



Revue ABB

Revue de l'actualité technologique
du Groupe ABB

www.abb.com/abbreview

3/2009

Puissance utile

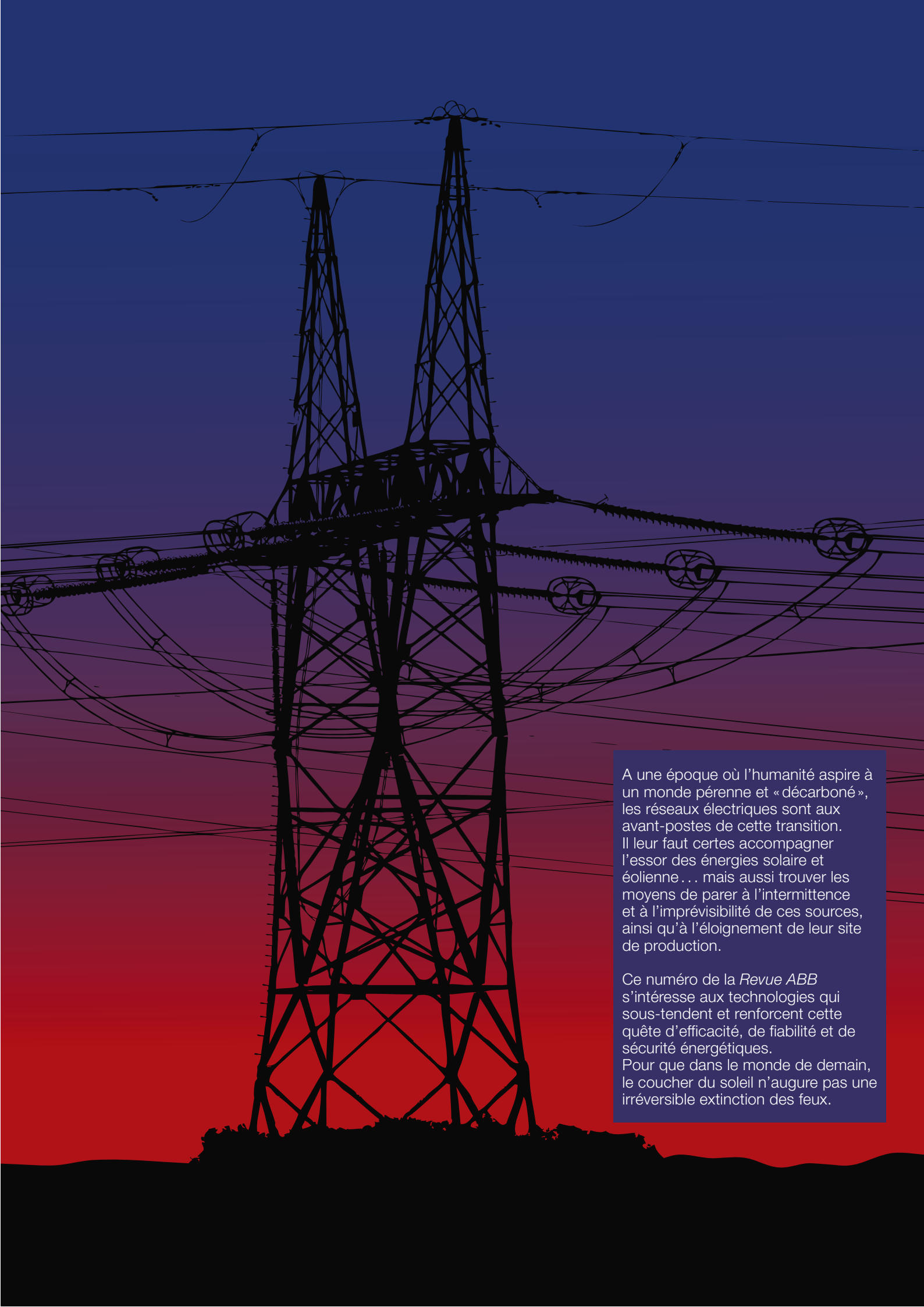
Changement climatique :
les scénarios de la dernière chance
page 6

Garder la maîtrise du réseau
page 33

Un siècle sous haute tension :
les traversées ABB
page 66



ABB



A une époque où l'humanité aspire à un monde pérenne et « décarboné », les réseaux électriques sont aux avant-postes de cette transition. Il leur faut certes accompagner l'essor des énergies solaire et éolienne... mais aussi trouver les moyens de parer à l'intermittence et à l'imprévisibilité de ces sources, ainsi qu'à l'éloignement de leur site de production.

Ce numéro de la *Revue ABB* s'intéresse aux technologies qui sous-tendent et renforcent cette quête d'efficacité, de fiabilité et de sécurité énergétiques. Pour que dans le monde de demain, le coucher du soleil n'augure pas une irréversible extinction des feux.



Façonner le réseau du futur

Que chaque pièce d'un bâtiment soit équipée de prises électriques et de luminaires est aujourd'hui une évidence. Toutefois, ce n'est pas seulement ce don d'ubiquité qui fait la singularité du réseau électrique (et, peut-être, des communications radio); c'est aussi sa disponibilité hors pair. En toutes occasions, nous nous attendons à ce que la lumière obéisse à notre bon vouloir. Dans le jargon de l'énergéticien, il faut qu'à tous moments «l'offre colle à la demande».

Le réseau électrique opère une profonde mutation sous la poussée des énergies renouvelables, éolienne et solaire en tête, qui pêchent toutefois par la volatilité de leur production. En outre, celle-ci est le plus souvent éloignée des principaux centres de consommation et les ouvrages de transport classiques peinent à absorber cette injection de puissance. Enfin, les consommateurs choisissent de plus en plus leur source d'énergie et attendent des réseaux qu'ils soient capables de l'acheminer sur de longues distances.

L'expression «réseau intelligent» est souvent employée pour désigner le réseau électrique de demain. Les moteurs de cette transition sont les progrès de l'électronique de puissance et des techniques d'automatisme. Ce réseau substituera aux flux unidirectionnels de la production à la consommation une interaction à double sens et s'enrichira de dispositifs comme le stockage de l'électricité ou le fonctionnement d'équipements, en fonction de l'offre, pour un usage plus écologique et économique des infrastructures de production et de transport. Notre Rédaction ayant prévu de consacrer un numéro spécial à ces réseaux entièrement informatisés et communicants, nous nous contenterons ici d'effleurer le sujet. Mais d'ores et déjà, bon nombre des technologies abordées dans cette édition ont un lien direct ou indirect avec cette thématique.

Si le réseau est censé acheminer toujours plus d'énergie, la technologie se doit de renforcer sa stabilité. Outre sa faculté intrinsèque à augmenter la puissance de transport, la solution HVDC Light® d'ABB stabilise et améliore la conduite des axes de transfert existants dont elle peut assurément doper la capacité de transit globale, au-delà de la puissance installée supplémentaire.

Ce qui caractérise le réseau du futur, c'est la nette amélioration de son contrôle-commande, relayé par un grand nombre de dispositifs de détection et de surveillance, et autant de capteurs qui, en localisant et en réduisant les perturbations qui entachent le réseau, le dotent de facultés «autocicatrisantes». Sur de plus longues périodes, ils peuvent sonder chaque élément du réseau et faciliter ainsi la planification des opérations de maintenance. Et en situation de crise (après une tempête, par exemple), ils sont en première ligne pour pointer les dégâts et aider au déploiement des groupes d'intervention, réduisant considérablement le temps de rétablissement de la desserte. Pour autant, l'obligation de traiter des montagnes de données remontées du terrain peut aussi submerger la conduite du réseau et lui faire perdre de précieux renseignements. Tout aussi cruciale que les mesures, il faut une stratégie de traitement et de transformation des données brutes en connaissances utiles, au plus près du trajet électrique. Plusieurs pages de ce numéro en évoquent les tenants et aboutissants.

D'autres articles, dans notre ligne éditoriale de l'efficacité énergétique, se penchent sur la gestion de l'acheminement du gaz naturel liquéfié (GNL), du navire méthanier au lieu de livraison, et sur l'importance de la normalisation pour classer et comparer les moteurs en fonction de leur rendement: de quoi offrir aux clients plus de transparence dans l'évaluation du coût global et de l'empreinte carbone de leur parc.

En fin de revue, la rubrique «ABB, éternel pionnier» retrace l'expérience centenaire d'ABB dans la fabrication des traversées et leur aptitude à manier les hautes tensions.

Gageons que cette édition vous apportera, en cette saison, une note rafraîchissante sur le fonctionnement des réseaux électriques du présent et du futur, tout en illustrant l'engagement d'ABB pour plus d'efficacité, de fiabilité et de sécurité énergétiques.

Bonne lecture,

Peter Terwiesch
Directeur des technologies ABB

Revue ABB 3/2009

Puissance utile

Energie et environnement

6

Défis climatiques et énergétiques

Mobiliser les énergies pour enrayer le dérèglement climatique : une question brûlante d'actualité.

11

Gazoduc sous haute surveillance

Les systèmes de supervision et d'automatisation étendue d'ABB optimisent l'acheminement du gaz naturel.

Transport et distribution électriques

17

Rétablir le lien

Lorsque la tempête dévaste le réseau électrique, il faut une stratégie parfaitement coordonnée pour le remettre sur pied.

23

Toute la lumière sur *HVDC Light*[®]

Le raccordement de sources d'énergie alternatives exige une autre solution de transport plus puissante, plus sûre, plus robuste.

27

Questions d'équilibre

Le transport HVDC Light[®] améliore grandement la stabilité du réseau.

33

Toujours plus

Qui dit efficacité énergétique du transport électrique implique une gestion optimale du réseau.

38

Des données à l'information

Devant la prolifération des appareils de mesure, la salle de conduite du réseau de distribution risque-t-elle de crouler sous une avalanche de données ? ABB a les solutions pour y ramener le calme.

45

Gestion éclairée de la distribution

Les dispatchings ont tout à gagner de l'informatique, des automatismes et de la communication.

Efficacité et normalisation

50

L'efficacité énergétique devient la règle

Des normes internationales facilitent la comparaison du rendement des moteurs.

56

OPC UA fait consensus

ABB a joué un rôle de premier plan dans l'élaboration de ce standard de communication industrielle.

62

Traduction simultanée

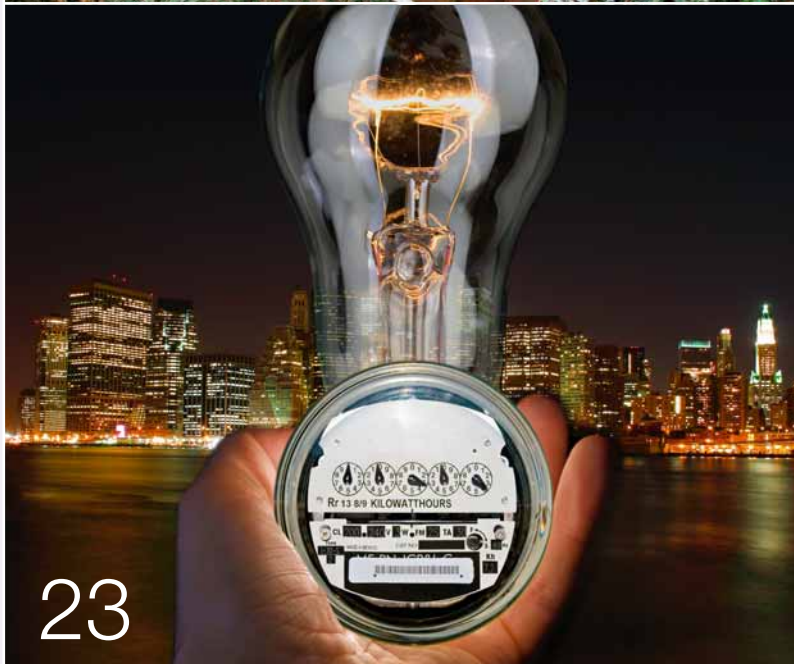
Connaissez-vous bien vos sous-systèmes ? Parlent-ils le même langage ? ABB facilite et sécurise l'importation de leurs données multiconstructeurs.

ABB, éternel pionnier

66

Traversées haute tension, un siècle de progrès

On sait d'expérience que les traversées haute tension doivent être d'une fiabilité à toute épreuve: retour sur les grands progrès de leur conception et de leur fabrication.



Défis climatiques et énergétiques

La lutte contre le changement climatique impose un nouveau paysage énergétique
Anders H. Nordstrom

Nous allons droit dans le mur, lentement mais sûrement. Les effets du dérèglement climatique se font déjà sentir mais le pire sera probablement pour nos petits-enfants. Depuis des décennies, les scientifiques tirent le signal d'alarme mais, jusqu'à récemment, notre société tout entière hésitait à agir. Aujourd'hui, le changement climatique est sur toutes les lèvres et, partout dans le monde, les pouvoirs publics prennent des mesures pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). L'enjeu est énorme. Le monde est à l'image d'un super-pétrolier qui file droit vers les récifs: le changement de cap est urgent mais la manœuvre est ardue.

Lutter contre le changement climatique est un projet de longue haleine qui implique une profonde remise en cause des modes de production et de consommation de l'énergie et de l'électricité par les industriels et la société civile. Pour sa part, ABB s'est fixé pour objectif d'aider ses clients, aujourd'hui comme demain, à utiliser l'énergie plus efficacement et à réduire l'impact environnemental de leurs activités avec une panoplie très large de produits, systèmes et services. A un horizon glissant de deux ans, le but est de diminuer de 5% l'empreinte énergétique de chaque unité fabriquée par ABB.

A n'en pas douter, notre planète a un coup de chaud! Au cours du siècle dernier, les météorologistes ont observé une hausse de la température moyenne à la surface de la Terre de $0,74 \pm 0,18^\circ\text{C}$. Simultanément, la concentration de CO_2 dans l'atmosphère est passée de 280 parties par million (ppm) avant la révolution industrielle à près de 390 ppm aujourd'hui, ce qui dépasse de loin les concentrations naturelles dans l'atmosphère au cours des 650 000 dernières années! Cette hausse, qui est le fait exclusif de l'activité humaine (principalement de la combustion d'énergies fossiles), va se poursuivre au rythme de 2 ppm par an.

Pour le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat¹⁾ (GIEC), la majeure partie des hausses de température observées depuis la moitié du XX^e siècle est très probablement liée à l'accroissement des concentrations de GES. Ses conclusions se fondent sur des milliers d'études réalisées par des scientifiques de différentes disciplines du monde entier.

Données et prévisions climatiques

La nature elle-même conserve une trace du climat du passé et les scientifiques ont développé des méthodes pour étudier et interpréter ces indicateurs climatiques. Ainsi, nous pouvons connaître les températures en étudiant la largeur des anneaux des arbres et la croissance du corail. De même, les strates de glace de l'Arctique et de l'Antarctique fournissent de précieuses

informations sur le climat: la composition des bulles d'air piégées nous permet de déterminer la concentration de CO_2 à une époque donnée. La température moyenne de la période étudiée peut être connue en analysant la composition isotopique de l'oxygène dans les glaces polaires. La spectroscopie de masse établit cette composition avec une très grande précision, allant

Au cours du siècle dernier, les météorologistes ont observé une hausse de la température moyenne à la surface de la Terre de $0,74^\circ\text{C}$ alors que la concentration de CO_2 dans l'atmosphère grimpe à près de 390 ppm.

jusqu'à déceler les variations saisonnières. A ce jour, les analyses de carottes de glaces polaires ont permis de comprendre les mécanismes climatiques sur plusieurs centaines de milliers d'années.

A partir du milieu du XIX^e siècle, les thermomètres ont permis de mesurer la température moyenne à la surface du globe. Les relevés réguliers de concentration de CO_2 dans l'atmosphère débutèrent en 1958 à Hawaii et les données accumulées montrent une tendance à la hausse de cette concentration et des variations saisonnières caractéristiques **1**.

Des modèles numériques avancés sont utilisés pour prévoir l'évolution future du climat. Ils cherchent à englober autant de processus physiques pertinents que possible et combinent des modèles de circulation généraux couplés pour l'atmosphère et les océans avec des modèles pour la glace sur terre et sur mer. En appliquant ces modèles à différents scénarios d'émissions, le GIEC prévoit une élévation de la température moyenne à la surface de la planète de $1,1$ à $6,4^\circ\text{C}$ avant la fin du siècle.

Plusieurs scénarios

Pour tenter de minimiser le dérèglement climatique, l'Union européenne (UE) et d'autres régions préconisent depuis longtemps de maintenir à moins de $+2^\circ\text{C}$ la hausse des températures par rapport aux niveaux pré-industriels, ce qui impose de stabiliser la concentration de GES dans l'atmosphère très en dessous de 450 ppm équivalent CO_2 ²⁾.

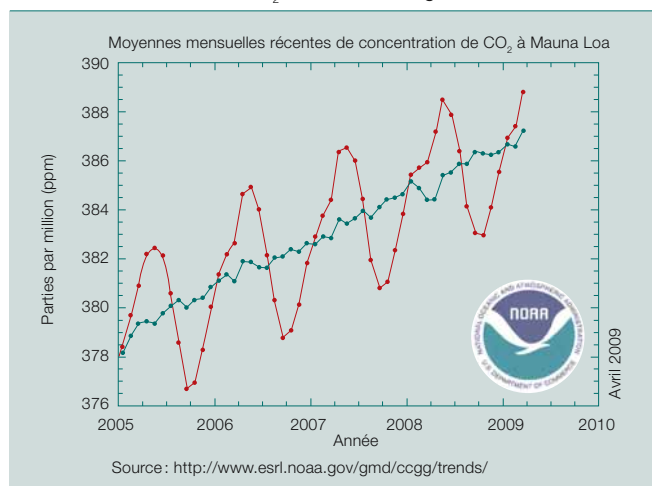
Au vu de la tendance actuelle, l'objectif de 450 ppm est ambitieux. Dans son scénario de référence (ou scénario

Notes

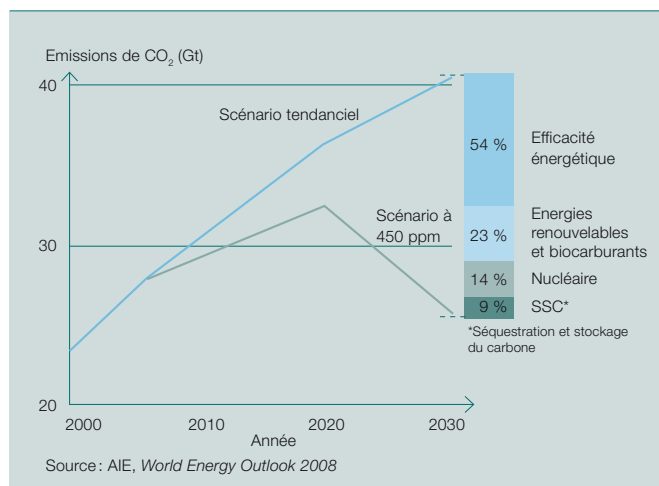
¹⁾ Les scientifiques des principaux pays partagent les conclusions du GIEC.

²⁾ Aujourd'hui, le niveau équivalent de CO_2 atteint déjà près de 445 ppm lorsque 5 autres GES de nature anthropogénique sont inclus. Cependant, on considère que de fines particules dans l'atmosphère et l'ozone dans la troposphère compensent largement cette contribution supplémentaire au réchauffement, donnant un niveau réel de concentration en CO_2 de l'ordre de 387 ppm.

1 Les concentrations de CO_2 continuent d'augmenter



2 Scénarios de l'AIE



Energie et environnement

tendanciel), l'Agence internationale de l'énergie (AIE) anticipe une très forte hausse des émissions de GES liées à l'énergie dans un avenir prévisible : d'ici à 2030, la demande mondiale en énergies primaires sera 45% supérieure à celle d'aujourd'hui, avec un bouquet énergétique dominé à 80% par les combustibles fossiles. Cette hausse interviendra à 97% dans les pays non membres de l'OCDE. Pour l'AIE, les dégâts sur le climat seront considérables et irréversibles.

Sécuriser l'approvisionnement mondial en énergie à un prix abordable pour répondre à une demande en hausse constante sans produire d'énormes quantités de GES pose un défi gigantesque.

L'AIE a élaboré et analysé un scénario de stabilisation à 450 ppm qui suppose des moyens d'action fermes et concer-

tés pour endiguer l'accroissement des émissions de GES. Il table sur des négociations fructueuses sur le climat au niveau international où tous les pays, au premier chef les gros pollueurs, s'engagent à réduire leurs émissions. Toujours selon l'AIE, même si les pays de l'OCDE arrivaient au «zéro carbone», il leur serait impossible d'atteindre par eux-mêmes l'objectif de 450 ppm.

Le scénario prévoit 22% de hausse de la demande d'énergies primaires d'ici à 2030, dont 67% tirés des combustibles fossiles³⁾. Les émissions de CO₂ liées à l'énergie chuteraient de 37% comparées au scénario tendanciel de l'AIE. Jusqu'à 54% de cette baisse découleraient de mesures d'efficacité énergétique, alors que les énergies renouvelables et les biocarburants y contribueraient pour 23%. La séquestration et le stockage du CO₂ ainsi que l'énergie

nucléaire sont d'autres instruments importants de réduction des émissions **2**.

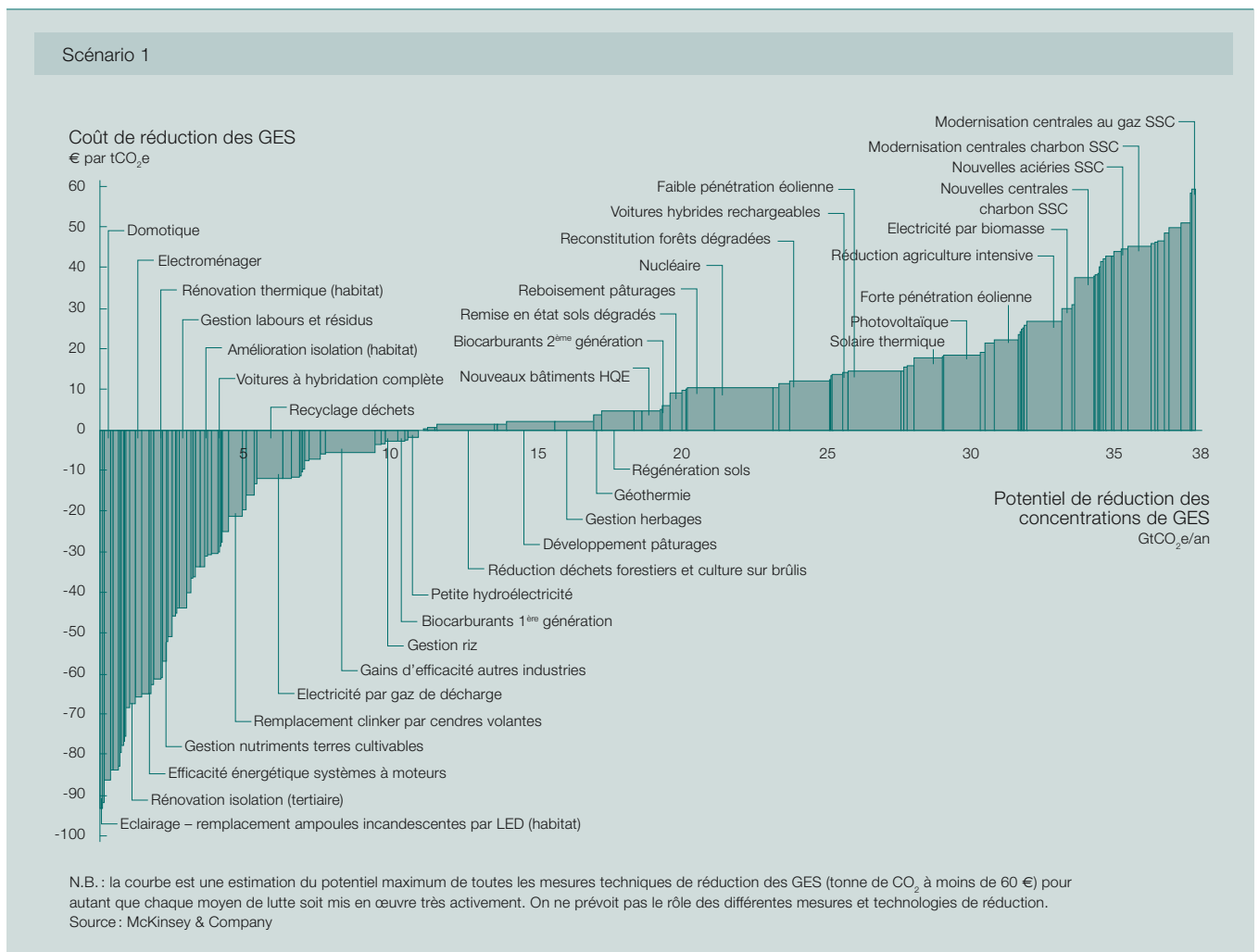
Modifier le paysage énergétique nécessitera de gros investissements; l'AIE les évalue en moyenne à 0,55% du PIB mondial annuel d'ici à 2030. Parallèlement, des niveaux d'efficacité énergétique accrus réduiront à la fois les coûts d'exploitation et les dépenses d'énergie.

McKinsey a réalisé une étude très fouillée du potentiel et du coût des réductions d'émissions de plus de 200 technologies et 10 secteurs différents, en couvrant toutes les sources d'émissions (pas uniquement celles liées à l'énergie) dans 21 régions du monde.

Note

³⁾ Même selon ce scénario, les combustibles fossiles maintiennent leur rôle dominant sur une période considérable.

3 Rapport McKinsey : coût de la réduction des émissions de GES à l'échelle mondiale (version 2.0)



L'Américain a établi qu'il existe un potentiel de réduction des émissions de GES de 70% d'ici à 2030 par rapport au scénario tendanciel de l'AIE et que l'augmentation des températures peut être maintenue en dessous de +2°C. Pour autant, exploiter ce potentiel induit des efforts considérables car il suppose la mise en œuvre de la quasi-totalité des moyens de lutte identifiés. Pour McKinsey, reporter le plan d'actions de 10 ans

rendrait impossible cette limitation de la hausse des températures à +2°C. Le coût annuel des mesures est estimé à 1% du PIB mondial prévu d'ici à 2030. En accord avec l'AIE, le cabinet d'études conclut que les futures économies d'énergie compenseront une grande partie des dépenses d'investissement **3**.

Performance énergétique

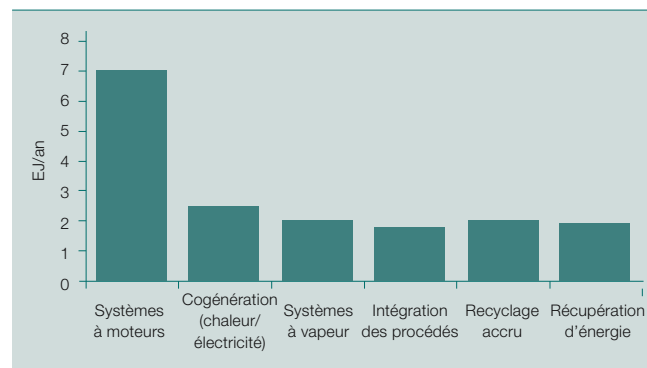
Dans de nombreux pays, la performance énergétique s'est considérablement améliorée après les crises pétrolières des années 1970. Aujourd'hui, un point de PIB dans les pays développés nécessite 30% d'énergie en moins qu'en 1973 du fait des gains de productivité et des produits moins énergivores et plus « intelligents ».

Les gains d'efficacité énergétique marquent le pas au cours des années 1990 car, d'une part, les prix énergétiques étaient bas et stables et, d'autre part, les mesures d'économie d'énergie avaient déjà produit leurs effets. Lorsque la facture d'énergie d'une entreprise ne représente qu'une part mineure de ses dépenses totales, les projets d'optimisation des procédés et des produits font l'impasse sur la performance énergétique.

Aujourd'hui, l'efficacité énergétique est revenue sur le devant de la scène et est universellement reconnue comme une composante essentielle de la lutte contre le changement climatique.

Dans nos sociétés, les gisements d'économies d'énergie sont légion. Toute la filière électrique, du producteur au consommateur, recèle de gros potentiels; les bâtiments tertiaires et

4 Economies d'énergie potentielles dans l'industrie manufacturière : les systèmes à moteurs recèlent d'énormes gisements (source: rapport AIE).



résidentiels peuvent consommer moins par une meilleure isolation et une meilleure régulation thermique; nos voitures peuvent devenir moins énergivores.

Dans l'industrie, les potentiels sont énormes. D'après un rapport de l'AIE, près d'un tiers de l'énergie consommée dans le monde et 36% des émissions de CO₂ sont imputables à la production manufacturière. La consommation industrielle s'est envolée ces 25 dernières années et environ 80% de cette augmentation concernent la Chine. Pour l'AIE, le potentiel d'économies s'établirait entre 25 et 37 EJ⁴⁾ par an dans l'industrie manufacturière, en appliquant les meilleures pratiques et des technologies écoproductives⁵⁾. Cela correspond à une diminution de 7 à 12% du niveau actuel des émissions mondiales de CO₂.

Les systèmes à moteurs électriques offrent les plus grosses perspectives dans le manufacturier. Leur optimisation permettrait d'économiser annuellement 6 à 8 EJ, soit l'équivalent d'un quart de la production nucléaire mondiale **4**. L'utilisation de moteurs à haut rendement et de variateurs de vitesse, d'une part, et une meilleure protection des moteurs pour réduire leur taille, d'autre part, sont deux voies à suivre pour concrétiser ces économies.

Accords internationaux et politiques publiques

En décembre prochain, Copenhague accueillera la 15^{ème} Conférence annuelle des Nations unies sur le changement climatique (COP 15). Conformément au « Plan d'action de Bali » établi il y a deux ans lors de la

COP 13, les chefs d'Etat et de gouvernement, et leurs représentants doivent se mettre d'accord, avec des objectifs ambitieux, sur la suite à donner au protocole de Kyoto qui prendra fin en 2012.

Les principaux points qui seront débattus au cours de la COP 15 sont les suivants :

- Niveau de réduction des émissions auquel consentiraient les pays développés et modes de financement;
- Mesures acceptables de lutte pour les pays en développement, en particulier la Chine et l'Inde;
- Négociation d'un accord plausible sur la stabilisation des concentrations en GES dans l'atmosphère à 450 ppm équivalent CO₂ ou moins.

Pour réussir, la COP 15 doit déboucher sur des compromis acceptables sur ces différents points et sur la négociation d'un accord international. Toutefois, même sans celui-ci, des pays et des régions agissent déjà par le biais de politiques et de réglementations de limitation des émissions.

L'UE est un fervent partisan du processus de l'ONU de lutte contre le changement climatique, comme en témoignent ses politiques et réglementations mises en œuvre depuis plusieurs années. Son système communautaire d'échange de quotas d'émissions (SEQUE) est le principal instrument de réduction des émissions. 12 000 des plus gros pollueurs (centrales d'énergie et sites industriels) qui génèrent près de la moitié des émissions doivent strictement s'y conformer. Le plan 20/20/20 de l'UE pour 2020, encore appelé « paquet énergie-climat », prévoit :

- une réduction de 20% des émissions de CO₂ par rapport au niveau de 1990. L'UE porterait ses efforts à 30% en cas d'accord international;
- une augmentation de 20% de la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique;
- une baisse de 20% de la consommation d'énergies primaires par des mesures d'efficacité énergétique.

