors des pics de consommation.

Une étude complète des besoins de puissance réactive fut réalisée pour les niveaux de tension 380 kV, 110 kV et 13,8 kV. Ses principales conclusions pour la planification et l'exploitation du réseau électrique sont :

- Éliminer plus rapidement et autant que possible les défauts pour réduire les besoins de compensation dynamique de puissance réactive ;
- Mettre en place une compensation dynamique de puissance réactive pour éviter le calage du rotor des moteurs asynchrones sur les défauts phase-terre ;
- Recourir à une compensation dynamique de puissance réactive uniquement pendant une brève période : au cours du défaut et pendant environ 1 s après son élimination ;
- Compenser la puissance réactive pour contrecarrer les fluctuations de tension liées aux variations journalières de charge.

Les besoins totaux de compensation dynamique de puissance réactive furent estimés à 3 000 MVar (mégavoltampères réactifs). L'installation de 5 SVC de -60 MVar/+600 MVar chacun (60 MVar inductifs à 600 MVar capacitifs) sur 5 lignes de 110 kV différentes résoudrait le problème du calage du rotor des moteurs asynchrones et assurerait le contrôle de tension journalier des charges.

Les 3 premiers SVC des postes de Médine

Sud, Faisaliyah et Jamia furent mis en service en 2008 et 2009. Les 2 derniers doivent encore être commandés. Les SVC des postes de Faisaliyah et Jamia sont illustrés en → 8 et → 9.

Analyser le problème

Sur un défaut phase-terre à proximité de Djeddah, dans le réseau 380 kV ou directement dans le réseau 110 kV, la tension directe commence par chuter entre 0,7 et

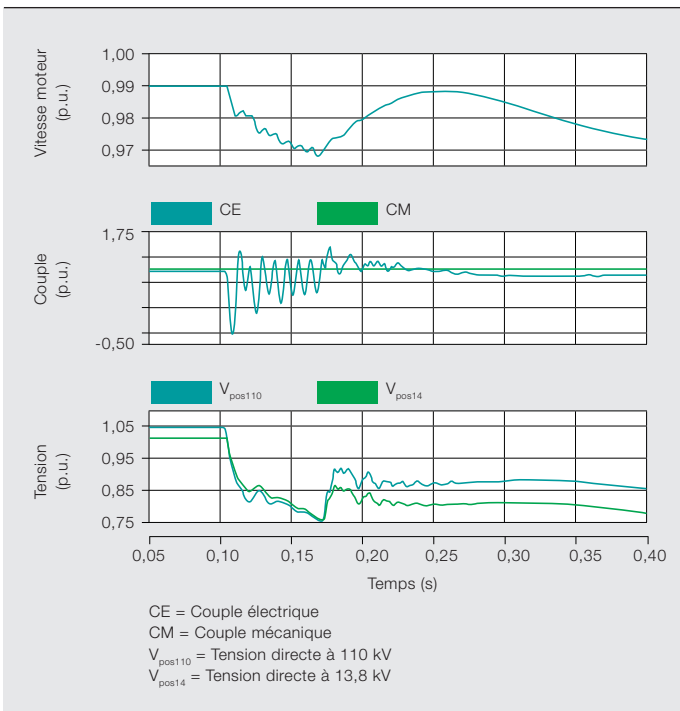
Les compensateurs SVC injectent rapidement une quantité satisfaisante de puissance réactive dans les réseaux pour stabiliser leur tension, surtout lorsque de gros récepteurs inductifs (moteurs asynchrones des climatiseurs, par exemple) sont raccordés au réseau.

0,8 pour chaque unité (p.u.). Le flux des moteurs des climatiseurs décroît, ce qui leur fait perdre du couple électrique. Quasi instantanément, ils décèlent car leur couple électrique transitoire devient négatif.

8 SVC du poste de Faisaliyah



10 Vitesse moteur, couple et tension 110 kV/13,8 kV sans compensation: la tension ne peut être rétablie.



Pendant le reste de la durée du défaut, le couple électrique oscille à cause du déséquilibre mais avec une valeur moyenne inférieure au couple de charge, du fait de la réduction de tension. La perte de vitesse se poursuit mais à un moindre rythme. À l'élimination du défaut, les moteurs doivent à la fois être remagnétisés et réaccélérés. Les importantes composantes actives et réactives qui en résultent dans le courant de charge provoquent une forte chute de tension dans les impédances de source. Une grosse part de l'impédance se situe dans les transformateurs de puissance 110kV/13,8 kV. En cas de pics de consommation, les moteurs auront perdu trop de vitesse pour pouvoir réaccélérer après l'élimination du défaut et la tension ne peut être rétablie → 10.

Prévenir le calage des rotors

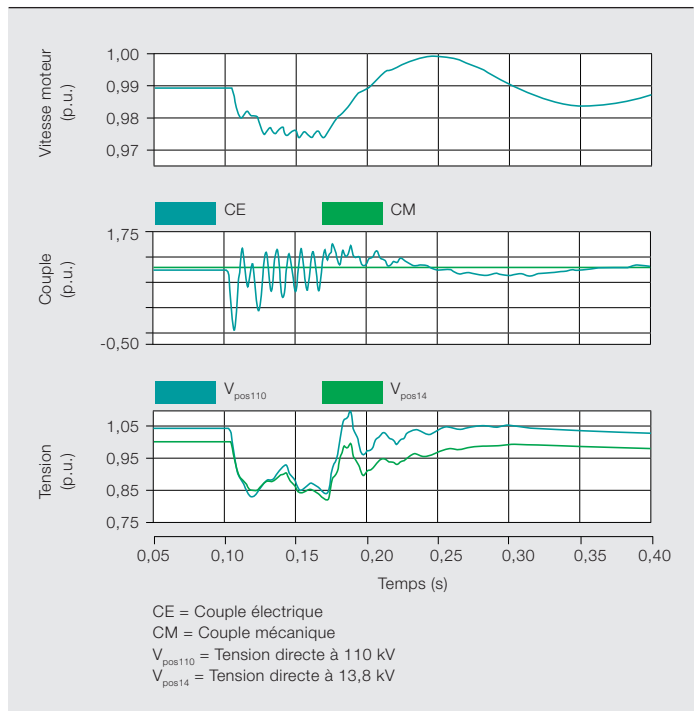
De toute évidence, pour éviter le calage des rotors, il faut réduire la chute de tension pendant le défaut et rétablir la tension au plus vite après son élimination. Une telle tâche nécessite une importante compensation de puissance réactive dans un court laps de temps. Le soutien de tension appliqué à proximité des moteurs donne les meilleurs résultats. L'emplacement idéal se situe dans chaque poste de transformation 110 kV/13,8 kV, au niveau du 13,8 kV. En théorie, cela suppose d'installer un très grand nombre de SVC plutôt petits. En pratique, la bonne solution est un nombre limité de puissants SVC au niveau du 110 kV.

La décélération initiale des moteurs asynchrones ne peut être évitée par les SVC

9 SVC du poste de Jamia

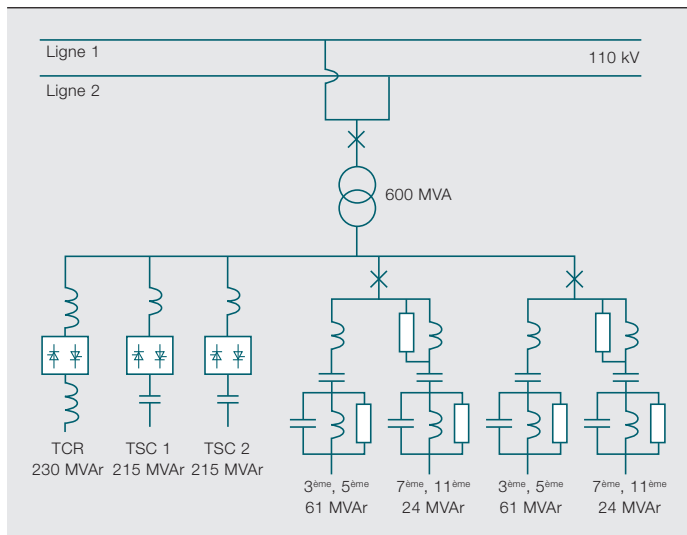


11 Vitesse moteur, couple et tension 110 kV/13,8 kV avec compensation: la tension est rétablie.



car il leur faut un cycle et demi pour compenser entièrement la chute de tension. S'ils sont suffisamment puissants, la tension peut être soutenue dans des proportions qui empêchent les moteurs de continuer à perdre de la vitesse après la décélération initiale → 11. Un nouveau point de fonctionnement « stable » est alors atteint. Pendant le défaut, il est très difficile d'augmenter la tension jusqu'au point d'accélération des moteurs. Il est indispensable de stopper ou de diminuer la perte de vitesse aussi vite que possible, car plus on intervient tôt, plus il est facile de réaccélérer le système suite à l'élimination du défaut. En d'autres termes, en raccourcissant le temps de réponse du SVC, on diminue les besoins de puissance réactive. Des études ont montré qu'il est prati-

12 Schéma unifilaire du dispositif SVC



quement impossible de réaccélérer les moteurs après l'élimination du défaut si les SVC ne sont pas opérationnels pendant le défaut.

Au moment précis où le défaut disparaît, la tension bondit d'un coup et le courant réactif fourni aux moteurs augmente instantanément. Par ailleurs, pour réaccélérer, ces moteurs ont besoin d'un courant actif élevé. Lorsque la tension aux bornes des moteurs reste très basse, le courant actif requis ne peut circuler, ce qui ralentit le rétablissement de la tension dans le réseau. Au pire, les moteurs calent. Le soutien de la tension permet donc son rétablissement plus rapide. CQFD!

Performances des SVC

Chacun des trois SVC délivre 60 MVar inductifs à 600 MVar capacitifs. Ils sont raccordés aux postes à isolation gazeuse des lignes 110 kV. La tension nominale sur le jeu de barres moyenne tension (MT) du SVC est de 22,5 kV. On trouve deux inductances TSC de 215 MVar chacune et un condensateur TCR de 230 MVar → 12. Les filtres d'harmoniques d'une puissance totale de 170 MVar sont divisés en deux bras distincts, raccordés au jeu de barres MT par l'intermédiaire de disjoncteurs. Chaque bras comporte deux doubles filtres accordés couvrant les harmoniques de rangs 3, 5, 7 et 11.

Temps de réponse

Lorsque l'on parle de temps de réponse d'un SVC, il faut distinguer le comportement sur un « signal de forte valeur » de celui sur un « signal de faible valeur ». Dans le premier cas, le SVC réagit aux défauts du réseau entraînant une forte variation de

ou d'une batterie de condensateurs. Pour les réseaux de transport, on s'intéresse principalement au temps de réponse du SVC aux signaux de forte valeur.

Un SVC de réseau de transport sert, avant tout, à réguler la tension directe et, dans de rares cas, la tension inverse. Pour ce faire, les valeurs de tension instantanées doivent

être mesurées pour chaque phase et les composantes harmoniques de la tension être supprimées, deux tâches qui prennent du temps. En première approximation, le traitement des signaux de tension peut être perçu comme un filtrage passe-bas de premier ordre avec une constante de temps d'environ 10 ms; la pente est le courant direct multiplié par une constante. La régulation se fait avec un régulateur PI (proportionnel et intégral) ou, le plus souvent, avec un simple régulateur I qui agit sur l'écart entre une tension de consigne et la tension réelle modifiée par la pente. La sortie est un signal qui peut être perçu directement comme un ordre de susceptance envoyé au circuit principal. Les thyristors ne peuvent commuter qu'une seule fois par demi-cycle et phase. Un montage triphasé peut être modélisé avec un retard moyen.

En général, on obtient un temps de réponse de l'ordre de 2 cycles, soit moins que les 40 ms maxi exigés par les exploitants pour un réseau fort. (La fréquence du réseau saoudien est de 60 Hz, où 2 cycles correspondent à 33,3 ms.)

tension dans le système. Il s'agit, en général, d'un défaut phase-terre au voisinage d'un SVC ou d'un défaut triphasé plus distant. Dans le cas d'un signal de faible valeur, le dispositif réagit à des variations mineures de la tension réseau, notamment suite à la manœuvre de prises ou lors du branchement/débranchement d'une inductance de ligne

La stabilité de la régulation doit être maintenue pour des réseaux de différentes qualités. En général, la tenue aux courts-circuits varie d'un facteur de 2 entre les réseaux forts et les réseaux fragilisés. Le régulateur est ajusté pour réagir rapidement dans le cas du réseau le plus fragile. On admet un SVC au temps de réponse plus lent pour le réseau le plus fort. Dans le cas d'un réseau encore plus fragile, des algorithmes de réduction de gain automatique sont activés.

On demande en priorité à un SVC de réseau de transport de fournir rapidement des MVar lors des fortes chutes de tension suite à des défauts qui se situent le plus souvent entre une phase et la terre. La tension directe chute en général à 0,7 p.u. pour un défaut proche et graduellement à des valeurs supérieures pour des défauts plus éloignés. Face à une chute d'une telle ampleur, le régulateur du SVC atteint très rapidement ses limites (± 1 cycle), délai qui reste foncièrement constant quel que soit le gain du régulateur. Les thyristors des TSC deviendront passants au point approprié de l'onde² et les TCR ne seront plus

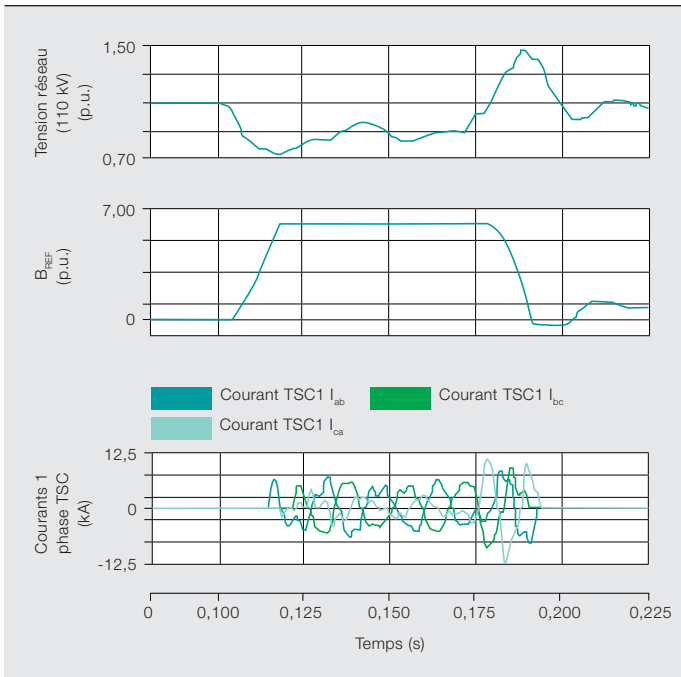
Il est pratiquement impossible de réaccélérer les moteurs après l'élimination du défaut si les SVC ne sont pas opérationnels pendant le défaut. Lorsqu'ils le sont, on diminue les besoins de puissance réactive.

conducteurs. Le SVC sera pleinement conducteur en 1,5 cycle. Le temps de commutation du TSC peut être plus long selon son état antérieur (chargé ou déchargé). Les condensateurs sont le plus fréquemment déchargés.

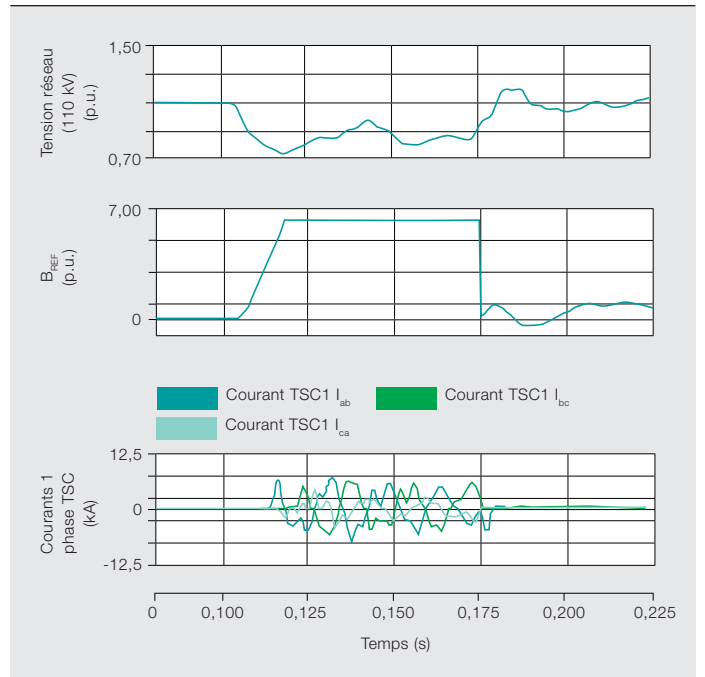
Rétablir plus vite la tension

En régime de court-circuit, la tension directe faiblit et le SVC est purement capacitif. Dans un réseau peu chargé, une surtension transitoire peut survenir à l'élimination du défaut. Cette surtension est le fait principalement de l'incapacité du réseau à absorber la puissance réactive produite par le SVC. Un système de régulation classique doit attendre que la tension dépasse sa valeur réglée avant que le régulateur ne puisse commencer à réduire l'ordre de susceptance envoyé au circuit princi-