Notes

⁴⁾ 1 exajoule (EJ) = 10¹⁸ joules

⁵⁾ Gain d'efficacité énergétique de 18 à 26%

Energie et environnement

L'administration américaine a indiqué qu'elle venait à Copenhague pour arriver à un accord avec des engagements contraignants de baisse des émissions. Son plan *New Energy for America* vise à :

- revenir, en 2020, au niveau des émissions de 1990 et les réduire de 80 % d'ici à 2050 ;
- mettre en circulation un million de voitures hybrides rechargeables d'ici à 2015 ;
- s'assurer que, pour 2012, 10 % de l'électricité est produite à partir de sources renouvelables ; ce chiffre passera à 25 % d'ici à 2025 ;
- introduire un système national de droits d'émissions.

La Chine souscrit au principe de « responsabilité commune mais différenciée » du protocole de Kyoto, qui stipule que les pays développés prennent la tête des efforts de réduction des émissions de GES et apportent leur assistance financière et technique aux pays en développement. Toutefois, certains signes indiquent que la Chine serait prête à assouplir sa position sur la maîtrise de ses émissions et intéressée par un accord à Copenhague. Le pays a lancé son programme national de lutte contre le changement climatique, il y a deux ans, avec des objectifs ambitieux, notamment baisser son intensité énergétique de 20 % pour 2010, doubler sa consommation d'électricité « verte » d'ici à 2020 et réduire la consommation énergétique des 1 000 plus grosses entreprises chinoises.

Contribution d'ABB

La lutte contre le changement climatique est une démarche de longue

haleine qui implique une révision radicale de nos modes de production industrielle et de consommation d'énergie et d'électricité. Une nouvelle ère énergétique émergera de nos changements comportementaux et du développement et déploiement de nouvelles technologies à grande échelle.

A un horizon mobile de 2 ans, ABB s'est donné comme objectif de réduire de 5 % sa consommation d'énergie par unité fabriquée. En 2008, le Groupe a augmenté sa production de 20 % tout en maintenant sa consommation énergétique totale pratiquement inchangée, grâce à des programmes d'efficacité énergétique appliqués à toutes les divisions. Parmi les actions mises en place, citons des installations de génie climatique mieux contrôlées, un éclairage moins énergivore et des équipements bureautiques et industriels plus économes en énergie. Partout dans le monde, les résultats sont impressionnants : ainsi, par exemple, l'intensité électrique d'ABB Chine a chuté de 55 % en 5 ans.

ABB procédera à des audits énergétiques et mettra en place des programmes d'efficacité énergétique adaptés à chacun de ses 23 sites de production qui absorbent plus de 1 % de la facture d'énergie totale du Groupe.

Par ailleurs, ABB veut aider ses clients dans leur recherche de sobriété énergétique et de réduction de leur empreinte écologique avec un large éventail de produits, de systèmes et de services : contrôle-commande avancé basé sur les technologies de l'informa-

tion et optimisation des procédés industriels intégrés, réseaux électriques et bâtiments plus efficaces et moins polluants.

L'interconnexion et la montée en puissance des réseaux électriques avec la technologie des liaisons en courant continu à haute tension (CCHT et HVDC Light®) de même que les systèmes flexibles à courant alternatif (FACTS) apportent d'importantes économies par une meilleure répartition des charges, une utilisation plus efficace des ressources d'énergie primaire et un courant électrique de meilleure qualité avec, à la clé, une baisse des émissions de CO₂. Enfin, ils permettent une intégration à grande échelle de l'électricité verte dans les réseaux électriques.

Les moteurs à haut rendement et les variateurs de vitesse ABB réduisent également considérablement les émissions polluantes. En 2008, le parc installé de variateurs basse tension d'ABB a fait économiser 170 térawattheures d'électricité, soit les besoins annuels de 42 millions de foyers européens, et a permis de réduire les émissions mondiales de dioxyde de carbone de quelque 140 millions de tonnes par an.

Pour ABB, le changement climatique est un défi porteur d'avenir. Sa devise « *Power and productivity for a better world* » est plus que jamais d'actualité. Ses solutions actuelles et ses innovations technologiques répondent parfaitement aux besoins des marchés en améliorant, sur le long terme, leur performance énergétique et leur empreinte écologique.



Anders H. Nordstrom
ABB Group Sustainability
Sollentuna (Suède)
anders.h.nordstrom@se.abb.com

Les progrès de l'usine à gaz

ABB améliore l'exploitation et la gestion d'un terminal méthanier avec les systèmes de supervision SCADA Vantage™ et d'automatisation étendue 800xA

Zhimei Feng, Fei Wang, Xiaoxing Bi

De nombreux nouveaux projets de gaz naturel liquéfié (GNL) ont été menés à bien en Chine et sont aujourd'hui pleinement opérationnels, permettant ainsi d'augmenter les volumes importés. Le commerce international du GNL est généralement régi par des contrats d'achat ferme à long terme, selon lesquels l'acheteur s'engage à payer le produit livré même si celui-ci n'est plus nécessaire. En conséquence, le volume importé et les

capacités de stockage du terminal de réception dépendent directement de la consommation en aval. Un plan de transport est spécifié dans le contrat, fixant le volume de GNL acheminé du terminal d'exportation en amont au réservoir de stockage à basse température du terminal de réception. Grâce à un système de régulation s'appuyant sur une analyse approfondie de la chaîne logistique, l'installation de stockage dispose toujours des

capacités nécessaires pour recevoir toutes les cargaisons programmées de GNL. Cette disponibilité est assurée par la régulation du transfert du gaz entre le terminal méthanier et le gazoduc. Le recours à l'informatique et à l'automatisation permet une prise de décision éclairée et une coordination efficace et sûre entre l'arrivée des cargaisons de GNL au terminal méthanier, le transport du gaz et sa distribution aux consommateurs.



Energie et environnement

Le terminal GNL de Fujian est le premier projet dont la gestion, la réalisation, l'exploitation et la maintenance ont été confiées à une entreprise privée chinoise. Depuis février 2009, le terminal est approvisionné par le gisement indonésien de Tangguh; sa capacité d'importation annuelle s'élève actuellement à 2,6 millions de tonnes de GNL et devrait atteindre 5 millions de tonnes/an d'ici à 2012. Le projet comprend le terminal de réception et un gazoduc de 360 km traversant des régions côtières et des villes, notamment Fuzhou, Putian, Quanzhou, Xiamen et Zhangzhou, au sud-est de la province du Fujian, pour desservir cinq réseaux urbains de distribution et trois centrales thermiques.

Le GNL est habituellement transporté par navires méthaniers, du terminal

d'exportation sur le site de production au terminal de réception où il est regazéifié, puis distribué aux consommateurs par gazoduc. Le principal constituant du gaz naturel est le méthane (CH_4); lorsque celui-ci est refroidi à -162°C à pression atmosphérique, il se liquéfie. Il occupe alors un volume environ 600 fois plus faible qu'à l'état gazeux, ce qui facilite son transport sur de longues distances, son stockage et son utilisation; c'est pourquoi le transport maritime du gaz naturel s'effectue principalement sous forme de GNL¹⁾.

Aujourd'hui, l'approvisionnement constant en gaz des centrales thermiques et des réseaux de commercialisation est assuré par un système intégré de production-transport-distribution.

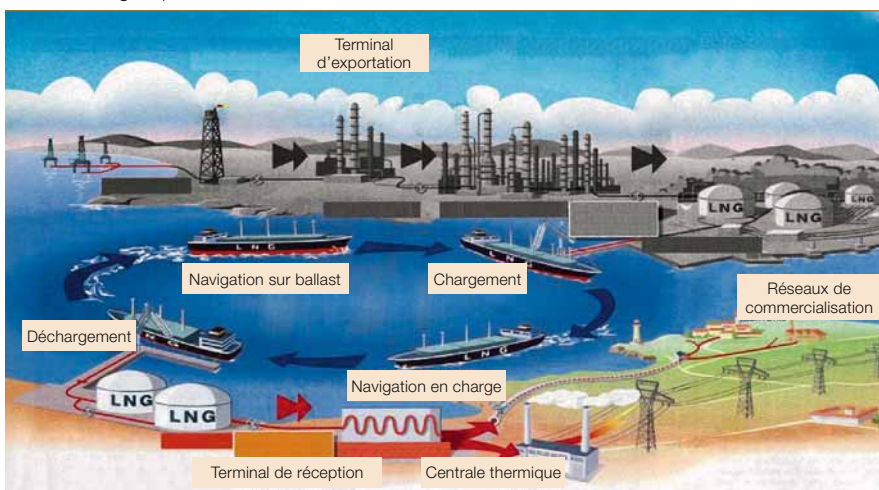
Le projet GNL de Fujian inclut la production de GNL, son stockage, son transport, sa réception et sa regazéification **1**.

L'approvisionnement constant des centrales thermiques et des réseaux de commercialisation en gaz naturel passe par l'intégration de la production, du transport et de la distribution.

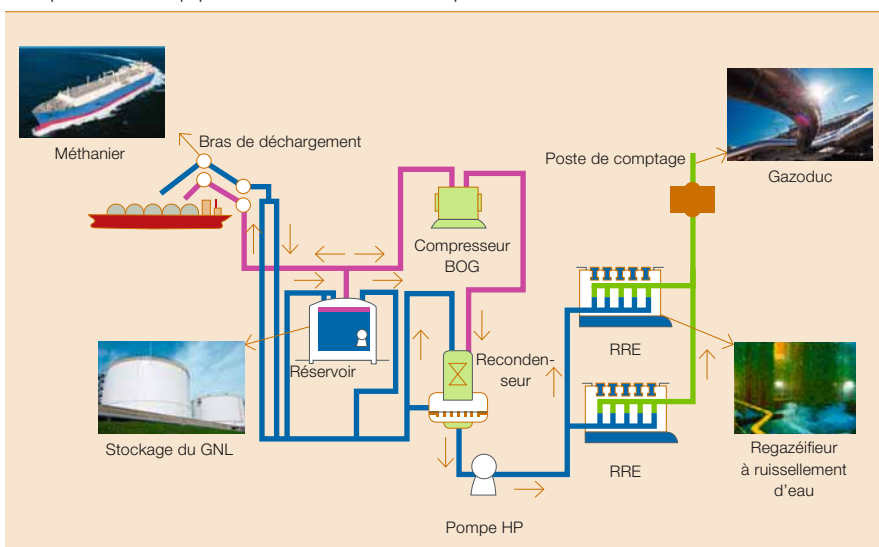
Terminal de réception

Généralement, les terminaux méthaniers comportent cinq sous-systèmes **2**: déchargement, stockage, regazéification et expédition, traitement des gaz de vaporisation et torchage.

1 Chaîne logistique du GNL



2 Opérations et équipements du terminal de réception



Déchargement et stockage

Après amarrage du méthanier à l'appontement, la canalisation de sortie de GNL sur le navire est raccordée à la conduite de déchargement à terre par un bras de déchargement sur la jetée. Le GNL est ensuite pompé de la cuve du méthanier dans un réservoir de stockage du terminal. Au cours de cette opération, la pression du gaz dans la cuve du navire diminue progressivement; pour la maintenir, une conduite et un bras de retour permettent de renvoyer du gaz du réservoir de stockage à terre vers la cuve du navire. En dehors des périodes de déchargement, la conduite de déchargement est maintenue en froid avec du GNL soutiré du réservoir de stockage à terre au moyen d'une pompe basse pression (BP). Ce GNL est ensuite renvoyé au réservoir par une conduite cryogénique.

Regazéification et expédition

Après compression, une quantité de gaz d'évaporation est envoyée dans le recondenseur avec du GNL prélevé du réservoir de stockage pour y être liquéfiée. Le mélange de GNL provenant du recondenseur et de la pompe BP est comprimé par une pompe

Note

¹⁾ Cf. « La propulsion électrique met les gaz », *Revue ABB 1/2009*, p. 74-79

haute pression (HP), puis injecté dans le vaporisateur. En sortie du terminal, un poste de comptage mesure le volume de gaz expédié par gazoduc vers les consommateurs. Afin de garantir le fonctionnement normal des pompes de soutirage BP du réservoir et des pompes d'expédition HP, il est nécessaire de disposer de conduites de retour gaz à tous les refoulements des pompes, qui permettent de réguler l'écoulement pour compenser les fluctuations de la capacité de transport du GNL et maintenir ainsi le système en froid, même en période d'arrêt.

Traitement des gaz d'évaporation et torchage

Le système de traitement des gaz d'évaporation est conçu pour garantir le fonctionnement normal du réservoir de stockage de GNL dans certaines limites de pression. Une instrumentation dans le réservoir surveille la pression afin que la cuve ne soit jamais en surpression ni en dépression. Lorsque la pression est supérieure ou inférieure à la valeur de consigne, le système de traitement des gaz d'évaporation entre en action pour la réguler. Afin d'éviter la formation d'un vide dans le réservoir, le système comporte un dispositif casse-vidé alimenté en gaz.

Le système de supervision d'ABB utilise un protocole de communication normalisé et ouvert pour échanger des informations avec la plupart des contrôleurs d'automatismes distribués.

Ligne principale

La ligne de transport comprend un gazoduc avec des ramifications, un poste de vannes et des points de raccordement. Le poste de vannes assure la fermeture du gazoduc, sa surveillance automatique et sa commande à distance; les points de raccordement acheminent le gaz naturel vers les consommateurs (réseaux de distribution urbains et centrales thermiques), après filtrage, comptage et régulation en température et pression 3.

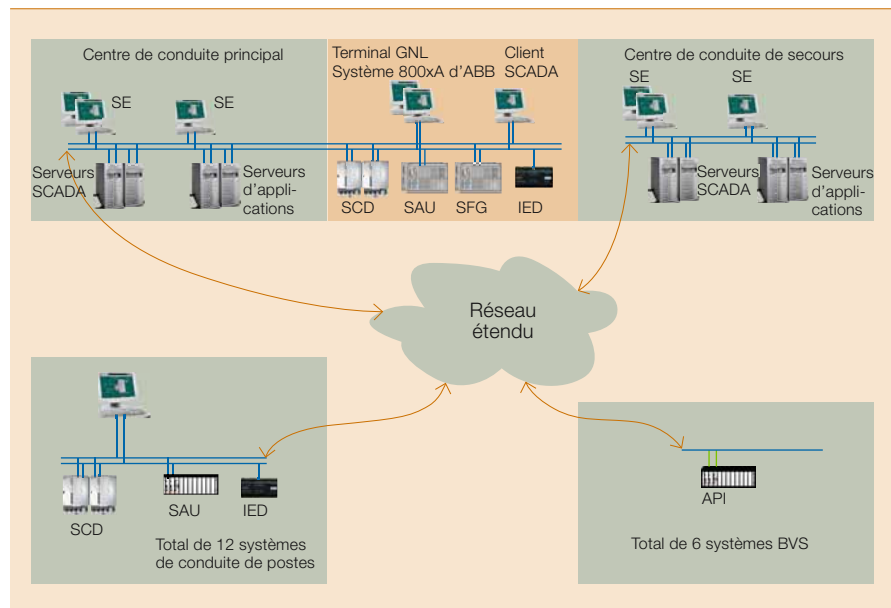
Contrôle-commande intégré

Le projet GNL de Fujian cumulant plusieurs procédés, dont un superviseur (SCADA) Encadré 1, un système d'arrêt d'urgence (SAU) Encadré 2, un système de détection feu et gaz (SFG) Encadré 3 et un système de contrôle-commande distribué (SCD) Encadré 4, il lui fallait

combiner conduite locale et télésurveillance. L'intégration de ces multiples systèmes constitua le plus grand défi technique du projet.

Pour manœuvrer les pompes du terminal de réception, la logique de contrôle-commande de la distribution

3 Architecture réseau du système de contrôle-commande automatisé de Fujian



Encadré 1 Supervision SCADA Vantage™ d'ABB

Le superviseur SCADA Vantage améliore l'efficacité opérationnelle du gazoduc et du poste de surpression. En conséquence, le flux est accéléré et les fonctions sont optimisées. Le GNL peut être transporté du site de production au lieu de consommation dans les plus brefs délais et à moindre coût. La solution ABB minimise les coûts d'exploitation.

Caractéristiques :

- Architecture redondante et ouverte
- Base de données orientée objet temps réel
- Serveur de données historisées intégré
- Modèle intégré de gazoduc et schéma évolué de circulation des fluides
- Evolutivité applicative, du simple nœud au système multiserveur
- Outils de configuration intuitifs utilisés dans l'ensemble du système et de l'application
- Protocoles compatibles avec OPC et les normes de téléconduite CEI 870-5-101/104 et DNP3.0

- Intégration aisée avec la solution de contrôle-commande automatisé des postes du gazoduc

SCADA Vantage assure les fonctions de contrôle-commande et d'acquisition des données de process industriels spécialisés, comme le stockage et la distribution de GNL. Il se distingue par sa polyvalence, son ouverture, sa compatibilité avec d'autres systèmes et son évolutivité (d'une installation au sein d'un nœud unique au système multiserveur).

La solution repose sur une architecture client/serveur et un système orienté objet redondant. Une autorisation d'accès configurable interdit la connexion des utilisateurs non habilités. Le système communique par protocoles standard ODBC, COM, OPC et OLE (cf. « Tous à l'unisson », p. 56). Il peut aussi assurer la fonction de frontal de communication à configuration redondante et fonctionner avec des dispositifs distants de commutation automatique, en cas d'interruption de la communication.

Energie et environnement

« combinée » a été intégrée au système SCD du terminal. La transparence des échanges entre SCD et SCADA était ici prépondérante. Or les protocoles actuels de communication interne entre système de contrôle-commande distribué et contrôleur d'automatismes sont pour la plupart développés indépendamment et souvent incompatibles ! Le superviseur ABB obéit donc à un protocole de communication nor-

Encadré 2 Principales fonctions du SAU

- 1) Arrêt d'urgence manuel (par bouton) et isolement des équipements de traitement des différentes unités du process
- 2) Arrêt d'urgence par l'instrumentation de détection automatique du système ; pour les signaux d'entrée, le recours à un voteur garantit l'efficacité du signal d'alarme ou d'arrêt.
- 3) Réarmement de l'arrêt d'urgence ; après confirmation et réinitialisation manuelles des conditions de déclenchement du verrouillage, le système revient à l'état normal pour sécuriser la production.
- 4) Contournement (*bypass*) du verrouillage. Le SAU comporte également un *bypass* de maintenance et un bouton de commande prioritaire pour tester les équipements en ligne sans affecter la production normale, arrêter un contournement du signal au moment de la première mise en route du procédé et contourner l'interface SAU lorsque cette opération permet au commutateur d'être dans la position autorisée.

Encadré 3 Principales fonctions du SFG

- 1) Collecte et affichage des états de fonctionnement des détecteurs de gaz combustibles et d'incendie
- 2) Détection de fuite de GNL et déclenchement d'alarme sonore et visuelle pour signaler l'anomalie
- 3) Collecte et affichage des états de fonctionnement des équipements de lutte contre l'incendie et des installations auxiliaires
- 4) Exécution de la logique de coupure d'urgence et affichage du signal d'alarme correspondant
- 5) Liaison avec les équipements de lutte contre l'incendie
- 6) Transmission du signal d'arrêt d'urgence au SAU

malisé et ouvert, compatible avec de nombreux systèmes tiers, qui lui permet de dialoguer avec la plupart des types de contrôleurs. S'il n'est guère facile de fédérer un superviseur et un système de contrôle-commande distribué, il est encore plus difficile d'intégrer des solutions de conduite multi-constructeurs. Le projet de Fujian a adopté la plate-forme d'automatisation étendue 800xA d'ABB **Encadré 5** pour piloter les systèmes de contrôle-commande au terminal et le superviseur SCADA Vantage™ d'ABB pour surveiller les systèmes de contrôle-commande sur la ligne de transport. 800xA garantit ainsi l'intégration complète des systèmes SCD, SAU et SFG du terminal ; son logiciel multiprotocole peut aisément échanger des données avec un équipement tiers. De son côté, le logiciel SCADA Vantage assure la surveillance simultanée des systèmes de contrôle-commande centraux et déportés (postes) de la ligne de transport.

Au terminal

L'automatisation du terminal de réception se subdivise en un système de contrôle-commande central et un système de contrôle-commande de l'appointement, avec chacun un SCD, un SAU et un SFG. Hormis les équipements situés sur l'appointement, l'ensemble des unités (réservoir de

stockage, compresseur d'évaporation, recondenseur et regazéifieur à ruissellement d'eau de mer) est asservi au contrôle-commande central.

Le SCD est le principal système d'automatisation utilisé pour la surveillance et la régulation des écoulements au terminal. Il est complété de deux sous-systèmes indépendants : le SAU, conçu pour arrêter les opérations du terminal, et le SFG, qui détecte tout départ de feu ou fuite de gaz naturel liquéfié ou non. Le SAU est basé sur le système de contrôle-commande à haut niveau d'intégrité (SIL3) d'ABB : si des dysfonctionnements du procédé menacent la sécurité du personnel, l'environnement ou les équipements, ou risquent d'occasionner de lourdes pertes économiques, il déclenche la protection par verrouillage appropriée pour éviter d'autres dangers ou suraccidents. Fujian met aussi en œuvre le système SFG SIL3 d'ABB, qui détecte les départs de feu et fuites de GNL et gaz dangereux, déclenche une alarme, active les systèmes d'extinction d'incendie en fonction des besoins et prend des mesures d'isolement des équipements de production.

Sur la ligne de transport

SCADA Vantage se compose principalement de deux centres de conduite de la distribution (normal/secours), de plu-

Encadré 4 Principales fonctions du SCD

- 1) Suivi temps réel des paramètres de production (pression, niveau, température, débit...)
- 2) Affichage dynamique des flux de production du terminal de réception, des principaux paramètres du procédé et de l'état des équipements en fonctionnement
- 3) Déclenchement d'alarme de fonctionnement anormal, impression de l'alarme pour enregistrement et archivage des paramètres importants
- 4) Réglage et modification en ligne des paramètres de contrôle-commande du procédé et manœuvre à distance de dispositifs tels que vannes et pompes
- 5) Suivi du déchargement, du stockage et de la regazéification du GNL ainsi que de l'acheminement et du comptage du GN
- 6) Maintien de la communication temps réel avec les sous-systèmes énumérés ci-après pour la gestion centralisée des informations de production de l'ensemble du terminal de réception :
 - Système d'acquisition des données du réservoir de stockage
 - Compresseur de gaz d'évaporation (BOG)
 - Système de surveillance vibratoire des pompes immergées dans le réservoir et des pompes d'expédition HP
 - Système de supervision et téléconduite (SCADA) de la ligne de transport
 - Système d'accostage à l'appointement
 - Système de communication navire/terre
 - Système de suivi du positionnement (PMS)
 - Analyseur de gaz naturel
 - Système de contrôle-commande du chargement des méthaniers
 - Système d'électrochloration
 - Système de ruissellement d'eau de mer
 - Système de comptage
 - Système d'arrêt d'urgence (SAU)
 - Système feu et gaz (SFG)

sieurs systèmes de contrôle-commande des points de raccordement et du poste de vannes piloté à distance. Chaque point de raccordement et le poste de vannes communiquent avec le centre de conduite par l'intermédiaire de lignes de transmission primaire et secondaire (secours), ce qui fiabilise et sécurise les échanges par SCADA. Ce dernier prend en charge de multiples protocoles tels que MODBUS TCP/IP, OPC²⁾ et CEI 104.

Distribution intégrée

Le superviseur se charge de l'acquisition des données et de la commande des points de raccordement, ainsi que du pilotage à distance du poste de vannes de la ligne de transport. Il collecte également les principaux paramètres du procédé du terminal, en plus des données fournies par le SCD,

tels que le niveau de GNL dans le réservoir de stockage et la quantité de gaz devant être expédiée par camions. Ces informations sont transmises à l'aide de protocoles universels, tels qu'OPC ou MODBUS TCP/IP. En considérant le SCD comme un « point de raccordement », le superviseur assure le suivi temps réel des opérations de production du terminal et, par l'intermédiaire du serveur web, permet aux utilisateurs de surveiller les conditions de production et d'exploitation du terminal et de la ligne de transport. Le plan quotidien, hebdomadaire, mensuel et annuel de distribution de gaz aux consommateurs (en aval) et le plan de transport par méthaniers (en amont) peuvent être transmis des serveurs web au superviseur. Ces données, de même que celles précisant la quantité expor-

tée en chaque point de raccordement, sont communiquées au SCD. Par l'intermédiaire de pare-feux, les utilisateurs autorisés peuvent accéder au serveur web sur Internet pour soumettre et modifier le plan de distribution du gaz. Cette fonction de distribution « combinée » du SCD assure la prévision de l'acheminement et de la distribution du gaz en fonction du niveau de GNL dans le réservoir, du plan de transport de GN et du plan de distribution aux consommateurs. Elle permet ensuite de distribuer et de contrôler le volume

Note

²⁾ MODBUS : protocole Modicon (1979) définissant les échanges en mode maître/esclave et client/serveur entre dispositifs intelligents ; TCP/IP : protocole de transport sur Internet ; OPC : acronyme de *OLE for Process Control*

Encadré 5 Contrôle-commande 800xA d'ABB

Le système 800xA d'ABB assure un contrôle-commande performant à l'aide d'une interface de dialogue simple et conviviale. Il fournit un environnement de développement distribué souple pour l'étude de projets, la configuration de la stratégie de conduite, la conception du synoptique de fonctionnement, la gestion de l'information, l'optimisation des ressources et l'intégration des équipements de terrain.

Conception du synoptique par fonctions

Le synoptique du 800xA est conçu pour l'ingénieur et non pour un programmeur ! Sa construction automatique permet un montage simple et pratique du projet, à partir de fonctions, sans connaissance approfondie du contrôleur et du système d'E/S. Le 800xA se charge également du suivi et de l'étalonnage en ligne.

Visualisation du process

Les éléments et symboles prédéfinis de la bibliothèque de fonctions très complète du 800xA permettent à l'utilisateur de personnaliser aisément le synoptique interactif. Le système gère également l'affichage en mode point (*bitmap*), les photographies et les éléments graphiques de produits tiers.

Gestion de bus de terrain

Basée sur les protocoles de communication industrielle HART, Foundation Fieldbus et PROFIBUS, cette fonctionnalité offre aux ingénieurs un outil pratique de conception de

bus intégrant la topologie du réseau, les paramètres des équipements de terrain, un plan du programme applicatif, un programme d'essai et l'édition de diagnostics détaillés.

Gestion de données batch

La gestion de données en mode batch du 800xA utilise Microsoft® Excel et ses compléments pour l'importation automatique de données externes, telles que listes de signaux, libellés ou documents. Les données 800xA peuvent être exportées à tout moment pour vérification et modification.

Edition et diffusion de rapports

Le 800xA gère des fonctions souples et diversifiées d'édition de rapports. Le format du rapport, facile d'emploi et d'usage courant, répond totalement aux besoins de l'usine et de la documentation, et constitue un puissant outil décisionnel de planification et d'exécution des tâches, en vue d'améliorer les performances du site.

Conversion de données

La structure des données et les opérations définies par les utilisateurs fournissent de puissants algorithmes et programmes reproductibles. Sur cette base, l'utilisateur peut convertir des données brutes en informations, telles que les indicateurs clés de performance et les propriétés des matières premières, et améliorer ainsi l'aide au contrôle-commande. Il est aussi possible d'intégrer au système des données externes.

Stockage et accès sécurisés aux historiques

Une structure de données distribuée et tolérante aux fautes garantit une consignation et une utilisation fiables des données que protègent des droits d'accès limités ; les données peuvent entre-temps être stockées hors ligne. Cette dématérialisation de l'information répond à la demande de l'entreprise et fiabilise la prise de décision.

Gestion et configuration intégrées

Le traitement des historiques s'intègre à la configuration et à la gestion des données du système. Il permet d'effectuer des modifications sur un « guichet unique » tout en évitant le risque de répliquions du projet dues à l'incohérence et au foisonnement des bases de données.

Garantie de continuité de la production batch, de stabilité de la qualité du produit et du cycle de production

La gestion batch du système 800xA assure un contrôle-commande inégalé du procédé et du programme, dans le respect des spécifications industrielles et des contraintes de sécurité et de fiabilité. Pour satisfaire aux exigences croissantes du produit, le système allie réactivité, souplesse et précision de la commande, tout en réduisant les coûts de fonctionnement et les arrêts de production, ce qui se traduit par un réel avantage concurrentiel à long terme.

Energie et environnement

expédié à partir du terminal en fonction de la pression d'entrée du terminal, de l'acheminement et du stock sur la ligne de transport.

Dans la logique de contrôle-commande de la distribution combinée, le contrôleur SCD détermine d'abord si la pression d'exportation se situe dans la plage de service fixée. Si la pression est trop élevée (atteignant près de 90% de la pression de service maximale), le système ordonne la réduction de l'acheminement de gaz; si elle dépasse sa valeur maximale, le SAU déclenche l'arrêt d'urgence de l'expédition. A l'inverse, si la pression est trop faible (environ 110% de la pression minimale), le système commande l'augmentation de l'exportation; si elle est inférieure à sa valeur minimale, le SAU déclenche une augmentation de l'acheminement de gaz et émet un signal d'alarme.

Le contrôleur SCD calcule immédiatement la différence entre la sortie du terminal de réception et la sortie totale des divers points de raccordement. Il évalue le stock dans la ligne de transport et détermine si la quantité expédiée à ce moment, ajoutée au stock, peut répondre à la demande des deux heures suivantes, compte tenu du plan de distribution des deux heures précédentes. Si la demande prévue dépasse la quantité expédiée escomptée, le contrôleur déclenche une augmentation de l'acheminement de gaz.

Avant d'opter pour une augmentation ou une diminution de l'acheminement, le système commence par vérifier si la consommation de gaz a beaucoup fluctué au cours des deux dernières heures par rapport au plan de distribution. Si la variation n'excède pas le volume maximal d'un ensemble de pompes HP, il suffit tout simplement de démarrer ou d'arrêter ces pompes; par contre, si elles dépassent la quantité maximale pouvant être expédiée par un seul ensemble de pompes HP, il faut alors démarrer ou arrêter deux, voire trois ensembles de pompes HP, selon l'ampleur de la fluctuation. En cas d'augmentation ou de diminution de l'acheminement de gaz, il faut aussi régler d'autres équipements du procédé (pompes BP et pompes d'eau de mer, par exemple) en fonction du

nouveau débit d'expédition. Lorsque l'armoire de dépôts moteurs (MCC), qui abrite les commandes des pompes BP, HP et d'eau de mer, ne répond pas à la logique de commande-contrôle, le contrôleur SCD émet automatiquement un signal d'alarme et commande à l'opérateur de passer en mode manuel.

Les systèmes SCADA Vantage et 800xA d'ABB renforcent l'efficacité de la distribution, permettent des prises de décision éclairées en cours d'exploitation, coordonnent le système de contrôle-commande de distribution combinée entre terminal de réception et ligne de transport, et améliorent les performances globales de la production, de l'exploitation et de la gestion.

En fonction du plan de transport des méthaniers, le système de distribution intégrée détermine si la quantité de GNL disponible est compatible avec l'acheminement planifié sur la ligne de transport de gaz pour la période considérée, jusqu'au déchargement du prochain méthanier. Si cette quantité ne répond pas aux spécifications, le système émet une alarme pour rappeler à l'opérateur qu'il faut ajuster le plan de consommation négocié avec les utilisateurs. En outre, il vérifie que la capacité de stockage du réservoir est suffisante pour permettre le déchargement du GNL du navire; dans le cas contraire, il émet une alarme pour rappeler à l'opérateur qu'il doit consulter les consommateurs en vue d'ajuster le plan de distribution de gaz ou d'accroître la distribution par d'autres modes de transport (voie maritime, par exemple), le but étant de dégager une capacité suffisante pour accueillir la cargaison de GNL prévue.

Contrôle-commande

Les fonctionnalités du système de contrôle-commande sont décrites dans

l'Encadré 5. Le centre de conduite principal communique avec le système de contrôle-commande du terminal de réception et le centre de conduite des points de raccordement et du poste de vannes **3.** Pour garantir la sécurité de l'ensemble, les serveurs, contrôleurs et réseaux sont doublés.

Optimisation

Dès sa mise en exploitation, le terminal méthanier de Fujian recevait avec succès sa première cargaison de GNL. L'optimisation du contrôle-commande ABB permet d'économiser des millions de dollars sur le coût mensuel d'approvisionnement en GNL. Le gaz naturel a été acheminé notamment vers Putian, Hui'an, Quanzhou et Honglu; les consommateurs sont déjà approvisionnés en gaz naturel de Fujian.

En tirant pleinement parti des technologies d'automatisation et de traitement de l'information pour intégrer les différents systèmes imbriqués dans le contrôle-commande du procédé, le projet de Fujian met efficacement en œuvre la distribution « combinée » (terminal + ligne de transport) de GNL aux consommateurs. Les systèmes SCADA et 800xA d'ABB améliorent la performance opérationnelle de la distribution, en coordonnent le contrôle-commande et évitent les erreurs de conduite: autant de progrès à porter au crédit des performances globales de production, d'exploitation et de gestion des opérations du site de Fujian.

Zhimei Feng

ABB Process Automation
Pékin (Chine)
zhimei.feng@cn.abb.com

Fei Wang

Xiaoxing Bi
CNOOC Fujian LNG Company
Fujian (Chine)
wangfei@cnooc.com.cn
bixx@cnooc.com.cn

Lectures complémentaires

Yudong, W., *The principle and process for natural gas conditioning*, China Petrochemical Press, 2007
Kuichang, G., *The application and safety of liquefied natural gas (LNG)*, China Petrochemical Press, 2008
ABB 800xA Technical Manual
ABB SCADA Version Technical Manual



Rétablir le lien

Deux stratégies ABB de reprise du service électrique

James Stoupis, Zhenyuan Wang, Fang Yang, Vaibhav D Donde, Fahrudin Mekic, William Peterson

Les aléas climatiques peuvent avoir des conséquences désastreuses sur les réseaux de transport et de distribution électriques. En cas de panne, la réactivité et l'efficacité des forces d'intervention dépendent largement des systèmes ou outils d'aide à la remise en charge du réseau qui sont mis à leur disposition.

Lorsque survient un incident électrique, la règle est que le centre de conduite attende d'être alerté par les clients pour envoyer des agents sur place. Or cette procédure a un gros inconvénient : elle peut prendre des heures ! C'est pourquoi les *dispatchers* ont doté ces dernières années leurs appareils de coupure et de connexion de ligne, comme les disjoncteurs et les réenclencheurs, d'équipements électroniques intelligents, plus connus sous l'abréviation anglo-saxonne « IED » (*Intelligent Electronic Device*), pour mieux protéger, surveiller et commander les infrastructures. La durée des pannes est ainsi considérablement écourtée et la fiabilité du système nettement accrue. Les informations rapatriées des IED facilitent la localisation, l'identification et l'isolement automatiques des défauts. Pour autant, l'automatisation complète de la reprise après incident est une autre histoire !

ABB a développé deux solutions complémentaires de contrôle-commande de la remise en charge du réseau misant sur les capacités de détection automatique des défauts et d'autocicatrisation des systèmes DMS (*Distribution Management System*) de gestion de la distribution.

Pour détecter une panne, les distributeurs d'électricité comptent d'ordinaire sur les appels de leurs clients signalant le dérangement ou l'incident. Le centre de conduite dépêche alors des agents sur place, qui commencent par localiser le défaut avant de lancer les divers plans de manœuvre permettant d'isoler ce dernier et de rétablir la desserte. Cette procédure étant directement tributaire de la réactivité du client et de la rapidité d'intervention du dispatching, elle peut prendre plusieurs heures.

Pour y remédier, les distributeurs électriques se sont évertués à faire de leurs réseaux foncièrement passifs, des systèmes actifs et adaptatifs.

S'il est relativement facile d'identifier et d'isoler un défaut, le défi d'automatiser totalement la reprise de service reste entier.

Doué d'intelligence

Pour certaines entreprises d'électricité, le «réseau intelligent» renvoie à la capacité d'anticiper et de résoudre automatiquement les défaillances du système. Pour construire un réseau de distribution dynamique, informatisé et communicant, plusieurs techniques d'automatisation se sont emparées des activités de mesure et comptage, et de protection et contrôle-commande. Afin de parfaire ce puzzle électrique, la reprise automatisée du service est déterminante.

Pour s'approcher du concept de «réseau intelligent», les distributeurs ont récemment couplé leurs organes de coupure (OC) à des IED de protection et de téléconduite du réseau. Les fonctions d'automatisme des IED, dont la mesure, la surveillance, le pilotage et la communication, contribuent à automatiser l'identification et l'isolement des défauts, de même que le rétablissement de la fourniture électrique.

Les données des IED sont transmises à un calculateur de poste ou au centre de conduite, facilitant la localisation, l'identification et l'isolement du défaut.

La durée d'indisponibilité a ainsi nettement diminué, et la fiabilité beaucoup augmenté.

Si ces tâches sont d'une relative facilité, le défi d'automatiser totalement la reprise de service reste entier. De nombreux efforts de recherche s'y sont employés, en tenant compte des contraintes d'exploitation, de l'équilibrage de la charge et de bien d'autres obstacles opérationnels.

ABB a pour sa part développé deux solutions complémentaires de contrôle-commande de la reprise de service, sur site et au centre de conduite. Toutes deux s'appuient sur une analyse des manœuvres de reprise «RSA» (*Restoration Switching Analysis*) pour réalimenter la charge en aval, les zones de consommation privées d'électricité mais restées saines étant rétablies par les sources voisines, au travers des OC des lignes de séparation. Seule différence entre ces deux stratégies de conduite: sur site, l'analyse est effectuée par le calculateur de poste «COM600», tandis qu'au centre, elle s'appuie sur le module «OMS» (*Outage Management System*) du gestionnaire de réseau de distribution «NM-DMS» (*Network Manager-Distribution Management System*) d'ABB.

ABB a développé deux solutions complémentaires de contrôle-commande de la reprise de service, sur site et au centre de conduite, qui s'appuient sur une analyse des manœuvres de reprise pour réalimenter la charge en aval.

Reprise sur site

Dans cette configuration, le calculateur de poste COM600 héberge le moteur RSA et communique avec les IED de la ligne; c'est aussi un automate logiciel qui envoie des télécommandes aux IED, basées sur le «plan de reprise» (manœuvres d'ouverture et de fermeture des OC) produit par le moteur RSA.

Ce moteur s'inspire d'un modèle simplifié du réseau de distribution reprenant les principaux éléments de la ligne: sources notées *S* (transformateurs de poste de distribution, par exemple), organes de coupure *R* (interrupteurs isolant certaines parties du réseau, interrupteurs de charge, disjoncteurs et réenclencheurs) et charges *L*. Il utilise un algorithme basé sur le tracé du réseau pour obtenir un réseau après reprise répondant aux trois impératifs suivants:

- Topologie radiale;
- Absence de dépassement d'intensité sur n'importe quel composant du réseau;
- Absence de dépassement de tension en n'importe quel nœud du réseau.

Le plan de reprise est donc généré en ligne, en fonction de la situation du réseau avant défaut, et non de règles préprogrammées, généralement élaborées hors ligne.

Le plan de reprise sur site est généré en ligne, en fonction de la situation du réseau avant défaut, et non de règles préprogrammées, généralement élaborées hors ligne.

La faible puissance d'une source potentielle de réalimentation en aval oblige, dans certains cas, à multiplier les sources pour assurer la faisabilité de la reprise. Dans ces colonnes, on nommera «reprise à parcours unique» la capacité d'une source à restaurer la puissance d'une zone de consommation hors service sur un seul chemin électrique, et par «reprise à parcours multiples» le découpage de la zone hors service en au moins deux sous-réseaux à réalimenter. Dans les deux cas, on peut être amené à délester si la puissance de la source d'alimentation aval ou la capacité de charge des composants de la ligne s'avère insuffisante.

L'algorithme du moteur RSA commence par chercher les interrupteurs d'isolement d'alimentation. Pour cela, il déroule l'arborescence du réseau avant défaut, en partant du disjonc-

teur/réenclencheur déclenché (racine), pour trouver le premier interrupteur ayant détecté le courant de défaut. Celui-ci est alors nommé «interrupteur d'isolement d'alimentation *amont*». La recherche se poursuit vers le bas pour aboutir au premier niveau d'«interrupteurs d'isolement d'alimentation *aval*». L'algorithme enchaîne ensuite plusieurs étapes récurrentes, notamment :

- identifier tous les nœuds de charges multi-connectées (aussi appelés «nœuds T») en s'appuyant sur le tracé du réseau ;
- déterminer la faisabilité d'une reprise à parcours unique par une seule source ; dans la négative, continuer la recherche d'autres interrupteurs sur le réseau autorisant une reprise à parcours multiples.

Dans ce dernier cas, l'algorithme recherche la meilleure reconfiguration. Il faut parfois scinder le réseau en deux pour réaprovisionner toutes les charges non touchées possibles, en déplaçant un ou plusieurs interrupteurs de couplage normalement ouverts vers d'autres positions d'OC. Il arrive aussi qu'il soit impossible de rétablir totalement l'ensemble des charges non touchées, même en déplaçant les interrupteurs de couplage.

Les résultats types d'un moteur RSA sont reproduits en 1 et 2. En 1a, une procédure de reprise à parcours unique est utilisée lorsqu'un défaut au nœud de charges multi-connectées L3 doit être isolé en ouvrant l'interrupteur

d'isolement d'alimentation situé en amont R3 et les deux interrupteurs d'isolement d'alimentation en aval R6 et R10¹⁾. Les sources de réalimentation aval S3 et S4 ont toutes deux assez de capacité pour reprendre la charge hors service sur leur parcours respectif et chaque interrupteur de couplage, R9 et R12, peut être fermé pour effectuer la reprise. Le schéma du circuit après rétablissement est illustré en 1b.

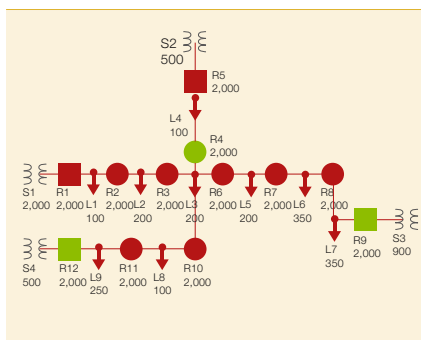
2a représente un exemple de reprise totale à parcours multiples, dans lequel un défaut au nœud L1 doit être isolé par l'interrupteur d'isolement amont R1 et l'interrupteur d'isolement aval

R2²⁾. Dans cet exemple, aucune des sources d'alimentation aval S2 à S5 ne peut complètement reprendre la totalité des charges non touchées, après isolement du défaut : l'algorithme scinde donc le réseau en deux par l'ouverture de R13 et la charge hors service est rétablie en fermant à la fois R8 et R11, à partir de S3 et S4. Le schéma du circuit après rétablissement est donné en 2b.

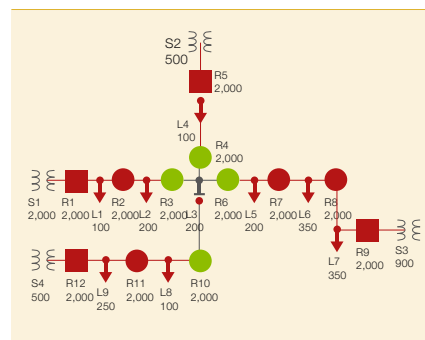
Cette stratégie de reprise sur site fut validée à l'aide d'un exemple de réseau de distribution 3 comportant 3 sources, 5 interrupteurs et 3 charges.

1 Exemple de reprise de service à parcours unique

a Schéma normal d'exploitation

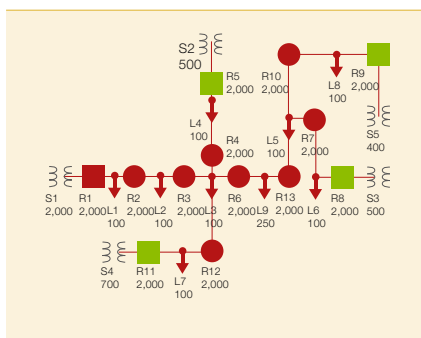


b Schéma après reprise

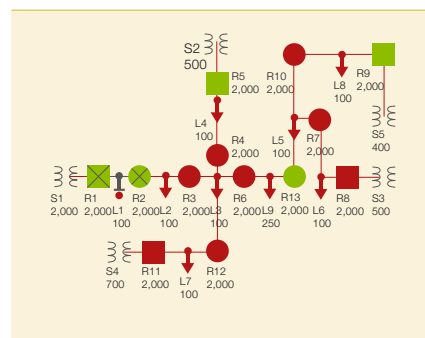


2 Exemple de reprise de service totale à parcours multiples

a Schéma normal d'exploitation



b Schéma après reprise



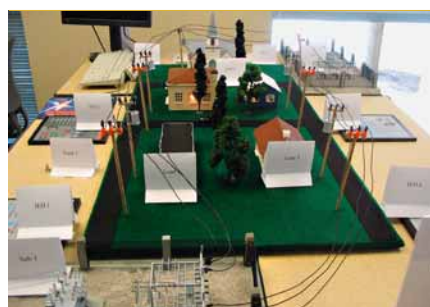
Notes

¹⁾ Normalement, un disjoncteur de départ n'a pas la fonction d'un interrupteur de couplage ; il ne sert ici d'interrupteur de couplage que pour illustrer la solution ABB.

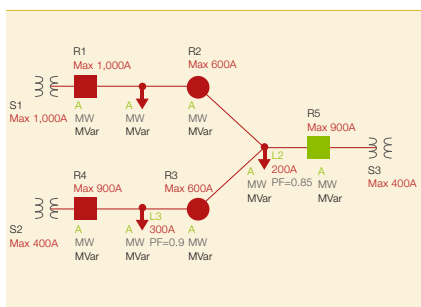
²⁾ Dans ce cas, aucune reprise amont n'est nécessaire.

3 Prototypage ABB de démonstration

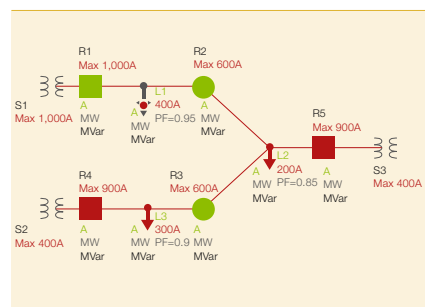
a Maquette



b Schéma normal d'exploitation



c Schéma après reprise



Transport et distribution électriques

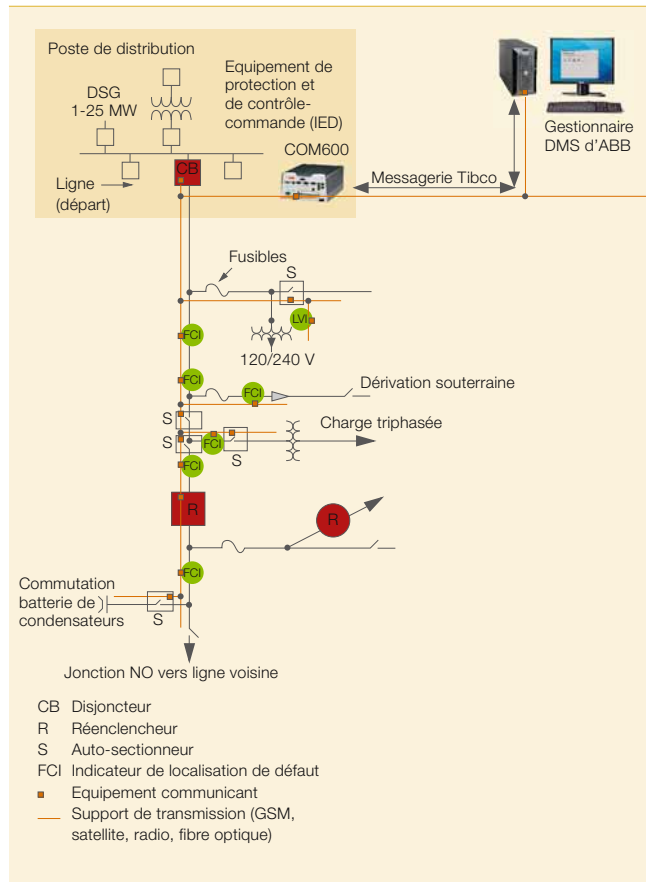
En implantant l'algorithme dans un COM600 pour piloter 5 IED, ce circuit de démonstration montra la viabilité des scénarios de reprise à parcours simple et multiples. Sachant, par exemple, qu'aucune des capacités des sources *S2* et *S3* n'est suffisante pour rétablir la somme des charges *L2* et *L3*, un défaut en *L1* provoque l'ouverture de *R3* qui divise à son tour le réseau hors service composé de *L2*, *R3* et *L3* **3b**. Les interrupteurs de couplage *R4* et *R5* se ferment pour réalimenter les charges hors service **3c**.

Le tandem Gestionnaire de réseau-DMS (NM-DMS) constitue le système de signalement et de gestion d'incidents d'ABB qui intègre le modèle de l'ensemble du réseau de distribution.

Reprise au centre

Le calculateur de poste COM600 tient ici lieu de passerelle pour renvoyer les données de terrain des IED au système OMS du centre de conduite et, à l'inverse, transmettre les télécommandes

4 Architecture évoluée d'intégration des automatismes de ligne et du DMS



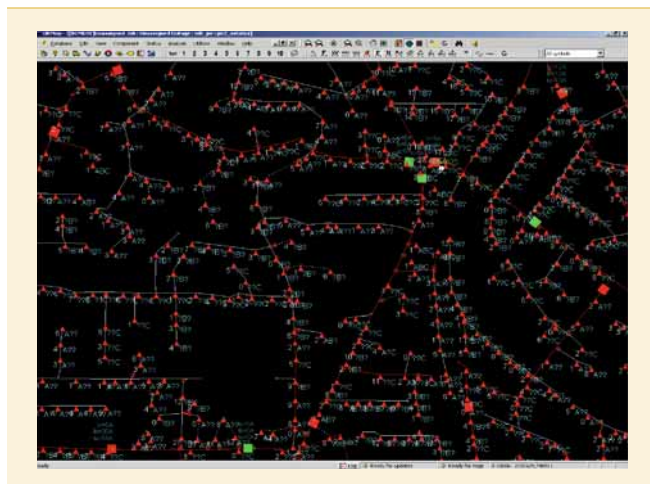
du centre aux IED. COM600 commence par récupérer les données utiles de chaque IED de la ligne, sous protocoles industriels CEI 61850, DNP3 ou Modbus, puis les analyse afin de détecter l'apparition d'un défaut. Le cas échéant, il fait remonter l'information au DMS, par messagerie temps réel propriétaire. Sur réception des don-

nées, ce dernier les analyse, détermine le lieu du défaut, puis lance l'analyse RSA pour en déduire les manœuvres d'isolement et de reprise appropriées. Le DMS envoie alors les ordres de commutation au COM600, soit automatiquement, soit après autorisation de l'opérateur, selon la procédure fixée dans l'application DMS du centre. L'architecture de ce système de téléconduite est illustrée en **4**.

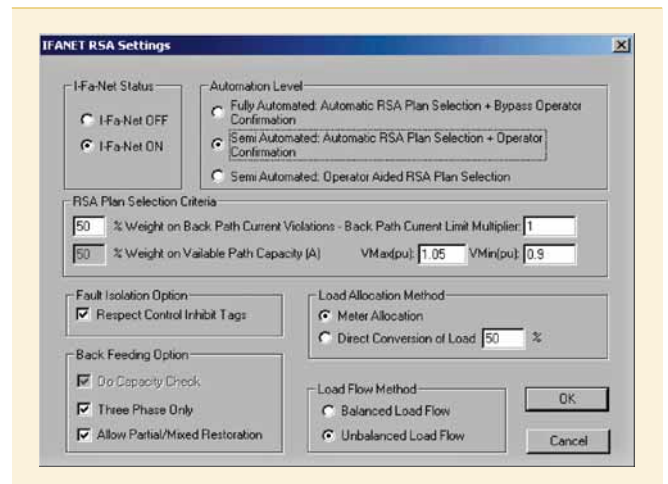
Le tandem Gestionnaire de réseau-DMS (NM-DMS) constitue le système de signalement et de gestion d'incidents d'ABB. Il intègre le modèle de l'ensemble du réseau de distribution, habituellement stocké dans une base de données Oracle, depuis les composants de poste jusqu'aux transformateurs destinés à la clientèle résidentielle. L'interface opérateur du centre de conduite d'un réseau de distribution résidentiel type, modélisé dans NM-DMS, est représentée

en **5**; les lignes aériennes y sont matérialisées par des traits pleins, les lignes souterraines par des pointillés, les réenclencheurs ou interrupteurs normalement fermés par des carrés rouges, ceux normalement ouverts (avec les éventuels parcours de reprise) par des carrés verts, et les transformateurs par des triangles rouges.

5 Ecran opérateur du gestionnaire de réseau de distribution (NM-DMS) d'ABB



6 Ecran de paramétrage de la reprise de service au centre



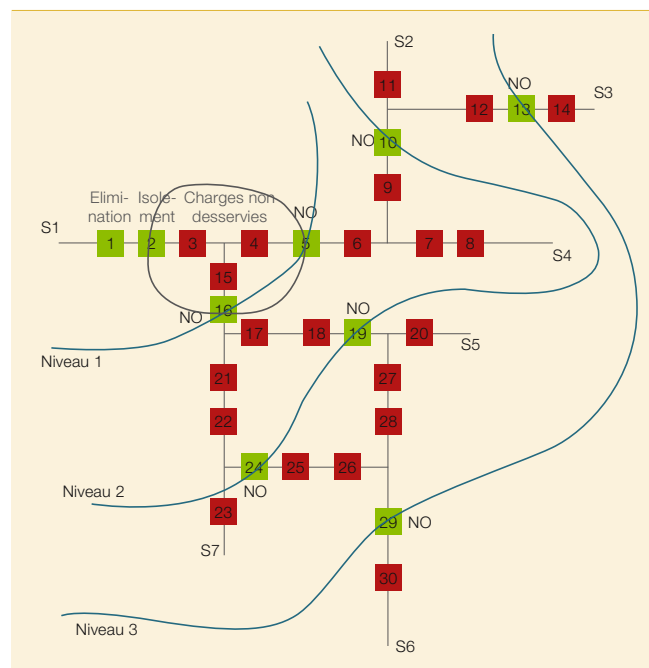
L'usage veut que, en cas de coupure d'électricité, les clients appellent le serveur vocal de leur distributeur, qui communique au NM-DMS les données de l'incident. Ces informations s'affichent ensuite sur l'interface opérateur. L'afflux d'appels clients permet au DMS de déterminer l'origine de la panne comme, par exemple, la manœuvre d'un organe de coupure ou d'un fusible pour éliminer un défaut, ou la défaillance d'un transformateur ou d'un autre élément du réseau. L'opérateur utilise ensuite l'interface et les résultats de l'analyse RSA du NM-DMS pour coordonner l'isolement et le rétablissement de la ligne en envoyant sur place les équipes qui exécuteront les ordres de fermeture et d'ouverture d'OC.

Dans cette configuration de reprise au centre, c'est le calculateur COM600 qui décèle la panne, en fonction des événements détectés par les IED, et en informe automatiquement le gestionnaire NM-DMS. Celui-ci procède alors à l'analyse RSA sur la zone de l'incident et élabore un plan de reprise. Le choix d'envoyer ou non ce plan au COM600 pour exécution immédiate post-RSA relève de l'opérateur. L'écran 6 lui propose trois modes de conduite et niveaux d'automatisation de la reprise :

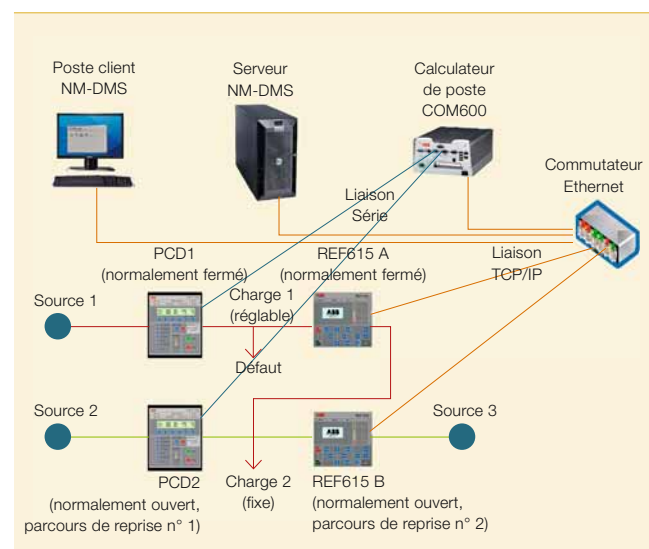
- Conduite tout automatique, sans intervention de l'opérateur dans l'exécution du plan ;
- Exécution du plan avec acquiescement de l'opérateur ;
- Sélection et exécution du plan avec assistance de l'opérateur.

L'analyse RSA se fonde sur le modèle détaillé du réseau et l'étude des flux de puissance déséquilibrés de ce modèle pour s'assurer que le réseau reconstitué ne présente pas de dépassements de courant ni de tension ; elle combine le tracé arborescent du réseau et un algorithme génétique lui

7 Les différents niveaux de l'analyse des manœuvres de reprise



8 Synoptique du circuit de démonstration d'une reprise de service au centre de conduite



permettant de tenir compte des conditions de forte et de faible charges du réseau. Si le réseau est faiblement chargé, la reprise à parcours unique suffit ; dans le cas contraire, deux solutions s'imposent : soit une reprise à parcours multiples, soit une analyse RSA à plusieurs niveaux.

Cette dernière est schématisée en 7, les pavés verts représentant les interrupteurs de couplage ouverts (NO) ou les interrupteurs d'isolement/élimination de défaut. Les deux interrupteurs

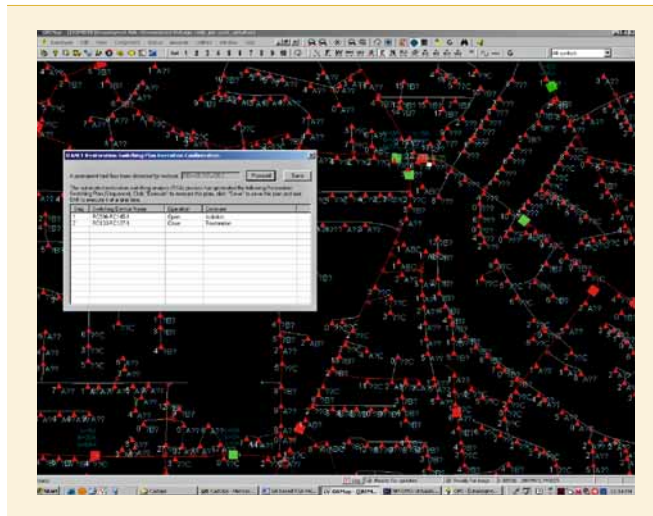
de couplage délimitant la zone de consommation non desservie constituent le niveau 1 d'interrupteurs affectés à la reprise. Les niveaux suivants sont numérotés 2, 3 et ainsi de suite. Sous forte charge, la seule fermeture des interrupteurs de reprise du niveau 1 peut ne pas suffire à la demande de puissance des charges non desservies : des transferts de charge de la zone située entre les niveaux 1 et 2 à celle située entre les niveaux 2 et 3 peuvent être nécessaires. Pour résoudre ce problème, ABB a mis au point une méthode basée sur un algorithme génétique.

Ce plan de reprise de service au centre, développé et validé en laboratoire par ABB, déboucha sur la réalisation du prototype 8 : un serveur NM-DMS fut configuré pour mémoriser un exemple de modèle de réseau, et un client NM-DMS pour accéder à ce modèle et l'afficher. Ces ordinateurs furent couplés au calculateur de poste COM600 et à deux relais de protection de ligne REF615 (IED) par un commutateur Ethernet TCP/IP ; à cette configuration s'ajoutèrent deux automatismes de réenclenchement PCD, reliés au COM600 par liaisons série Modbus.

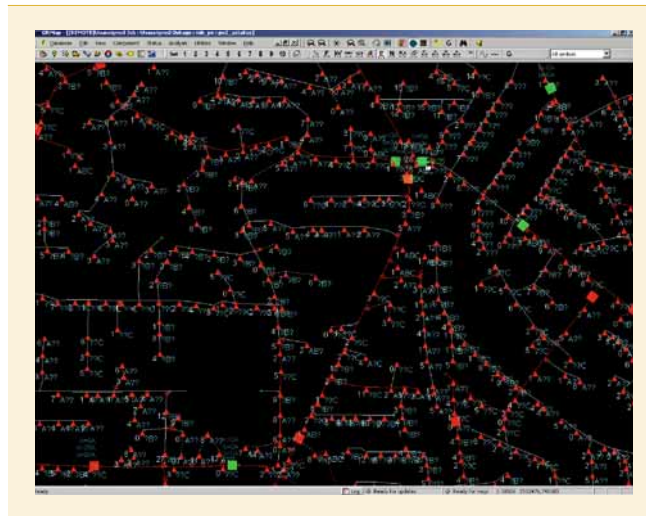
En 8, la charge 1, variable, est une ampoule électrique que pilote un variateur de lumière réglé par télécommande ; la charge 2 est fixe (ampoule sans variateur). On simule un défaut sur la charge 1 en appuyant sur un bouton de la télécommande du variateur : le niveau de la charge (intensité lumineuse de l'ampoule) augmente, le réglage du variateur étant passé du niveau « demi-charge » au niveau « pleine charge ». Cette action provoque un défaut qui force PCD1 à exécuter une séquence de réenclenchement pour blocage : son réglage de détection de surintensité se situe entre le niveau de charge avant le défaut

Transport et distribution électriques

9 Ecran NM-DMS d'analyse semi-automatique de la reprise



10 Ecran NM-DMS après reprise



(demi-charge) et le niveau de charge pendant le défaut (pleine charge).