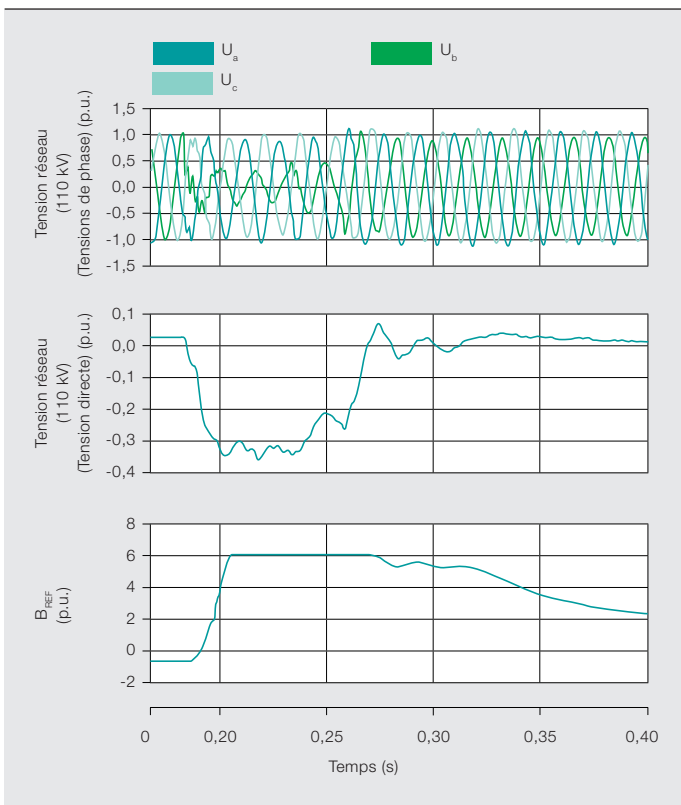
13 Surtension transitoire de 1,4 p.u. avec blocage du TSC au 4^{ème} passage par le zéro de courant



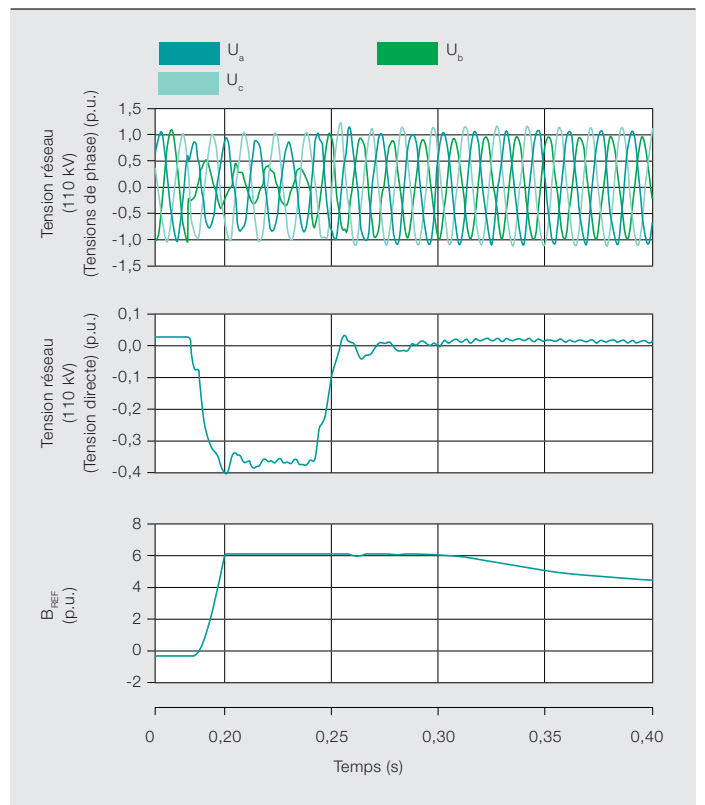
14 Nouvelle fonction de blocage du TSC : surtension ramenée à 1,1 p.u. avec blocage du TSC au 1^{er} passage par le zéro de courant



15 Courbes enregistrées au SVC de Faisaliyah



16 Courbes enregistrées au SVC de Médine Sud



pal. Inévitablement, cela entraîne une surtension qui dure au minimum un cycle. Dans le réseau étudié, des tensions supérieures à 1,5 p.u. peuvent survenir. De nombreux dispositifs SVC à travers le monde ne deviennent capacitifs qu'après l'élimination des défauts car aucun moyen efficace n'existait pour résoudre ce problème à l'époque de leur installation.

Une simulation de la surtension transitoire est reproduite en → 13. Il est clair que l'extinction du TSC doit être plus rapide. Pour améliorer la situation, une nouvelle fonction de régulation fut développée et mise en œuvre dans les trois SVC saoudiens : les TSC sont bloqués au premier passage par le zéro de courant après élimination du défaut. Si cette approche a prouvé son ef-

ficacité dans les simulations, il restait à la valider en vraie grandeur. Les résultats obtenus avec la nouvelle fonction de régulation sont illustrés en → 14.

De la théorie à la pratique

Le réseau électrique subit trois défauts phase-terre au cours de l'été 2008, c'est-à-dire à la période des pics de consumma-

Plusieurs enseignements majeurs peuvent être tirés du projet saoudien :

- Les problèmes de calage des moteurs et d'écroulement de tension sont typiques des réseaux électriques qui alimentent de gros récepteurs inductifs (moteurs asynchrones de climatiseurs, par ex.).
- Les SVC assurent un soutien efficace de la tension directe pendant les défauts, permettant de maintenir la rotation des moteurs asynchrones à des vitesses satisfaisantes.
- Les SVC doivent fonctionner à capacité élevée pendant les défauts. Plus le SVC réagit vite, moins sa puissance doit être élevée. Des SVC de très grosse puissance ne sont obligatoires que s'il faut intervenir après l'élimination d'un défaut.
- Une compensation de courte durée est suffisante (quelques secondes).
- Les SVC sont robustes et peuvent fonctionner pendant les défauts et après leur élimination.
- Les SVC doivent pouvoir bloquer les condensateurs TSC immédiatement après l'élimination des défauts pour prévenir les surtensions transitoires lors des régimes à faible charge.
- Le temps de réponse type d'un SVC sur un signal de forte valeur (0 à la puissance maxi) est d'un cycle et demi avec les condensateurs déchargés.
- Le temps de réponse type d'un SVC sur un signal de faible valeur est de deux cycles et demi pour un réseau électrique robuste et donc de deux cycles dans un réseau fragilisé sans modification de réglage.

L'expérience prouve l'efficacité des SVC pour soutenir la tension directe pendant et après les défauts phase-terre.

tion. Deux des défauts se produisirent dans la région de Djeddah (Faisaliyah) → 15 et un à Médine → 16.

Le SVC réagit rapidement à chaque défaut, devenant purement capacitif en un cycle et demi. Pendant le défaut, la tension réseau demeura constante ou augmenta légèrement. On releva que la tension dans les phases non perturbées ne chuta que très peu après le creux initial. À l'élimination du défaut, la phase en défaut se rétablit instantanément. Le SVC réduisit légèrement sa puissance (environ 100 MVAR) et fonctionna à 500 MVAR pendant près de 4 cycles ; ensuite, il la ramena graduellement à environ 200 MVAR au cours des 5 cycles suivants pour rester à cette valeur pendant toute la période enregistrée de 30 s. Il est intéressant de noter que la phase en défaut ne revint pas complètement à sa valeur de prédéfaut au cours des 30 s.

Au moment du défaut, la tension entre la phase B et le neutre chuta instantanément. La tension directe mesurée dans le SVC chuta avec une constante de temps d'environ 10 ms, temps nécessaire à la séparation des phases et au filtrage des harmoniques. Le régulateur de tension devint purement capacitif en à peine plus d'un seul cycle et le circuit principal en un cycle et demi sur les trois phases. Cet écart s'explique par l'effet d'échantillonnage, chaque phase ne pouvant devenir conductrice qu'au passage par zéro de sa tension. Les TSC devinrent conducteurs avec un minimum de transitoires. À l'élimination du défaut, les TSC restèrent en service. Les courants contenaient encore un minimum de transitoires.

Le défaut de Médine était de même nature que celui de Djeddah → 14, la différence majeure étant l'heure d'apparition : 4 h 45 pour Djeddah et 8 h 45 pour Médine, c'est-à-dire lorsque le réseau est plus chargé. L'asymétrie pendant le défaut était plus importante et la tension sur une des phases non perturbées était faible, alors que sur la troisième, elle était inchangée. Le rétablissement fut quelque peu plus lent et le SVC maintint sa pleine puissance pendant plus longtemps. Il faut savoir que la capacité maximale ne fut requise que pendant quelques dixièmes de seconde.

Cette expérience en vraie grandeur prouve l'efficacité des SVC pour soutenir la tension directe pendant et après les défauts phase-terre. Le SVC est réactif et les TSC se comportent correctement en régimes

dégradés. Ce soutien efficace suppose de faire fonctionner toutes les phases du SVC de manière purement capacitive. Autre inconvénient : la tension sur les phases qui ne sont pas en défaut peut dépasser la valeur continue maximale. Une telle hausse pourrait saturer le transformateur de puissance du SVC, problème qui n'est, toutefois, pas apparu à la suite du défaut → 17.

Des réseaux plus stables avec des SVC plus rapides

Les réseaux électriques qui alimentent de gros récepteurs inductifs comme les moteurs asynchrones des climatiseurs présentent un risque élevé d'écroulement de tension ou de calage du rotor des moteurs, particulièrement en présence de défauts. Ces réseaux tendent à consommer de grandes quantités de puissance réactive ; or cette dernière ne doit pas transiter sur de longues distances au risque de provoquer des chutes de tension et des pertes de puissance active. Pour maintenir la stabilité de la tension dans ces réseaux, des compensateurs SVC s'avèrent particulièrement utiles, surtout si leur temps de réponse est court. En règle générale, plus la réponse est dynamique, moins les besoins en MVAR sont élevés. Donc, en raccourcissant le temps de réponse, on peut réduire les besoins de MVAR avec un impact positif sur la stabilité du réseau.

Rolf Grünbaum

Peter Lundberg

Björn Thorvaldsson

ABB Power Systems

Grid Systems/FACTS

Västerås (Suède)

rolf.grunbaum@se.abb.com

peter.lundberg@se.abb.com

bjorn.thorvaldsson@se.abb.com

Note

- 2 Mode de commutation synchrone permettant de choisir le moment du cycle où la commutation intervient.

Bibliographie

- [1] Al-Mubarak, A. H., Bamsak, S. M., Thorvaldsson, B., Halonen, M., Grünbaum, R., « Preventing voltage collapse by large SVCs at power system faults », *IEEE PSCE*, Seattle, WA, mars 2009.

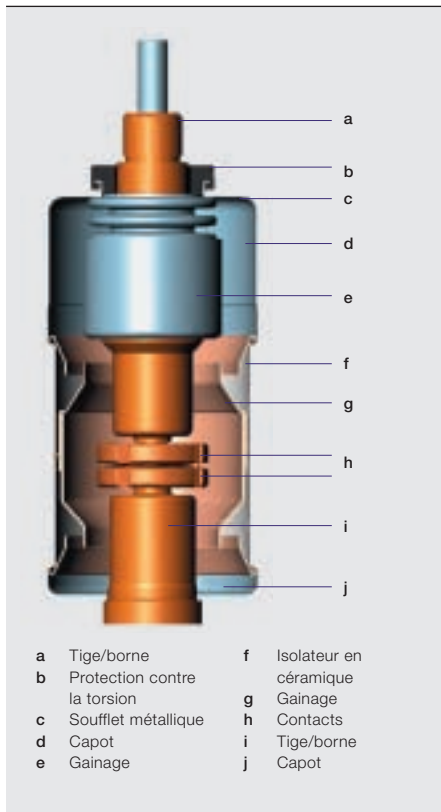


Pôle position

Le pôle PT1, un concentré d'innovation pour la technologie de coupure dans le vide

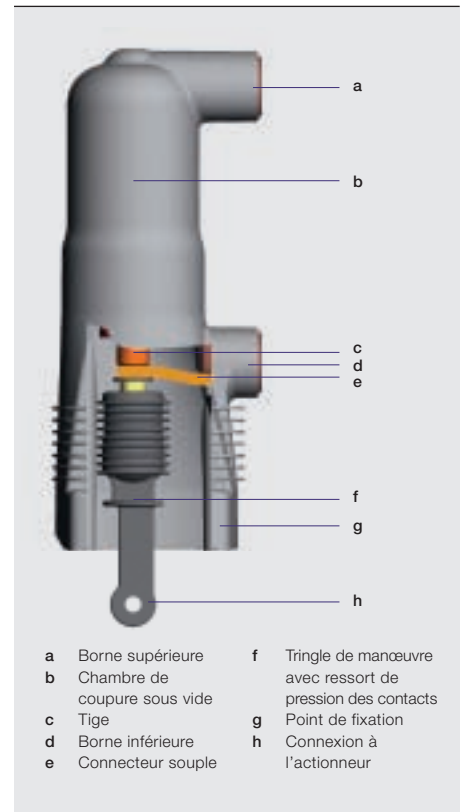
THORSTEN FUGEL, DIETMAR GENTSCH, ARNE KLASKA, CHRISTOPH MEYER – Il y a plus de dix ans, ABB inventait le pôle encastré pour les applications moyenne tension (MT). Cet appareil de coupure est avantageux à plus d'un titre: rigidité diélectrique élevée, bonne tenue à la pollution et zéro-maintenance sur le cycle de vie. Le PT1 est le dernier-né de cette famille exemplaire. Son isolant thermoplastique lui permet de conserver toutes les performances de ses aînés, avec des atouts supplémentaires en termes, notamment, de paramètres applicatifs et d'écobilan.

1 Vue en coupe d'une chambre de coupure sous vide ABB (type VG4)



- | | | | |
|---|------------------------------|---|------------------------|
| a | Tige/borne | f | Isolateur en céramique |
| b | Protection contre la torsion | g | Gainage |
| c | Soufflet métallique | h | Contacts |
| d | Capot | i | Tige/borne |
| e | Gainage | j | Capot |

2 Conception générale d'un pôle encastré



- | | | | |
|---|------------------------------|---|---|
| a | Borne supérieure | f | Tringle de manœuvre avec ressort de pression des contacts |
| b | Chambre de coupure sous vide | g | Point de fixation |
| c | Tige | h | Connexion à l'actionneur |
| d | Borne inférieure | | |
| e | Connecteur souple | | |

La fonction d'un disjoncteur est triple : tenue du courant nominal, coupure des courants de court-circuit et blocage des tensions supérieures aux valeurs assignées.

À l'ouverture de ses contacts pour couper un courant, un arc électrique se forme. Dans un réseau à courant alternatif (CA), l'arc s'éteint au passage suivant par le zéro de courant. Les contacts de l'appareillage MT actuel sont encapsulés dans une chambre de coupure sous vide → 1. ABB fabrique des chambres de coupure sous vide MT depuis plus de 30 ans. Alors qu'à la fin des années 1990, la coupure dans le vide et celle dans le SF₆ se partageaient le marché à parts plus ou moins égales, la technologie sous vide s'est aujourd'hui imposée. Comptant parmi les leaders du secteur, ABB produit annuellement près de 350 000 chambres de coupure sous vide qui bloquent des tensions jusqu'à 40,5 kV et coupent des courants de court-circuit de 63 kA maximum.

En plus de supporter le champ électrique interne, l'isolant doit également endurer les tensions externes à fréquence industrielle et les tensions de choc¹ (jusqu'à 95/200 kV). Or cette qualité peut être considérablement altérée par différents agents polluants comme la poussière. C'est une des raisons pour lesquelles ABB développa, il y a plusieurs années, la

technologie des pôles encastrés. Sa gamme actuelle couvre les besoins types des réseaux MT (valeurs maxi de tension nominale 40,5 kV, de courant 3 150 A et de courant de court-circuit 50 kA).

La chambre de coupure sous vide et ses bornes sont entièrement encapsulées dans une résine époxyde. Les bornes supérieure → 2a et inférieure → 2d sont reliées au bras de contact ou au jeu de barres de l'appareillage électrique. Le contact inférieur devant être raccordé sur une pièce mobile, un connecteur souple est nécessaire pour conduire le courant → 2e.

Cette pièce mobile est actionnée par une tringle de manœuvre isolante → 2f raccordée à l'actionneur du disjoncteur → 2h. La tringle en polyamide contient un ressort. La partie inférieure du pôle → 2g est fixée à l'enveloppe du disjoncteur par quatre vis.

Comparée aux systèmes à pôle ouvert ou assemblé, cette technologie offre une rigidité diélectrique élevée ainsi qu'une meilleure tenue à la pollution, à l'humidité et aux contraintes mécaniques. Elle permet de concevoir des appareils compacts, robustes et modulaires. Autre avantage notable : les pôles prétestés et ajustés sont faciles et rapides à intégrer aux disjoncteurs sous vide. Les pôles

encastrés résistent à différentes conditions climatiques et n'exigent aucune maintenance. En d'autres termes, le vide et l'isolant conservent leurs propriétés pendant plus de 30 ans.

ABB, inventeur des pôles encastrés, est également le premier fabricant mondial avec près d'un million d'appareils en service et une production annuelle qui dépasse les 200 000 unités → 3.

Au-delà du succès de cette technologie et de ses énormes avantages, ABB n'a cessé d'améliorer ses performances. Le dernier-né de la famille des pôles encastrés est le PT1. À la différence de ses prédécesseurs, il n'est pas isolé dans une résine époxyde mais dans un matériau thermoplastique de dernière génération.

Propriétés des pôles thermoplastiques

La fonction, la forme et le procédé de fabrication comptent parmi les facteurs décisifs de la réussite d'un nouveau matériau (ou classe de matériaux) dont le choix doit faire l'objet d'une analyse approfondie.

Note

- 1 Aptitude d'un appareil à supporter les surtensions provoquées, par exemple, par les chocs de foudre et de manœuvre.

Choix du matériau

La méthode systématique de sélection d'un matériau suppose une validation aussi précise que possible de ses caractéristiques au vu de la durée de vie escomptée de l'appareil (30 ans minimum). Cette analyse doit porter sur ses propriétés physico-chimiques, de même que sur les quantités à utiliser et les techniques de fabrication.