Le blocage de PCD1 enclenche la détection de défaut au COM600. Averti, le NM-DMS lance automatiquement l'analyse RSA pour déterminer tous les parcours de reprise de service. Ses résultats dicteront le niveau d'automatisation des manœuvres d'isolement et de reprise : tout automatique, semi-automatique avec simple acquit opérateur ou semi-automatique avec acquit opérateur sur sélection de parcours [6]. Dans les deux premiers cas, l'analyse fournit automatiquement la meilleure stratégie de reprise ; dans le troisième, c'est l'opérateur qui sélectionne le meilleur parcours en fonction des données de sortie RSA (capacité admissible, niveaux de charge, dépassement

des flux de puissance...). Les écrans NM-DMS de la solution semi-automatique avec simple acquit opérateur figurent en 9 et 10.

ABB participe activement à l'automatisation et à l'informatisation des réseaux de distribution, tant au niveau des lignes que des centres de conduite.

Ce circuit de démonstration fut exposé lors de plusieurs conférences en 2009, dont *DistribuTech*, *ABB Automation & Power World* [11], et la journée *FERC Expo Day*, organisée par la Commission fédérale américaine de réglementation de l'énergie.

Vers l'autocicatrisation

ABB participe activement à l'automatisation et à l'informatisation des réseaux de distribution, tant au niveau des lignes que des centres de conduite. Ses solutions de contrôle-commande de la reprise de service, au centre et sur site, en sont deux exemples. Elles mettent à profit les fonctions de détection automatique de défaut et d'autocicatrisation du réseau pour réduire notablement les durées d'interruption de service et accroître la fiabilité de la desserte.

James Stoupis

Zhenyuan Wang

Fang Yang

Vaibhav D Donde

ABB Corporate Research Center
Raleigh (NC, Etats-Unis)

james.stoupis@us.abb.com

zhenyuan.wang@us.abb.com

fang.yang@us.abb.com

vaibhav.d.donde@us.abb.com

Fahrudin Mekic

ABB Medium Voltage Products
Allentown (PA, Etats-Unis)

fahrudin.mekic@us.abb.com

William Peterson

ABB Power Systems Network Management
Raleigh (NC, Etats-Unis)

william.peterson@us.abb.com

11 Prototype de démonstration présenté au salon *ABB Automation & Power World* de 2009, à Orlando (Etats-Unis)



Bibliographie

- [1] Wang, Z. et al., *A deterministic analysis method for back-feed power restoration of distribution networks*, IEEE General Meeting, Calgary, Alberta, juillet 2009

Toute la lumière sur *HVDC Light*[®]

1 100 MW au compteur!

Björn Jacobson, Marc Jeroense

Notre soif d'électricité, loin de s'éteindre, devrait doubler au cours des 40 prochaines années. Or elle fait payer un lourd tribut à l'environnement, au niveau de la production comme du transport de l'énergie dont une part croissante provient de sources renouvelables, souvent éloignées des lieux de consommation. C'est pourquoi ABB a développé, depuis le milieu des années 1990, un système innovant de transit (CCHT) baptisé *HVDC Light*[®], qui se substitue et lève ainsi certains de ses inconvénients. Il est désormais possible de bâtir des liaisons longue distance, tant sous-marines que terrestres, ces derrières bénéficiant de câbles en polymère aussi robustes que faciles à poser. Les convertisseurs HVDC de transport électrique de fond de service après une panne

de l'électricité en courant continu à haute tension se substitue au transport en courant alternatif classiques. Il est désormais possible de bâtir des liaisons longue distance, tant sous-marines que terrestres, ces derrières bénéficiant de câbles en polymère aussi robustes que faciles à poser. Les convertisseurs HVDC de transport électrique de fond de service après une panne



Transport et distribution électriques

Dans notre monde urbanisé, les lieux d'implantation de nouvelles lignes électriques se font rares. En outre, l'essor des énergies renouvelables (EnR), telles que le solaire, l'éolien et l'hydroélectricité, ajoute son lot de contraintes au réseau électrique. Or c'est souvent loin des zones de consommation, où l'énergie est en général produite, que ce réseau montre des signes de faiblesse. Face au problème croissant de la pollution par le CO₂, les EnR ont la cote. De même, les nouvelles initiatives de lutte contre le réchauffement climatique et d'encadrement du négoce d'énergie ont immanquablement accentué les contraintes sur les systèmes de transport électrique. La technologie HVDC Light® vient à point nommé renforcer le réseau existant et en rehausser les performances.

Transport massif

Le transport CCHT véhicule l'électricité sur de longues distances, avec de faibles pertes en ligne. Ce fut de tout temps la technique privilégiée des traversées sous-marines et du grand transport à très haute tension. Depuis les années 1930, ABB est à l'avant-garde de la filière avec un long palmarès de réalisations CCHT, des premiers convertisseurs en montage dodécaphasé (12 pulses) mis en service en 1954, sur l'île suédoise de Gotland, aux vastes chantiers chinois capables de transporter 6 400 MW sur 2 000 km pour relier les imposantes centrales hydroélectriques, à l'ouest,

aux régions de consommation du sud et de l'est du pays **1**.

Conversion de puissance

L'électricité étant produite et fournie au consommateur en alternatif, le transport CCHT doit passer à chaque extrémité par des équipements de conversion de l'alternatif au continu (redresseurs) et inversement (onduleurs). Ces « stations de conversion » font usage de thyristors (CCHT classique) ou de transistors (HVDC Light).

HVDC Light

ABB est le seul industriel affichant une expérience opérationnelle de plus de dix ans dans le domaine du transport électrique à base de convertisseurs à source de tension. La première installation HVDC Light fut la liaison Hällsjön-Grängesberg de 10 kV, achevée en 1997. De nombreuses stations de conversion lui ont succédé en donnant toujours satisfaction aux clients d'ABB.

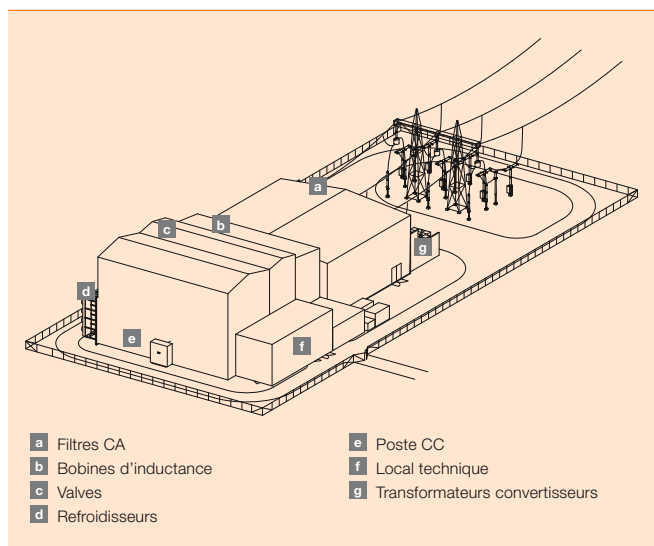
Le convertisseur à source de tension est intéressant à plus d'un titre : couplé à des réseaux très faibles, voire dépourvus de sources d'énergie complémentaires, il stabilise la tension en injectant ou en absorbant de la puissance réactive au gré des besoins, autorisant ainsi un réglage simultané et indépendant de l'écoulement de puissance et de la tension, au point de raccordement. En CCHT classique (utilisant des convertisseurs à thyristors, et non à transistors), ce contrôle indépendant

de la puissance active et de la tension réseau ne va pas de soi et impose des équipements supplémentaires. Mieux encore, le convertisseur à source de tension permet d'inverser l'écoulement de puissance sans changer la polarité de la tension mais le sens du courant, ce qui est impossible avec le CCHT classique. Cette propriété est très avantageuse quand on sait l'ampleur des contraintes de champ électrique dues aux inversions de polarité.

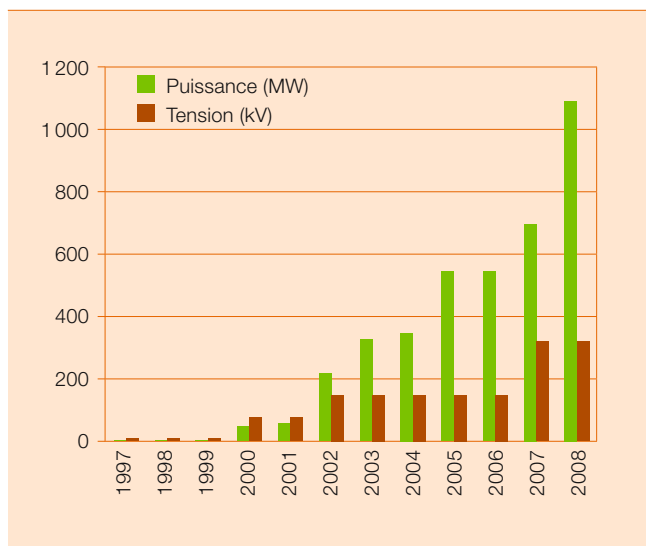
Avec HVDC Light, ABB est à ce jour le seul fournisseur d'une liaison commerciale CCHT équipée de convertisseurs à source de tension.

Un câble HVDC Light est une simple paire bipolaire à deux conducteurs de polarité opposée ; en l'exploitant avec des courants en anti-parallèle, on élimine pratiquement le champ magnétique de l'ensemble : l'absence de rayonnement est donc un autre atout de la technologie HVDC Light. Grâce au développement coordonné de convertisseurs à source de tension, de transistors bipolaires à grille isolée « IGBT » et de câbles HVDC Light, cette solution peut produire une tension synchronisée pour tout un parc éolien et prendre ainsi le relais du transport alternatif à très haute tension (400 kV et 500 kV). Pour accroître les niveaux

1 Station de conversion de 1 100 MW occupant 160 m x 70 m



2 Historique de la montée en puissance/tension du CCHT



de tension de la technologie HVDC Light, ses concepteurs ont décidé d'être prudents 2: des essais rigoureux sur des prototypes, sur l'isolation haute tension et sur les composants ont ainsi été menés selon les recommandations du Conseil International des Grands Réseaux Électriques¹⁾ (CIGRÉ) dans les laboratoires d'ABB et tiers. Les composants sensibles ont été testés dans un circuit de commutation haute tension, spécialement aménagé. Calculs, simulations et essais de fonctionnement à pleine capacité, pour chaque composant, ont ensuite été validés par des mesures *in situ*. En cumulant plus de 1 500 km de câbles HVDC Light et plus de 28 000 IGBT dans 29 convertisseurs (ou 22 stations de conversion), ABB a acquis une solide réputation de performance et de fiabilité dans le transport d'énergie HVDC Light **Encadré**.

Transistors spécialisés

ABB produit tous les transistors IGBT de ses réalisations HVDC Light: le plus gros affiche un courant de blocage maxi de 4 000 A en régime normal et peut supporter près de 18 kA en court-circuit 3. Ces valeurs aboutissent à un courant continu admissible d'environ 1 800 A, après ajout des marges de sécurité.

Contrôle-commande

Le système de contrôle-commande informatisé MACH2™ se caractérise par sa rapidité: le temps de cycle des boucles de régulation internes est de 100 µs. Il garde trace de l'état des convertisseurs et des auxiliaires, qu'il protège des surcharges de courant et de tension. Ce contrôle-commande inclut le réglage rapide de la tension continue et du courant des valves internes. Les protections de valves les plus rapides entrent en action dans les 10 µs.

Note

¹⁾ Organisation non gouvernementale, fondée en France en 1921, pour fixer les grands principes de la production et du transport de l'électricité à haute tension.

MACH2 a pour principales fonctions la régulation de la tension et de la puissance. Le réglage de la fréquence et de la puissance réactive peut aussi servir à contrôler le système. La puissance active peut être réglée en la fixant à un certain niveau ou en laissant la fréquence réseau déterminer le besoin de puissance («mode automatique»). Il en va de même de la puissance réactive que l'on peut régler ou faire varier en fonction de la tension réseau («mode régulation de tension»).

Différents types de fonctions d'amortissement sont disponibles selon les besoins: c'est le cas de l'interaction torsionnelle hyposynchrone entre le réseau et les groupes turbo-alternateurs. HVDC Light contribue à amortir ces oscillations d'énergie, protégeant ainsi les alternateurs des vibrations potentiellement néfastes.

Nouveaux horizons

L'avènement des stations de conversion HVDC Light et des câbles extrudés à isolation polymère élargit les perspectives du secteur traditionnel des interconnexions CCHT, notamment les longues liaisons sous-marines, et ouvre de nouveaux débouchés dictés par le marché. Il en va ainsi des applications *offshore*, comme l'alimentation électrique des plates-formes pétrolières et le transport de l'énergie produite par les parcs éoliens en mer. L'absence de champs électromagnétiques alternatifs dans les câbles HVDC et leur possibilité d'enfouissement militent en faveur des nouveaux systèmes de transport électrique HVDC Light. L'atténuation du préjudice visuel pour les populations et une installation rapide, relativement respectueuse du milieu naturel, accélèrent les procédures d'autorisation et écourtent les délais de réalisation d'un projet. La faible dimension des câbles, leur installation simplifiée (nombre

réduit de jonctions au km), ainsi que la durabilité de la pose souterraine renforcent considérablement l'attrait économique de l'installation et de la maintenance HVDC Light par rapport au câblage en alternatif. Certes, les installations de conversion grignotent une partie non négligeable des coûts d'une liaison HVDC Light mais sa capacité de transit, contrairement à une ligne CA, ne diminue pas avec la longueur de l'ouvrage, ce qui rentabilise d'autant le système au fil des kilomètres! Compte tenu des conditions locales, très variables d'un cas à l'autre, les études réalisées à ce jour montrent qu'au-delà de 200 km, HVDC Light se révèle une solution attrayante par rapport aux lignes aériennes de puissance comparable, même sous l'angle économique.

Extrudés ou isolés au papier imprégné?

Les câbles au papier imprégné d'huile en masse conviennent aussi au transport HVDC Light, comme l'atteste le pro-

Encadré Une longue expérience des liaisons HVDC Light et de la compensation statique de puissance réactive (SVC)

Liaison	Nombre de convertisseurs	Mise en service
1 Hällsjön-Grängesberg	2	1997
2 Hagfors (SVC)	1	1999
3 Gotland	2	1999
4 Directlink	6	2000
5 Tjæreborg	2	2002
6 Eagle Pass	2	2000
7 Moselstahlwerke (SVC)	1	2000
8 Cross Sound Cable	2	2002
9 Murraylink	2	2002
10 Polarit (SVC)	1	2002
11 Evron (SVC)	1	2003
12 Troll A	4	2005
13 Holly (SVC)	1	2004
14 Estlink	2	2006
15 Ameristeel (SVC)	1	2006
16 ZPSS (SVC)	1	2006
17 Mesnay (SVC)	1	2008
18 BorWin 1 (Nord E.ON 1)	2	2009
19 Martham (SVC)	1	2009
20 Liepajas (SVC)	1	2009
21 Siam Yamato (SVC)	1	2009
22 Caprivi Link	2	2010
23 Valhall	2	2010
24 Liepajas Metalurgs (SVC)	1	2010
25 Danieli - GHC2 (SVC)	1	2011
26 Danieli - UNI Steel (SVC)	1	2011
27 EWIP	2	2012

N° 1 à 18: chantiers opérationnels; n° 19 à 27: projets en cours d'achèvement ou en construction

3 Les valves IGBT, au cœur du convertisseur



jet Valhall. Si les deux conceptions de câble – polymère et papier imprégné – sont exploitables en mer et ont été effectivement utilisées, la seconde est pour l'heure la solution privilégiée dans le domaine de la très haute tension (400 à 500 kV CC). Les câbles à isolation polymère sont préférés à terre pour leur facilité et leur rapidité de raccordement et d'installation 4.

Souterrains ou aériens ?

L'enfouissement des câbles n'est pas toujours la panacée, notamment en montagne où l'accès des engins de génie civil est difficile. Dans certains cas, les lignes aériennes sont beaucoup moins coûteuses et bien adaptées à HVDC Light. Citons, par exemple, la liaison Caprivi (Namibie) et ses 970 km

de lignes aériennes en terrain difficile, dont la mise en service est prévue pour fin 2009. Le CCHT autorise une puissance transitée unitaire supérieure à celle de l'équivalent CAHT, surtout pour les longues distances ; il en résulte moins de lignes pour acheminer la puissance requise et, ce faisant, moins de problèmes d'emprise au sol. On peut même coupler le souterrain à l'aérien, sous réserve d'équiper la ligne aérienne de parafoudres et de protections électroniques.

Interdit de séjour

Le courant alternatif oscille 50 ou 60 fois par seconde (d'où une fréquence réseau de 50 ou 60 Hz), quel que soit le niveau de tension (basse, moyenne, haute ou très haute). A chaque cycle, le câble CA se charge et se décharge à la tension réseau, le courant de charge étant proportionnel à la longueur du câble. A une certaine longueur, il augmente démesurément, ne laissant plus rien à la puissance utile. A l'évidence, bien avant que ce phénomène survienne, le câble CA a perdu son intérêt économique. Le problème se corse à mesure qu'augmente la tension appliquée, limitant la longueur et la puissance des câbles CA. S'ils sont très utiles aux courtes liaisons électriques, ils sont impropres au grand transport. A l'inverse, le câble CC n'a pas de courant de charge : la totalité du courant est donc exploitable.

L'âge d'or

Armée des puissants IGBT d'ABB et des nouveaux câbles ultraminces de haute technologie, la solution HVDC Light conforte sa place au sein des

systèmes de transport électrique du monde entier. Contrairement à ce que sa dénomination anglo-saxonne laisse entendre, elle n'a de léger (*Light*) que sa mise en œuvre, pas sa puissance ! Grâce à la somme d'expériences acquises dans nombre d'installations réussies, sa fiabilité est éprouvée et garantie.

Les ingénieurs d'ABB continuent d'étendre son champ d'action : tension, courant, puissance, encombrement, efficacité sont quelques-uns des paramètres clés qui ne cessent de progresser. A long terme, on peut aussi envisager un réseau CC superposé au réseau CA pour accroître la capacité de transit sans perdre de stabilité ni avoir à doubler les lignes aériennes. Reste à régler un certain nombre de problèmes, en particulier les courants de coupure CC. Ce réseau pourrait toutefois être la meilleure solution pour rapatrier et distribuer l'énergie durable du soleil, du vent et des ressources hydrauliques, réduisant ainsi les émissions de CO₂. C'est dans cette optique que se poursuit le développement des IGBT, câbles, et matériels et logiciels de contrôle-commande.

Montée en puissance

HVDC Light franchit aujourd'hui une étape majeure en atteignant 1 100 MW transités sur de longues distances, à l'aide de câbles CC enfouis. La solution ouvre ainsi de nouvelles perspectives, comme le renforcement des réseaux existants, l'alimentation en énergie d'installations isolées (ouvrages en mer) et le transport de l'électricité produite par des EnR éloignées des centres de consommation.

Björn Jacobson

ABB Power Systems
Ludvika (Suède)
bjorn.jacobson@se.abb.com

Marc Jeroense

ABB Power Systems
Karlskrona (Suède)
marc.jeroense@se.abb.com


4 Constitution d'un câble HVDC Light extrudé en polymère



- a Ame conductrice en aluminium
- b Ecran polymère sur âme
- c Isolant polymère
- d Ecran polymère sur isolant
- e Tresse
- f Gaine anti-corrosion
- g Protection mécanique

Questions d'équilibre

Les grands réseaux de transport adoptent *HVDC Light*®
Jiuping Pan, Reynaldo Nuqui, Bertil Berggren, Stefan Thorburn, Björn Jacobson



Vous êtes-vous jamais demandé comment un funambule parvenait à déambuler sur son fil ? Il doit non seulement garder l'équilibre mais aussi tenir compte des oscillations de la ligne engendrées par le moindre de ses mouvements. Une façon de résoudre ce dilemme est d'avancer très lentement de sorte que ces oscillations ne dépassent jamais un niveau critique. Une méthode plus perfectionnée consisterait pour notre acrobate à jongler avec ces phénomènes oscillatoires ou à les contrebalancer pour maintenir sa stabilité et progresser mieux et plus vite. Une plus grande souplesse de réaction autorise en effet un meilleur usage de la dynamique globale du système.

Quel rapport, direz-vous, avec la conduite d'un réseau électrique ? Le transport d'électricité est lui aussi confronté à de gros problèmes de stabilité. Pour y remédier, la parade consiste traditionnellement à maintenir la charge en dessous des niveaux prescrits pour éviter, à l'image de notre funambule, tout risque de déséquilibre. Or l'ouverture des marchés de l'électricité et l'essor des énergies renouvelables (EnR) changent la donne en allongeant les distances de transport. Grâce à la solution *HVDC Light*® d'ABB, il est désormais possible d'améliorer la capacité de transit mais aussi d'amortir en dynamique les oscillations du réseau pour le stabiliser.

Transport et distribution électriques

De tout temps, les réseaux électriques ont été majoritairement conçus et bâtis pour acheminer l'électricité délivrée par les centrales aux clients de la région. Ces groupes de production étaient donc souvent implantés en périphérie des grandes villes, l'architecture du réseau reflétant fidèlement cette géographie. Aujourd'hui, de plus en plus d'électricité est produite loin des agglomérations et donc contrainte de parcourir de grandes distances. Cette évolution a de nombreuses causes, l'une d'elles étant l'usage accru des EnR qui sont souvent produites dans des lieux reculés. Elle est aussi due à la libéralisation des marchés énergétiques, qui favorise le recours aux unités de production ayant le coût différentiel le plus faible. Les réseaux à haute tension (HT) se heurtent alors aux exigences du « grand transport » et leurs gestionnaires cherchent les moyens de lever les obstacles entre les lieux de production éloignés et les centres de consommation.

L'exploitation de ces réseaux HT s'écartant de plus en plus de leurs règles de conception, certains couloirs d'énergie doivent acheminer davantage de puissance et fonctionner toujours plus près de leurs limites de stabilité et de sécurité. Dans le cas des EnR, l'enjeu est dans la volatilité de la pro-

duction, due à l'intermittence intrinsèque de ces ressources, et l'imprévisibilité de la fourniture. De nouvelles technologies sont donc explorées pour combler ces lacunes tout en préservant la qualité de la conduite et la stabilité du réseau.

L'écoulement de puissance du réseau électrique, naturellement régi par les lois de la physique, obéit de plus en plus à des objectifs économiques. Outre les critères de fiabilité, le développement des futures infrastructures de transport doit aussi tenir compte des contraintes environnementales et des exigences de l'efficacité énergétique.

L'intégration de systèmes évolués HVDC Light^{®1)} dans les réseaux de transport régionaux ouvre de nouvelles perspectives aux applications électriques « intelligentes » à mesure que ces solutions améliorent la sécurité et la performance en facilitant le pilotage du système.

Un transport vieillissant

De plus en plus encombrés, les réseaux de transport ne favorisent guère les interactions et échanges d'énergie entre marchés voisins ou l'optimisation des moyens de production. Il y a « congestion » quand les flux de puissance réels ou programmés, transitant

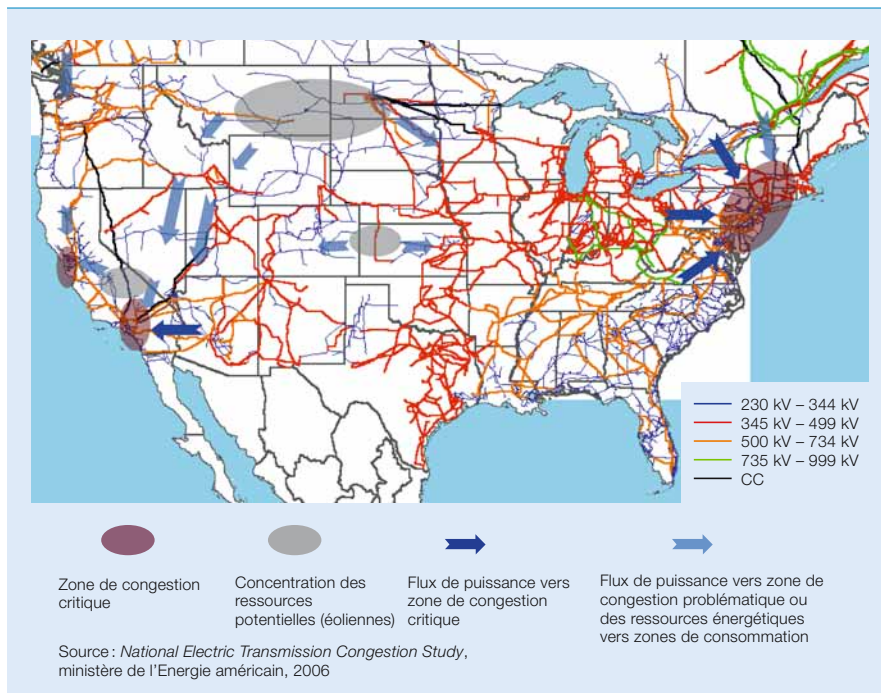
sur des axes stratégiques, passent en dessous des niveaux souhaités, à cause des restrictions de capacité ou de sécurité. Lorsque ces contraintes limitent la quantité d'énergie fournie aux consommateurs par les unités de production les plus souhaitables, les opérateurs de réseau doivent faire appel à des groupes plus chers ou moins efficaces.

Qui plus est, les réseaux électriques sont approvisionnés par un nombre croissant d'EnR à grande échelle. L'intégration de ces sources aléatoires et fluctuantes, aggravée par la faiblesse des interconnexions dans les zones « historiques » de production, pose de nouveaux défis à la gestion sécuritaire du réseau. L'Europe, notamment, compte plusieurs projets bien avancés de mégaparcs éoliens marins impliquant un transit d'énergie fiable et robuste pour rejoindre le littoral. Aux Etats-Unis, le transport électrique est désormais reconnu comme le premier obstacle à une percée de l'éolien et à son objectif d'assurer 20% de la fourniture électrique du pays, à l'horizon 2025 **■** : la modernisation de ce réseau vétuste est donc le préalable au développement d'une énergie durable.

HVDC Light, robuste et économique

L'augmentation des capacités de fourniture d'énergie par l'ajout de lignes en courant alternatif (CA) est de plus en plus problématique sur les réseaux CA maillés, déjà fortement chargés. En l'occurrence, la question des nuisances environnementales et paysagères soulève une contrainte majeure qui rend souvent le déploiement du réseau de lignes aériennes impossible. En outre, il n'est pas rare que les possibilités d'extension CA, en aérien comme en souterrain, soient entravées par les problèmes d'instabilité transitoire ou de tension, le risque d'accroissement des niveaux de court-circuit, la faible réactivité du réseau et la présence de flux parallèles inacceptables. Autre obstacle, le coût de l'emprise au sol des nouveaux couloirs de lignes traversant les zones urbaines. Sans oublier la contrainte forte d'adapter efficace-

■ Aux Etats-Unis, la congestion des lignes de transport est le premier frein à l'expansion de l'éolien.



Note

¹⁾ Nom commercial du système de transport CCHT d'ABB reposant sur des convertisseurs à source de tension.

ment le transport à la variabilité de la consommation et à l'intermittence de la production. Depuis son lancement en 1997, HVDC Light s'impose de plus en plus comme une solution de choix **2** pour accroître les puissances transitées et fiabiliser l'intégration des EnR à grande échelle, tout en levant les verrous environnementaux et techniques.

Fondements technologiques

HVDC Light est une nouvelle génération de liaison en courant continu à haute tension (CCHT), qui s'appuie sur des convertisseurs électroniques à source de tension commandés en modulation de largeur d'impulsions (MLI) haute fréquence à l'aide de transistors bipolaires à grille isolée « IGBT » [1]. Ce dispositif garantit un réglage rapide et indépendant des puissances active et réactive. Les systèmes HVDC Light s'accroissent de liaisons longue distance, tant souterraines que sous-marines. Nombreuses sont leurs vertus écologiques: lignes invisibles (car enfouies), champs électromagnétiques

neutres (nettement inférieurs au champ terrestre) ou statiques (non rayonnants), câbles secs (absence d'huile) et stations de conversion compactes. Leurs plages de puissance ont vite progressé pour atteindre aujourd'hui 1 200 MVA, en configuration symétrique unipolaire sur liaisons câblées **3**, et jusqu'à 2 400 MVA, en bipolaire sur lignes aériennes [2]. Autre attrait: on inverse le transit de puissance en changeant le sens du courant et non la polarité de la tension, ce qui permet de multiplier facilement les stations d'extrémité. Ces dernières peuvent se raccorder en différents points d'un seul ou de plusieurs réseaux alternatifs: on obtient ainsi un système HVDC Light à extrémités multiples, de topologie radiale, bouclée ou maillée **4**.

En bonne intelligence

HVDC Light est idéal pour les applications intégrées sur réseaux CA maillés. Parmi ses spécificités, citons la souplesse de réglage du flux de puissance et le maintien dynamique de la tension

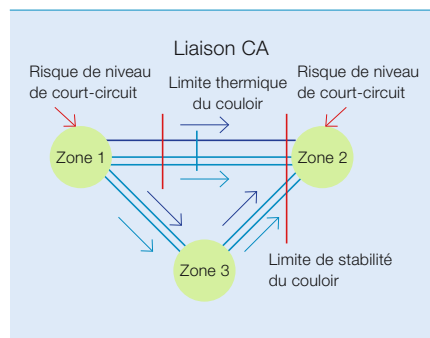
sur les réseaux CA environnants. Associés à des stratégies de conduite avancées, ces avantages peuvent nettement accroître l'« intelligence » et les performances du réseau en régimes établi et dynamique [3].

Améliorer les interconnexions régionales pour le négoce d'énergie

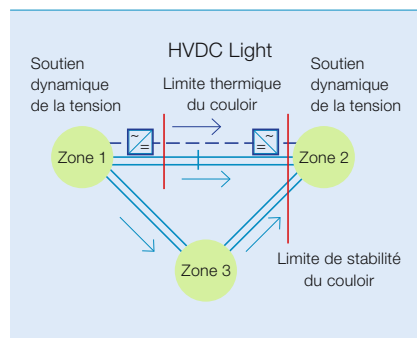
En exploitation normale, il est d'ores et déjà possible de planifier les écoulements de puissance sur les liaisons HVDC Light en fonction de critères économiques et de sécurité. Mieux, ces flux peuvent être répartis en temps réel. Ce réglage fin et rapide du transfert d'énergie permet aux exploitants de réseau d'utiliser des sources de production plus économiques et moins polluantes, de réaliser des transactions bilatérales favorables aux échanges et de mettre en œuvre des stratégies efficaces de gestion des congestions. De plus, les liaisons HVDC Light peuvent

2 HVDC Light améliore la souplesse et la précision de conduite des réseaux.

a L'ajout d'une liaison CA entre la zone 1 et la zone 2 allège quelque peu le transfert, mais ne décharge pas totalement la zone 3.