La face interne de l'enveloppe du pôle encastré étant en contact direct avec la surface en céramique de la chambre de coupure, les propriétés mécaniques, thermiques et diélectriques du PT1 revêtent une importance particulière. Du fait des facteurs diélectriques, la densité est la propriété primordiale. Par ailleurs, le pôle étant une interface entre différents matériaux (polymère, céramique et métal) et soumis à une large plage de températures (de -30 °C à $+115\text{ °C}$ en service et -60 °C pendant le stockage), il convient de minimiser le coefficient de dilatation thermique tout en maximisant la stabilité mécanique et l'allongement de rupture. Servant par ailleurs d'isolant diélectrique externe lorsque les contacts de la chambre de coupure sont ouverts, on doit également maximiser sa rigidité diélectrique et son indice de résistance au cheminement (IRC)².

Analyse comparative

Une comparaison des pôles PT1 en thermoplastique et P1 en résine époxyde met en lumière des différences notables, mais également des similitudes.

Le recours au thermoplastique allège le pôle PT1 de près de 35 % par rapport au P1. En considérant exclusivement le matériau isolant, la masse est en réalité réduite par un facteur supérieur à 3 si l'on tient compte des éléments suivants : densité plus faible du thermoplastique (12 %), rigidité diélectrique fortement accrue (près de 50 %), rigidité et endurance mécaniques supérieures (respectivement $\pm 100\%$ et 300–400 %). Toutes ces améliorations contribuent, de surcroît, à réduire le volume.

Les fortes pressions d'injection appliquées en fabrication autorisent l'utilisation de fibres de verre courtes, ce qui était impossible auparavant du fait de l'injection sous basse pression des composites de résine époxyde. Pour améliorer le mélange des composants et

3 Gamme des pôles encastrés ABB



diminuer la viscosité, les composites de résine époxyde contiennent généralement de la silice (particules de SiO_2). Comparées à ces particules et en prenant le même matériau de matrice, les fibres confèrent une rigidité mécanique supérieure et une plus grande résistance dans le sens des fibres grâce à une meilleure transmission des efforts.

Pour aider les clients à passer des pôles en résine époxyde aux pôles en thermoplastique, les deux types de pôles ont des dimensions externes très proches et les mêmes dimensions fonctionnelles, garantie d'une interchangeabilité totale. Les tringles de manœuvre et les connecteurs souples sont aussi identiques.

Au cours de cette phase de transition, les vis à filetage métrique et les inserts en laiton des pôles en résine époxyde ont été remplacés par des vis autotaraudeuses. Ces dernières sont déjà utilisées avec succès avec des matériaux thermoplastiques dans d'autres secteurs industriels, notamment l'automobile. Leur couple de serrage de 35 Nm confère une grande stabilité (100 000 manœuvres mécaniques sans dégrader la stabilité), soit une résistance équivalente à celle d'un pôle en résine époxyde fixé avec une vis métrique M10 et un couple de serrage de 50 Nm.

Des essais de fluage et de relaxation ont permis de vérifier si les dimensions du pôle étaient susceptibles d'évoluer en cours d'exploitation (hausse de la température et force de contact) → 4. Pour

ces essais, les pôles furent fixés sur une tôle d'acier et soumis à une force de 5 000 N appliquée par l'intermédiaire de la tringle de manœuvre, soit 1,7 fois plus que la force maximale en fonctionnement. Pendant les essais, la température fut portée de la valeur ambiante de 20 °C à 85 °C , ce qui explique l'allongement initial de 0,5 % des pôles. Pendant les 4 semaines de la campagne d'essais, la longueur des pôles ne varia pas pour diminuer à la fin lors du refroidissement, aboutissant à un allongement résiduel de 0,2 % maxi (soit quasiment l'incertitude de mesure). Les essais n'ont donc pas permis de démontrer un allongement du pôle par fluage ou relaxation.

Le recours au thermoplastique allège le pôle PT1 de près de 35 % par rapport au P1.

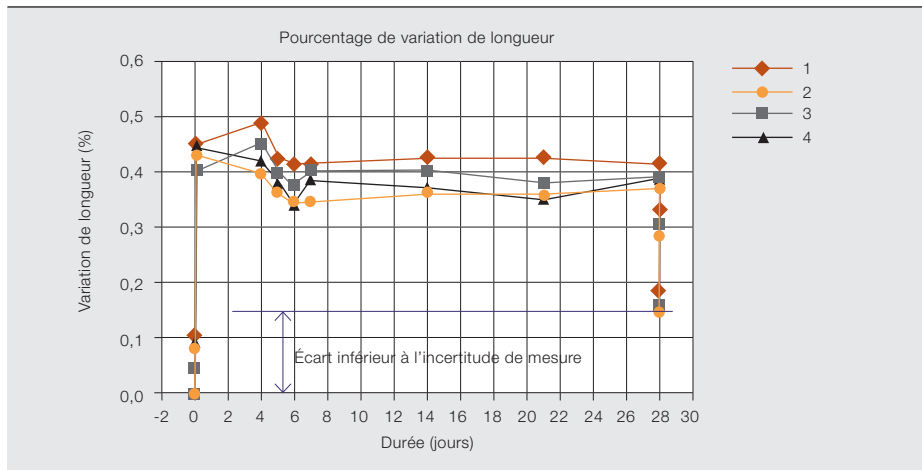
Pour déterminer la stabilité durable des thermoplastiques (en particulier, les polyamides), l'hydrophilie du matériau doit être étudiée.

La norme CEI stipule qu'un disjoncteur à vide raccordé en position ouverte doit pouvoir continuer à bloquer les tensions, même après absorption d'une quantité d'eau importante. Pour vérifier cette propriété, des essais climatiques furent menés à une température et une hygrométrie supérieures à la normale (absorption d'eau accrue pendant 500 h à 60 °C et

Note

2 Mesure des propriétés de claquage électrique d'un matériau

4 Résultats des essais de fluage et de relaxation



Ces essais réalisés sur le pôle encastré PT1 à 5000 N et 85 °C ont montré l'absence de déformation mesurable. Les très fortes variations au début et à la fin de la campagne d'essais correspondent à l'échauffement et au retour à la température ambiante.

75 % d'humidité). Parallèlement, les pôles étaient soumis à une tension alternative de 50 kV. Tous les pôles testés ont prouvé leur stabilité à ces régimes de fonctionnement.

De surcroît, le pôle devait aussi effectuer correctement une manœuvre de fermeture sur un courant de court-circuit, suivie d'une réouverture. La stabilité mécanique du thermoplastique étant bien plus élevée que celle des composites de résine époxyde, les nouveaux pôles PT réussirent brillamment ces essais.

Procédés de fabrication

Globalement, les procédés de fabrication des deux types de pôles sont comparables. Pour commencer, les groupes d'inserts avec la chambre de coupure sous vide et les bornes pour le moule sont pré-assemblés. Ces sous-ensembles subissent un prétraitement (nettoyage et essais, notamment) avant d'être placés dans le moule qui est fermé, verrouillé et rempli de matériau isolant. En raison des forts écarts de pression pendant le moulage par injection, le temps de remplissage du moule varie. Pour les composites de résine époxyde, le remplissage est suivi d'un temps de durcissement, alors que pour les thermoplastiques, il s'agit d'un temps de refroidissement. Le déroulement du procédé est illustré en → 5.

Pour la résine époxyde, le procédé est une réaction chimique alors que pour le thermoplastique, il s'agit d'un durcissement par refroidissement avec cristallisation du matériau. Les températures des moules sont approximativement les mêmes

au cours des deux procédés, tandis que les températures d'injection diffèrent notablement. Pour la résine époxyde, elle est légèrement supérieure à la température ambiante, alors que la température de fusion du thermoplastique atteint 300 °C. En d'autres termes, il y a apport de chaleur pour l'injection de résine époxyde et dissipation de chaleur pour le durcissement du thermoplastique.

Dès que le matériau est durci, on ouvre le moule pour en extraire le pôle. Cette opération ne pose pas de problème particulier car l'adhérence du thermoplastique avec l'acier et les autres métaux est en général très faible. Les pôles passent ensuite en phase de montage final et d'essai. À ce stade, on ajoute la tringle de manœuvre et le capot de protection de la chambre de coupure sous vide pour le transport. Les dimensions fonctionnelles et l'endurance des pôles font l'objet d'essais individuels.

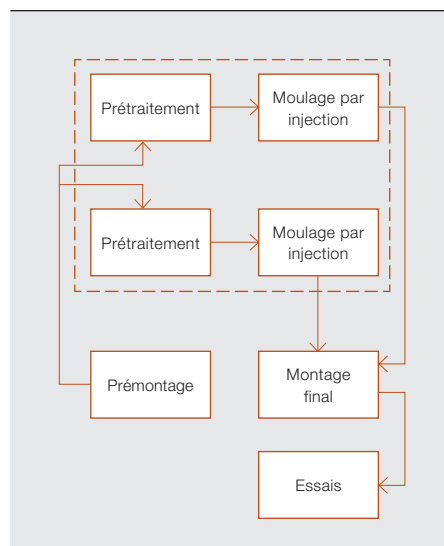
La fabrication des pôles en thermoplastique sur une presse à injection moderne, entièrement automatisée et instrumentée, permet d'accroître encore la fiabilité déjà élevée du procédé mis en œuvre pour les pôles en résine époxyde.

Pôle PT1

La figure → 6 illustre les deux variantes du pôle PT1.

Le pôle en → 6a peut couper des courants de court-circuit jusqu'à 31,5 kA, supporter des courants assignés maximaux de 1250 A et bloquer des tensions atteignant 17,5 kV, valeurs identiques à celles

5 Procédés de fabrication des pôles en thermoplastique et en résine époxyde



6 Pôle PT1 pour 31,5 kA (6a) et 25 kA (6b)



du pôle en résine époxyde correspondant (P1). Le tableau → 7 détaille les valeurs caractéristiques.

Le PT1 étant destiné aux applications MT, ses performances respectent, voire dépassent les exigences de la norme CEI 62271-100. Il satisfait aux critères des classes les plus strictes de la norme, à savoir M2 (endurance mécanique), E2 (endurance électrique) et C2 (pouvoir de coupure de courants capacitifs, batteries de condensateurs à gradins et câbles à vide).

Cette classification atteste la conformité normative du pôle PT1, mais ne fixe aucune limite de performance. Ainsi, par exemple, la norme prescrit

7 Caractéristiques du pôle PT1

Caractéristiques électriques et mécaniques		1206-25 1706-25	1212-25 1712-25	1206-31 1706-31	1212-31 1712-31
Tension nominale	kV	12 / 17,5	12 / 17,5	12 / 17,5	12 / 17,5
Fréquence nominale	Hz	50 / 60			
Tension nominale de tenue à la fréquence industrielle (ms)	kV	... 42			
Tension nominale de tenue aux chocs de foudre	kV	... 95			
Courant nominal normal (ms)	A	630	1250	630	1250
Courant nominal de coupure en court-circuit (ms)	kA	25	25	31,5	31,5
Courant nominal de fermeture en court-circuit (valeur crête)	kA	63	63	80	80
Masse	kg	4,8	4,8	5,6	5,6
Force de contact	N	2400	2400	3200	3200
Endurance mécanique (nbre de manœuvres FO)		30 000			
Durée de vie utile	années	30			
Nbre de manœuvres FO au courant nominal de coupure en court-circuit (ms)		50			
Température de fonctionnement	°C	-30 à +40			

10 000 manœuvres mécaniques de fermeture/ouverture (FO) pour l'endurance mécanique, alors que le PT1 en supporte facilement 30 000 sans maintenance.

tés dans un tableau électrique ABB de type *UniGear* et protégés dans des enveloppes *PowerCube*.

Ce montage fut pour tous les essais de

type CEI obligatoires (endurance mécanique, échauffement, pouvoir de fermeture et de coupure, essais de court-circuit) et pour les essais diélectriques. De plus, les essais de pouvoir de coupure de courants capacitifs (batteries de condensateurs à gradins et câbles à vide) et d'endurance électrique furent réalisés de la même

manière. Le pôle étant destiné au marché mondial, les valeurs des essais furent adaptées pour couvrir les exigences de la plupart des normes. Par exemple, la tension d'essai de fréquence industrielle fut réglée à 42 kV, celle de tension de choc à 95 kV, avec un temps de court-circuit de 4 s. Tous ces essais respectèrent les règles du STL (*Short-circuit Testing Liaison*), organisme mondialement reconnu, et furent donc réalisés en présence d'un tiers indépendant.

Parmi les nombreux autres essais, citons un essai d'arc interne selon CEI 62271-200

que le disjoncteur réussit sans amorçage du pôle. Par ailleurs, des essais de décharges partielles sur un grand nombre de pôles confirmèrent l'absence de celles-ci, corroborant l'excellente tenue des pôles encastrés ABB en service.

Domaines d'application du pôle PT1

Dernier-né de la gamme des pôles encastrés ABB, le PT1 sera monté dans les versions actuelles des disjoncteurs VD4 et VM1 → 8 pour couper les courts-circuits et protéger les câbles en charge et à vide, les transformateurs, les moteurs, les générateurs de même que les batteries de condensateurs. Il sera également proposé sur le marché des constructeurs OEM ou encore comme élément de remplacement pour les projets de modernisation. Des exemples d'application sont repris en → 9.

Pour le client, rien de plus aisé que de remplacer un pôle encastré existant par un pôle PT. Le PT1 est en effet totalement compatible avec les pôles P1 et présente les mêmes dimensions fonctionnelles. Pour simplifier la tâche des constructeurs OEM, ABB leur transmettra non seulement les rapports d'essais mais les conseillera et leur fournira les déclarations requises pour minimiser le nombre d'essais à reproduire pour la conformité aux normes CEI. Les essais diélectriques sont souvent les seuls que le client doit réaliser après montage du disjoncteur dans son appareillage électrique.

Atouts du pôle PT1

Les pôles thermoplastiques offrent tous les avantages des pôles encastrés ABB et satisfont aux exigences de qualité les plus strictes : isolation diélectrique optimisée, protection de la chambre de coupure sous vide et maintenance nulle. Ils possèdent, en outre, plusieurs avantages sur les pôles encastrés de génération actuelle, avec des performances égales, sinon supérieures à celles des pôles en résine époxyde.

En matière d'écobilan, les pôles PT marquent un progrès significatif par rapport à leurs prédécesseurs, en particulier aux étapes de fabrication et de recyclage³. Pour preuve, ABB a calculé l'empreinte

Note

³ Lire également « Les déchets ont de l'avenir », *Revue ABB*, 2/2009, p. 10-16.

La fabrication des pôles en thermoplastique sur une presse à injection moderne, entièrement automatisée et instrumentée, permet d'accroître encore plus la fiabilité déjà élevée du procédé mis en œuvre pour les pôles en résine époxyde.

On peut donc affirmer que le pôle PT1 surpasse toutes les exigences normatives et affiche des performances supérieures ou égales à celles des pôles existants en composites de résine époxyde.

Essais

Nous l'avons dit, le PT1 satisfait à toutes les exigences de la CEI 62271-100 et aux essais de type obligatoires. Ces essais furent réalisés sur un PT1 équipant des disjoncteurs à vide de types VD4 et VM1. Pour appuyer encore la démonstration, les essais ne furent pas réalisés sur des disjoncteurs distincts, mais mon-



9 Exemples de domaines d'application des chambres de coupure sous vide PT1

- Centrales électriques
- Postes de transformation
- Industrie chimique
- Métallurgie
- Industrie automobile
- Alimentation électrique des aéroports
- Construction navale
- Alimentation électrique des bâtiments

La fabrication des pôles thermoplastiques de type PT émet au minimum 50 % de CO₂ de moins que celle de leurs prédécesseurs.

carbone des deux types de pôle. Ce calcul ne s'est pas cantonné à la fabrication des pôles eux-mêmes, mais a également englobé celle des matières premières⁴. Les résultats montrent que la fabrication des pôles thermoplastiques de type PT émet au minimum 50 % de CO₂ de moins que celle de leurs prédécesseurs, ce qui correspond à une baisse d'environ 3 000 t de CO₂ par an, au vu du nombre d'unités produites⁵.

Autre atout des thermoplastiques : le procédé de fabrication peut être contrôlé avec une précision extrême, réduisant les variations de propriétés du matériau comme celles du pôle. La technologie des machines de moulage par injection étant aujourd'hui arrivée à maturité, le procédé de fabrication des pôles PT peut être totalement automatisé, avec enregistrement et contrôle complets de tous les paramètres pertinents. Cela permet non seulement une meilleure traçabilité, mais aussi une gestion plus poussée de la qualité par la méthode SPC de contrôle statistique des procédés ; de quoi renforcer le niveau de qualité, déjà très élevé, des pôles encastrés actuels.

Sur le plan technique, le pôle PT1 affiche des performances supérieures à celles du P1 en résine époxyde, notamment en matière d'endurance mécanique et de tenue aux basses températures, ce qui permet d'élargir son domaine de fonctionnement. Qui plus est, la charge calo-

rifique du pôle PT étant nettement plus faible, il offre plus de sécurité au client. Enfin, plus léger de 35 %, il est plus facile à manipuler et à transporter.

Le pôle PT, dernier-né des pôles encastrés d'ABB, représente l'ultime avancée technologique de produits au succès confirmé. Totalement compatible avec la génération précédente, il est aussi performant, sinon plus que ses prédécesseurs avec, rappelons-le, un écobilan très favorable.

Thorsten Fugel

Dietmar Gentsch

Arne Klaska

Christoph Meyer

ABB Calor Emag Mittelspannung

Ratingen (Allemagne)

thorsten.fugel@de.abb.com

dietmar.gentsch@de.abb.com

arne.m.klaska@de.abb.com

christoph.meyer@de.abb.com

Notes

4 À partir des données d'origine publiées ou fournies directement par le fabricant du matériau.