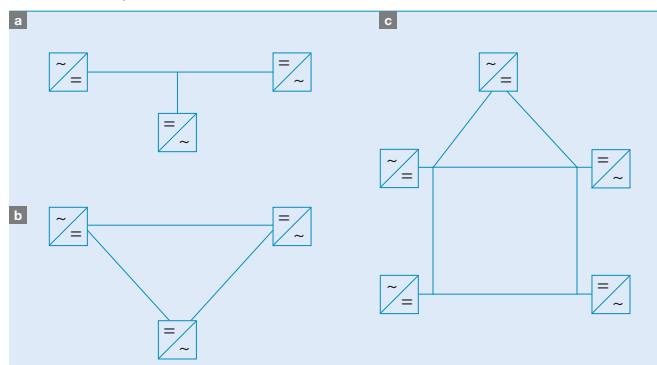
b HVDC Light reporte la charge sur la liaison CCHT, soulageant les autres lignes.



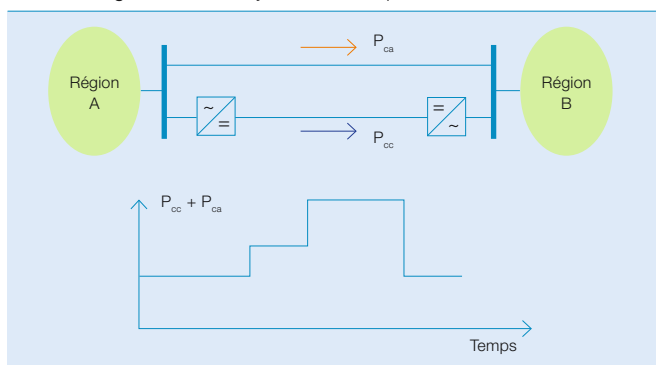
3 Station de conversion HVDC Light et plages de puissance en configuration symétrique unipolaire sur liaisons câblées

Tension CC	580 A	1 140 A	1 740 A
± 80 kV	100 MVA	200 MVA	300 MVA
± 150 kV	190 MVA	370 MVA	540 MVA
± 320 kV	400 MVA	790 MVA	1 210 MVA

4 Les trois topologies d'un système HVDC Light à extrémités multiples: radiale **a**, bouclée **b** et maillée **c**.



5 Par son contrôle strict et contractuel des flux de puissance régionaux, HVDC Light stabilise le système électrique.



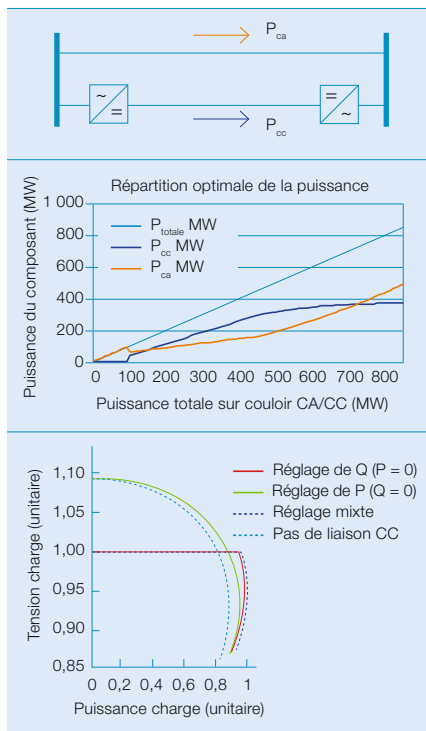
Transport et distribution électriques

être exploitées comme des capacités de transport « négociables », à l'instar des sources de production. Ce contrôle précis et contractuel du flux de charge sur HVDC Light simplifie la tarification et la facturation des transferts tout en évitant les transits indésirables 5.

Optimiser un couloir de transport

Dans bien des cas, la capacité des lignes CA constituant un axe de transfert d'énergie ne peut pas être pleine-

6 Une liaison HVDC Light parallèle à une ligne CA permet de contrôler le couloir hybride CA/CC résultant et de trouver l'optimum entre performance du transport et maximisation des capacités de transit.



ment exploitée, en raison des limites de stabilité transitoire ou de la tension. L'ajout d'une liaison HVDC Light parallèle aux lignes CA n'a pas seulement pour gros avantage de doper la capacité de transit ; des études ont prouvé que ce renfort permettait aussi de dépasser la puissance assignée du système HVDC Light, ce gain résultant d'un contrôle efficace de l'amortissement des oscillations et d'un soutien dynamique de la tension sur les lignes CA parallèles [4]. Il permet en outre de mettre en œuvre un principe optimal de partage de la puissance pour une large plage de niveaux de transfert afin de minimiser les pertes totales d'énergie du couloir hybride CA/CC. Dans sa stratégie de conduite, HVDC Light peut alors changer de priorité en préférant la maximisation du transfert de puissance à la minimisation des pertes ; cette commande adaptative offre un bon compromis entre performance du transport et optimisation des capacités de transit du couloir d'énergie 6.

Intégrer une production éolienne massive

HVDC Light autorise une exploitation efficace des câbles terrestres ou sous-marins longue distance pour insérer les mégaparc éoliens *offshore* dans les réseaux publics de transport 8. Voyons les principales caractéristiques du rapatriement HVDC Light de cette puissance éolienne :

- HVDC Light respecte à la lettre les codes du réseau.
- La conception des aérogénérateurs peut s'affranchir de ces règles et leur optimisation, se focaliser sur les facteurs coût, performance et robustesse.

- HVDC Light peut découpler le parc éolien du réseau CA ; les défauts survenant sur les lignes CA ne perturbent ni ne pénalisent les aérogénérateurs, tout comme les défauts se produisant dans le parc éolien ne dégradent pas les performances du réseau CA.
- HVDC Light assure le réglage de la tension et de la fréquence, et peut émuler l'inertie souhaitée pour renforcer la stabilité du réseau CA.

Améliorer la réponse aux fortes perturbations

Les systèmes HVDC Light intégrés peuvent efficacement améliorer la performance globale du réseau de transport pendant et après de graves perturbations. Des fonctions de contrôle-commande applicatif avancées permettent en effet de traiter différents problèmes transitoires et post-défaut 7.

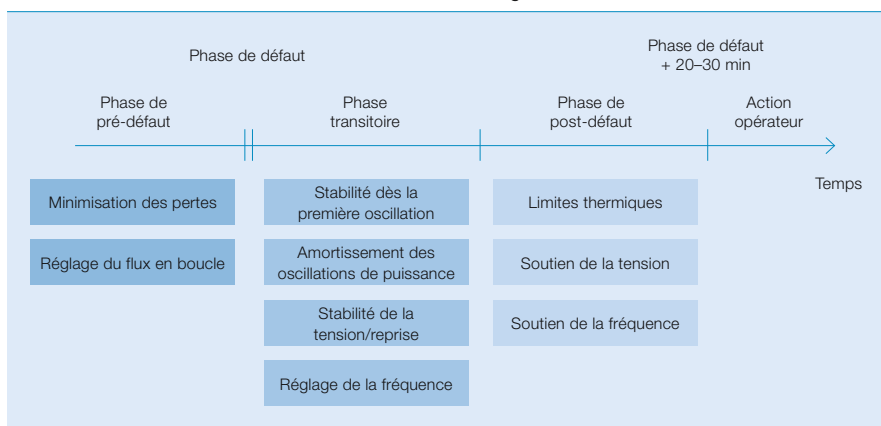
Stabilité dès la première oscillation

Si une grave perturbation menace la stabilité du transport, HVDC Light contribue au maintien du synchronisme des activités du réseau en contrôlant l'augmentation ou la réduction rapide de puissance. En phase de défaut, le flux de puissance peut être suffisamment retardé par l'inversion immédiate du transfert HVDC Light pour limiter l'accélération du rotor. Autre possibilité : améliorer la stabilité transitoire en obligeant les convertisseurs HVDC Light à fournir un complément de réactif et à soutenir la tension après suppression du défaut.

Amortissement des oscillations de puissance

HVDC Light atténue les oscillations électromécaniques en modulant les puissances active et réactive. Un signal de mesure de la puissance active, par

7 Fonctions de contrôle-commande avancées HVDC Light



8 HVDC Light optimise l'intégration des mégaparc éoliens dans le réseau électrique.



exemple, peut servir à gérer un plan de régulation d'amortissement supplémentaire. De même, la compensation statique de puissance réactive SVC²⁾ des stations de conversion se charge de cet amortissement en injectant des signaux de tension modulée dans le circuit de réglage de tension du convertisseur. En toute logique, les flux de puissance active et réactive (P et Q) peuvent être modulés simultanément pour améliorer l'efficacité de l'amortissement. Précisons que HVDC Light amortit des modes d'oscillations aussi bien locaux qu'interrégionaux **9**.

Stabilité et soutien de la tension

Un système HVDC Light a plusieurs moyens de stabiliser le profil de tension. L'exploitation du convertisseur en SVC ou STATCOM³⁾, pendant et après le défaut, renforce la stabilisation dynamique de la tension et en minimise les fluctuations. Cela facilite considérablement le rétablissement du réseau après une perturbation et diminue les conséquences sur les charges sensibles. HVDC Light contre les mécanismes d'instabilité transitoire et de la tension à plus long terme : la modulation rapide du réactif assure son soutien dynamique pour la stabilité transitoire de la tension. En cas d'instabilités de longue durée, qui mettent en action les régleurs de prises et les réponses du système d'excitation, HVDC Light peut aider à préve-

nir l'écroulement de tension par une modulation progressive de P et Q **10**, dont la réduction du transfert de puissance active pour accroître le réactif aux stations d'extrémité.

Réglage et soutien de la fréquence

Si le redresseur et l'onduleur sont raccordés à deux systèmes électriques asynchrones, le premier peut contribuer à la stabilisation de la fréquence du second, grâce à une fonction de modulation. Dans ce mode, HVDC Light ajoute ou retire sa participation à la demande de puissance planifiée, proportionnellement à l'écart de fréquence. De même, le soutien de la fréquence peut accélérer la reconstitution des réseaux îlotés à la suite d'une coupure du système. HVDC Light fournit la puissance réactive de secours nécessaire pour faciliter le réglage de fréquence d'un îlot voisin. Parallèlement, il joue le rôle de charge supplémentaire pour l'autre îlot, autorisant un démarrage en temps utile de ses générateurs. Réglage et soutien de la fréquence HVDC Light peuvent être coordonnés avec les délestages en sous-fréquence existants pour limiter la chute de fréquence en régime très perturbé.

Reprise de service après incident généralisé

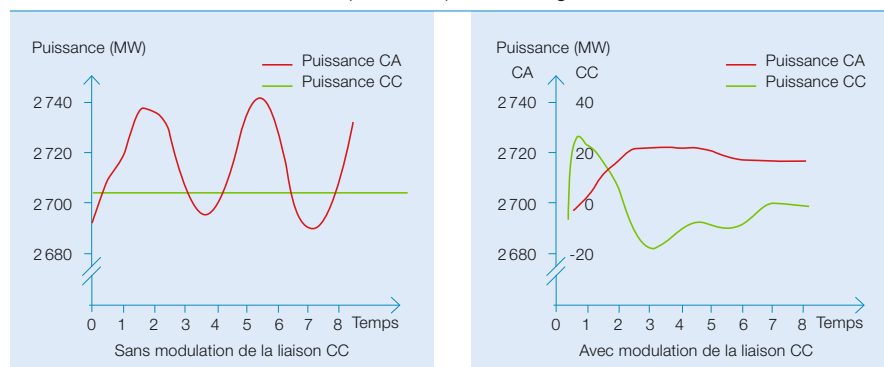
HVDC Light contribue à la reconstitution du réseau en combinant un temps

de démarrage court, sans solliciter de puissance de court-circuit du réseau, une aptitude à fonctionner en mode «SVC pur» pour régler la tension et une aide à la stabilisation de la fréquence durant la remise en charge. Dans une centrale électrique, il faut normalement augmenter la production de vapeur, avant de connecter la charge, pour pallier la «reprise de charge froide⁴⁾». Toutefois, grâce à la puissance disponible à distance et à la commande dédiée HVDC Light, on peut grandement améliorer la reconstitution du réseau et éviter ce phénomène **11**. La rapidité et la robustesse de ce dispositif sont ici primordiales car les conséquences et les coûts d'une panne générale augmentent notablement avec sa durée.

Toujours plus

A l'aide de télémesures, les systèmes HVDC Light peuvent efficacement lan-

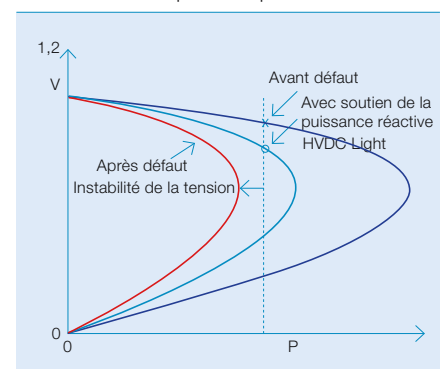
9 Amortissement des oscillations de puissance par HVDC Light



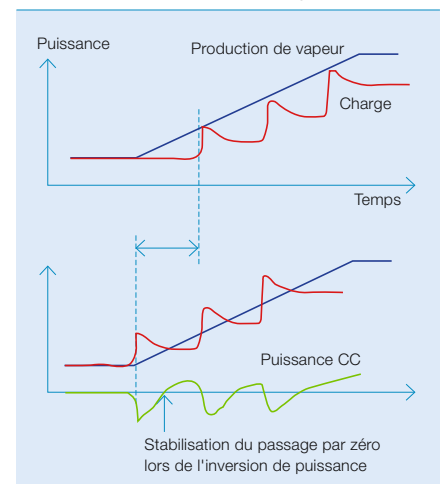
Notes

- ²⁾ Dispositif basé sur la technologie des condensateurs commutés par thyristors et des filtres d'harmoniques, qui fournit et absorbe du réactif pour améliorer la stabilité de la tension.
- ³⁾ Compensateur synchrone statique, de fonction identique à un SVC mais basé sur des onduleurs à source de tension.
- ⁴⁾ Anomalie se produisant au retour du courant après une panne prolongée : la charge est souvent supérieure à son niveau antérieur au défaut, par les effets conjugués de l'équipement (courants d'appel des condensateurs, courants magnétisants des transformateurs...) et du redémarrage des machines ou procédés à l'arrêt.

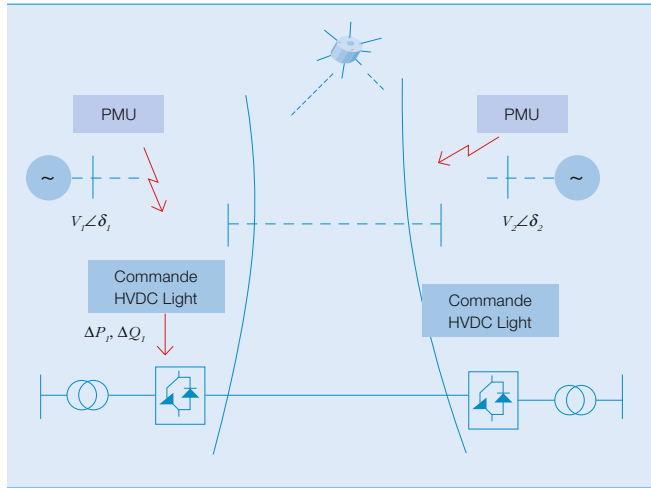
10 L'aptitude de HVDC Light à moduler la puissance réactive permet de rétablir la stabilité de la tension après une perturbation.



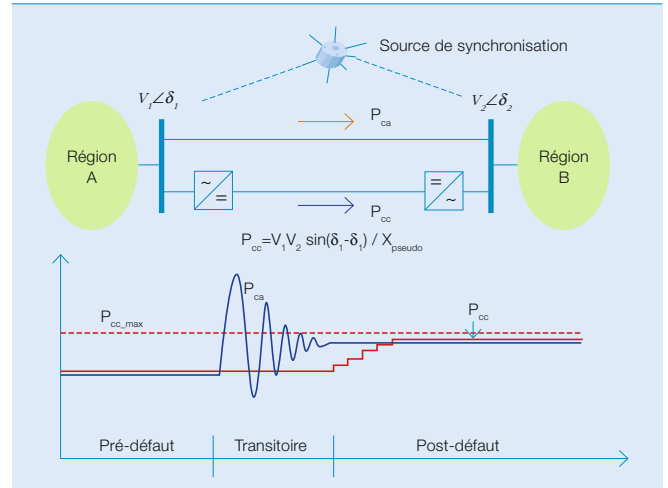
11 Contribution HVDC Light à la reconstitution du réseau après une panne générale



12 Relayé par des systèmes de surveillance et de conduite à grande échelle (WAMS/WACS), HVDC Light renforce la stabilité du réseau et l'efficacité du transport.



13 Emulation HVDC Light d'une liaison CA en situation de post-défaut : un mode utile pour atténuer le risque de surcharge des lignes CA voisines.



cer un contrôle-commande individuel ou global pour améliorer la capacité de transfert et contrer les perturbations, comme les oscillations de puissance. Ces mesures à distance peuvent provenir d'un système de surveillance des grands réseaux de transport « WAMS » (*Wide Area Measurement System*) constitué d'appareils de mesures de phaseurs « PMU » (*Phasor Measurement Unit*) de tension et de courant déployés en divers endroits du réseau électrique. Ces mesures synchronisées par GPS, de même que la fréquence et les signaux binaires sont collectés et traités par un concentrateur. Un système de conduite à grande échelle ou « WACS » (*Wide Area Control System*) les utilise pour fournir des commandes auxiliaires aux équipements du réseau. Le domaine d'action des applications WAMS/WACS s'étend de la surveillance (estimation d'état et contrôle sécuritaire de la tension) à la commande étendue (amortissement des oscillations de puissance...). Le tandem WAMS/WACS doit permettre d'améliorer encore les performances des réseaux de transport par la coordination des systèmes HVDC Light **12**.

Emuler le transport alternatif

Dans certains cas, il est avantageux d'utiliser la liaison CC pour émuler les performances de son homologue alternative (en termes de réponse du flux de puissance aux contingences). Les caractéristiques souhaitées du transport en alternatif permettent à la liaison CC de hisser le transfert de puissance à son niveau maximal ou d'abaisser automatiquement la puissance transitée en période de post-défaut, atténuant le risque de surcharge des lignes CA voisines **13**.

Un système HVDC Light intégré peut être piloté en autonome comme une « pseudo-ligne CA » n'obligeant pas l'opérateur du système à prendre de fréquentes décisions de planification. Ce mode de conduite vaut pour des situations où une répartition centralisée de la liaison HVDC Light n'est pas impérative. Le réglage des consignes de la liaison CC fait partie de la planification des opérations à court terme, qui détermine la puissance désirée entre deux points de raccordement.

Le réseau du futur

Gageons que l'infrastructure de transport électrique évolue vers des réseaux hybrides CA/CC. Dans cette perspective, le système HVDC Light intégré, associé à des systèmes de mesure WAMS et de conduite WACS à grande échelle, est appelé à booster l'intelligence du grand transport.

Jiuping Pan

Reynaldo Nuqui
ABB Corporate Research
Raleigh, NC (Etats-Unis)
jiuping.pan@us.abb.com
reynaldo.nuqui@us.abb.com

Bertil Berggren

Stefan Thorburn
ABB Corporate Research
Västerås (Suède)
bertil.berggren@se.abb.com
stefan.thorburn@se.abb.com

Björn Jacobson

ABB Power Systems
Ludvika (Suède)
bjorn.jacobson@se.abb.com


Bibliographie

- [1] *It's time to connect, Technical description of HVDC Light® technology*, ABB Power Technologies AB, 2008, <http://www.abb.com/hvdc>
- [2] **Asplund, G.**, *Electric Transmission System in Change*, Key Notes, IEEE Power Electronics Specialists Conference, Rhodes, Grèce, juin 2008
- [3] **Pan, J., Nuqui, R., Srivastava, K., Jonsson, T., Holmberg, P., Hafnert, Y. J.**, Nov. 2008, *AC Grid with Embedded VSC-HVDC for Secure and Efficient Power Delivery*, IEEE Energy 2030, Atlanta, Etats-Unis
- [4] **Johansson, S. G, Asplund, G., Jansson, E., Rudervall, R.**, *Power System Stability Benefits with VSC DC-Transmission Systems*, CIGRE Conference, Paris, 2004

Gestion des réseaux électriques : une tête d'avance

La gestion optimale de la tension et de la puissance réactive permet
de réduire les pertes et de maîtriser la demande

Xiaoming Feng, William Peterson, Fang Yang, Gamini M. Wickramasekara, John Finney



Savez-vous combien d'énergie électrique est consommée dans le monde ou se perd sur le trajet de la centrale de production à l'utilisateur ? Avez-vous une idée de la quantité d'énergie ou de gaz à effet de serre qui pourrait être économisée si l'on parvenait à diminuer, même à minima, ces pertes ? ABB est l'un des chefs de file mondiaux du développement de nouvelles technologies contribuant à la diminution des pertes électriques et des contraintes de charge pesant sur les réseaux de distribution, grâce à un riche catalogue de produits axés sur l'efficacité énergétique et la gestion optimale de la demande.

L'optimisation de la tension et de la puissance réactive est la dernière avancée de ces applications. Contrairement à l'approche traditionnelle utilisant des commandes locales non coordonnées, cette innovation ABB (baptisée « VVO » pour *Voltage and Var Optimization*) s'appuie sur des informations temps réel et une modélisation en ligne du système électrique pour coordonner et optimiser la conduite des réseaux de distribution non équilibrés, à l'aide de commandes discrètes. Les distributeurs peuvent beaucoup gagner sur le front des économies et de l'efficacité énergétique en équilibrant au mieux les flux de fourniture et de consommation. La solution VVO permettra d'atteindre ces objectifs en optimisant en continu les ressources de puissance réactive et les capacités de réglage de tension, sur toute l'année d'exploitation d'un réseau.

Transport et distribution électriques

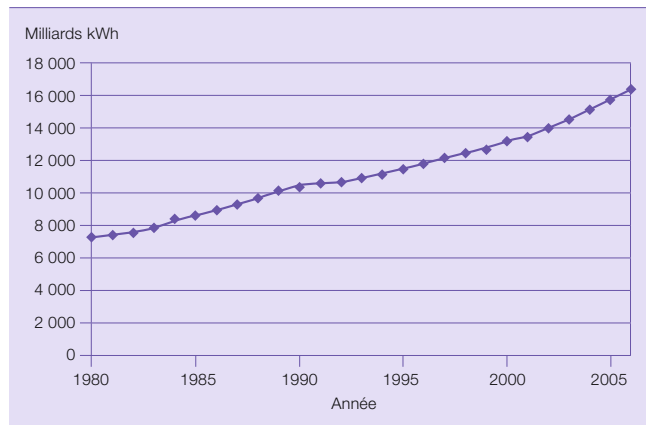
Le monde est particulièrement vorace en énergie électrique : cet appétit, qui engloutit d'ores et déjà des milliers de milliards de kilowattheures (kWh) par an, ne cesse de s'accroître avec l'industrialisation d'un nombre croissant de pays. Bilan : de 1980 à 2006¹⁾, la consommation électrique mondiale a progressé chaque année d'environ 3,1% et devrait totaliser 33 300 milliards de kWh à l'horizon 2030²⁾ **1** ; de 16 790 milliards de kWh en 2008, elle est appelée à doubler d'ici à 2030 [1].

Pertes électriques

De nos jours, pas moins d'environ 10% de la production d'électricité se perdent sur le chemin qui relie centrales et consommateurs, et près de 40% de ces pertes se produisent dans le réseau de distribution. Pour la seule année 2006, les pertes d'énergie totales et les pertes de distribution ont cumulé respectivement 1 638 milliards et 655 milliards de kWh. Or il suffirait de réduire ces dernières de 10% pour économiser environ 65 milliards de kWh, soit plus que la consommation électrique de 7,5 millions de Suisses en 2008 et l'équivalent de 39 millions de tonnes de CO₂ émises par les centrales au charbon [1].

Face à cette boulimie électrique, il faudra renforcer les capacités de production en construisant de nouvelles centrales afin de contrer les montées en charge et les aléas de la fourniture. Au demeurant, les pics de consommation

1 Consommation mondiale d'électricité (en milliards de kWh)



occupent habituellement moins de 5% du temps, soit à peine quelques centaines d'heures à l'année ; certaines centrales ne sont donc utiles qu'en période de pointe, leur plein potentiel n'étant exploité qu'épisodiquement. La gestion active de la demande sur le réseau de distribution permet de réduire ces hausses dans l'ensemble du système, grâce à une meilleure réponse et à l'optimisation des plans de tension et des flux de puissance réactive : c'est autant de moins à investir dans les ouvrages de production, de transport et de distribution ! Même des réductions infimes de la consommation de pointe recèlent d'énormes gisements d'économies. Aux Etats-Unis, par exemple, la demande de pointe non simultanée (correspondant aux divers appels de puissance électrique maximale enregistrés à différents moments de la journée) a avoisiné 790 GW en 2008. Or il faut savoir que chaque pourcent de réduction de cette charge éviterait la construction d'une centrale de 7 900 MW **3** !

Pertes de distribution

Le réseau de distribution dessert les consommateurs à partir des postes électriques ; il se compose de lignes moyenne tension (< 50 kV), de postes de transformation, de transformateurs sur poteau ou dalle, de câbles et filerie basse tension, et de compteurs électriques. Il peut ainsi aligner des centaines de postes et des centaines de milliers de composants, tous pilotés par un système de gestion de la distribution, plus connu sous l'acronyme anglo-saxon

«DMS» (*Distribution Management System*) **2**.

L'essentiel de l'énergie dissipée dans un réseau de distribution est constitué des pertes ohmiques³⁾ ou «pertes Joule» qui se produisent au passage du courant électrique dans le métal conducteur **Encadré 1**.

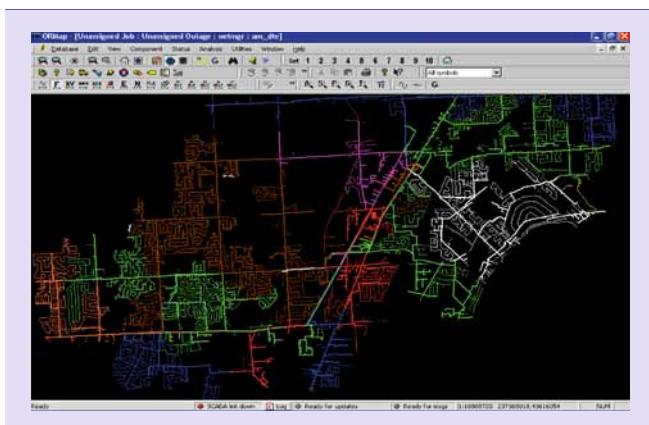
Tout conducteur traversé par un courant véhicule une énergie décomposée en puissance active et puissance réactive **Encadré 2**.

La compensation de puissance réactive a pour objet d'abaisser ou d'éliminer cette composante du courant, réduisant

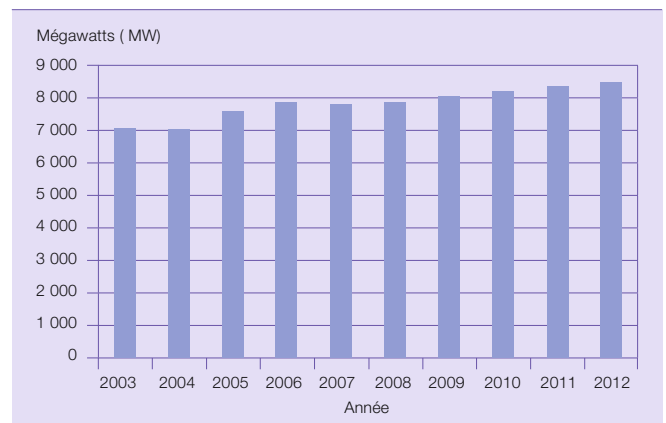
Notes

- ¹⁾ Source : *International Energy Annual 2006*, US Energy Information Administration
- ²⁾ Source : *World Net Electric Power Generation: 1990-2030*, US Energy Information Administration
- ³⁾ Chute de tension dans la ligne au passage du courant, résultant de la résistance interne du matériau conducteur.

2 Ecran du logiciel de gestion de la distribution électrique (DMS) d'ABB



3 Effets d'une gestion optimale des pointes de consommation (-1%/an) sur la puissance de transit (Etats-Unis)



ainsi l'intensité et, ce faisant, les pertes. Le profil de tension⁴⁾ des lignes d'alimentation⁵⁾, qui varie selon la nature et le cumul des charges dans le système, peut aussi agir sur la distribution électrique (bien qu'indirectement et dans une moindre mesure) et sur ses pertes.

Tension et puissance réactive sous contrôle

Les équipements de réglage de la tension sont normalement installés dans le poste électrique et sur les lignes d'alimentation. Les transformateurs du poste peuvent être équipés de régulateur

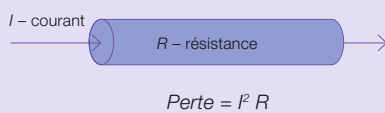
de prises pour ajuster la tension de la ligne en fonction de sa charge. Les lignes d'alimentation sont également jalonnées de transformateurs à prises appelés « régulateurs de tension », qui assurent un réglage fin de la tension en des points stratégiques ou « nœuds pilotes ».

Des dispositifs compensateurs tels que des batteries de condensateurs, là encore dans le poste ou sur les lignes, réduisent le transfert de réactif dans l'ensemble du réseau de distribution.

Dans l'idéal, il faudrait partager l'information entre tous ces dispositifs de réglage de la tension et du réactif, et évaluer la totalité des stratégies de commande afin que les conséquences des éventuelles actions de conduite soient cohérentes avec les objectifs de l'optimisation. L'ensemble pourrait être centralisé par un système d'automatisation de poste ou de gestion de la distribution pour aboutir à ce que l'on appelle communément l'« optimisation intégrée de la tension et de la puissance réactive ». Ces dernières années,

Encadré 1 Pertes électriques

Ces pertes, dues à la résistance du conducteur, sont proportionnelles au produit de la résistance et du carré de l'intensité; il est donc possible de les diminuer en abaissant l'une et/ou l'autre de ces grandeurs électriques. La résistance d'un conducteur est dictée par la résistivité de son matériau, sa section et sa longueur; pour autant, il est difficile de modifier ces paramètres dans les réseaux de distribution existants. En revanche, on peut réduire l'intensité en éliminant les transits inutiles.



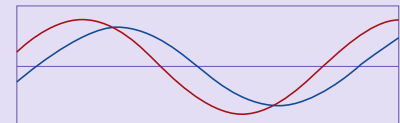
Il suffirait de réduire les pertes de distribution de 10 % pour économiser environ 65 milliards de kWh.

Des classiques aux modernes

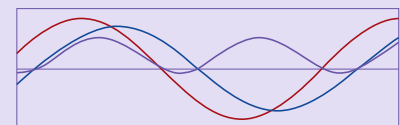
Les dispositifs de contrôle de la tension et de la puissance réactive s'appuient traditionnellement sur des mesures locales de tension ou d'intensité, par exemple. Sur une ligne comportant de multiples équipements de réglage de la tension et de compensation du réactif, chacun est piloté individuellement, sans tenir compte des conséquences des manœuvres des autres dispositifs. Cette pratique débouche sur des actions de conduite certes raisonnables au niveau local, mais pouvant engendrer une sous-optimalité à plus grande échelle.