5 115 000 pôles/an



La cinquantaine en grande forme

THOMAS WESTMAN, PIERRE LORIN, PAUL A. AMMANN – Entretenir sa forme pour rester jeune : un dessein salutaire pour beaucoup d'entre nous, mais également pour les transformateurs de puissance. En effet, bon nombre des transformateurs installés dans le monde atteignent un âge où garder la forme devient une question de survie, pour eux comme pour les sociétés qui les utilisent. La défaillance d'un transformateur pouvant avoir des conséquences catastrophiques, leurs exploitants exigent une disponibilité élevée et de courts délais d'intervention. Avec un parc installé vieillissant et des budgets de maintenance étriqués, les transformateurs restent en service largement au-delà de leur durée de vie optimale. Or considérer qu'ils sont tous aptes à fonctionner quelques années de plus est un pari risqué. La gestion d'un parc de transformateurs doit répondre à un double objectif : réduire le risque de défaillance et en minimiser l'impact. *TrafoAsset Management™* d'ABB est un outil intelligent d'aide à la décision en matière de maintenance des transformateurs qui permet de les garder au meilleur de leur forme.

Les transformateurs restent dans la force de l'âge avec la maintenance proactive *Trafo Asset Management™*

1 Transformateur endommagé par une défaillance grave



2 Transformateur en (1) après remise en état et en service



3 Estimation du coût du remplacement inopiné d'un transformateur élévateur classique

Nettoyage du site	500 000 \$
Manque à gagner (500 000 \$/jour)	10 millions de \$
Installation (main d'œuvre et logistique)	100 000 à 300 000 \$
Modifications supplémentaires et travaux sur site	300 000 \$
Nouveau transformateur	2 à 4 millions de \$

La défaillance d'un transformateur peut coûter, outre le préjudice pour la réputation de l'exploitant, jusqu'à 15 millions de dollars. *Source: Double Life of a Transformer Seminar, Clearwater, FL, États-Unis, 2004*

Les transformateurs de puissance qui représentent souvent le plus gros investissement d'une centrale, d'un poste électrique ou d'une usine sont indispensables au fonctionnement des infrastructures haute tension (HT). Leur défaillance peut gravement perturber la bonne marche des systèmes, provoquant des arrêts de production intempestifs et des coupures de courant. L'origine de ces défaillances est multiple: maintenance insuffisante, exploitation déficiente, protection inadaptée, défauts non détectés, coup de foudre ou court-circuit → 1,2. Un incident électrique a des répercussions sur le chiffre d'affaires, donne lieu à des pénalités et entache la réputation d'une entreprise qui peut perdre ses clients.

En 2002, l'*Institute of Nuclear Power Operations* évaluait à plus de 70 le nombre de pannes liées, depuis 1996, à de gros transformateurs auxiliaires ou élévateurs de tension [1]. Plusieurs de ces incidents eurent d'importantes répercussions sur le fonctionnement des postes électriques; par ailleurs, plus de 30 arrêts d'urgence de réacteurs, arrêts de centrales et problèmes de fourniture électrique trouvaient leur origine dans des transformateurs défaillants avec, le plus souvent, des pertes de production et de coûteuses réparations.

Le coût financier majeur de la défaillance des transformateurs de puissance incite les entreprises électriques à s'assurer de

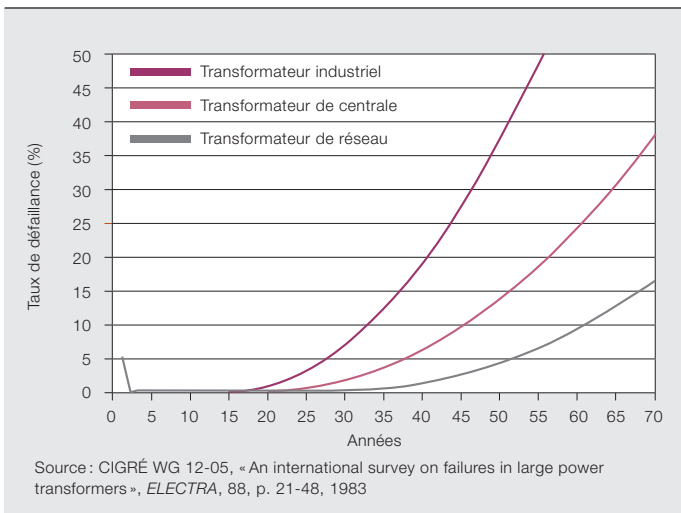
la fiabilité et de la disponibilité de ces actifs stratégiques tout au long de leur vie. Un transformateur représente un investissement lourd, entre 2 et 4 millions de dollars; quoique rare, une défaillance peut avoir des effets catastrophiques et, au pire, mener une entreprise à la ruine → 3. De plus, la plupart des pays ayant une législation stricte en matière de fourniture électrique, les pénalités pour interruption de service peuvent atteindre 100 fois le prix du kW.

Un parc vieillissant

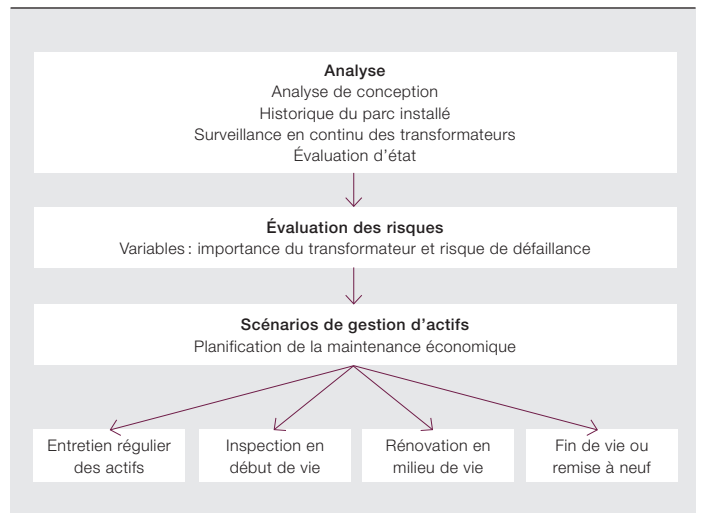
Les transformateurs ont beau afficher une sûreté de fonctionnement élevée, le parc mondial installé est relativement âgé. En effet, l'âge moyen du parc industriel est de 30 ans et celui des infrastructures de production et de transport de 40 ans. Sans être une « bombe à retardement », un transformateur vieillissant voit son taux de défaillance, ainsi que ses coûts de rem-

placement et de réparation augmenter lentement mais sûrement. Les courbes → 4 indiquent l'évolution du taux de défaillance des transformateurs installés dans l'industrie (violet), les centrales électriques (orange) et les réseaux de transport (gris). Les deux premières sont plus pentues car ces transformateurs y sont souvent plus fortement sollicités. L'âge n'est pas le seul facteur d'accroissement du risque de défaillance, mais en constitue généralement

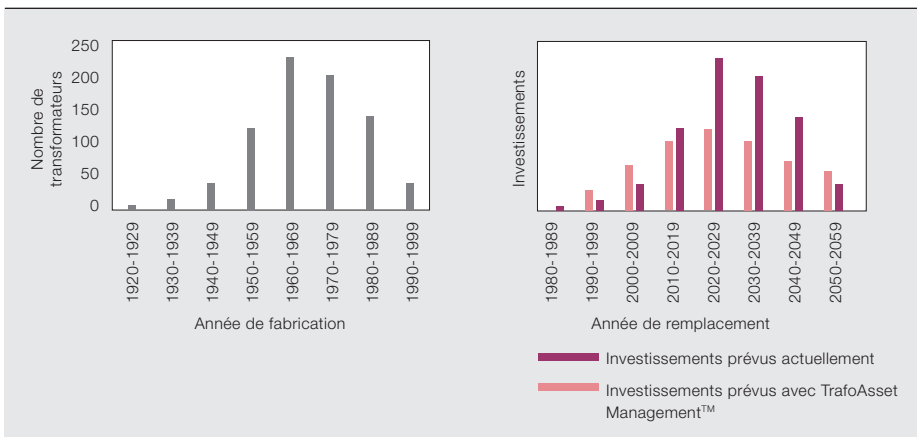
4 Évolution du taux de défaillance des transformateurs dans trois applications différentes



6 Présentation de la maintenance proactive TrafoAsset Management d'ABB



5 Investissements passés et présents



5a Un pic d'investissement dans des transformateurs neufs fut atteint entre 1960 et 1970. Sans stratégie de maintenance optimisée ni prolongement de leur durée de vie, un nouveau pic devrait se produire 50 ans après.

5b TrafoAsset Management d'ABB permet de lisser l'éventuel pic d'investissement.

un bon indicateur. Parmi les autres facteurs, citons le type d'application et la tendance à faire fonctionner les transformateurs à charge maximale, conséquence économique d'un marché dérégulé et concurrentiel.

La figure → 5 montre que le pic d'investissement eut lieu dans les années 1960 et 1970 pour beaucoup d'entreprises européennes et américaines. Le coût de remplacement des équipements vieillissants a forcé nombre d'entre elles à maintenir ces transformateurs en exploitation au-delà de la durée préconisée. Ce choix impose toutefois d'optimiser leur maintenance et de prendre des mesures pour rallonger leur durée de fonctionnement.

Parallèlement, les impératifs financiers de rentabilité des investissements mettent sous contrainte les budgets de maintenance tout comme la libéralisation et la déréglementation du marché. Dès lors, les

exploitants ne peuvent plus s'offrir le luxe d'une simple maintenance à échéance fixe qui limite les risques en passant au crible tous leurs transformateurs chaque année. Ils doivent, au contraire, recourir à une stratégie plus élaborée de maintenance conditionnelle qui se focalise sur les transformateurs à haut risque¹. Encore faut-il disposer d'informations fiables sur l'état des transformateurs !

Maintenance proactive avec TrafoAsset Management d'ABB

Pour prendre des décisions stratégiques et quotidiennes éclairées, les responsables d'exploitation ont besoin d'outils spéciaux leur permettant d'intervenir à bon escient et au bon moment. Sur ce plan, une tendance émerge clairement : la maintenance à échéance fixe cède le pas à la maintenance conditionnelle. Les décisions ne sont plus prises selon un calendrier fixe,

Le parc mondial prend de l'âge alors que le coût de remplacement des transformateurs vieillissants a forcé nombre d'entreprises à les maintenir en exploitation au-delà de la durée préconisée.

Note

1 Transformateur qui présente une forte probabilité de défaillance ou dont la défaillance aurait un impact majeur sur l'activité.

établi sur la base du retour d'expérience et de l'observation, mais bien au vu de l'état réel de l'appareil et du niveau de fiabilité exigé par sa fonction. C'est ce que propose TrafoAsset Management à travers trois volets: bilan, analyse des risques et planification des interventions dans un scénario de gestion des actifs → 6.

État des lieux

Avec les données de conception, les informations sur le parc installé, le bilan de santé et l'historique de maintenance, ABB dispose d'une vision à 360° du parc. Ces données sont au cœur du système ABB d'évaluation et de suivi d'état car non seulement elles minimisent le risque de défaillance mais surtout elles fournissent de précieuses informations qui servent de point de départ à une maintenance et une remise en service plus rapides.

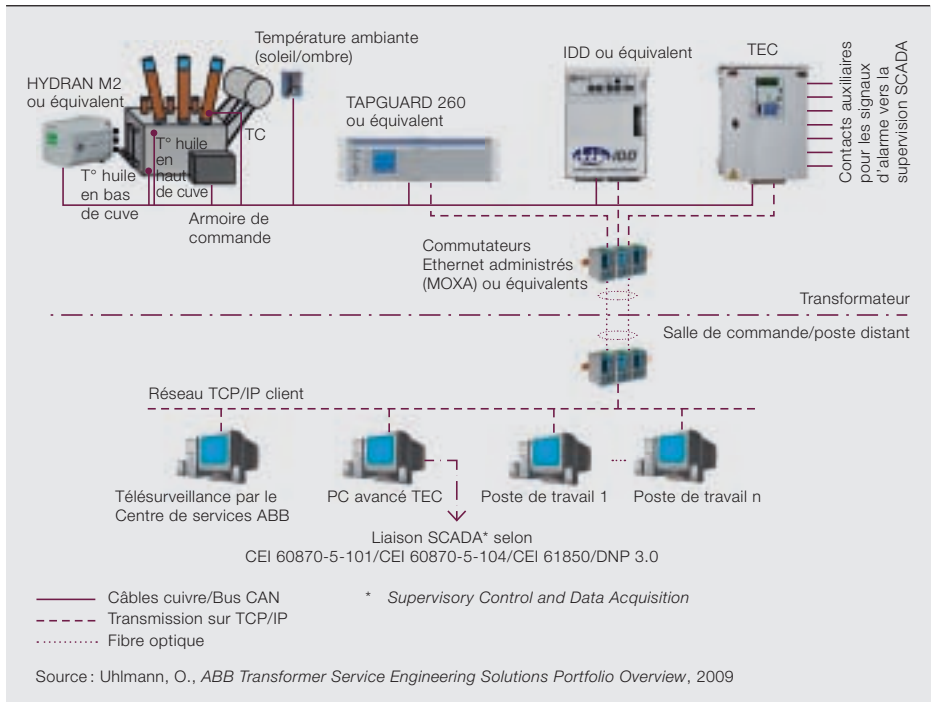
Analyse de conception

ABB dispose des plans originaux de plus de 30 marques d'appareils et les données techniques de près de 75% du parc de gros transformateurs de puissance installés en Amérique du Nord, notamment ceux de Westinghouse, GE, ASEA et BBC, ainsi que de technologies d'anciennes générations. Tous les nouveaux transformateurs ABB sont conçus et fabriqués selon le même concept avec des composants standardisés, éprouvés et modulaires qui garantissent la flexibilité, la sûreté et l'adaptabilité de toutes les conceptions.

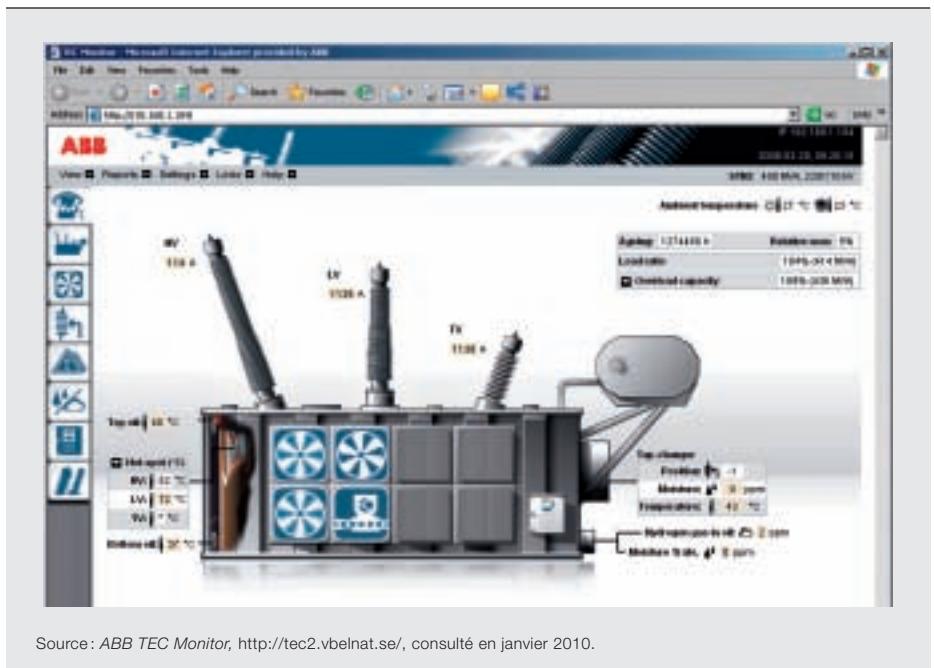
Historique

Le système d'ABB recense une grande partie de ses produits. Une pléthore de données sur les transformateurs est disponible et continuellement mise à jour avec, notamment, des informations sur le propriétaire actuel et l'historique. Ce système constitue un formidable support pour la détection proactive des problèmes. Ainsi, une analyse révéla environ 700 points potentiellement problématiques au niveau des systèmes de refroidissement du parc installé. La recherche s'est centrée sur les transformateurs de 10 à 600 MVA âgés de plus de 20 ans et refroidis par huile ou par eau. Des fuites dans ces systèmes avaient entraîné la défaillance complète de beaucoup d'entre eux et, dans un cas particulier, trois mois d'interruption de production et un manque à gagner pour l'exploitant. Les données du système ont permis de contacter de manière anticipée les exploitants et de vérifier régulièrement les appareils.

7 Architecture d'un système de surveillance en continu des transformateurs



8 Interface de surveillance du transformateur avec l'état des principaux éléments



Suivi d'état des transformateurs

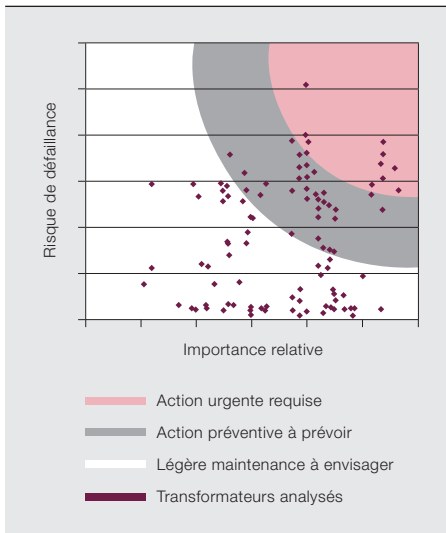
La surveillance et le suivi d'exploitation s'imposent comme un élément clé de la gestion des transformateurs. Ils autorisent une détection précoce des défauts survenant dans la cuve ou les accessoires, permettant à l'exploitant d'évaluer la gravité de la situation. Plusieurs transformateurs sont raccordés au réseau informatique de l'exploitant et peuvent être surveillés depuis une salle de commande ou un poste distant → 7. Des capteurs mesurent différentes valeurs (gaz dissous, teneur en humidité et température de l'huile, courant

de charge de chaque appareil et température ambiante) et transmettent ces valeurs analogiques au système. L'interface fournit

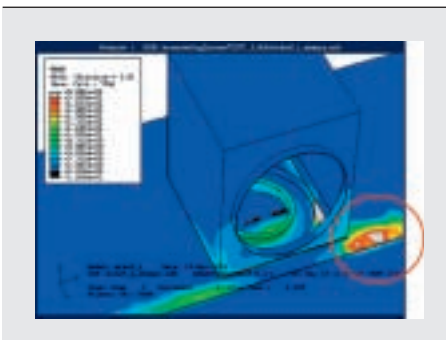
Notes

- La surveillance des transformateurs permet de ramener le risque de défaillance cataleptique de 0,07 % à 0,03 % [2].
- Première étape de résolution des problèmes qui consiste à collecter des informations et à analyser les symptômes pour identifier les causes sous-jacentes. Généralement, la maintenance de premier niveau est réalisée par un personnel dont la connaissance des produits lui permet de résoudre les problèmes caractérisés.