Encadré 2 Puissances active et réactive

Les ondes de courant et de tension sur une ligne électrique CA forment deux sinusoïdes, en théorie parfaitement synchronisées mais en réalité légèrement décalées dans le temps. Ce retard, encore appelé « déphasage », est dû aux propriétés capacitatives et inductives des équipements raccordés et de la ligne elle-même.

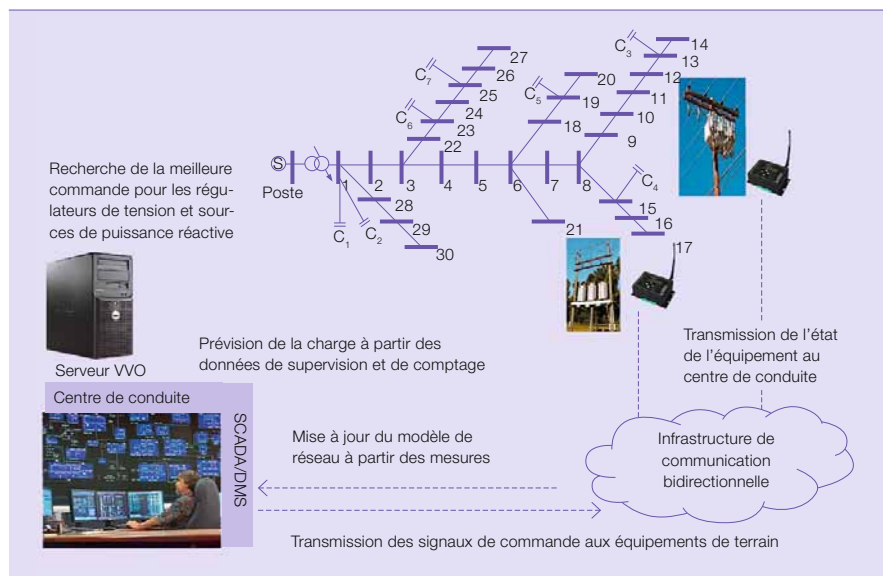


La puissance transmise est le produit du courant et de la tension; sa valeur moyenne est inférieure à ce qu'elle serait sans déphasage (pour des amplitudes de tension et de courant inchangées). En fait, il arrive même que le flux s'écoule brièvement dans la mauvaise direction.



La quantité d'énergie fournie étant inversement proportionnelle au déphasage tension-courant, il faut minimiser ce dernier. On appelle « puissance active » la quantité moyenne d'énergie fournie par unité de temps, exprimée en watt (W); la « puissance réactive », mesurée en volt-ampère réactif (VAR), est l'énergie supplémentaire qui transite sur la ligne sans pour autant accomplir de travail utile.

4 Synoptique de fonctionnement de l'optimisation de tension/puissance réactive



Notes

- ⁴⁾ Répartition spatiale et valeur de la tension en différents points stratégiques ou « nœuds » du réseau
- ⁵⁾ Lignes de distribution d'énergie électrique en moyenne tension, reliant un poste de transformation aux consommateurs ou à des postes plus petits.

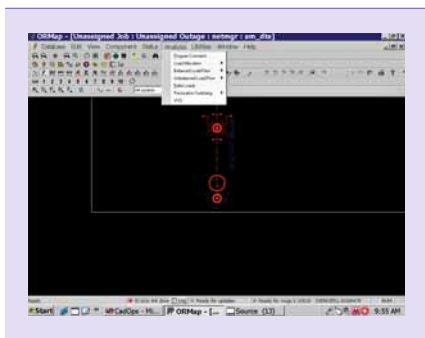
Transport et distribution électriques

l'adoption rapide des automatismes de postes et de lignes, ainsi que le déploiement massif des infrastructures de comptage avancées ont jeté les bases d'une régulation centralisée, bâtie sur les indispensables capteurs/actionneurs et des communications bidirectionnelles fiables entre le terrain et le centre de conduite du réseau de distribution. Pourtant, jusqu'à une date récente, aucune technologie ne savait tirer profit d'une instrumentation, d'une transmission et d'une téléconduite de pointe pour optimiser en continu la tension et la puissance réactive. Les précédentes techniques VVO étaient en effet handicapées par leur inaptitude à modéliser des réseaux d'énergie étendus et complexes, et par leurs piètres qualités, robustesse et vitesse.

Principe

La gestion optimale de la tension et de la puissance réactive est une application de pointe qui intervient périodiquement ou sur demande de l'opérateur, au centre de conduite d'un réseau de distribution ou dans un système d'automatisation de postes.

5 Ecran du prototype de logiciel VVO d'ABB



6 Avantages de la solution ABB

Approche traditionnelle	Technique VVO
Modèle monophasé équivalent	Modèle multiphasé déséquilibré
Charge équilibrée	Charge déséquilibrée
Source unique	Source multiple
Structure radiale	Structure maillée
Commande coordonnée	Commande non coordonnée
Système de taille conventionnelle	Système grandeur réelle
Régulation hors ligne	Régulation en ligne
Approche heuristique	Optimisation algorithmique

Associée à des transmissions bidirectionnelles et à la commande à distance de batteries de condensateurs et de transformateurs régulateurs de tension, elle optimise la distribution électrique, grâce à des informations temps réel [4].

Elle cherche à minimiser les MW perdus et consommés, de même que les dépassements de tension/courant⁽⁶⁾ dans les réseaux maillés, multiphasés, multisources et déséquilibrés⁽⁷⁾, en agissant sur des variables telles que les réglages des condensateurs commutables et des changeurs de prises des transformateurs régulateurs de tension.

Atouts maîtres

Citons deux principaux avantages de la solution VVO pour les gestionnaires de réseaux de distribution :

- L'amélioration de l'efficacité énergétique et la diminution des émissions de gaz à effet de serre ;
- La réduction des pointes de consommation et de leur coût.

Le nœud du problème

La gestion VVO doit minimiser la somme pondérée « pertes + charge (MW) + dépassement de tension + dépassement de courant », elle-même assujettie à plusieurs contraintes techniques :

- Equations de flux de puissance (système maillé multiphasé, multisource et déséquilibré) ;
- Tension (phase-neutre ou phase-phase) ;
- Courant (câbles, lignes aériennes, transformateurs, neutre, résistance de terre) ;
- Réglage de prises (plages de fonctionnement) ;
- Modification de condensateurs shunt (plages de fonctionnement).

Les variables de régulation pour l'optimisation de la tension/puissance réactive sont au nombre de trois :

- Commutation des shunts (coordonnée ou non⁽⁸⁾) ;
- Commande des régleurs de transformateurs régulateurs de tension (coordonnée ou non) ;
- Productions décentralisées.

Défis techniques

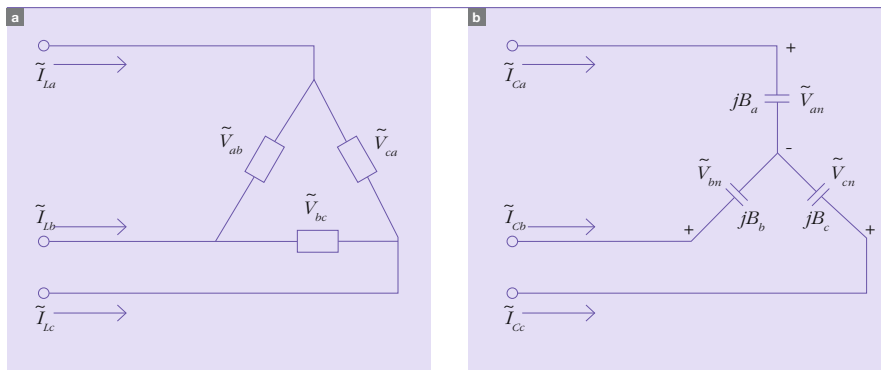
La VVO est un problème d'optimisation combinatoire présentant les caractéristiques suivantes :

- Variables de décision entières : tant l'état de commutation des batteries de condensateurs que la position des régleurs de transformateurs sont des variables entières ;
- Objectif non linéaire : pertes ou pics de charge sont des fonctions implicites des commandes ;
- Etendue des contraintes non linéaires : les équations de flux de puissance se comptent par milliers dans le modèle de réseau multiphasé ;
- Ensemble objectif + solution non convexe ;
- Etendue de l'espace de recherche : une commande non coordonnée peut doubler ou tripler le nombre de variables de régulation.

Quiconque s'est attaqué à des problèmes d'optimisation vous dira que les problèmes mixtes entiers non linéaires (MINLP) non convexes (NC) sont les plus coriaces ! Cf. *Revue ABB*, p. 57 1/2009.

La vraie difficulté est de développer des algorithmes d'optimisation aptes à résoudre des problèmes de grande envergure. Sachant que la mesure des pertes et de la demande électriques requiert un certain volume et temps de calcul pour une seule solution de régulation donnée (évaluation fonctionnelle unique), un algorithme nécessitant moins d'évaluations pour trouver la solution optimale est en général jugé plus efficace que celui multipliant les calculs pour atteindre un même objectif. Dans le cas de la VVO, une seule évaluation fonctionnelle revient à résoudre un ensemble d'équations non linéaires (flux de puissance déséquilibré) assorties de plusieurs centaines de variables d'état. Les propriétés combinatoires non linéaires non convexes de cette optimisation à grande échelle (multiplicité des variables d'état) expliquent que la solution ait longtemps posé problème dans l'industrie. Ces dix dernières années, nombreux sont les chercheurs à s'être tournés vers la méta-heuristique (algorithmes génétiques, recuit simulé, essaimage de particules...) pour lever la complexité de la modélisation : une approche qui s'est révélée d'un intérêt académique limité pour résoudre des problèmes de petite taille et des applications hors ligne ne

7 Couplage triangle de la charge a, couplage étoile d'une batterie de condensateurs b



nécessitant pas de performances en ligne.

Innovation ABB

ABB développa en 2008 une nouvelle solution d'optimisation VVO pour des très grands réseaux complexes, à la vitesse d'une application en ligne. Elle autorise la modélisation précise et détaillée des éléments et connexions du réseau de distribution, et identifie rapidement la stratégie optimale de contrôle de la tension/puissance réactive parmi des millions, voire des milliards de possibilités, à l'aide d'algorithmes avancés d'optimisation mixtes entiers.

ABB mit au point un prototype s'intégrant directement à son logiciel de gestion de la distribution électrique [5], qui passa fort bien le cap du laboratoire sur des modèles de réseaux de distribution d'un système électrique réel : la qualité, la rapidité et la robustesse de la solution remplirent ou dépassèrent les exigences de conception des applications en ligne.

Sur des systèmes expérimentaux comportant de 1 600 à 7 800 nœuds et de 1 600 à 8 100 branches par circuit, l'optimisation ABB améliora la réduction des pertes de 2,5 à 67%⁹⁾ et de la demande de 1,4 à 5,8%¹⁰⁾.

Le tableau 6 recense les points forts de cette technique par rapport aux méthodes traditionnelles.

La modélisation précise du comportement d'un réseau de distribution est affaire de détails : des modèles basés sur les phases¹¹⁾ représentent chaque élément du réseau. Les charges ou batteries de condensateurs peuvent

être montées en triangle [7a] et en étoile [7b].

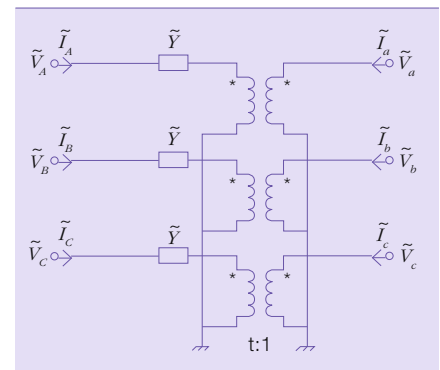
Les transformateurs présentent de nombreuses possibilités de couplage et de configuration : montage en triangle et en étoile [8], secondaire en avance ou en retard avec résistance de terre ou non, possibilité de réglage primaire ou secondaire.

Les commandes de tension et de puissance réactive peuvent être coordonnées ou non, la méthode convenant aussi bien aux réseaux radiaux que maillés, mono ou multisources. Elles s'appliquent à chaque phase, à l'aide d'une tension phase-terre ou phase-phase, selon le type de raccordement de la charge.

Les multiples facettes de l'intelligence

Avec le déploiement accéléré des réseaux de capteurs modernes, du télécomptage et de la commande à distance, la distribution électrique sera de plus en plus demandeuse d'appli-

8 Modèle de transformateur en étoile-étoile



cations avancées, comme la gestion optimisée de la tension/puissance réactive. Les progrès continus de cette technologie illustrent la volonté d'ABB de faire profiter ses clients de l'intelligence croissante des réseaux électriques.

Xiaoming Feng

Fang Yang

ABB Corporate Research
Raleigh, NC (Etats-Unis)
xiaoming.feng@us.abb.com
fang.yang@us.abb.com

William Peterson

Gamini M. Wickramasekara

John Finney

ABB Power Systems
Raleigh, NC (Etats-Unis)
william.peterson@us.abb.com
gamini.m.wickramasekara@us.abb.com
john.d.finney@us.abb.com

Notes

- ⁹⁾ Dépassement indésirable de la plage de fonctionnement normale : par exemple, intensité supérieure au seuil de sécurité maximal pour un type de conducteur donné ou niveau de tension entraînant la mise en danger du consommateur ou le dysfonctionnement des équipements de l'utilisateur final.
- ⁷⁾ Typologie d'un modèle de réseau de distribution : maillé (trajets multiples entre nœuds), multiphasé (modélisation explicite de chaque phase *a*, *b*, *c*), multisource (alimentation de la charge par plusieurs sources), déséquilibré (construction asymétrique avec une ligne d'alimentation monophasée, par exemple, et/ou charge asymétrique avec charge inégale sur chaque phase)
- ⁸⁾ « Commande coordonnée » : fonctionnement à l'unisson de plusieurs phases ; « commande non coordonnée » : fonctionnement indépendant de chaque phase.
- ⁹⁾ L'ampleur de cette réduction dépend de la tension réglable et des sources de puissance réactive du système, de la charge du système et de la stratégie de régulation initiale.
- ¹⁰⁾ L'ampleur de cette réduction dépend des facteurs influençant la réduction des pertes et le modèle de charge : pour une charge constante de 100 %, il ne peut y avoir de réduction de la demande sans réduction des pertes.
- ¹¹⁾ Un modèle d'élément de réseau exact inclut l'information sur toutes les phases existantes.

Bibliographie

- [1] CIA Online Factbook, <http://www.cia.gov/library/publication/the-world-factbook/>, consulté en juin 2009



Des données brutes à l'information pointue

Automatiser la détection et la localisation temps réel de défauts sur les lignes de distribution

Mirrasoul J. Mousavi, Vaibhav D Donde, James Stoupis, John J. McGowan, Le Tang

Si le vieil adage « La connaissance, c'est le pouvoir » s'applique aussi au contrôle-commande industriel, il va de soi que la surveillance et le pilotage des réseaux électriques ne peuvent aujourd'hui se passer d'une information précise, complète et à jour. Ce besoin d'exhaustivité, indispensable à la gestion de la complexité, se reflète parfaitement dans la grande quantité de mesures mises à la disposition des chargés de conduite.

Mais quelles améliorations peut-on apporter pour répondre aux attentes et exigences croissantes de la conduite des réseaux électriques ? Premier réflexe, augmenter encore le nombre de données disponibles et, par conséquent, d'appareils collectant toujours plus de relevés, sur les lignes de distribution et le fameux « dernier kilomètre » menant au consommateur, pour les rapatrier au dispatching. Pas étonnant, dans ces conditions, que l'essentiel des efforts consentis pour bâtir les réseaux du futur se focalise sur ces appareils de

mesure réputés intelligents. Ce n'est pourtant qu'une facette du problème.

L'absence de stratégie adéquate pour traiter et évaluer cet afflux de données risque de submerger la salle de conduite en l'empêchant de discerner l'utile du superflu. L'enjeu est donc bien de manier des informations numérisées, et non des données brutes ; le réseau doit délivrer la bonne information, au bon moment et au bon endroit. C'est à ce prix que la connaissance pourra garantir, sécuriser et fiabiliser la desserte.

La protection, la commande et la surveillance des réseaux électriques obligent à prendre de multiples décisions, sur de vastes échelles temporelles qui peuvent aller de la fraction de seconde (pour déclencher une ligne ou un départ à des fins de protection) à plusieurs mois (le temps de déceler et de surveiller un signe avant-coureur de panne). Le gestionnaire du réseau est souvent le dernier maillon de la chaîne décisionnelle à disposer encore de renseignements multisources sur le système électrique. Toutefois, chaque avancée des techniques d'automatisme, comme les calculateurs de poste, effrite toujours plus son implication directe dans le processus décisionnel. L'évolution de la filière électrique vers les «réseaux intelligents» (RI) requiert davantage d'automatisation, jusqu'au dernier kilomètre de ligne et au consommateur final. A la clé : l'exploitation de la protection, de la conduite et de la surveillance de la distribution électrique en «systèmes bouclés» qui préfigurent le réseau autocicatrisant, emblématique du RI. Cet article expose les technologies qui permettront de concrétiser cette ambition en fournissant une réponse automatique temps réel aux événements et anomalies de la ligne de distribution.

Savoir, c'est pouvoir

Les RI reposent sur trois socles fondamentaux : des données brutes, des informations intelligibles et des télécommunications. Les données sont fournies par les capteurs et systèmes de détection, dont les dispositifs électroniques intelligents «IED» (*Intelligent Electronic Devices*) équipant les lignes et automatismes de manœuvre. Au rang des informations figurent les données traitées à l'aide d'algorithmes par des processeurs numériques. Puis viennent les télécommunications chargées d'acheminer cette information pertinente jusqu'à la bonne personne ou au bon équipement, dans le bon format et au bon moment. Ces trois fondamentaux constituent l'ossature des systèmes de contrôle-

commande et d'automatisation modernes. Pour autant, ils ont besoin d'un sérieux «coup de pouce» fonctionnel, opérationnel et géographique pour desservir le dernier kilomètre et le consommateur final. Mieux encore, il faut impérativement injecter une bonne dose d'intelligence à chacun de leur dispositif et système, du poste opérateur local au réseau IP large bande ou sur fibre optique 1.

Le réseau du futur repose sur trois fondamentaux : données, informations, communications.

Le déploiement des automatismes et la prolifération des IED dans les réseaux de transport et de distribution augmentent d'autant la quantité de données disponibles et, partant, améliorent le processus de prise de décision. Néanmoins, le manque d'outils applicatifs et d'analyseurs automatiques (à base

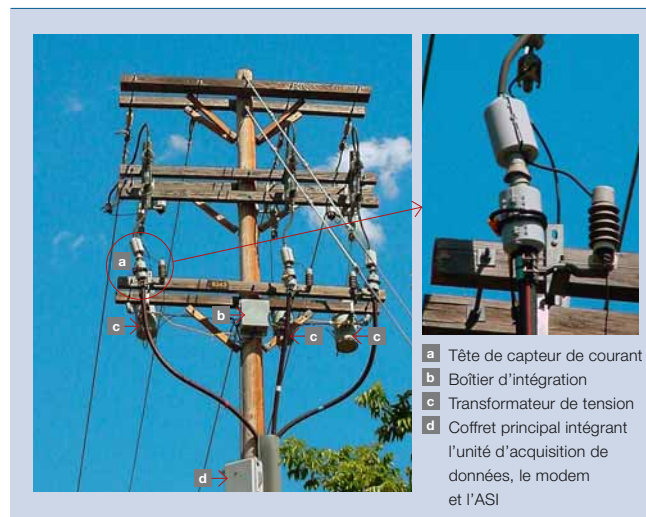
d'algorithmes) freine encore l'exploitation efficace de ces données.

On ne peut envisager le RI en se contentant de poursuivre la numérisation du réseau ou l'extension des infrastructures de communication. Au cœur de tout système informatisé et communicant, il faut un «cerveau» apte à traiter les données recueillies. La multiplication des points de détection et de mesure ne règle pas le problème ; pire, elle participe à la surabondance de données. Ce qu'il faut, c'est extraire l'information utile des mesures brutes. De même, les décisions fondées sur cette information ne doivent pas émaner uniquement du centre de conduite : il faut une information de qualité, collectée dans l'ensemble du système. Cette exigence impose d'automatiser un maximum de tâches pour libérer les ressources humaines et leur permettre de se concentrer sur les activités qui ne peuvent, ni ne doivent être automatisées. Abreuver les opérateurs de données inutiles peut entraîner la perte de l'information «qui compte» et sous-optimiser la prise de décision.

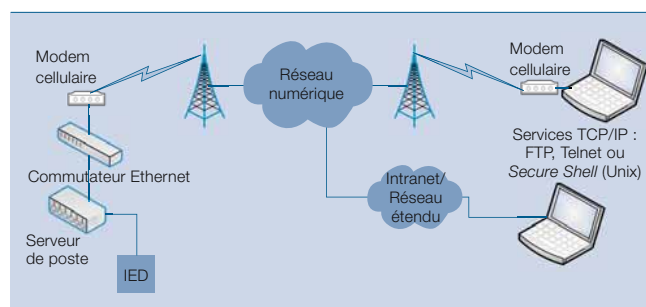
Au demeurant, l'essor des RI n'ira pas sans un nombre accru de capteurs et de points de mesure pour renforcer la visibilité de chaque élément du réseau, jusqu'au dernier kilomètre 2. Résultat, de plus en plus de données doivent être collectées et traitées. Or la distribution électrique croule déjà sous l'avalanche de données recueillies par les systèmes existants. Si l'on veut éviter que l'ajout de nouveaux points 3 exacerbe la situation, la transformation des données en informations doit être optimisée à chaque étape du transit électrique. Autrement dit, tout ce qui peut être d'emblée converti au niveau inférieur n'a plus à l'être au niveau supérieur : effacé le cauchemar du gestionnaire de réseau qui n'a plus à traiter manuellement ce cumul de données!

Plus concrètement, la distribution électrique a foncièrement besoin d'opérations de condui-

1 Instrumentation et communication investissent aussi les lignes électriques pour accéder aux informations sur l'état du système



2 L'infrastructure de communication, ossature du contrôle-commande informatisé



Transport et distribution électriques

te et de maintenance plus simples, mieux optimisées et étayées par les données récupérées des IED du réseau tout entier. Il est également souhaitable de pouvoir automatiser les tâches d'analyse et de transformer les données brutes en informations manipulables pour appuyer les décisions et actions des dispatchers et agents d'exploitation. Or les enregistrements de ces IED sont souvent analysés manuellement et ponctuellement par des experts du domaine. La lourdeur de la tâche et les questions liées au vieillissement du personnel accentuent l'importance d'informatiser ces tâches pour limiter, voire supprimer l'intervention de l'homme. Mieux encore, la mise à disposition de cette information en temps réel crée énormément de valeur ajoutée pour les distributeurs en améliorant la fiabilité du service électrique et en réduisant la durée des interruptions de fourniture à la clientèle.

QI à 4 niveaux

Les RI exigent des solutions et des outils d'analyse permettant aux dispatchers de recevoir la bonne information pour la diffuser aux bonnes personnes, au bon moment. Dans un contexte de réduction budgétaire et de compression du personnel, il devient impératif de doter les systèmes électriques d'outils d'analyse automatique des événements.

Cette évolution a pour credo «transformer les données brutes en information manipulable». Ce processus s'échelonne sur 4 niveaux du réseau électrique 4 :

- Au niveau 0, l'intelligence est embarquée, sous forme de coffrets et boîtiers, dans les IED de la ligne (automatismes de manœuvre, appareils de surveillance autonomes).
- Au niveau 1, elle se niche dans les applications et algorithmes applicables à chaque IED de poste.

- Le niveau 2 regroupe les applications et algorithmes servant à extraire l'information de multiples IED, par l'intermédiaire d'un ordinateur ou serveur de poste, ou d'un équipement maître du réseau.
- Le niveau 3 met en œuvre des fonctions d'entreprise (entreposage de données et historisation) et les applications et algorithmes de la salle de conduite, exécutables dans l'ensemble du réseau.

Bien sûr, on pourrait ajouter un 5^{ème} niveau dans lequel les données/informations de plusieurs réseaux électriques régionaux et nationaux seraient agrégées et traitées pour encore plus d'intelligence et de richesse applicative. Plus on s'éloigne du terrain (gauche) pour se rapprocher de la conduite centralisée (droite) 4, plus les données cèdent le pas aux informations. En d'autres termes, un nombre croissant d'informations devient accessible en injectant de l'intelligence, à chaque niveau, pour empêcher la prolifération des données au rang supérieur.

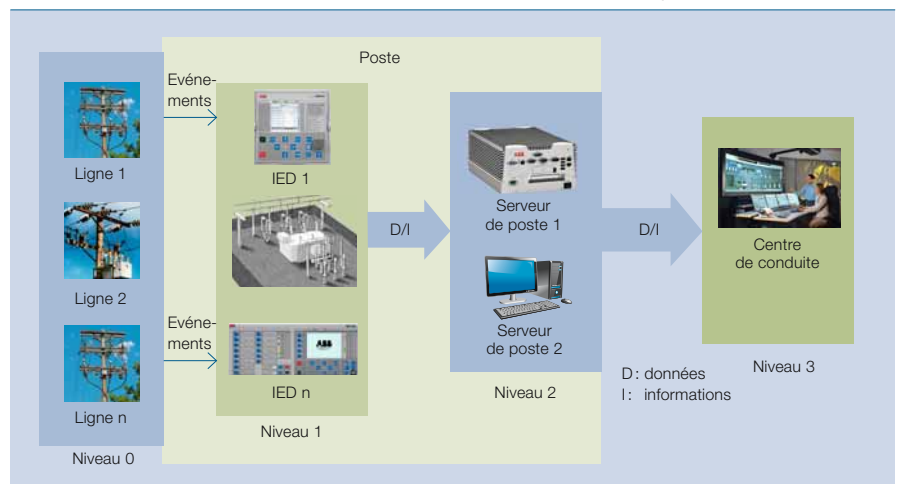
Les enjeux de la distribution

La distribution électrique ayant tardé à s'automatiser et à s'informatiser, son besoin d'automatismes et d'intelligence embarquée est bien plus prégnant que dans les autres activités du réseau. On attend plus que jamais des distributeurs qu'ils fassent plus avec moins et l'automatisation est toute désignée pour remplir cette mission. L'architecture et les systèmes existants fournissent quantité de données provenant d'un sous-ensemble de composants clés, par le

biais des relais de protection et des IED. Si la tendance à l'automatisation classique des postes et des lignes a engendré une déferlante de données, le traitement de l'information correspondante n'a pas reçu l'attention méritée. Plus précisément, les données analytiques (oscillogrampes, enregistrements de consignes, tendances, profils de charge, qualité du courant, chronologie fine d'événements...) et événementielles (défauts de dérivations, défaillances matérielles...) n'ont pas été bien cernées, surtout parce que l'automatisation des postes était considérée comme l'apanage des spécialistes de la protection. En outre, la majorité des événements survenant sur les dérivations n'est pas remontée aux agents de conduite, les actions de protection et de surveillance du courant se limitant aux événements sur la ligne principale. Dans bien des cas, le distributeur doit compter sur les appels téléphoniques des clients pour identifier et localiser les zones en défaut, sur la ligne principale et ses ramifications. Or il faut des outils pratiques pour analyser les événements affectant ces zones. Certains fournisseurs d'électricité sont donc passés de l'automatisation traditionnelle de postes à une collecte plus intégrée des données opérationnelles, des dysfonctionnements d'équipements et des événements, obligeant à équiper les automatismes d'outils d'analyse spécialisés pour favoriser la migration vers le réseau intelligent.

Solutions ABB

Les lignes de distribution, tant aériennes que souterraines, sont le siège de

3 Capteurs à bobine de Rogowski**4** Les quatre échelons du traitement des données dans un réseau intelligent

défauts, de signes avant-coureurs de défaillance, d'événements temporaires et fugitifs. L'analyse objective et la corrélation de ces divers phénomènes, dont certains sont catastrophiques, permettent au distributeur d'y remédier par anticipation plutôt que par réaction. Pour cela, la première démarche logique est d'enrichir les IED et le serveur de poste des applications d'analyse événementielle les plus utiles. La solution consiste donc à convertir ces données événementielles en informations manipulables, grâce auxquelles les gestionnaires du réseau et les équipes du dispatching peuvent intervenir de façon proactive.

Les grands bénéficiaires du déport de l'intelligence temps réel sur la ligne sont les fonctions de détection, de localisation et de confirmation d'incidents, et l'envoi d'agents sur place.

Cette capacité à résoudre en amont les problèmes de ligne et à réagir aussi vite que possible à ses incidents et défaillances, tout comme la tendance à la maintenance prédictive, contribueront grandement à l'avènement des RI. De nos jours, les programmes de maintenance des actifs électriques sont pré-établis sans tenir compte de cette information spécifique sur les événements de la ligne ou son état de fonctionnement. Grâce à ce complément d'analyse, les services d'exploitation et de maintenance d'un RI seront aptes à réagir plus vite, à dépêcher les bons agents, à évaluer les risques de l'intervention et à régler de façon proactive les problèmes qui affectent la ligne. Les services de planification seront à leur tour mieux informés pour mettre à niveau et moderniser la ligne.

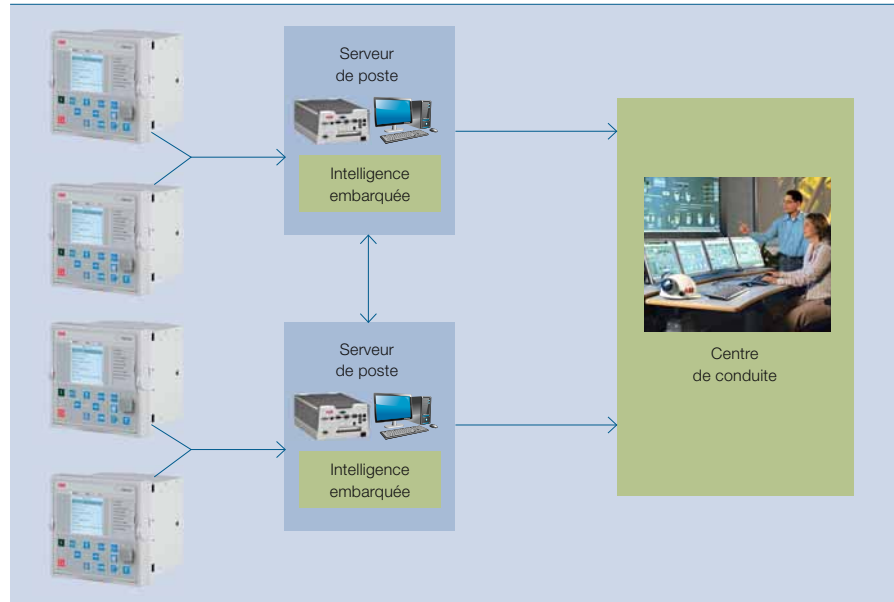
En 4, il est clair que la détection « intelligente » d'événements et les algorithmes d'analyse peuvent résider à différents échelons de la hiérarchie de supervision et de conduite : les IED de ligne peuvent héberger des algorithmes utilisant des données locales pour détecter des anomalies dans le comportement réseau et identifier des conditions anormales (défaut, par exemple). Cette analyse de

terrain leur permet d'agir directement (notamment déclencher les disjoncteurs ou interrupteurs appropriés) ou de transmettre l'information de défaut ou l'événement au niveau supérieur (serveur de poste, par exemple) 5. L'avantage est double : on minimise la quantité de données remontées au poste ou gestionnaire « DMS » (*Distribution Management System*) du centre de conduite ; on réduit la bande passante normalement nécessaire pour transférer ces données.