9 Exemple de résultats fournis par le programme MTMP d'ABB



9a Étape 1 : le bilan de santé du parc de transformateurs fournit une évaluation du risque.



9c Étape 3 : l'évaluation de durée de vie et la simulation de profil (des quelques transformateurs présentant des anomalies aux étapes 1 et 2) utilisent l'analyse approfondie pour déterminer l'état des transformateurs. Le cercle rouge indique qu'une action immédiate est requise.

des données d'état précises en créant un modèle du transformateur et de son fonctionnement. Les mesures sont ensuite comparées aux valeurs simulées → 8, ce qui permet de détecter les écarts et de signaler les dysfonctionnements probables du transformateur, son degré d'usure et celui de ses accessoires. Le système recense également les alarmes du transformateur et enregistre chaque événement ainsi que l'enchaînement des conditions débouchant sur une alarme pour aider l'exploitant à en déterminer la cause. Cette surveillance en continu offre des avantages indéniables. Une étude du CIGRÉ a montré qu'elle peut réduire de 50 % le risque de défaillance cataleptique² [2]. De plus, la détection précoce des problèmes peut diminuer de 75 % les coûts de réparation et de 60 % le manque à gagner. Les économies annuelles atteignent 2 % du prix d'un appareil neuf, soit 40 000 à 80 000 dollars [3].

Site 1 – Résultats de l'évaluation d'état et plan d'action						
Transfo	Mécanique	Électrique	Thermique	Accessoires	Risque global	Réduction du risque – Actions
2	Bobinage	Arc électrique	Échauffement		95	Contrôle visuel et réparation en atelier/rebobinage
5	Cuve			Échauffement du CPEC	80	Réparation sur site et révision complète du changeur de prises en charge (CPEC)
1			Vieillessement de l'huile	Traversée	70	Régénération/filtration de l'huile et diagnostic avancé/changement traversée HT
6		Arc électrique		Thermomètre	50	Remplacement du thermomètre de l'huile en haut de cuve/suivi en ligne de l'analyse des gaz dissous
3				Gel de silice	40	Changement du gel de silice
7					25	Actions de maintenance classiques
8					15	Actions de maintenance classiques/ 10 % de capacité de surcharge
4					10	Actions de maintenance classiques/ 15 % de capacité de surcharge

9b Étape 2 : l'évaluation de l'état et de la conception d'un groupe de transformateurs à haut risque suggère des mesures concrètes pour chaque appareil.

La force du système de surveillance d'ABB, baptisé *Transformer Electronic Control* (TEC), tient au fait que seule une poignée de capteurs polyvalents suffit pour collecter toutes les informations pertinentes. Les autres paramètres requis sont calculés, n'augmentant que marginalement la complexité du transformateur. L'exploitant n'est donc plus obligé de consacrer beaucoup de temps à trier et à interpréter les données. De plus, le responsable dispose d'indications cruciales sur les actions nécessaires à la maintenance de premier niveau³.

Évaluation d'état

ABB est le pionnier des systèmes d'évaluation d'état personnalisables. Son programme MTMP (*Mature Transformer Management Program*) est un processus d'évaluation d'état ultramoderne et très peu invasif. Le parc de transformateurs de puissance d'un client est passé au crible pour identifier les appareils à remplacer ou à rénover et déterminer le délai d'intervention.

Le diagnostic se déroule en trois étapes → 9. Pour commencer, on procède à un «examen clinique» général à partir de données facilement disponibles : valeurs de la plaque signalétique, huile et gaz dissous, profil de charge et historique → 9a. Ensuite, on examine plus en détail une sélection d'appareils du parc complet → 9b. La conception d'origine est évaluée à l'aune de règles et d'outils de conception modernes et des diagnostics avancés sont effectués pour déterminer, selon une méthode structurée, chacune des

Les exploitants ne peuvent plus s'offrir le luxe d'une simple maintenance à échéance fixe qui limite les risques en passant au crible tous leurs transformateurs chaque année.

principales caractéristiques de l'appareil : état mécanique, thermique (vieillesse de l'isolant) et électrique de la partie active et des auxiliaires (changeurs de prises, traversées, soupapes de surpression, système de séchage de l'air, pompes et relais). Seuls 2 ou 3 appareils sur une centaine font généralement l'objet d'une étude approfondie → 9c. Au cours de cette ultime étape, des spécialistes analysent les appareils à l'aide d'outils de simula-

La détection précoce des problèmes peut diminuer de 75 % les coûts de réparation et de 60 % le manque à gagner.

tion. Un bilan détaillé est alors transmis au responsable d'exploitation qui dispose ainsi de données objectives sur ses transformateurs pour l'aider dans sa prise de décision : capacité de surcharge, augmentation des valeurs assignées de puissance ou de tension, prolongement de la durée de vie [4].

Évaluation des risques

L'évaluation des risques → 6 couvre deux aspects : d'une part, le risque de défaillance qui est établi à partir des données de la phase d'analyse, à savoir âge ou durée de service, caractéristiques assignées (kV, MVA, etc.), types d'application, cycles de charge, problèmes ou conditions d'exploitation, dernières données collectées (par ex., analyse de l'huile et des gaz dissous), disponibilité d'un appareil de réserve ou de pièces de rechange ; d'autre part, l'importance (degré de criticité) du transformateur en question dans la continuité de service du réseau électrique. En d'autres termes, quelles seraient les conséquences de la défaillance d'un transformateur donné sur le fonctionnement global du système ? C'est la comparaison de ces deux aspects qui permet de définir le degré d'urgence des actions à mener → 9a. Le gestionnaire d'actifs peut ainsi s'assurer que les transformateurs les plus vulnérables sont pris en compte en priorité.

Scénarios de gestion des actifs

Pour l'exploitant, les risques ne se limitent pas aux aléas techniques inhérents aux appareils, mais englobent aussi les conséquences économiques d'une défaillance comme, par exemple, le coût de la non-fourniture d'énergie. Dans cette optique, ABB a développé, conjointement avec un acteur majeur du secteur, un modèle qui évalue le coût global (coût de possession sur le cycle de vie) d'un parc sur une période donnée → 6. Ce modèle prend en compte quatre éléments du coût global : investissement, maintenance, exploitation et coûts indirects. Des scénarios comparatifs et des études de sensibilité peuvent être réalisés pour différentes années de remplacement ou d'intervention sur l'appareil. Pour chaque scénario, le modèle donne la valeur actualisée nette. Un sous-programme d'optimisation permet également de minimiser automatiquement le coût global du parc. Le programme établit la liste des échéances optimales pour la maintenance ou le remplacement d'un transformateur ou groupe de transformateurs. La valeur actualisée nette du parc complet est déterminée à partir de l'état de chacun des appareils et des opérations de maintenance choisies pour améliorer leur état. Le responsable d'exploitation peut ainsi envisager différents scénarios de maintenance et connaître l'impact financier de chacun d'eux. Originalité de la démarche : au-delà des dépenses de maintenance, elle tient compte de leur intérêt économique sur la fiabilité de l'appareil [5].

Solutions de maintenance

À partir des données disponibles et des plus récents outils et solutions de maintenance → 6, ABB préconise des actions et propose des prestations « sur mesure » : entretien périodique, inspection en début de vie, rénovation en milieu de vie et remise à neuf. La rénovation en milieu de vie prévisible est devenue cruciale pour les exploitants confrontés au vieillissement de leurs transformateurs. Elle comprend une révision complète de l'appareil en plusieurs étapes, notamment des diagnostics poussés de l'état mécanique, thermique et électrique pour augmenter sa durée de vie résiduelle et sa fiabilité. Des pièces neuves ou remises à neuf sont utilisées : chan-

geurs de prises en charge, traversées, pompes, sondes thermiques, soupapes, joints ou systèmes de refroidissement, par exemple. Cette rénovation inclut aussi souvent la partie active, avec nettoyage, resserrage des enroulements et raccordements, ou montage de nouvelles pièces.

Avantages

Lorsqu'elle ignore le type de risque encouru par son parc, une entreprise tend à surinvestir dans la maintenance des transformateurs à faible risque et à sous-investir dans celle des transformateurs à haut risque → 10. Or, dans le premier cas, 30 à 50 % des dépenses de maintenance s'avèrent inutiles [6]. Pour les éviter, on peut évaluer à intervalles réguliers l'état du parc. Le recours à une maintenance préventive ou prédictive réduit les dépenses liées aux transformateurs, mises à mal par les coupes dans les budgets de maintenance avec la dérégulation du secteur. Concentrer les ressources humaines et financières sur les besoins prioritaires (selon le résultat de l'évaluation d'état) permet d'améliorer la fiabilité du parc pour un coût bien inférieur à celui de la maintenance traditionnelle à échéance fixe.

On estime de 5 à 15 ans le gain de durée de vie potentiel offert par une maintenance préventive judicieuse. Les avantages économiques des mesures préventives et des actions correctives peuvent aussi s'exprimer en termes de prolongement de la durée de vie des transformateurs, en éliminant les défaillances résultant de l'absence de maintenance opportune.

Maintenance proactive

TrafoAsset Management d'ABB apporte aux exploitants les informations, l'expertise et les outils de maintenance indispensables à l'optimisation de leur parc de trans-

TrafoAsset Management se concentre sur le bilan, l'analyse des risques et la planification des interventions.

formateurs, dans une logique d'amélioration de la gestion des actifs et de réduction des risques de défaillance intempestive. De plus, la masse de données collectées, de la conception à l'évaluation d'état, permet de réduire l'impact d'une défaillance en écourtant les délais de remise en ser-

10 TrafoAsset Management™ d'ABB: la maintenance proactive en pratique

Un client d'ABB, exploitant d'un des plus grands parcs de transformateurs, utilisait une simple maintenance à échéance fixe. Il ne savait donc pas si la maintenance effectuée sur chaque appareil correspondait à son profil de risque. De plus, suite à la libéralisation du marché, le budget de maintenance fut réduit et risquait de devenir insuffisant au vu de la structure de risque du parc.

ABB évalua l'état des 128 transformateurs du parc, répartis dans 54 postes électriques, pour déterminer le risque de défaillance de chacun d'eux. Cette évaluation permet de classer les appareils selon leur état réel et de déterminer un

ordre de priorité des actions correctives. Le client put alors redéployer ses ressources vers les transformateurs à haut risque et, par là même, réduire ses coûts.

Cet exemple met clairement en évidence les avantages d'une maintenance conditionnelle. Le client optimise son temps et ses ressources avec, pour résultat, une meilleure fiabilité du parc. Une part bien plus importante du budget de maintenance est consacrée aux transformateurs les plus vulnérables ou qui jouent un rôle clé dans le réseau. La maintenance proactive de ces transformateurs diminue le risque de défaillance intempestive.

Thomas Westman

ABB Power Products
Zurich (Suisse)
thomas.westman@ch.abb.com

Pierre Lorin

ABB Power Products
Genève (Suisse)
pierre.lorin@ch.abb.com

Paul A. Ammann

ABB Power Products
Baden (Suisse)
paul.a.ammann@ch.abb.com

Bibliographie

- [1] Institute of Nuclear Power Operations (INPO), *Significant Operating Experience Report*, Ref. SOER02-3, 18 septembre 2002.
- [2] *CIGRE Technical Brochure 248*, « Economics of transformer management », juin 2004.
- [3] Boss, P., Lorin, P., Viscardi, A., et al., *Economical aspects and experiences of power transformer on-line monitoring*, Session plénière du CIGRÉ, 2000.
- [4] Boss, P., Horst, T., Lorin, P., et al., *Life assessment of power transformers to prepare rehabilitation based on technical-economical analysis*, Session plénière du CIGRÉ, 2002.
- [5] Lorin, P., *Lifetime decisions: Optimizing lifetime costs for transformers through informed decisions*, ABB Review Special Report Power Services, 10-15, 2004.
- [6] IEEE PES Transformers Committee, *Tutorial: Transformer fleet health and risk assessment*, Dallas, TX (États-Unis), mars 2007.

Lectures complémentaires

- Eklund, L., Lorin, P., Koestinger, P., et al., « Essais transformés sur site avec TrafoSiteRe-pair™ », *Revue ABB 4/2007*, p. 45-48.
- Jonsson, L., « La transformation des transformateurs : contrôler et surveiller son parc de transformateurs avec TEC », *Revue ABB 4/2002*, p. 50-54.
- Lorin, P., « Forever young (longlasting transformers) », *IEE Power Engineer*, 19(2), p. 18-21, avril/mai 2005.
- Lorin, P., Fazlagic, A., Pettersson, L. F., Fantana, N., « Solutions pour la gestion d'un parc de transformateurs vieillissant », *Revue ABB 3/2002*, p. 41-47.
- Potsada, S., Marcondes, R., Mendes, J.-C., « Extreme maintenance: No location too challenging for an onsite repair! », *ABB Review Special Report Power Services*, p. 59-62, 2004.
- Westman, T., *ABB Transformer Service Marketing and Sales Presentation Pack*, 2009.
- ABB Transformer Experts, *Transformer Service Handbook*, 2006.

Appareils	Budget avant évaluation	Budget après évaluation
11 transformateurs à haut risque	110 000 \$ (9 % du budget)	245 500 \$ (25 % du budget)
47 transformateurs à risque moyen	470 000 \$ (37 % du budget)	434 000 \$ (45 % du budget)
70 transformateurs à faible risque	700 000 \$ (54 % du budget)	294 500 \$ (30 % du budget)
Total: 128	1 280 000 \$	974 000 \$

La solution de maintenance optimisée réduit de 24 % le budget de maintenance du client (soit 306 000 dollars/an) et améliore la maintenance des transformateurs à haut risque.

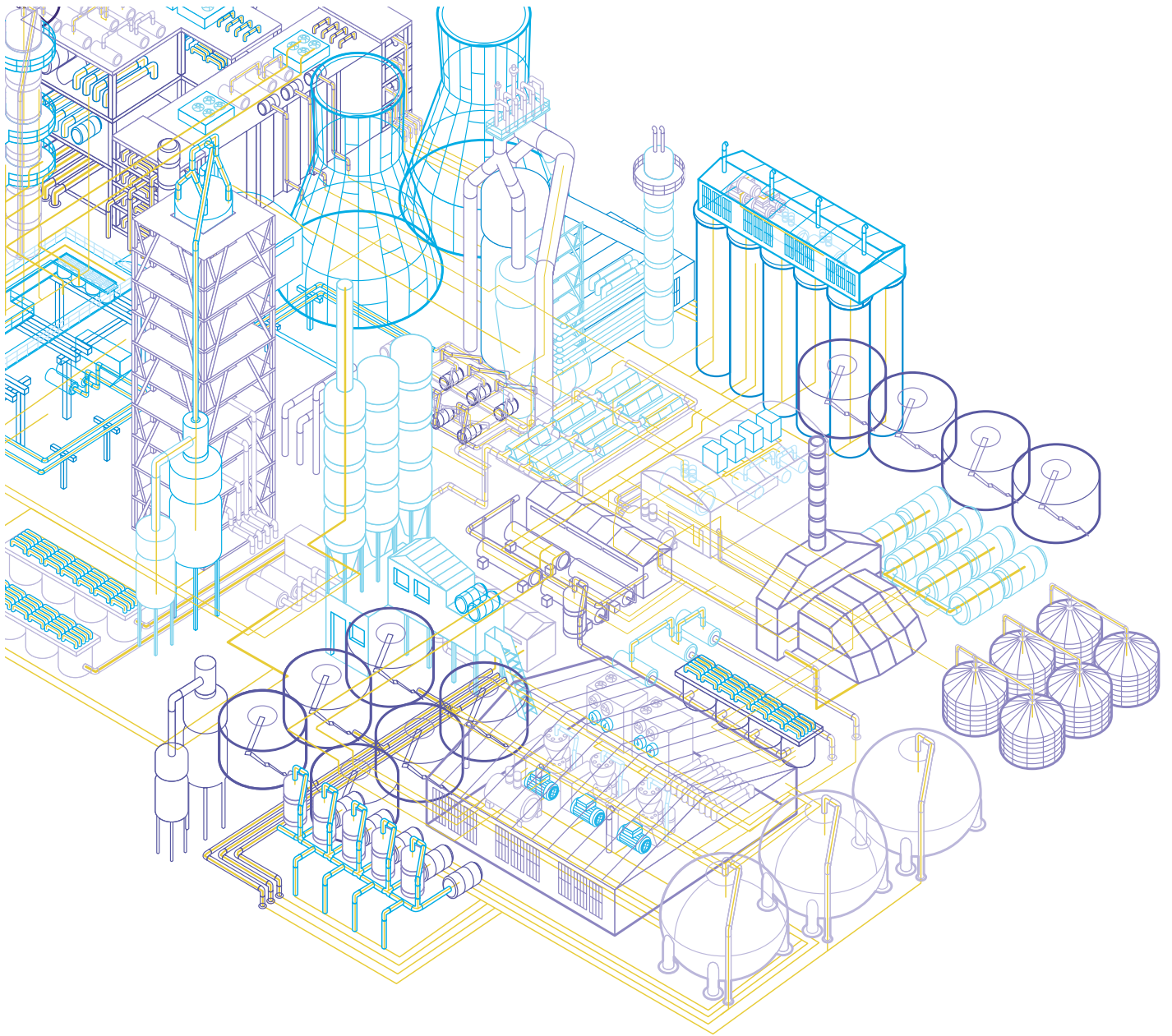
L'approche de la gestion des actifs d'ABB offre une vision claire des risques et des besoins de maintenance pour garantir la fiabilité et la disponibilité des appareils.

vice. Une maintenance proactive basée sur la méthode TrafoAsset Management aide les exploitants à minimiser le risque de défaillance intempestive ainsi que les pénalités pour les énergéticiens ou le manque à gagner pour les industriels → 10.

Une gestion des actifs et des services proactifs basés sur une connaissance précise de l'état réel des transformateurs sont d'une importance capitale au vu de l'âge avancé du parc mondial et des exigences accrues de qualité et de continuité de service. L'approche modulaire et intégrée de gestion des actifs d'ABB offre une vision claire des risques et des besoins de maintenance pour garantir la fiabilité et la disponibilité des appareils. Les responsables d'exploitation peuvent ainsi utiliser à bon escient leurs budgets de maintenance et de remplacement en donnant la priorité aux appareils à haut risque.

TrafoAsset Management d'ABB procure un service performant car il réduit le risque de défaillance pour un budget de maintenance donné et, en cas de défaillance, en minimise l'impact.

Pour en savoir plus sur l'offre ABB de transformateurs, rendez-vous sur www.abb.com/transformers.



Agent double

Les variateurs se font l'écho de l'état fonctionnel des machines et procédés industriels

MICHAL ORKISZ, MACIEJ WNEK, PIEDER JOERG – Avec des procédés toujours plus complexes et des marges en chute libre, l'industrie doit plus que jamais minimiser les arrêts de production en surveillant étroitement ses actifs et en détectant les signes avant-coureurs des défauts et problèmes de ses équipements critiques. Or les systèmes de surveillance d'actifs ne sont pas utilisés partout, souvent à cause du surcoût de l'instrumentation et du câblage, *a fortiori* s'il faut les installer sur des équipements existants. Autre raison : sélectionner et interpréter les énormes quantités de données

disponibles peuvent être aussi laborieux que coûteux. ABB a imaginé une solution pour extraire et traiter facilement des données importantes sans investissement supplémentaire et sans arrêter les machines. En récupérant et en exploitant toute la richesse des données accumulées par des appareils déjà présents sur les lignes de production, comme les variateurs, les clients peuvent détecter précocement les anomalies de fonctionnement et maximiser la disponibilité de leurs machines.



déterministe. L'absence de fréquence de commutation constante complique quelque peu l'utilisation des méthodes d'analyse spectrale. Chaque spectre contenant de nombreuses composantes difficiles à prédire collectées les unes à la suite des autres, le moyennage point par point de nombreux spectres, par exemple, est indispensable pour obtenir un spectre « propre ».

En général, les signaux actuellement disponibles dans les variateurs ACS servent essentiellement à des fonctions de commande et de régulation. Par conséquent, certains prétraitements nécessaires à la surveillance d'actifs, comme le filtrage anti-repliement, ne sont pas appliqués. Les points de données sont échantillonnés ou calculés à des cadences maximales de

Les industriels sont constamment sous pression pour réduire leurs coûts, gagner en productivité et améliorer leur qualité de service. Concilier efficacement ces objectifs impose de connaître en permanence l'état fonctionnel des actifs de production – en particulier les machines critiques – et de tirer profit de cet état des lieux pour identifier et corriger rapidement les défauts avant qu'ils ne se répercutent sur d'autres parties du procédé [1]. Un bon système de surveillance d'actifs aide à prédire la fiabilité des équipements et le risque de défaillance. Au vu des avantages qu'ils procurent, pourquoi ces systèmes ne sont-ils pas utilisés partout ? Première raison, les équipements existants en sont souvent déjà dotés et l'installation de capteurs et de câbles supplémentaires pourrait s'avérer à la fois compliquée et coûteuse. Une deuxième raison tient à l'interprétation des résultats. En effet, dans de nombreux cas, récupérer des données servant normalement à une fonction d'un procédé pour en tirer des informations sur une autre n'est pas évident. Ainsi, par exemple, déterminer la dimension fractale d'un phénomène peut être relativement aisé, mais la rapporter à l'état fonctionnel d'une machine est une autre affaire ! La plupart des procédés intègre des dispositifs capables d'acquérir et de générer des signaux qui, correctement regroupés et traités, peuvent également servir à des fins de diagnostic. À titre d'exemple, citons les variateurs de fréquence de la gamme ACS

d'ABB qui alimentent et pilotent souvent des équipements sensibles. Ces variateurs hébergent une puissante électronique de commande qui cumule et transmet des dizaines, sinon des centaines de signaux avec une résolution inférieure à la milliseconde.

Pour servir à la surveillance d'actifs, les données doivent être récupérées du variateur sous une forme ou une autre. En interne, les signaux – notamment des valeurs de mesure, de réglage et de calcul (vitesse, fréquence, couple, flux, courant, puissance, température, paramètres...) – sont stockés dans des mémoires régulièrement mises à jour. Ils peuvent être récupérés sous la forme de valeurs OPC¹ ou chargés dans un enregistreur de données. Ce dernier est une mémoire tampon programmable qui stocke les valeurs de différentes variables, à une cadence d'échantillonnage spécifique, généralement suffisamment élevée pour permettre une analyse spectrale des données. En fonctionnement normal, les données anciennes sont écrasées par les données plus récentes jusqu'à ce que l'enregistreur soit déclenché par un événement : défaut ou alarme, franchissement d'un seuil ou commande logicielle. Cette mémoire tampon étant circulaire, certaines données antérieures et postérieures au déclenchement peuvent être conservées. Le système DriveMonitor™ d'ABB → 1 peut lire le contenu de la mémoire tampon d'un variateur. Il se compose d'un module matériel sous la forme d'un PC industriel et d'une couche logicielle qui collecte et analyse automatiquement les signaux et les paramètres du variateur [2].

Enrichissement des données

Leur résolution étant fixe et leur prétraitement effectué, les signaux du variateur existent généralement sous une forme difficilement exploitable à des fins de diagnostic. Par conséquent, les données doivent subir quelques « transformations » pour servir au diagnostic.

Comme leur nom l'indique, les variateurs de fréquence modulent la fréquence du courant fourni au moteur. La technique DTC (*Direct Torque Control*) de commande des moteurs utilisée par les variateurs ABB donne une séquence de commutation non

La plupart des procédés intègre des dispositifs capables d'acquérir et de générer des signaux qui peuvent également servir à des fins de diagnostic.

40kHz, mais ne sont accessibles qu'à des cadences inférieures (en conservant chaque 40^{ème} point de données, par exemple). En traitement du signal, les fréquences supérieures à celle dite de Nyquist – correspondant à la moitié de la vitesse d'échantillonnage – doivent être filtrées avant l'échantillonnage des signaux. Sans ce filtrage, les pics des fréquences les plus élevées apparaîtront au bas du spectre, rendant l'interprétation très difficile. Ainsi, par exemple, les signaux contenant les fré-

Note

- 1 Acronyme de *OLE for Process Control* : interface ouverte de communication industrielle temps réel entre équipements de contrôle-commande de marques et de modèles différents

quences de 400 Hz, 600 Hz, 1400 Hz et 1600 Hz qui sont échantillonnées à 1 kHz produisent tous le même spectre replié avec un pic à 400 Hz.

Pour connaître les changements de fréquence de sortie induits par le variateur, les fréquences élevées sont primordiales. Or celles-ci peuvent être récupérées car elles ne sont pas filtrées par le filtre anti-repliement; de plus, la fréquence de sortie du variateur est rarement constante.

Ce processus est illustré en → 2. Le spectre individuel vrai qui contient les pics originaux et repliés, calculés à partir des données de mesure, figure en → 2a. L'échelle de l'axe x est modifiée pour que la fréquence de sortie soit égale à 1. Ce spectre est « déplié » en le dupliquant (alternance de recto-verso) le long des multiples de la fréquence de Nyquist. Un certain nombre de spectres dépliés pour différentes fréquences de sortie est ensuite moyenné pour que les pics précédemment repliés reprennent leur place initiale → 2b.

Un entraînement électrique est normalement piloté en vitesse variable pour contrôler un paramètre applicatif. Le variateur module la fréquence de sortie en réponse à une commande externe (augmentation du débit de pompage, par exemple) ou à une fluctuation interne (augmentation du glissement d'un moteur asynchrone avec la charge sur un convoyeur, par exemple), voire une combinaison des deux. Les méthodes traditionnelles d'analyse spectrale supposent une fréquence constante; quand celle-ci varie, deux approches sont possibles: sélectionner les moments où la fréquence est constante ou changer l'échelle de l'axe des temps.

La première approche tire parti de la masse de données disponibles en permanence. À vrai dire, on peut exclure la plupart de ces données pour ne se concentrer que sur celles présentant un réel intérêt. Reste à savoir comment faire la distinction entre données pertinentes et inutiles? Un bon critère consiste à ne retenir que les données collectées au moment où la fréquence de sortie varie peu et lorsque le procédé présente des caractéristiques qui surviennent de manière régulière.

Parfois, les points de fonctionnement varient à un tel rythme qu'il est impossible de trouver un échantillon de données pendant n'importe quelle période de temps. Dans ces cas, la solution consiste à convertir les données du domaine temporel en une autre grandeur comme, par exemple, l'angle du champ électrique². Pour ce faire, plusieurs valeurs de mesure peuvent être récupérées

du variateur en parallèle avec le signal d'origine, notamment la valeur instantanée de la fréquence de sortie³. Cette fréquence est alors intégrée pour produire l'angle du champ électrique du stator qui remplace la valeur x d'origine de chaque point de données.

Une normalisation supplémentaire peut être appliquée aux valeurs y.

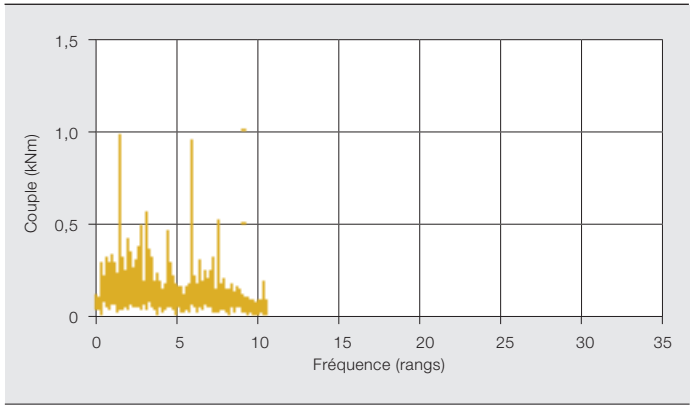
Cette conversion débouche sur un axe x dont les intervalles ne sont plus égaux, empêchant le recours à une approche spectrale par transformée de Fourier rapide (FFT).

On utilise alors la méthode du périodogramme de Lomb

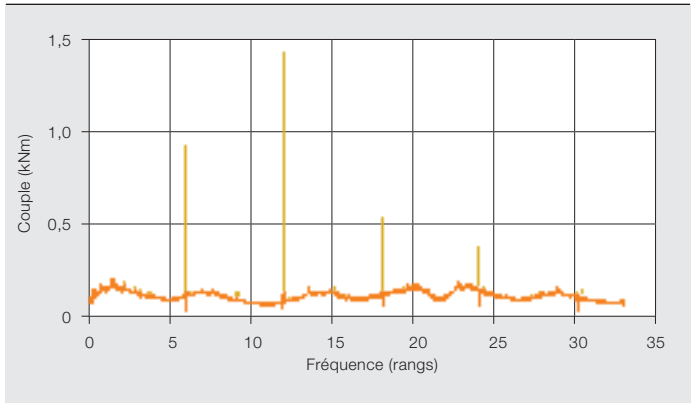
[3] qui, appliquée à un des courants de phase d'une machine de levage, est illustrée en → 3. Le signal d'origine caractérisé par une forte variabilité de la fréquence et de l'amplitude figure en → 3a. La valeur efficace du courant fournie par le variateur est donnée en → 3b et la fréquence mesurée instantanée en → 3c. La forme de l'angle du champ électrique du stator → 3d suit la tendance qui veut que plus la fréquence est élevée, plus l'angle augmente rapidement. La sinusoïde régulière illustrée par le trait plein de l'onde (couleur moutarde) en → 3e est obtenue lorsque le signal de courant d'origine est normalisé (moyennage point par point) par la valeur efficace du courant et son axe x ré-espacé pour refléter l'angle. Cela donne un spectre avec un pic de fréquence unique (trait plein en → 3f), alors que le spectre des données brutes en pointillés n'en contient pas.

Différentes transformations peuvent être appliquées selon l'information recherchée. Exemple: supposons que les ingénieurs cherchent à savoir si un moteur présente des défauts spécifiques (déséquilibre, désalignement ou roulements défectueux). Plutôt que de mesurer la valeur instantanée de la fréquence de sortie, un signal de vitesse du moteur peut être acquis. Après transformation, l'axe x représente l'angle de

2 Spectre d'un couple électrique



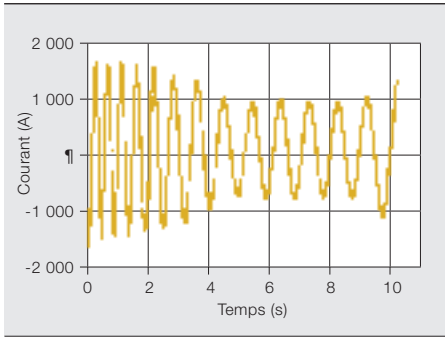
2a Avec pics repliés



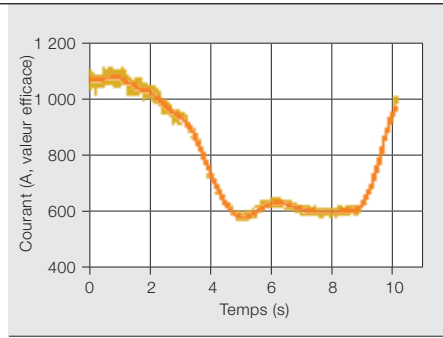
2b Avec un spectre moyenné « déplié »

Les variations de fréquence peuvent être analysées selon deux approches : sélectionner les moments où la fréquence est constante ou changer l'échelle de l'axe des temps.

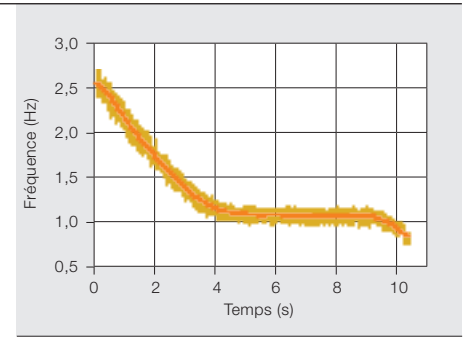
3 Normalisation et transformation du courant à fréquence (et amplitude) variables



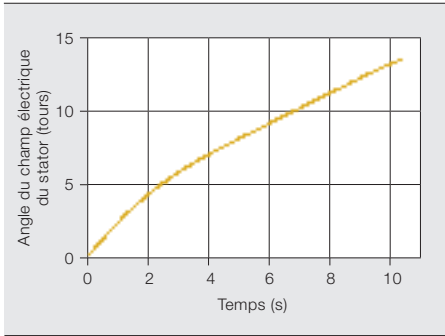
3a Signal d'origine



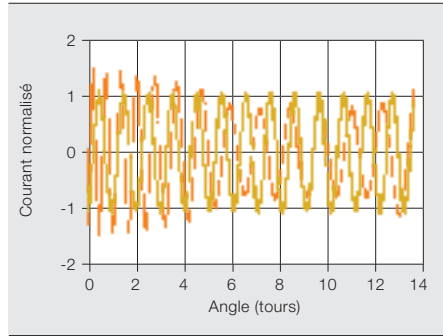
3b Courant (valeur efficace)



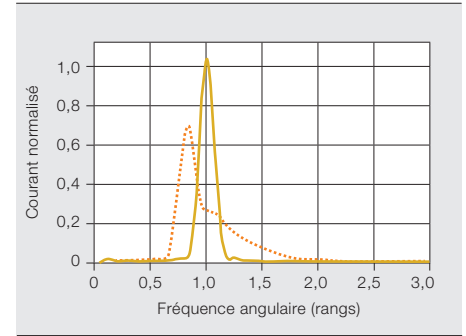
3c Fréquence instantanée



3d Fréquence intégrée (angle)



3e Signal transformé



3f Spectre (signal brut en pointillés, signal transformé en trait plein)

l'arbre qui, à son tour, facilite la recherche de défauts moteur liés à la vitesse de rotation de l'arbre.

Données de diagnostic

Les données des variateurs ainsi converties peuvent être analysées selon les deux méthodes générales suivantes pour extraire des informations utiles au diagnostic :

- variabilité point à point au sein d'un même signal ;
- corrélations entre signaux.

La variabilité point à point peut faire l'objet d'une analyse spectrale dans laquelle les composantes périodiques sont représentées par des pics dans le spectre alors que différents défauts ou états du système se manifestent sous la forme de caractéristiques spectrales avec différentes fréquences. La méthode par corrélations entre signaux fournit, quant à elle, des informations sur le point de fonctionnement et les anomalies associées.