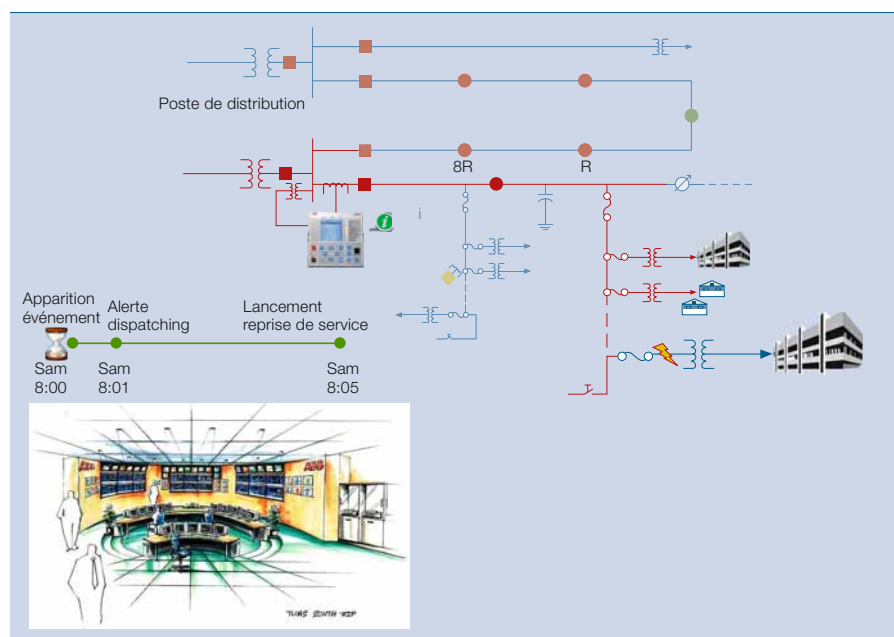
Pour cela, il est possible d'embarquer la fonction de détection de défaut et d'événement dans le calculateur de poste. L'intérêt est d'accroître la visibilité de l'activité du réseau, au niveau de la ligne, en fournissant des informations qui sont inaccessibles avec des IED de protection et de contrôle-commande classiques mais qui peuvent servir à prendre des mesures correctives plus précises.

Sur ces mêmes lignes, les fonctions de détection d'événements peuvent être

5 L'intelligence embarquée peut agir localement ou transmettre l'information au niveau supérieur.



6 Réduction de la durée d'interruption de service par la détection et la transmission temps réel des événements



Transport et distribution électriques

hébergées par le DMS. Chacune de ces solutions a ses avantages et ses inconvénients qui doivent être soupesés par l'utilisateur pour tirer pleinement profit de la configuration retenue. On peut ainsi ajuster la solution en tenant compte de sa complexité, de sa capacité d'évolution et de son coût, des choix de communication et des préférences du client.

Tout à gagner

Les grands bénéficiaires de ce déport de l'intelligence temps réel sur la ligne sont les fonctions de détection, de localisation et de confirmation d'incidents, et l'envoi d'agents sur place. Défauts électriques et pannes n'induisent pas seulement des pertes d'exploitation; ils entament la satisfaction du client et la fiabilité du système. Ils sont aussi responsables des coupures d'alimentation qui pénalisent le client et la performance du service électrique. Certains défauts de ligne, par exemple, ne déclenchent pas le disjoncteur de poste et ne sont donc pas déclarés au superviseur (SCADA). Résultat, le distributeur doit compter sur les appels des clients pour être informé des indisponibilités durables de leurs sites. Cette démarche réactive peut être définitivement révoquée si l'on déploie les techniques appropriées **6**.

L'analyse, la détection et la localisation temps réel et automatisées des événements réduisent le temps de réaction à un incident et anticipent une indisponibilité durable avant que les appels des clients ne saturent les centres de dépannage. En permettant au distributeur de traiter le problème avant de recevoir un rapport d'incident ou en évitant la panne totale, cette fonctionnalité de RI est à même de réduire la durée des coupures qui dégradent la performance du service électrique et la productivité du site client. Le distributeur est aussi mieux préparé à recevoir les demandes d'intervention et à confirmer le diagnostic de panne. Sur les lignes souterraines, en particulier, il est averti des défauts de câbles éliminés par l'organe de protection (en général, un fusible). Mieux cette technique aide à détecter les premiers signes de défaut alarmants qui menacent de dégénérer en défaillances majeures, optimisant ainsi le budget de maintenance annuel consacré au remplacement des câbles. Tout cela est

possible par l'auscultation directe des lignes présentant une forte densité de défauts souterrains temporaires.

D'un point de vue économique, il est avantageux de placer cette dose d'intelligence au même endroit que l'intelligence traditionnelle, c'est-à-dire dans un poste ou un interrupteur, par exemple, plutôt que de l'implanter sur la ligne. La possibilité d'être informé, au niveau du poste, des événements se produisant sur le réseau, et ce jusqu'au dernier kilomètre, offre une solution de surveillance optimale.

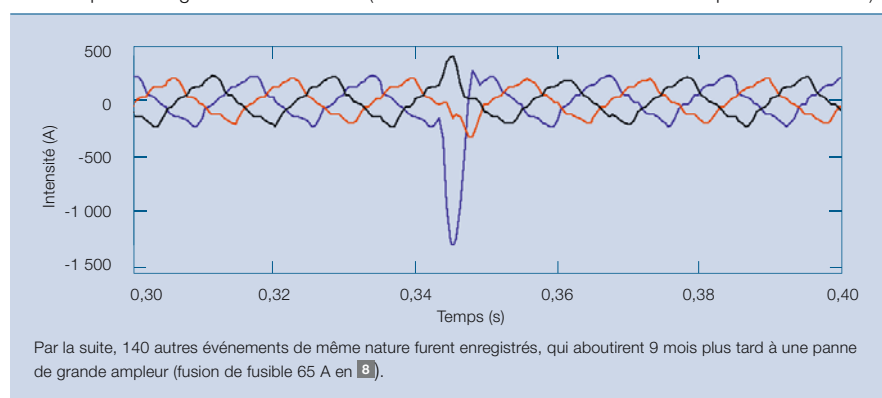
Données exemplaires

L'infiltration d'eau et d'humidité est à l'origine de certains signes annonciateurs de défaut dans les câbles souterrains [1]; elle provoque par intermit-

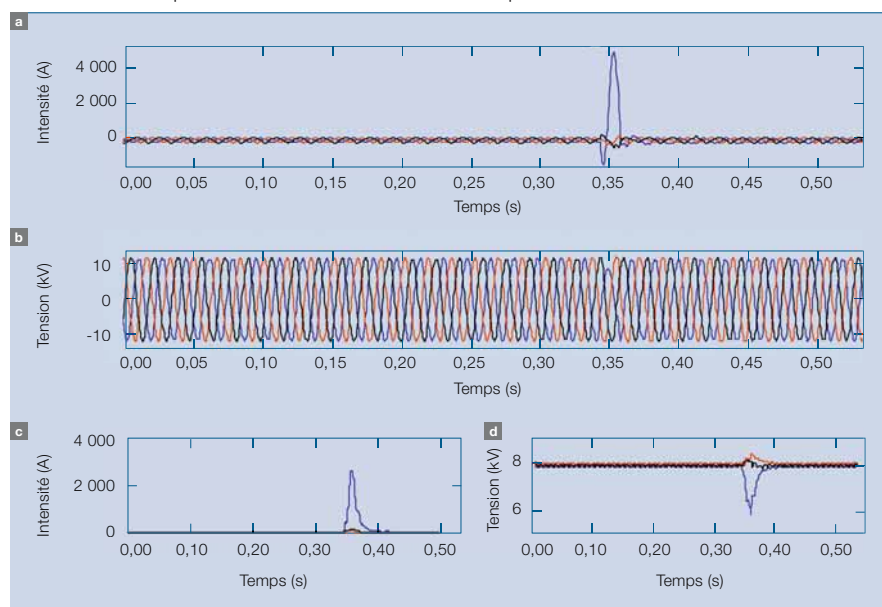
tence des arcs électriques au niveau des raccords, qui disparaissent rapidement d'eux-mêmes en raison de la pression de vapeur, sans déclencher les protections. Sachant que les lignes souterraines constituent très souvent l'essentiel des actifs du réseau de distribution, la surveillance et la reconnaissance de leurs défaillances sont indispensables à la gestion proactive des défauts et à la maintenance prédictive. Un suivi permanent ainsi qu'une analyse automatique et poussée des données pertinentes sont capitaux pour réaliser cette fonctionnalité de RI.

Un exemple de signe annonciateur de défaillance de ligne est présenté en **7**. Le défaut culmine à 1 287 A et dure 0,22 cycle, sans causer d'incident ni déclencher de fusible : aucun enregist-

7 Exemple d'enregistrement de défaut (éliminé de lui-même sans entraîner de panne immédiate)



8 Analyse de la panne consécutive à l'incident en **7**, avec **a** courants triphasés, **b** tensions, **c** mesures de phaseur de courant et **d** mesures de phaseur de tension



trement n'est alors consigné dans le système de gestion de pannes. On enregistre par la suite 140 autres défauts similaires qui, 9 mois plus tard, tournent à la catastrophe avec la fusion d'un fusible de 65 A. Les tracés de courant et de tension sont reproduits en **8** : on y constate un courant de défaut de crête d'environ 5 000 A. La période de surveillance entre le premier incident et la panne totale est entrecoupée de plusieurs signaux de défaut avec des pics d'intensité variant de 1 000 A à 3 000 A, de polarité tant positive que négative. Pourtant, aucun de ces événements n'a laissé de trace sur les enregistrements de défauts ni entraîné de coupure. Si l'on s'intéresse ensuite à l'analyse de tendance et à la quantification de ces événements **9**, on observe un accrois-

sement progressif des défauts de crête normalisés qui s'intensifient pour atteindre presque 3 fois leur valeur initiale, au terme de la période de surveillance. On en conclut que l'intégrité du raccord de câble s'est dégradée à chaque réapparition du défaut et de l'arc électrique.

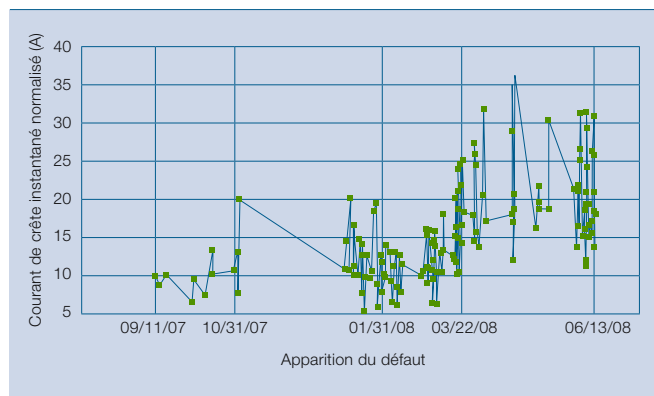
Ces informations rapatriées en temps réel de la ligne peuvent donner plus de valeur à l'instrumentation en place et sont facilement actualisables. Elles décuplent le potentiel des données de postes, certes déjà enregistrées par les systèmes de protection numérique mais toujours sous-utilisées. Par cette fonction de surveillance « non stop », elles démontrent aussi qu'il est possible de relever la signature d'une série unique de défauts de postes et de prédire son

évolution, des premiers signes d'incidents récurrents à la panne de grande ampleur.

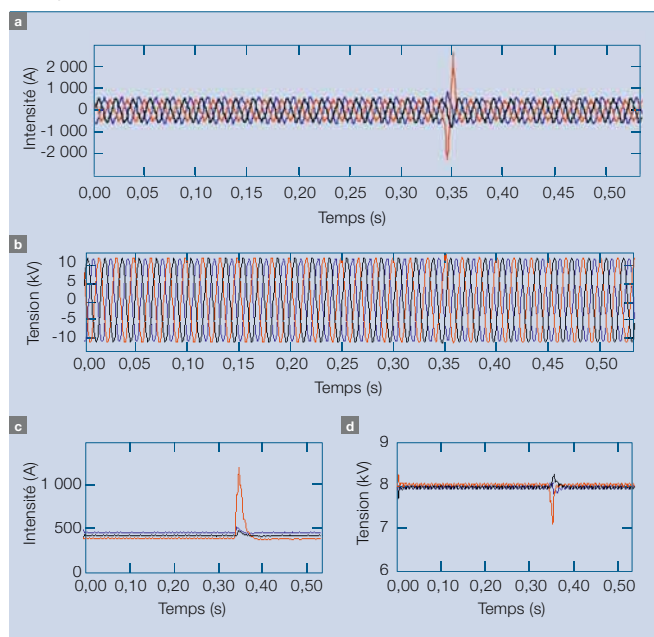
Des analyses semblables peuvent être menées sur d'autres types d'événements affectant les lignes de distribution, en particulier les défaillances permanentes de câbles souterrains.

La figure **10** retrace précisément un exemple de défaut de câble sur une dérivation, éliminé par un fusible de 40 A, avec les formes d'onde de courant **10a** et de tension **10b** (données brutes) ainsi que les mesures de phaseurs **10c** et **10d**. Le pic d'intensité de sous-cycle est visible sur les tracés de courant. Grâce à l'intelligence embarquée sur la ligne et à l'automatisation de l'analyse,

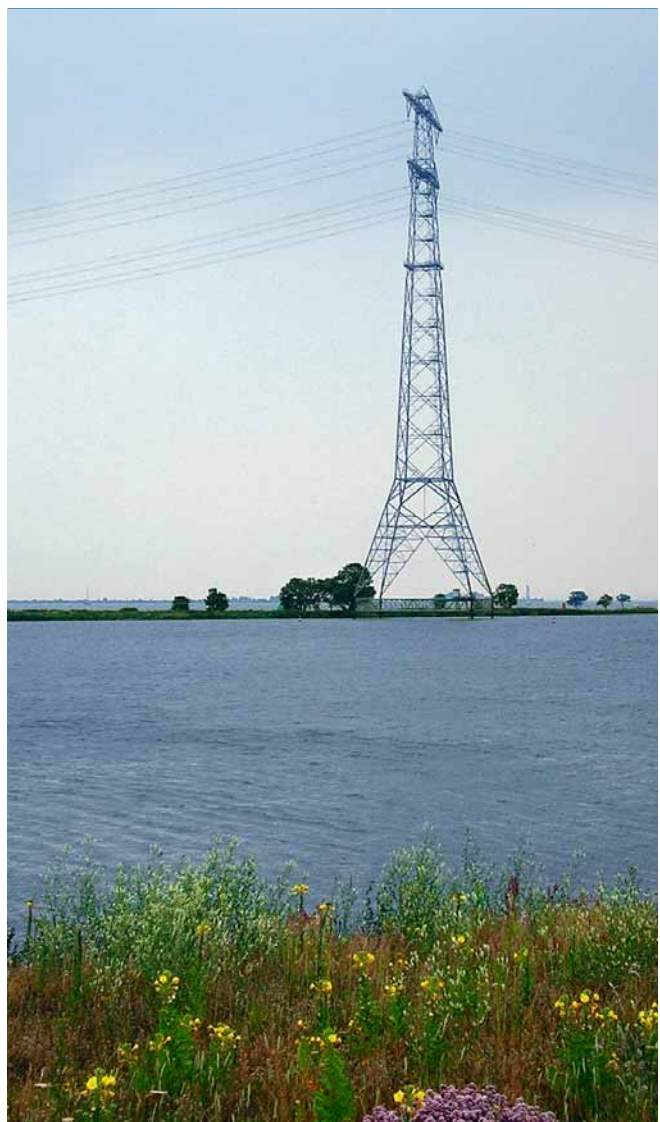
9 Evolution temporelle du défaut menant à la panne en **8**



10 Tracé des formes d'onde **a**–**b** et des mesures de phaseur **c**–**d** signalant un défaut sur un câble souterrain

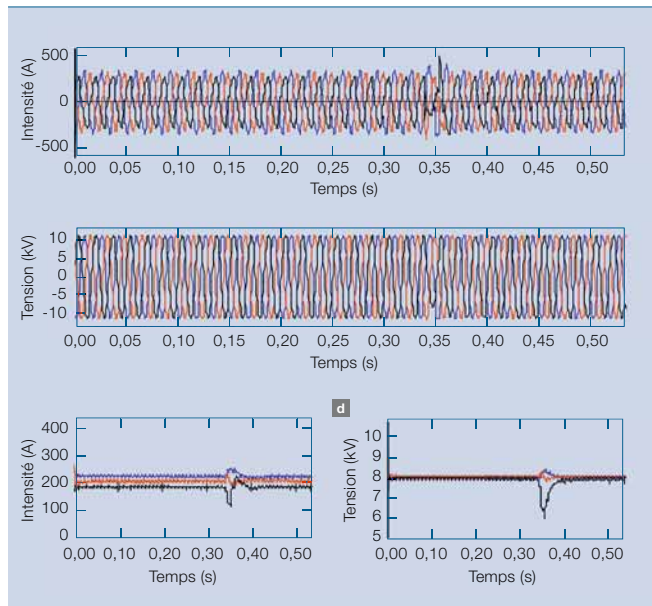


Les événements survenant sur la ligne de transport peuvent se propager dans tout le système, gagnant aussi le réseau de distribution.



Transport et distribution électriques

11 Tracé des formes d'onde de courant **a** et de tension **b**, et des mesures correspondantes de phaseurs de courant **c** et de tension **d** signalant un défaut sur un câble souterrain de ligne voisine.



cet événement fut rapidement détecté et confirmé par les données du distributeur. Mieux, ce traitement peut aussi détecter ce même défaut sur une ligne voisine : le tracé **11** révèle un creux de tension **11d** et ses conséquences sur la forme d'onde de courant **11a**.

Pour finir, certains incidents du transport et de la production peuvent aussi être observés et analysés au niveau de la distribution. En témoigne l'exemple de défaut détecté en **12** : les tracés révèlent des creux de courant **12a** et de tension **12d**, sur plusieurs phases.

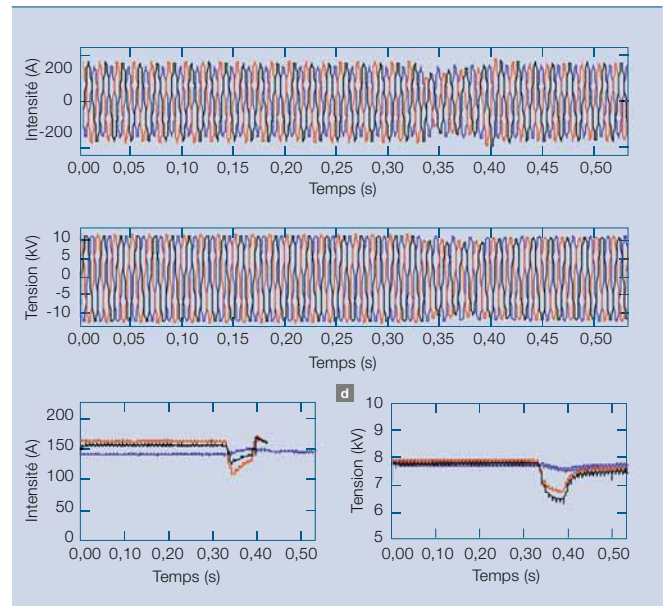
Sésames du futur réseau

Bâtir le réseau électrique de demain revient à moderniser des infrastructures centenaires pour satisfaire aux exigences de la société numérique, voire les dépasser, et promouvoir la participation du client au fonctionnement du système. Cela passe notamment par la fourniture ou l'amélioration des dispositifs d'acquisition, de gestion, de transfert, d'interprétation et d'automatisation des données, sur toute la chaîne d'approvision-

nement, des centrales de production, fonctionnant à partir d'énergies traditionnelles ou renouvelables, aux lieux de consommation. Le réseau de distribution et le dernier kilomètre reliant le fournisseur d'électricité à l'abonné sont au cœur de cette modernisation : c'est là que s'opèrent les évolutions radicales qui bousculent la conception du réseau et sa finalité. Mais automatiser et informatiser la protection et la conduite de la distribution, c'est aussi se doter de moyens de communication et de traitement qui permettront d'agir à temps, judicieusement et en toute confiance.

La détection d'événements temps réel et automatisée dans les réseaux de distribution, de même que leur signalement en quasi temps réel, sont les préalables indispensables à l'exploitation en boucle fermée de la protection et du contrôle-commande. Cette vision du réseau électrique du XXI^e siècle peut se concrétiser avec l'acquisition de données utiles et le déploiement de systèmes infaillibles, doués d'intelligence, pour fournir une information manipulable qui favorise la

12 Tracé des formes d'onde de courant **a** et de tension **b**, et des mesures correspondantes de phaseurs de courant **c** et de tension **d** signalant un défaut sur le réseau de transport amont.



prise de décisions éclairées, au travers d'une infrastructure de communication fiable. Si la multitude de capteurs disséminés dans le réseau accroît la quantité de données disponibles, il est crucial que l'information au cœur du message en soit parfaitement extraite, en temps utile. L'intégration de ces fonctionnalités dans la distribution électrique préfigure un réseau plus performant, plus fiable, plus robuste... ; bref, plus « surdoué » que jamais !

Mirrasoul J. Mousavi

Vaibhav D Donde

James Stoupis

Le Tang

ABB Corporate Research
Raleigh, NC (Etats-Unis)
mirrasoul.j.mousavi@us.abb.com
vaibhav.d.donde@us.abb.com
james.stoupis@us.abb.com
le.tang@us.abb.com

John J. McGowan

ABB Distribution Automation
Allentown, PA (Etats-Unis)
john.j.mcgowan@us.abb.com

Bibliographie

[1] Moghe, R. M., Mousavi, J., Stoupis, J., McGowan, J. « Field investigation and analysis of incipient faults leading to a catastrophic failure in an underground distribution feeder », *Proc. of Power Systems Conference and Exposition (PSC)*, Seattle, Washington, 15-18 mars 2009.

Remerciements

Les auteurs de cet article tiennent à remercier le groupe *Utility Innovations* de la société *Xcel Energy*, en la personne de son directeur Dennis Stephens, et ses équipes opérationnelles et techniques pour leur soutien assidu dans ce projet de recherche-développement. Leurs remerciements vont aussi à Mickey Foster d'ABB pour ses innombrables efforts tout au long du projet.

Gestion éclairée de la distribution

Des centres de conduite innovants

Tim Taylor, Marina Ohm



Les réseaux électriques se sont toujours appuyés sur des centres de conduite pour garantir la continuité et la régularité de la fourniture, en cas de tension entre l'offre et la demande (creux et pics de consommation). Chaque tronçon de réseau est ainsi finement géré par un centre « névralgique » qui pilote et coordonne les fonctions du système électrique : surveillance, commande, administration du personnel, répartition de la puissance.

L'informatisation croissante des réseaux de distribution confère de nouveaux rôles à ces centres ; leurs systèmes d'information (SI) hétérogènes se rationalisent et dialoguent en toute transparence pour mutualiser la surveillance et la gestion. Des applications et logiciels avancés affinent l'analyse et l'automatisation des opérations. Grâce aux systèmes de contrôle-commande, le réseau ne gagne pas seulement en « intelligence » ; il épaulé les décideurs dans leur responsabilité de conduite, de maintenance et de planification. Ces centres intégrés aident ainsi les distributeurs électriques à atteindre les objectifs d'un réseau confronté à des enjeux de plus en plus ambitieux.

Transport et distribution électriques

Dans le passé, les systèmes de surveillance et de commande des réseaux de distribution étaient de faible complexité et technicité. Les tableaux muraux, constellés de mémos, punaises et avis de modification peu lisibles, étaient monnaie courante et le papier était roi : le pilotage des interventions de maintenance sur le système 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 commutations programmées obéissaient à des ordres de manœuvre manuscrits. Les dérangements et demandes d'intervention étaient signalés par téléphone à l'opérateur qui disposait de bien peu d'informations pour renseigner ses clients privés de courant. Des « tickets de panne » étaient couramment utilisés pour suivre les incidents tandis que les communications avec les équipes d'exploitation se faisaient par radio ; ces dernières devaient commencer par indiquer leur position aux agents de conduite pour transmettre ensuite oralement les manœuvres, marquages et autres opérations.

La distribution électrique n'en est pas restée là ! Ses nombreux centres de

conduite ont évolué avec les progrès techniques et les contraintes économiques. Bien des systèmes de supervision (SCADA) hérités des réseaux de transport ont pris en charge la surveillance et la commande des disjoncteurs de ligne moyenne tension (MT). Dans certains cas, les superviseurs ont même élargi leur champ d'action à d'autres équipements comme les réenclencheurs, interrupteurs et commutateurs de condensateurs.

Les questions de développement durable et de limitation des émissions de CO₂ ont attisé l'intérêt pour les réseaux de distribution intégrés.

Les systèmes de gestion d'incidents informatisés « OMS » (*Outage Management Systems*) reposant sur des modèles de connectivité de réseau et des interfaces graphiques se sont démocratisés avec leurs fonctions classiques de traitement des demandes d'intervention, d'analyse et de prévision des

pannes, d'administration du personnel et d'analyse de fiabilité. Chez certains distributeurs, l'OMS est utilisé par des centaines de personnes à la fois et fédère des informations sur les clients, l'état du système et les ressources engagées (personnels de conduite et d'exploitation).

Etat des lieux




Malgré les progrès accomplis, des lacunes restent à combler ■ : hétérogénéité des systèmes d'information, connaissance insuffisante de l'état temps réel du système, absence d'applications avancées.

Aiguillons du changement

Ces dernières années, plusieurs facteurs déterminants, externes à la filière électrique (société et pouvoirs publics, conjoncture économique, technologie), ont accéléré la progression et le déploiement des applications pour réseau de distribution.

Dans nombre de pays, la législation et la réglementation se sont attachées à moderniser le réseau.

1 Gestion de réseaux de distribution : lacunes des centres de conduite actuels

	Hétérogénéité des SI 	Insuffisance de visibilité temps réel du système 	Rareté des applications avancées 
Exemples	Activités non intégrées : ■ Système d'information client ■ Système d'information géographique ■ Demandes d'intervention ■ Gestion du personnel ■ Gestion des ordres de commutation ■ Comptage (AMI) ■ Supervision (SCADA) ■ Gestion du personnel itinérant ■ Gestion des travaux	Absence d'informations sur : ■ la charge des équipements ■ l'état des commutateurs, régulateurs de tension, changeurs de prises, batteries de condensateurs ■ l'emplacement des défauts temporaires sur le système ■ l'état des ressources décentralisées ■ la consommation client	Absence d'applications pour : ■ la localisation des défauts ■ l'analyse des manœuvres de reprise de service ■ le réglage de la tension/puissance réactive ■ l'estimation d'état de la distribution
Conséquences	■ Inefficacité des opérations ■ Redondance et/ou inexactitude des données ■ Allongement des durées de panne ■ Risque de non-conformité des interventions avec la réglementation sur la sécurité	■ Inefficacité des équipements ■ Difficulté de couplage au réseau de la production décentralisée ■ Incompréhension des opérations automatisées sur la ligne	■ Allongement des durées de panne ■ Inefficacité du personnel (durée d'intervention) ■ Réduction impossible de la consommation par le réglage de la tension, aux heures de pointe ■ Augmentation des pertes système ■ Accroissement des réclamations clients pour franchissement des seuils de tension

Si, dans nombre de pays, la législation et la réglementation ont eu pour maître mot la modernisation, les questions de développement durable et de limitation des émissions de CO₂ ont aussi attisé l'intérêt pour les réseaux informatisés. Autres facteurs d'influence : les coûts croissants de la production et du transport électriques modernes, tant en terme d'infrastructures que de prix des combustibles, mais aussi les préoccupations environnementales du public favorable au recours accru aux énergies renouvelables pour stabiliser le changement climatique, et les démarches de la filière et des gouvernements pour améliorer la production décentralisée et la « réponse à la demande » (changement dans la quantité d'électricité consommée au cours d'une période donnée afin de lisser la charge, côté gestionnaire, et maîtriser la facture électrique, côté client). D'autres exigences opérationnelles et commerciales motivent les distributeurs : mainte-

nir ou accroître la fiabilité de la desserte, augmenter le taux d'utilisation des équipements, gérer la vétusté des infrastructures, réduire l'impact des pertes de savoir-faire liées au départ en retraite des employés.

La technologie a aussi beaucoup apporté au réseau intégré et les communications ont énormément progressé ces dix dernières années. Les distributeurs disposent à présent d'un large éventail de solutions, qu'il s'agisse de réseau spécialisé dont ils sont propriétaires (radiomessagerie SCADA, par exemple) ou de réseau tiers (GSM). Plusieurs facteurs (besoins en disponibilité et en bande passante, par exemple) interviennent dans leur choix de la technologie ad hoc. Une certitude : la part croissante des transmissions bidirectionnelles dans les réseaux de distribution.

Les équipements de distribution dotés de fonctions de détection, de traitement informatique, de contrôle-commande et de communication s'invitent sur la ligne électrique. Les automatismes se banalisent, les équipements et appareils intelligents investissent le réseau domotique. Le déploiement de ces technologies dépendra du développement et de la convergence des normes et standards d'interopérabilité : une tendance forte aux Etats-Unis comme en Europe.

Les systèmes d'automatisation se banalisent, avec des équipements et appareils intelligents, au sein du réseau domotique.

Intégration des opérations

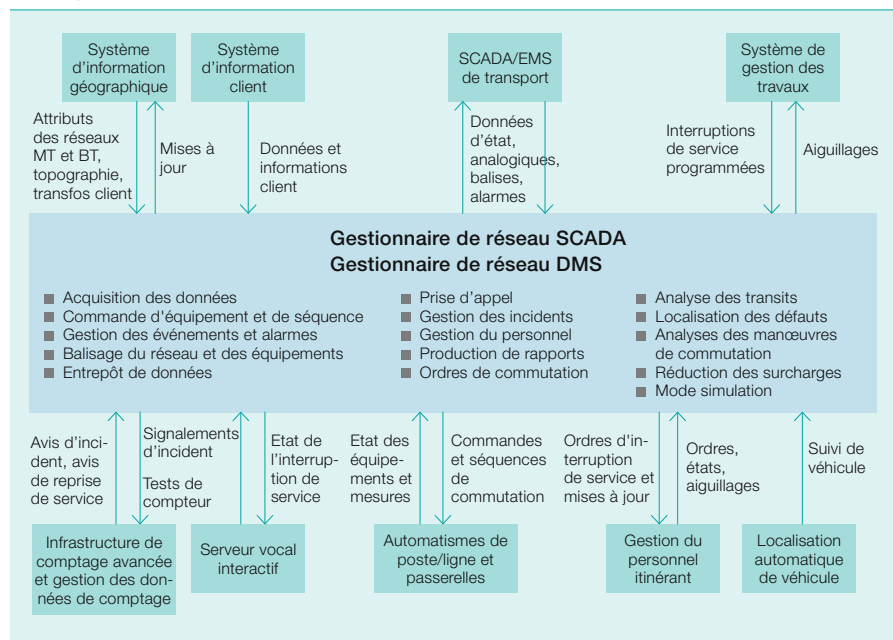
Acteur majeur du développement mondial de ces réseaux électriques du futur, ABB a consacré beaucoup de temps et de moyens à la réalisation de leurs systèmes et centres de conduite. L'intégration est triple : gestion de la distribution «DMS» (*Distribution Management System*) et supervision (SCADA), infrastructure de comptage avancée «AMI» (*Advanced Metering Infrastructure*) et DMS, intégration

des données provenant des passerelles de postes électriques.