D'autres méthodes utilisent les données acquises en comportement normal d'une machine ou d'un procédé, et signalent immédiatement tout écart. Quelle que soit la méthode, l'objectif est toujours plus ou moins le même : établir les indicateurs clés de performances qui fournissent des informations pertinentes sur, par exemple, l'état d'une machine, la robustesse d'un procédé ou la qualité du courant électrique. Les conclusions peuvent également aider à

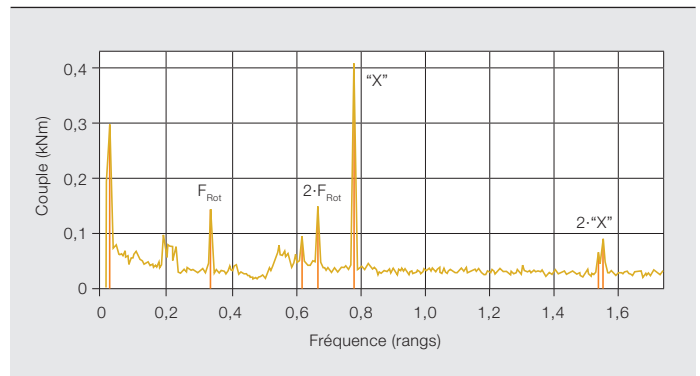
trouver l'origine d'un problème après son identification.

Analyse spectrale

Les variateurs équipés d'un redresseur actif peuvent utiliser les spectres du courant et de la tension d'entrée pour fournir des informations précieuses sur la qualité de l'alimentation électrique. La mesure simultanée des tensions et courants de phase permet aux ingénieurs de vérifier l'absence de déséquilibre, de déphasage, de distorsion harmonique... De la même manière, l'analyse de la teneur en harmoniques du courant de sortie permet de vérifier la qualité de l'électricité envoyée au moteur. Le variateur fournit à la fois des informations sur le moteur (fréquence, couple, puissance, valeur efficace du courant et flux) et sur son propre fonctionnement (tension CC interne, erreur de vitesse et fréquence de commutation). En réalité, l'analyse spectrale des données dresse un bilan de santé plus complet que l'analyse « classique » des signaux électriques ou vibratoires.

Un exemple de spectre de couple moyenné d'un laminoir est donné en → 4. L'axe horizontal est mis à l'échelle pour que la fré-

4 Fragment du spectre des signaux de couple d'un laminoir. Sur l'axe horizontal, 1 est égal à la fréquence de sortie.



quence de sortie soit égale à 1. Deux pics sont liés à la fréquence de rotation, F_{Rot} . De plus, une série de pics est présente à une fréquence interharmonique de $X = 0,7742$ (37,86 Hz) et $2X$ (1,5484), ce qui correspond probablement à une fréquence de résonance dans la machine entraînée. Il s'agit là d'une information intéressante pour le diagnostic car ces résonances accélèrent l'usure de la machine qui, à son tour, peut dégrader certains aspects de qualité du procédé comme la constance d'épaisseur du matériau laminé.

Notes

- 2 Ces domaines sont équivalents lorsque la fréquence est constante.
- 3 Fréquence à laquelle le variateur se cale sur le courant de sortie. Le variateur contrôle cette fréquence de sortie afin d'en connaître la valeur exacte.

Phénomènes transitoires

L'analyse spectrale révèle également la présence de phénomènes transitoires dans les données du variateur. Tout comme les composantes oscillatoires stationnaires des signaux, la présence d'autres phénomènes plus temporaires peut également être symptomatique de problèmes potentiels. Il en va ainsi, par exemple, du signal de couple brut du laminoir, mesuré sur 4 s → 5a. Une certaine forme d'oscillation de près d'une demi-seconde apparaît après environ 3 s. Le spectre de ce fragment d'oscillation en → 5b montre clairement une composante de fréquence de 10 Hz et ses harmoniques. La source de cette oscillation est inconnue mais le spectre a mis en évidence un problème potentiel qui doit être examiné. S'il est irréaliste de collecter en continu des données haute fréquence, la collecte et l'examen périodiques de ces signaux augmentent considérablement la probabilité de détecter des phénomènes temporaires indésirables.

Évolution du point de fonctionnement

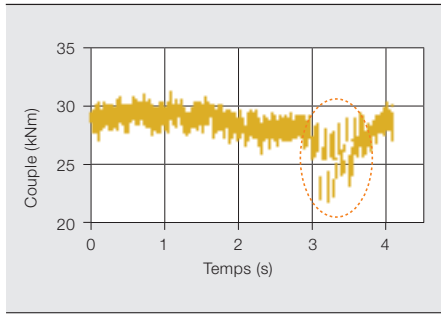
Le suivi simultané de l'évolution de plusieurs grandeurs opérationnelles (courant, couple, vitesse, puissance et fréquence) dans les données du variateur est un exemple de méthode de corrélations entre signaux dont nous avons déjà parlé. En analysant la rela-

L'analyse spectrale des données dresse un bilan de santé plus complet que l'analyse classique des signaux électriques ou vibratoires.

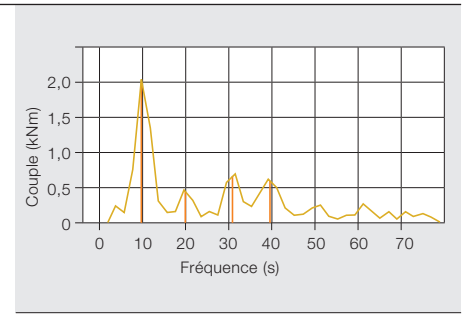
tion entre certaines grandeurs, on peut connaître à la fois l'état fonctionnel de la machine et du procédé; la relation entre le couple et la vitesse, régie par les lois de proportionnalité des ventilateurs, en est un bon exemple.

L'écart de pression dynamique sur la sortie Δp est proportionnel à la densité du fluide ρ et au carré de la vitesse de sortie V , soit :
$$\Delta p = \rho \cdot V^2 / 2$$

5 Phénomènes transitoires dans un signal de couple

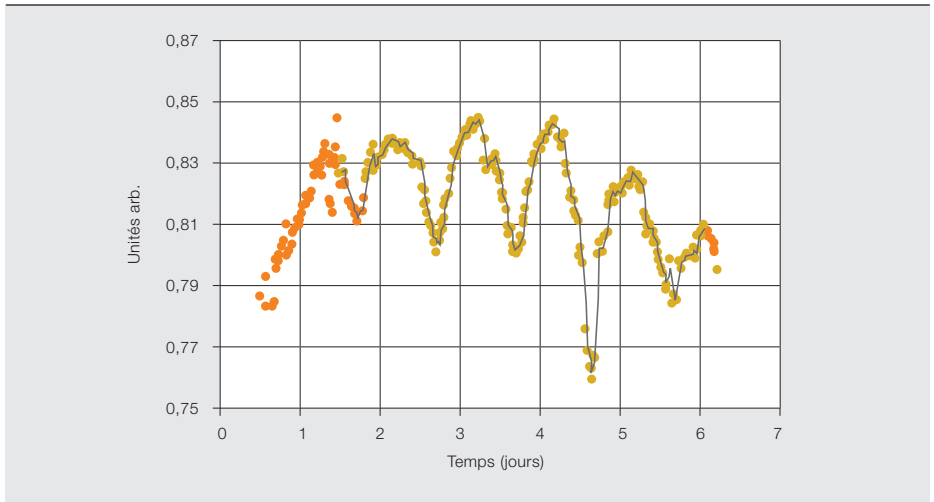


5a Forme d'onde brute avec oscillation



5b Spectre du fragment d'oscillation

6 Évolution dans le temps du rapport couple/vitesse (τ/n^2) d'un ventilateur



La puissance P est égale à la différence de pression multipliée par le débit-volume Q :

$$P = \Delta p \cdot Q$$

Elle peut également s'exprimer comme un produit du couple τ et de la vitesse de rotation n :

$$P = \tau \cdot n$$

En fonctionnement normal sous géométrie constante, Q et V sont tous deux proportionnels à n , donc :

$$\tau = C \cdot \rho \cdot n^2$$

la constante C variant selon la géométrie du ventilateur.

Il s'ensuit que le rapport τ/n^2 reflète la densité du fluide et la géométrie du ventilateur, qui change rarement.

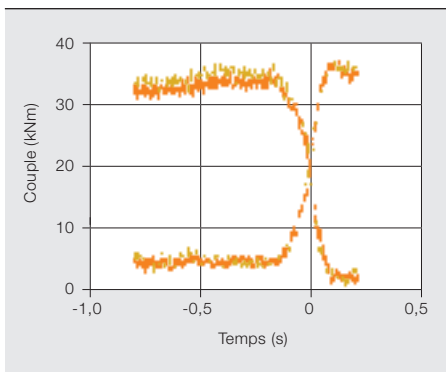
La courbe → 6 donne ce rapport pour un ventilateur commandé en vitesse variable sur plusieurs jours. Les oscillations (au cours d'une journée) témoignent des variations quotidiennes de température et, donc, de la densité de l'air pompé. Une densité élevée (température froide) apparaît au cours de la nuit alors qu'une densité faible (température plus chaude) est manifeste pendant la journée. Les seules données du variateur permettent de suivre l'évolution

des variables du procédé comme la température de l'air aspiré. De plus, la comparaison de ces données à des valeurs issues du système de régulation (dans ce cas précis, les températures) permet de détecter tout écart imprévu.

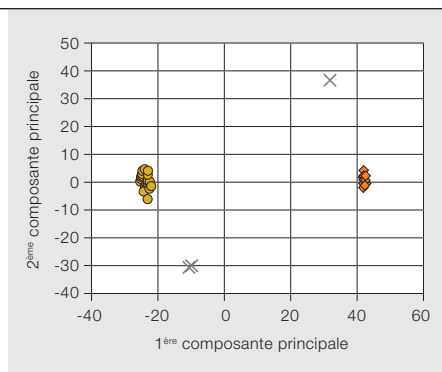
Le suivi de l'évolution du point de fonctionnement ne nécessite aucun matériel supplémentaire car les données existent déjà dans le variateur. Les données analysées peuvent soit être présentées en l'état, soit subir une analyse complémentaire par la technique de l'analyse en composantes principales (ACP) décrite ci-après.

Analyse cyclique du procédé

Certaines applications commandées en vitesse variable sont cycliques par nature. Prenons l'exemple d'une application de laminage où le couple et le courant augmentent ou grimpent brutalement lorsqu'une brame pénètre dans les cylindres pour ensuite chuter de manière soudaine à la sortie de la brame. Ces transitoires peuvent être analysés pour détecter une instabilité ou un écart du procédé par rapport au comportement normal, qui peut être symptomatique d'une usure des cylindres ou de variations de matériau.



7a Exemples de profils de couple ascendant et descendant



7b Les deux groupes de points représentent la hausse et la baisse du couple.



Les variateurs ne sont qu'un exemple « d'agents doubles ». Citons également les départs-moteurs, les relais de protection et les fusibles intelligents.

Pour n'extraire que les informations les plus pertinentes, les données haute résolution collectées au moment des transitoires de couple sont traitées par analyse ACP [4] de réduction de dimensionnalité qui condense la variabilité entre les données. Des profils de couple types d'un laminoir sont illustrés en → 7; chaque profil en → 7a, correspondant à un transitoire, est réduit à un point unique en → 7b. Les transitoires ou points qui tendent à se regrouper à l'intérieur de certaines limites indiquent généralement que le procédé fonctionne normalement alors que ceux qui se trouvent à l'extérieur peuvent signaler un problème. Toutes les données peuvent être sauvegardées pour examen approfondi ultérieur ou, si l'analyse est réalisée en temps réel, des données supplémentaires peuvent être collectées.

Des machines et des procédés en bonne santé

Dans le contexte concurrentiel mondial actuel, les arrêts intempestifs peuvent être désastreux pour une entreprise. C'est pourquoi les industriels cherchent en permanence à maximiser la disponibilité de leurs machines. Pour une efficacité maximale, une certaine forme de surveillance d'actifs doit être mise en place afin de planifier les interventions de maintenance ou prendre les mesures qui s'imposent pour prévenir les défaillances et leurs conséquences. Cette surveillance d'actifs gagne du terrain au fur et à mesure que les procédés industriels s'automatisent et que le personnel diminue.

Les aspects positifs de la surveillance d'actifs ne doivent toutefois pas être rognés par l'installation d'équipements supplémentaires. Souvent, les données collectées par des appareils déjà en place peuvent être utilisées à d'autres fins, sans surcoût. C'est ainsi que les variateurs ABB qui se retrou-

vent souvent au cœur d'un procédé industriel collectent et génèrent de grandes quantités de données qui, correctement traitées, peuvent servir à des fins de surveillance et de diagnostic d'actifs. Ces variateurs ne sont qu'un exemple parmi tant d'autres « d'agents doubles ». Citons également les départs-moteurs, les relais de protection et les fusibles intelligents. Qui plus est, ces appareils peuvent également utiliser leur propre puissance de calcul à des fins d'analyse.

Michal Orkisz

ABB Corporate Research
Cracovie (Pologne)
michal.orkisz@pl.abb.com

Maciej Wnek

ABB Low Voltage Products
Turgi (Suisse)
maciej.wnek@ch.abb.com

Pieder Joerg

ABB Discrete Automation and Motion
Turgi (Suisse)
pieder.joerg@ch.abb.com

Bibliographie

- [1] Mitchell, J., S., *Physical Asset Management Handbook* (185), Clarion Technical Publishers, États-Unis, 2002.
- [2] Wnek, M., Nowak, J., Orkisz, M., Budyn, M., Legnani, S., « Efficient use of process and diagnostic data for the lifecycle management », *Proceedings of Euromaintenance and 3rd World Congress on Maintenance*, Bâle, Suisse, p. 73–78, 2006.
- [3] Press, W., H., Flannery, B., P., Teukolsky, S., A., Vetterling, W., T., *Numerical Recipes: The Art of Scientific Computing*, Cambridge University Press, 1986.
- [4] Jolliffe, I., T., *Principal Component Analysis*, Springer, 2002.



De l'intelligence au compteur

Une centrale de mesure communicante

JÜRGEN LASCH – Notre perception de l'énergie évolue dans deux sens : d'un côté, nous sommes de plus en plus sensibilisés à l'environnement et, en particulier, aux conséquences de nos habitudes de consommation ; de l'autre, la flambée du coût de l'énergie nous pousse à réduire par tous les moyens nos usages. Difficile pour autant de faire le lien entre les petits gestes du quotidien de chacun et leurs retombées collectives sur les enjeux écologiques de demain. Et le règlement de nos factures, le plus souvent mensuel ou bimensuel, n'arrange rien à l'affaire !

1 EDSM, le nouveau compteur domestique d'ABB



2 Tableau électrique intelligent : un concentré de fonctionnalités



L'avènement du comptage basse tension évolué change la donne. La Foire de Hanovre 2009 fut l'occasion pour ABB de présenter ses compteurs électroniques résidentiels qui, associés à une « passerelle de communication », permettent de visualiser et de calculer, de façon ciblée et sélective, la consommation de chaque ménage. Ces boîtiers sont dotés d'un écran graphique ergonomique permettant au client d'optimiser instantanément ses usages électriques et d'apprécier en temps réel les économies réalisées, par exemple, lors de l'achat d'un réfrigérateur basse consommation.

Dès cette année, le gouvernement fédéral allemand a rendu ces compteurs *intelligents* obligatoires sur le territoire national. Grâce à son compteur divisionnaire électronique EDSM (*Electronic Domestic Supply Meter*) → 1 et son dispositif de fixation et de contact intégré BKE-I, ABB optimise la mesure et la distribution d'électricité domestique. Cette innovation permet non seulement de réduire l'encombrement des tableaux électriques → 2 mais aussi de moderniser le parc existant avec l'adaptateur BKE-A.

Le boîtier EDSM d'ABB, facile à monter, apporte une touche futuriste au bon vieux compteur résidentiel. Il jette les bases de la mesure informatisée des consommations, rationalise les usages

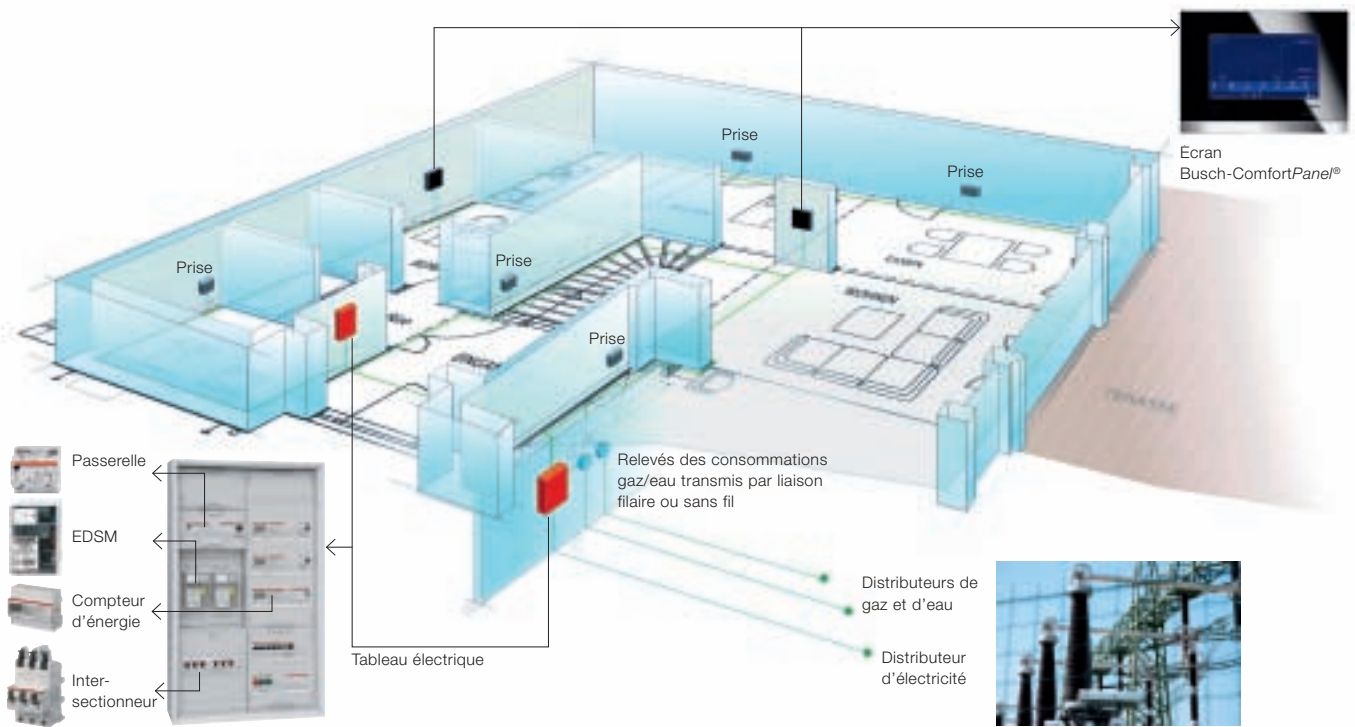
et permet de réaliser des économies sur le marché concurrentiel de la fourniture électrique. Complété d'une passerelle de données → 3, il offre une solution globale et communicante de numérisation et d'automatisation du comptage d'énergie: il peut récupérer, suivre et afficher les données d'autres postes de consommation (eau, gaz, chauffage...) pour constituer une plate-forme de mesure intégrée → 4. Les informations transitant par la passerelle peuvent être consultées par les résidents sur un PC, un téléphone mobile ou l'écran *Busch-Comfort-Panel*®... → 5. La passerelle les transmet également aux fournisseurs d'énergie. Les autres équipements nécessaires se logent tout aussi bien dans l'armoire électrique qui devient alors un véritable central de communication.

La mise en place de ces compteurs affranchit le distributeur des fastidieux relevés manuels, à domicile; celui-ci peut désormais calculer les consommations à distance et à intervalles réguliers, sans avoir à dépêcher d'agents sur le terrain. Pour l'abonné, la consommation domestique est visible et gérable à tout moment, dans un format clair et compréhensible; chacun peut la moduler sans attendre, tandis qu'une analyse détaillée aide à mettre en lumière une anomalie du réseau ou les « watts perdus ».

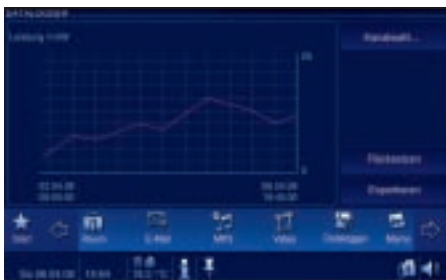
3 Passerelle de communication ABB



La consommation domestique est visible à tout moment, dans un format compréhensible.



5 Affichage des consommations sur Busch-ComfortPanel®



L'énergéticien peut améliorer la répartition de puissance journalière et hebdomadaire.

Ces compteurs communicants et intégrés préfigurent le réseau du futur qui accordera au consommateur une plus grande liberté de choix de son fournisseur. L'alimentation d'un foyer équipé d'un compteur télérelevable peut être coupée sur-le-champ, dès résiliation du contrat de fourniture. La généralisation de ces appareils s'accompagnera de plus en plus d'une modulation des tarifs en fonction des heures de consommation, incitant le particulier à profiter des heures creuses pour lancer le gros électroménager (lave-linge...), gourmand en énergie. Pour l'énergéticien, la motivation est double : équilibrer et lisser la demande et la répartition de la puissance dans la journée, voire la semaine ; réduire la charge tant sur la production d'électricité, en évitant les coûteuses pointes électriques, que sur la gestion des réseaux grevés par le recours accru aux énergies renouvelables.

Pour en savoir plus, lire « Les couleurs de l'intuition », p. 79.

Compteur électronique domestique EDMS

Caractéristiques du compteur d'énergie électrique active, simple et double tarif :

- Conception normalisée VDN *Elektronische Haushaltszähler*, version 1.02
- Simplicité de montage et de remplacement
- Simple ou double tarif
- Horloge temps réel intégrée
- Haute immunité électromagnétique
- Prêt à l'emploi

Jürgen Lasch

Striebel & John GmbH & Co. KG
 Sasbach (Allemagne)
 juergen.lasch@de.abb.com



Les couleurs de l'intuition

Deux produits domotiques et immotiques sont lauréats du prestigieux concours mondial de design *Red Dot Award*

BERNHARD DÖRSTEL, PETER SIEGER – Les nouvelles technologies, censées faciliter la vie, s'avèrent parfois d'une complexité frustrante. Développer des produits mariant innovation et ergonomie met à l'épreuve plus d'un concepteur de talent. ABB a pourtant relevé ce défi avec deux produits de l'offre domotique et immotique *Living Space*® de Busch-Jaeger : l'écran *Busch-ComfortPanel*®, pour la gestion technique du bâtiment (GTB), et la commande *Busch-priOn*®, pour la régulation par pièce, tous deux distingués en 2008 par

l'institution *Red Dot Design* pour la remarquable intuitivité de leur interface de dialogue. *Busch-priOn* est une commande modulaire conçue pour l'automatisation de l'habitat sur bus KNX. Elle commute et coordonne des fonctions comme l'éclairage, le chauffage et la climatisation, et fait interagir les appareils électroniques du logement depuis un point central, individuellement ou dans le cadre de « scénarios » préprogrammés : jeux d'ombre et de lumière, ambiance musicale...

1 Commande triple Busch-priOn®



Le rétroéclairage de couleur identifie les fonctions d'éclairage (jaune), d'ombrage (bleu) et de scénarisation d'ambiance (violet).

2 Les commandes domotiques Living Space® s'accompagnent de symboles fonctionnels, parfaitement intelligibles.



Écran Busch-ComfortPanel

Richesse fonctionnelle et confort d'utilisation sont les deux grandes qualités qui font d'une technologie une exception. Busch-priOn en fait partie. En adoptant le principe de « simplicité » (néologisme désignant la simplicité d'usage d'une commande de haute technicité, axée sur l'essentiel), l'utilisateur peut intuitivement piloter les fonctions les plus complexes : une simplification bienvenue dans un univers *high tech* de plus en plus alambiqué !

Polyvalent, pragmatique et élégant

La commande déportée Busch-priOn réconcilie la commutation programmée classique et les fonctions avancées d'un panneau électronique moderne. Elle assure une conduite claire et intuitive des lots techniques de l'habitat comme l'éclairage, le chauffage/rafraîchissement et l'ombrage (stores et volets). Son confort d'exploitation se retrouve dans le choix des couleurs représentant chaque tâche, tout comme sa modularité permet une adaptation fine aux besoins de l'utilisateur → 1.

Ses nombreuses possibilités fonctionnelles offrent une réelle liberté d'adéquation aux exigences de chacun. Luminaires, stores et appareils électroniques peuvent être commandés un à un ou intégrés dans une « scénarisation d'ambiance » reproduisant toutes les habitu-

des de l'habitant. Un appui sur le bouton de réglage permet de créer un espace à vivre, au gré des envies : lumières tamisées, stores baissés, musique favorite.

Les développeurs de Busch-priOn et de Busch-ComfortPanel ont eu pour mot d'ordre la simplicité d'emploi ; l'utilisateur devait pouvoir naviguer à son aise dans le menu de sélection des fonctions sans avoir besoin de consulter la notice.

Busch-priOn se distingue par son écran tactile à matrice active TFT de 9 cm de diagonale et son bouton-poussoir rotatif. Sa commande par menu fait défiler une ronde de pictogrammes explicites, représentant les 8 zones de fonction de l'habitat. Deux gestes suffisent : un tour de bouton affiche successivement les

Par sa modularité,
Busch-priOn®
s'adapte aux
besoins de chacun.



Tapis rouge pour Living Space®

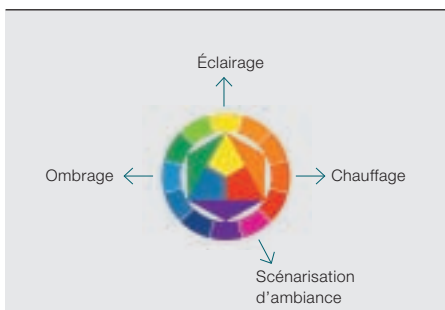
L'offre domotique intelligente Living Space® de Busch-Jaeger a aussi remporté le prix Red Dot Communication Design 2008, grâce à une plate-forme de présentation interactive permettant d'explorer toutes les facettes de ce nouvel espace de vie et de confort individualisé. L'utilisateur est invité à visiter une maison virtuelle équipée des technologies et produits Busch-Jaeger dont il peut expérimenter le concept et évaluer les avantages. Cette présentation fut inaugurée à l'édition 2008 du salon Light+Building de Francfort (Allemagne).

3 La commande Busch-priOn sur bus KNX, lauréate du Red Dot: Best of the Best 2008



Les commandes sont facilement sélectionnées par simple appui sur le bouton rotatif. Le fin liseré de couleur reflète directement la fonction choisie (ici, le bleu pour la manœuvre des stores).

4 Les quatre couleurs de la commande Busch-priOn



À chaque fonction de commande de l'habitat correspond une couleur intuitive et intemporelle (jaune, bleu, orange et violet).

commandes, une légère pression les sélectionne → 2. Un fin liseré de couleur reflète la fonction activée → 3. Avec ses trois teintes d'écran et ses variantes d'exécution, Busch-priOn épouse tous les styles.

On peut aussi lui raccorder une « Media Box » pour piloter des fonctions multimédia (TV, radio, lecteur DVD, chaîne hi-fi...). Sur le Busch-ComfortPanel, l'agencement de la maison, avec l'emplacement des commandes, peut être reproduit et visualisé en clair.

Chaque fonction est sélectionnée et actionnée rapidement; chaque luminaire peut être piloté et régulé en direct. Le bouton rotatif commande aussi les stores et volets, tandis que l'ambiance thermique est modulable dans chaque pièce, grâce à la fonction de réglage individualisé de la température.

Le bouton rotatif peut aussi se combiner ou s'étendre à différents modules. Tous

Busch-priOn utilise un puissant processeur à faible consommation d'énergie et un affichage moderne à rétro-éclairage par LED.

ces éléments de commande, écran tactile TFT compris, possèdent un éclairage commutable de jour et de nuit afin d'adapter le niveau d'éclairement aux besoins du moment.

De plus, les touches à bascule permettent de sélectionner des fonctions programmables par l'utilisateur. Quand l'écran est désactivé, Busch-priOn fonctionne comme un interrupteur M/A classique: un appui sur le bouton rotatif commute directement l'action prédéfinie.

Le confort et l'efficacité énergétique sont optimisés grâce à un récepteur infrarouge et un détecteur de proximité (en option), sur le bandeau supérieur de Busch-priOn, qui conjuguent esthétique et commodité: l'approche d'une personne enclenche automatiquement le rétroéclairage de Busch-priOn. De même, une sonde thermique et un thermostat d'ambiance peuvent se loger en partie basse.



La couleur en plus

Les commandes Busch-*priOn* et Busch-*ComfortPanel* s'appuient sur un concept aussi original qu'intuitif : un code couleur symbolise chaque fonction → 4. Ainsi, tout ce qui a trait à l'éclairage est en jaune (soleil et lumière), au chauffage en orange (chaleur ambiante) et à la com-

mande des volets/stores en bleu (ombrage), tandis que le violet se réserve les scénarios lumineux : une logique universellement comprise ! Cette symbolique peut être complétée de descriptifs explicites, qui rendent tout marquage de l'interface utilisateur superflu.

Busch-*priOn* et Busch-*ComfortPanel* s'appuient sur le langage universel de la couleur pour symboliser chaque fonction de commande.

mande des volets/stores en bleu (ombrage), tandis que le violet se réserve les scénarios lumineux : une logique universellement comprise ! Cette symbolique peut être complétée de descriptifs explicites, qui rendent tout marquage de l'interface utilisateur superflu. La commande extra-plate se fond dans tous les intérieurs ; sa finition en plastique blanc, verre blanc, verre noir et acier inox (avec revêtement anti-traces de doigts) parachève son élégance.

La plus haute marche du podium

Fin 2008, la commande domotique Busch-*priOn* remportait le célèbre prix du design *Red Dot Award* pour la modernité et l'ergonomie de son interface. Avec plus de 10 000 produits en lice et la participation de 60 pays, ce concours est

l'une des distinctions les plus prisées au monde récompensant la créativité, l'innovation et la qualité, dans trois disciplines : produit, communication et design. Il est attribué par un jury international d'experts éminents, qui évalua, pour le volet communication, près de 6 000

candidatures de 39 nations. Seuls 38 produits décrochèrent le «point rouge des meilleurs» pour l'excellence de leur design. Busch-*ComfortPanel* et Busch-*priOn* furent primés pour la convivialité de leur commande utilisateur → 3.

Bâti technologique

Busch-*priOn* s'appuie sur une plateforme modulaire, configurable individuellement. Un sous-système de bus assure l'alimentation en énergie de chaque module et les échanges de données. L'ensemble utilise un puissant processeur à faible consommation d'énergie et un affichage moderne à rétroéclairage par LED.

Busch-*priOn* convient aussi bien à l'habitat individuel qu'aux bâtiments tertiaires. Son boîtier encastré à commande simple, double ou triple s'adapte à toutes les configurations, surtout dans les projets de rénovation. Toutes les variantes sont compatibles ABB Powernet® EIB/KNX et ABB i-bus® EIB/KNX.

La mise en service de Busch-*priOn* est rapide et sans problème pour l'électricien. Sa programmation, basée sur un principe bien connu, peut aussi être mémorisée sur une carte SD chez l'installateur, puis transférée dans le système sur le chantier.

Éco-efficace

Synthèse de haute technologie du bâtiment, de convivialité, de fonctionnalités personnalisables, d'innovation, d'élégance et de simplicité, la commande domotique Busch-*priOn* a tout pour plaire ! Sans compter que sa régulation pointilleuse de l'éclairage et du climat intérieur contribue à l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Certains passages de cet article s'inspirent d'un précédent numéro de la *Revue ABB* : cf. « Cadre de vie », 4/2008, p. 11-14.

Bernhard Dörstel

Busch-Jaeger Elektro GmbH
Société du Groupe ABB
Lüdenschied (Allemagne)
bernhard.doerstel@de.abb.com

Peter Sieger

Sieger Agency for Business Communication
Halver (Allemagne)
sieger@buero-sieger.de

Rédaction

Peter Terwiesch

Chief Technology Officer
Group R&D and Technology

Clarissa Haller

Head of Corporate Communications

Ron Popper

Manager of Sustainability Affairs

Axel Kuhr

Head of Group Account Management

Friedrich Pinnekamp

Vice President, Corporate Strategy

Andreas Moglestue

Chief Editor, *ABB Review*
andreas.moglestue@ch.abb.com

Édition

La *Revue ABB* est publiée par la direction R&D and Technology du Groupe ABB.

ABB Asea Brown Boveri Ltd.

ABB Review/REV

CH-8050 Zürich

Suisse

La *Revue ABB* paraît quatre fois par an en anglais, français, allemand, espagnol, chinois et russe. Elle est proposée gratuitement à tous ceux et celles qui s'intéressent à la technologie et à la stratégie d'ABB. Pour vous abonner, contactez votre correspondant ABB ou directement le bureau de la rédaction de la revue.

La reproduction partielle d'articles est autorisée sous réserve d'en indiquer l'origine. La reproduction d'articles complets requiert l'autorisation écrite de l'éditeur.

Édition et droits d'auteur ©2010

ABB Asea Brown Boveri Ltd.

Zurich (Suisse)

Impression

Vorarlberger Verlagsanstalt GmbH

AT-6850 Dornbirn (Autriche)

Maquette

DAVILLA Werbeagentur GmbH

AT-6900 Bregenz (Autriche)

Traduction française

Dominique Helies

dhelies@wanadoo.fr

Avertissement

Les avis exprimés dans la présente publication n'engagent que leurs auteurs et sont donnés uniquement à titre d'information. Le lecteur ne devra en aucun cas agir sur la base de ces écrits sans consulter un professionnel. Il est entendu que les auteurs ne fournissent aucun conseil ou point de vue technique ou professionnel sur aucun fait ni sujet spécifique et déclinent toute responsabilité sur leur utilisation. Les entreprises du Groupe ABB n'apportent aucune caution ou garantie, ni ne prennent aucun engagement, formel ou implicite, concernant le contenu ou l'exactitude des opinions exprimées dans la présente publication.

ISSN: 1013-3119

www.abb.com/abbreview



Dans le numéro 2110

L'intelligence sur les rails...

Cette édition de la *Revue ABB* a montré comment les innovations technologiques du Groupe permettent à toute la filière électrique (production, transport et utilisation) de gagner en souplesse, en adaptabilité et en fiabilité tout en suivant la voie du développement durable. Pour autant, la dynamique d'ABB dans le secteur du transport ne s'arrête pas aux réseaux d'énergie. En atteste notre prochain numéro qui explorera les pistes d'innovation du Groupe visant à faciliter et à accélérer la mobilité des personnes et des biens.

Les réalisations d'ABB dans l'industrie ferroviaire seront notre fil conducteur. Sans être à proprement parler un constructeur de matériel ferroviaire, ABB fournit de nombreux composants indispensables au chemin de fer : moteurs et transformateurs de traction, convertisseurs électroniques, sous-stations... Mais le Groupe est aussi une « locomotive » sur les fronts des services, de la maintenance et de la modernisation des équipements tout en s'attachant à fiabiliser les opérations de ses clients. Notre prochain numéro se penchera donc sur les mutations technologiques appelées à révolutionner le train, sur tous les continents. Chemin faisant, nous reviendrons sur les grandes réalisations et inventions du Groupe et des entreprises qui l'ont façonné, des tout débuts de l'électrification ferroviaire à nos jours.

En marge du rail, nous évoquerons certaines initiatives du Groupe œuvrant pour un transport durable, que ce soit dans les navires ou les automobiles avec, par exemple, la recharge des batteries électriques.



Connect renewable power to the grid?

Electricity generated by water, sun and wind is most abundant in remote areas like mountains, deserts or far out at sea. ABB's leading power and automation technologies help renewable power reach about 70 million people by integrating it into electrical grids, sometimes over vast distances. Our effort to harness renewable energy is making power networks smarter, and helping to protect the environment and fight climate change. www.abb.com/betterworld

Naturally.