Longtemps leader de l'intégration SCADA/DMS, ABB poursuit ses efforts pour répondre aux exigences d'un nombre croissant de distributeurs équipant leurs réseaux de superviseurs. Parmi les fonctionnalités offer-

tes, citons le rapatriement SCADA → DMS de mots d'état et de données analogiques, l'envoi DMS → SCADA de signaux de commande et d'ordres prioritaires manuels, une interface de dialogue intégrée tournant sur une console opérateur commune aux deux applications, une connexion unique pour tous les utilisateurs.

2 Intégration des applications dans les centres de distribution



3 Applications DMS avancées : fonctions et avantages

Applications DMS	Fonctions	Domaines d'amélioration
Analyse des déséquilibres de puissance	Fixation des courants de ligne et tensions de nœud par phase pour tout le réseau de distribution, par simulation en ligne ou hors ligne	<ul style="list-style-type: none"> Visibilité du système Utilisation des actifs Planification des contingences
Allocation des charges et estimation d'état	Affectation intelligente des télémesures ou mesures historiques sur le réseau pour estimer les flux de puissance, tensions et franchissements de seuils, en fonction des conditions temps réel	<ul style="list-style-type: none"> Estimation d'état et calcul des flux de puissance Signalement des équipements surchargés et des dépassements de tension
Localisation des défauts	Identification des défauts possibles dans le réseau	<ul style="list-style-type: none"> Efficacité du personnel dans la gestion des pannes Réduction de la durée moyenne d'une interruption de service au client et sur le réseau (indices de fiabilité CAIDI et SAIDI)
Analyse des manœuvres de reprise de service	Evaluation des plans d'isolement et de reprise	<ul style="list-style-type: none"> Efficacité de l'opérateur durant l'incident Fiabilité
Régulation de la tension/puissance réactive	Surveillance et commande des condensateurs de ligne, régulateurs de tension et changeurs de prises en charge	<ul style="list-style-type: none"> Réduction des pointes de consommation (côté client) Réduction des pertes (côté système) Profils de tension
Décharge de la ligne	Calcul et analyse des options de transfert de charge, dont la réduction des surcharges	<ul style="list-style-type: none"> Réduction des défaillances thermiques Allongement de la durée de vie des équipements (réduction des surcharges) Utilisation des actifs
Commutation et reprise de service à distance	Reconfiguration automatique de la ligne en fonction des conditions d'exploitation du réseau	<ul style="list-style-type: none"> Réduction des indices CAIDI et SAIDI Réduction des pertes système

Transport et distribution électriques

Cet étroit couplage entre SCADA de distribution et DMS

- améliore les opérations;
- accroît l'efficacité de l'opérateur, qui n'agit plus que sur un seul système unifié;
- mutualise les analyses de sécurité des interventions sur postes et circuits pour contrôler les points de mesure d'une zone affectant les opérations d'une autre zone;
- rationalise la gestion des connexions et des accès à un seul système;
- renforce et regroupe le support des applications DMS, OMS et SCADA de distribution.

L'installation de systèmes AMI progresse à grands pas et ABB s'emploie à doter les distributeurs des moyens d'exploiter les données AMI à des fins opérationnelles. Des interfaces AMI/MDM (gestion des données de comptage) et SCADA/DMS ont été développées pour lire l'état des compteurs et notifier les pannes et reprises de service. Cette intégration a pour avantage d'écourter les interruptions de service à la clientèle et de mieux exploiter les ressources du terrain. L'emploi d'autres données AMI dans les applications DMS (relevés périodiques de

puissance appelée et franchissements des seuils de tension) est à l'étude, ce qui permettrait de mieux connaître la charge du système et les profils de tension dans tout le réseau.

ABB est depuis longtemps un leader de l'intégration SCADA de distribution/DMS.

En outre, nombreuses sont les sociétés à doter leur système d'automatismes et de passerelles de postes pour améliorer l'accès aux données des dispositifs électroniques intelligents «IED» (*Intelligent Electronic Devices*) équipant les postes et réseaux de distribution, dont beaucoup offrent des fonctions de communication pour la commande avancée de réenclencheurs, commutateurs et régulateurs de tension. L'intégration de ces systèmes avec le DMS a l'avantage de déporter la conduite au niveau du poste et de la ligne tout en optimisant le réseau entier. Le couplage du SCADA/DMS avec d'autres systèmes donne un centre de conduite résolument intégré ².

Gestion automatisée

Avec sa plate-forme *Network Manager™*, ABB est le chef de file du développement d'applications pointues ³ pour la gestion des réseaux de distribution. Celles-ci utilisent le modèle du réseau et surveillent ses conditions d'exploitation pour formuler des recommandations d'optimisation et résoudre ainsi les nombreuses difficultés auxquelles se heurtent les distributeurs.

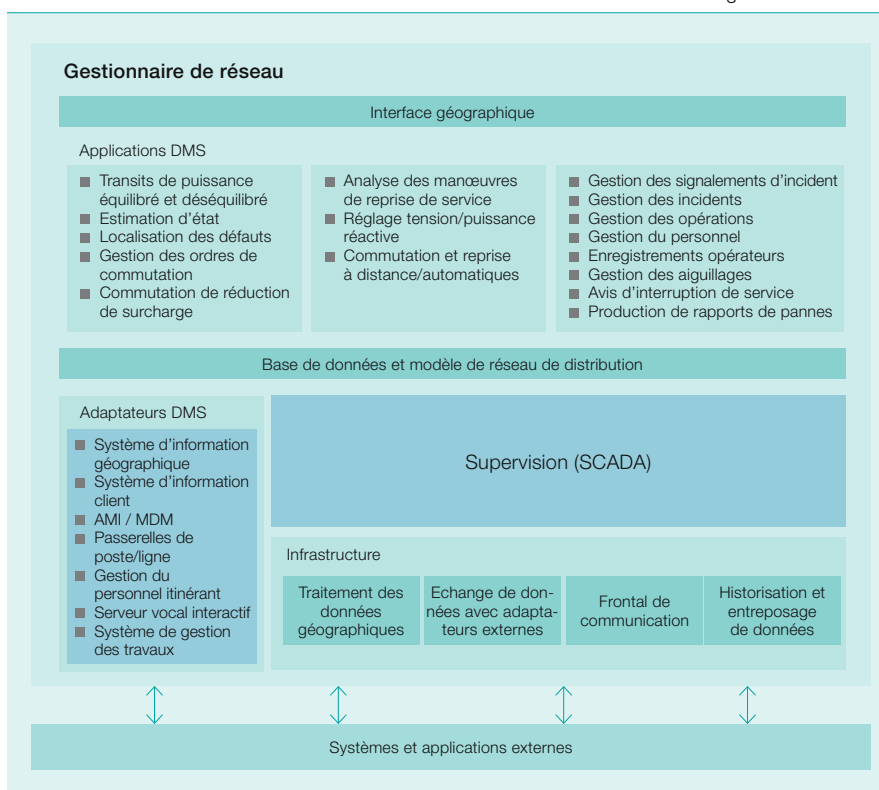
Bien souvent, le distributeur s'attache à maintenir l'agent de conduite dans son rôle de superviseur du système; toutefois, le progrès des réseaux aidant, la volonté de minimiser l'intervention humaine favorisera l'automatisation ou l'exploitation du réseau en boucle fermée. A l'avenir, le degré d'automatisation du système relèvera, pour chaque distributeur, d'une décision économique.

Centre de distribution

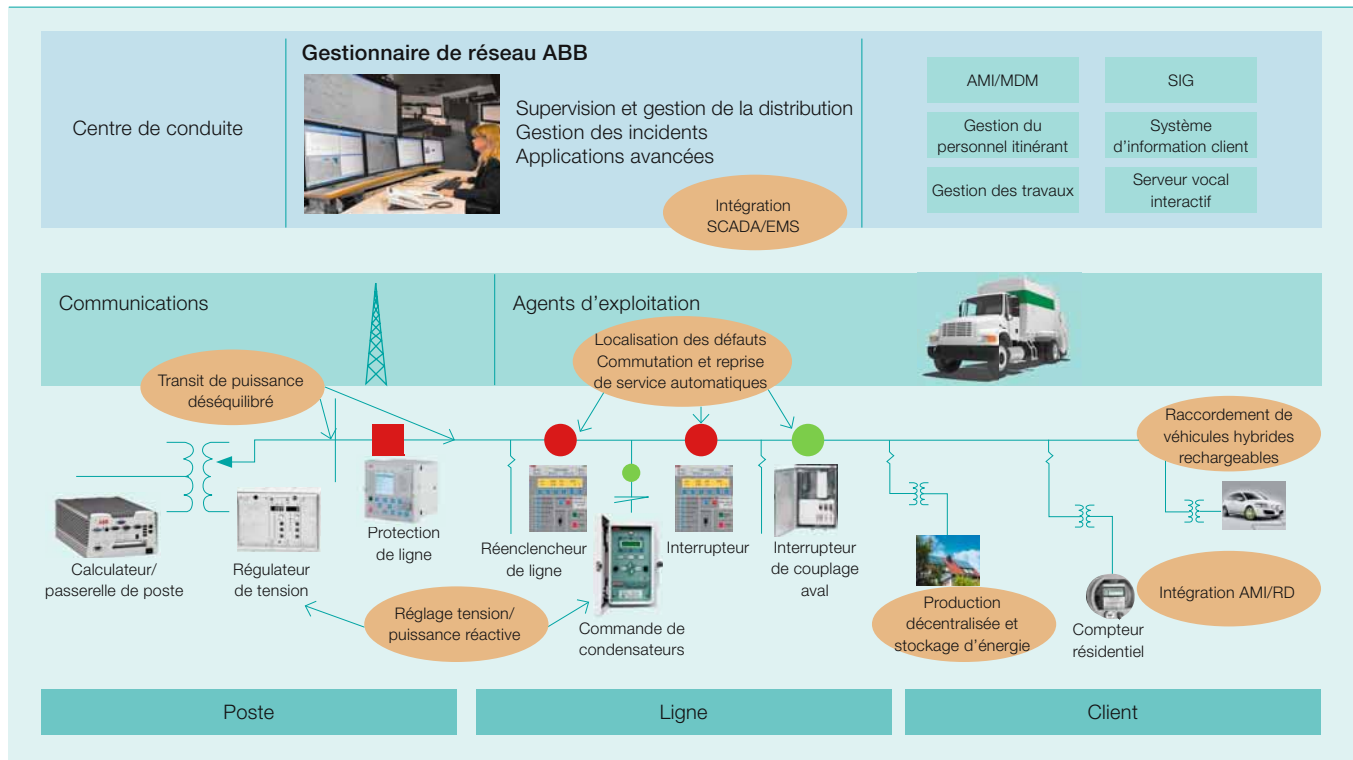
L'architecture d'un centre de distribution 100% intégré est illustrée en ⁴. Les applications DMS assurent la gestion optimale du système (charge et performance des équipements, réglage de la tension, gestion des opérations et des incidents, fiabilité), en utilisant la base de données de la distribution et le modèle de connectivité du réseau; ce dernier est tout d'abord créé par un chargement unique de données à partir d'un système d'information géographique (SIG), puis périodiquement actualisé avec des mises à jour incrémentales.

L'élément essentiel de ce système de conduite est l'intégration des différents systèmes d'information des centres de distribution, notamment le superviseur, qui est au cœur de l'acquisition de données et du contrôle-commande. Les distributeurs ont tendance à étendre le périmètre du SCADA au-delà des postes électriques et sur les lignes, pour une plus grande visibilité et une conduite étendue du réseau de distribution. La supervision s'interface avec d'autres systèmes, notamment AMI et MDM, les passerelles de poste/ligne et les concentrateurs. Si le mode de transmission des données entre les équipements de terrain et le centre de conduite intégré varie d'un distribu-

⁴ Architecture d'un centre de conduite de réseau de distribution totalement intégré



5 Surveillance et conduite du réseau par un centre de distribution entièrement intégré



teur à l'autre, plusieurs approches pouvant même cohabiter au sein d'une même société, la communication reste fondamentale pour affiner la connaissance et l'exploitation du système électrique.

Le centre du futur

Le centre de conduite intégré sera un pilier du réseau de distribution de demain [5]. ABB continue à accroître les fonctionnalités pour répondre aux exigences technico-économiques des distributeurs.

Globalement, l'exploitation des réseaux de distribution se compliquera : l'importance grandissante de la production décentralisée et du stockage d'énergie influera sur le volume et le sens des transits de puissance, variables dans le temps. De même, la réponse à la demande (RD), sous contrôle du fournisseur ou du consommateur, impactera les courbes de charge et plans de tension. On constate d'ores et déjà une tendance accrue à informatiser et à intégrer les équipements de distribution tels qu'IED, calculateurs et passerelles de poste, capteurs et compteurs communicants. Certains engendreront davantage de manœuvres locales,

compliquant encore l'exploitation des réseaux de distribution.

Même relayé par une « intelligence » de plus en plus déportée, le centre de conduite intégré continuera de centraliser la supervision et la coordination du système entier. Pour autant, il n'est pas nécessaire, ni souhaitable, de lui transmettre la totalité des données et informations. Pour optimiser l'exploitation, ses applications peuvent se contenter d'agir uniquement sur les éléments qui lui sont communiqués.

A suivre...

Les réseaux de distribution de demain auront besoin de centres de conduite à la pointe de l'innovation pour gérer efficacement le système. Dans cette perspective, ABB n'a eu de cesse de définir et de développer des centres intégrant à la fois les applications existantes et nouvelles. Le centre du futur offrira une vue globale de la distribution électrique combinant une multitude de fonctions : état du système, surveillance et contrôle-commande, réponse à la demande, planification des travaux, optimisation de la charge des équipements, meilleur contrôle de la production décentralisée,

du stockage d'énergie et des ressources RD. Ce centre intégré permettra aux distributeurs de répondre tant aux attentes des clients qu'aux besoins des propriétaires, des employés et de la société.

Tim Taylor

ABB Power Systems
Raleigh, NC (Etats-Unis)
tim.taylor@us.abb.com

Marina Ohrn

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

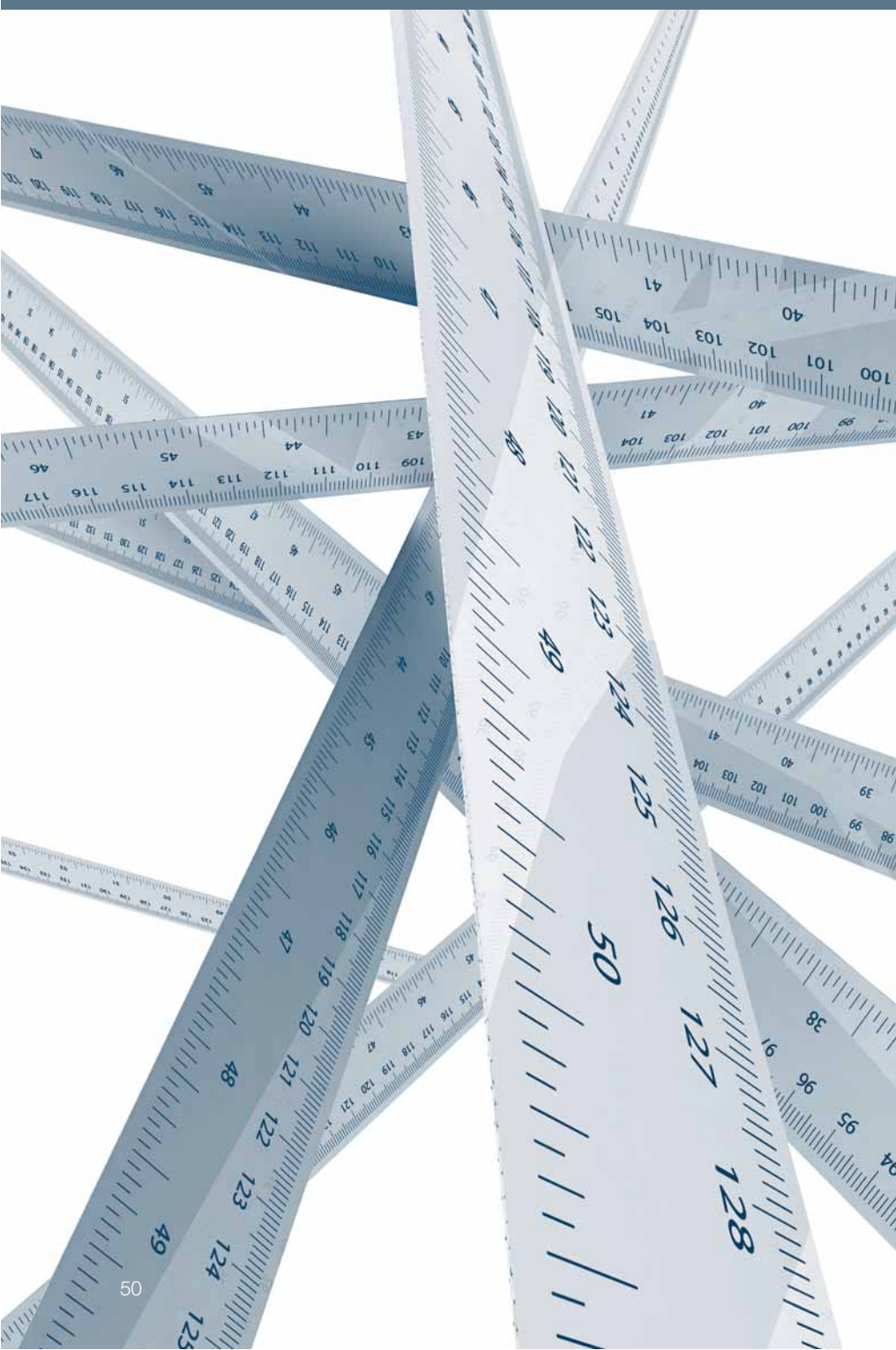
Bibliographie

[1] Sen, A., Ohrn, M., « Entente cordiale dans la salle de commande », *Revue ABB* 4/2005, p. 30-32

L'efficacité énergétique devient la règle

Les moteurs électriques voient leurs classes de rendement énergétique harmonisées au niveau international

Janusz Maruszczyk, Michel Lhenry, Mikko Helinko, Zbigniew Korendo



L'efficacité énergétique est devenue une qualité essentielle des nouveaux produits et systèmes industriels. Or la multiplication des normes dans ce domaine rend toute comparaison directe de leur performance énergétique extrêmement difficile, sinon impossible, alors même que sur les marchés aujourd'hui mondialisés il devient fondamental de pouvoir comparer des produits semblables mais fabriqués dans des pays différents. L'harmonisation normative et législative est un préalable indispensable à la circulation des technologies économes en énergie.

Les initiatives de normalisation ont débouché sur l'harmonisation des exigences en matière de rendement énergétique, de méthodes d'essai et de certification dans un certain nombre de domaines, notamment celui des moteurs électriques. Aujourd'hui, tous les grands organismes de normalisation et institutions internationales collaborent pour définir des référentiels communs permettant de comparer la consommation énergétique des produits et systèmes. Première étape d'un processus capital.

Techniquement et juridiquement, le marché de l'électrotechnique est très complexe, chaque appareil électrique devant satisfaire à des exigences différentes selon son application, sa sécurité et sa compatibilité avec d'autres appareils. Ces exigences peuvent faire l'objet de réglementations, de procédures ou de normes au niveau national, régional ou sectoriel avec souvent des dispositions indirectes supplémentaires.

Les normes peuvent spécifier le rendement énergétique d'un appareil de plusieurs manières. En général, il est déterminé en mesurant les pertes selon des méthodes normalisées. Le résultat (pertes mesurées ou rendement calculé) est comparé à des indices de rendement (pertes normalisées ou valeurs de rendement) pour déterminer si l'appareil satisfait à des valeurs de normes minimales de performance énergétique (NMPE) ou à d'autres critères. S'il satisfait à celles d'un pays, il peut y être mis sur le marché. S'il répond aux critères d'un engagement volontaire, il peut aussi porter un étiquetage/marquage spécifique et être considéré comme un produit performant en termes de rendement énergétique.

Les normes définissent la notion de rendement énergétique, déterminent les méthodes d'essai et de mesure de la consommation, et spécifient les valeurs NMPE ou les critères d'étiquetage/marquage volontaire. L'absence d'harmonisation normative entre différents pays ou secteurs est source de problèmes. Les moteurs électriques constituent un exemple remarquable d'harmonisation normative réussie.

Harmonisation dans le domaine des moteurs

On estime que 40% de l'électricité produite dans le monde est absorbée par les moteurs électriques utilisés dans différentes applications. L'amélioration de leur rendement énergétique passe par la réduction de leurs pertes caractéristiques :

- pertes Joule (stator) P_s ,
- pertes fer P_{fe} ,
- pertes rotoriques P_r ,
- pertes mécaniques (friction et ventilation) P_{fw} ,
- pertes supplémentaires dues à la charge P_{ll} .

Pendant des années, deux référentiels faisaient autorité dans le monde :

- CEI 60034-2
- IEEE 112, méthode B (ou IEEE 112-B).

Le premier était surtout appliqué en Europe, en Inde et en Chine, ainsi qu'en Australie et en Nouvelle-Zélande ; le second avait cours en Amérique du Nord et dans les pays où le réseau fonctionnait à 60 Hz. En 2000, l'Australie et la Nouvelle-Zélande introduisirent une méthode semblable à celle de l'IEEE 112-B, tout en conservant la CEI 60034-2. Le Canada, pour sa part, adopta une norme équivalente (CSA C390).

Les normes définissent la notion de rendement énergétique, déterminent les méthodes d'essai et de mesure de la consommation, et spécifient les valeurs NMPE ou les critères d'étiquetage/marquage volontaire.

L'IEEE 112-B faisait abstraction des problèmes de température de la norme CEI 60034-2 pour calculer les pertes Joule et rotoriques à températures fixes. De plus, elle instaurait une méthode de mesure des pertes supplémentaires dues à la charge pour éviter les tolérances fixes de la CEI 60034-2. Ainsi, deux méthodes de détermination des valeurs de rendement des

moteurs électriques polyphasés prédominaient au niveau mondial (CEI et IEEE) **1**.

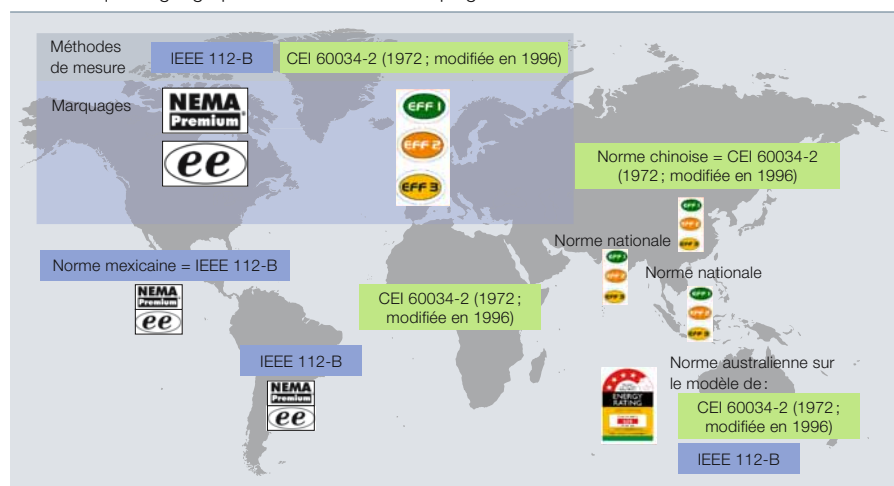
Dans les pays de l'Union européenne (UE), le rendement était déterminé selon la méthode de la CEI 60034-2. Un engagement volontaire du Comité européen de constructeurs de machines électriques et d'électronique de puissance (CEMEP) définissait trois classes de rendement :

- EFF3 Moteurs à faible rendement
- EFF2 Moteurs standard
- EFF1 Moteurs à haut rendement

Les constructeurs devaient faire figurer la classe de rendement sur la plaque signalétique du produit et fournir un tableau des valeurs assignées pour aider les utilisateurs à sélectionner et identifier le moteur le mieux adapté à leurs besoins.

Aux Etats-Unis, le rendement était déterminé sur la base de la norme IEEE-112, dont la méthode d'essai (IEEE 112-B) imposait la mesure directe de toutes les pertes à la fréquence réseau de 50 ou 60 Hz. L'*Energy Policy Act* (EPAct, 1992) définissait les valeurs NMPE de tous les moteurs fabriqués ou exploités dans le pays. Ultérieurement, la *National Electrical Manufacturers Association* (NEMA) proposa un programme de certification volontaire, *NEMA Premium*, basé sur l'IEEE 112-B. Les valeurs de mesure, tant pour les exigences obligatoires que volontaires, étaient comparées à des indices de rendement spécifiques, définis dans la norme NEMA MG1.

1 Historique et géographie des normes et marquages de rendement des moteurs



Efficacité et normalisation

De plus, la norme industrielle IEEE 841 est utilisée par les industriels nord-américains de la chimie, du pétrole et de la métallurgie pour les moteurs de forte puissance exploités sur de longues périodes.

Les solutions retenues par d'autres pays étaient donc une adaptation des approches américaines ou européennes avec des normes similaires ou équivalentes à la CEI 60034-2 ou l'IEEE 112-B.

Le Brésil, par exemple, utilise une méthode d'essai fondée sur l'IEEE 112-B, mais avec des valeurs NMPE différentes de celles des Etats-Unis alors que l'Inde a harmonisé ses classes de rendement avec celles du CEMEP tout en utilisant une méthode d'essai basée sur une norme nationale plutôt que sur la norme CEI. La Chine a adopté les valeurs NMPE; sa norme GB 18613-2006 instaure les exigences minimales et les classes de rendement énergétique pour les moteurs asynchrones triphasés de faible et de moyenne puissance. Les essais sont toutefois réalisés selon la norme nationale GB/T 1032, équivalente à la CEI 60034-2. La Chine possède, en outre, des séries de standards, comme ceux régissant les moteurs de «série Y», non décrits dans les principales normes mais très répandus et considérés comme une référence sur le marché chinois.

Cette multitude de méthodes d'essai et de marquages compliquait la comparaison des moteurs, tout comme les différentes nomenclatures. En effet, la dénomination «moteur à haut rendement» pouvait avoir une signification

différente selon les pays ou marchés. Il arrivait qu'une machine qualifiée de «moteur à haut rendement» dans un pays atteigne péniblement les valeurs minimales d'un pays à la technologie plus avancée. Tous ces aspects entraînaient l'essor mondial des moteurs véritablement à haut rendement énergétique.

La longue marche vers l'harmonisation

Des efforts furent donc accomplis pour uniformiser et mettre fin à la redondance de la normalisation existante. Partant d'une proposition du comité national allemand DKE K311, un groupe de travail (GT 31) fut créé en 2006 par le comité d'étude 2 (Machines électriques tournantes) de la CEI avec pour mission de définir des classes de rendement énergétique pour les moteurs industriels triphasés.

Il arrivait qu'une machine qualifiée de «moteur à haut rendement» dans un pays atteigne péniblement les valeurs minimales d'un pays à la technologie plus avancée.

L'initiative privée SEEM (*Standards for Energy Efficiency of Electric Motor Systems*), lancée en 2006, contribua également à l'harmonisation en émettant des recommandations prises en compte par le GT 31.

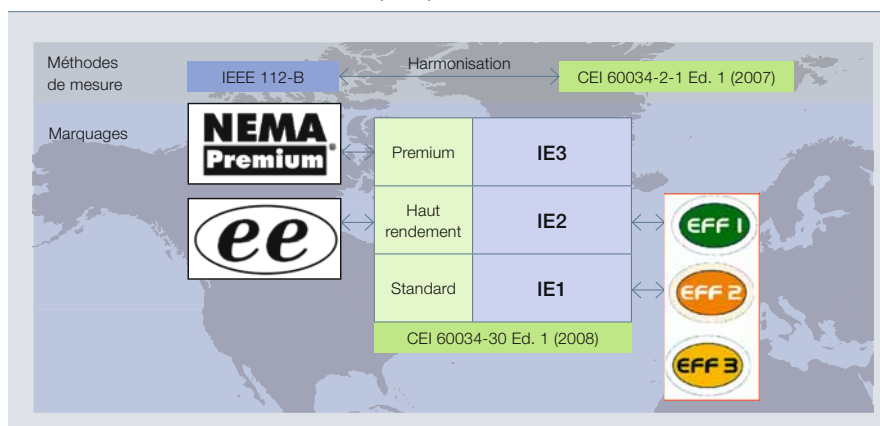
Ce dernier se réunit pour la première fois en octobre 2006 à Francfort (Allemagne). Lors de la deuxième réunion

en mai 2007 à Washington, D.C. (Etats-Unis), il devint évident qu'une norme de classification ne suffirait pas à elle seule à résoudre tous les problèmes; les régimes opérationnels peu énergivores des moteurs électriques et de leurs applications devaient également être décrits. C'est ainsi que lors de sa réunion générale à Milan en mai 2007, le CE 2 de la CEI proposa de créer un guide de l'efficacité énergétique. Le projet fut adopté et lancé sous la référence CEI TS 60034-31.

Le CE 2 s'attela également à réviser la norme CEI 60034-2 qui datait de plusieurs décennies. Sa révision débuta en 1996 avec l'octroi du mandat M244 de la Commission européenne au Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (CENELEC), qui confia alors à la CEI la tâche de rédiger une nouvelle norme pour les procédures d'essai. L'idée était de préparer une norme CEI comparable à l'IEEE 112-B. Lors de la première réunion du GT 2 du sous-comité 2G de la CEI en septembre 1997 à Francfort, la méthode d'essai de cette dernière fut proposée, sans succès, pour la 1^{ère} fois par un membre du groupe de travail CEI. (Le GT 2 deviendrait par la suite le GT 28 du CE 2.) Après des années de débats, la méthode d'essai fut intégrée à la norme CEI 61972 et ensuite à la nouvelle édition de la CEI 60034-2 [2]. La CEI 61972 fut alors supprimée.

Les autres travaux du CE 2 de la CEI «Machines tournantes» (GT 28 et 31) ont abouti à l'élaboration des normes suivantes:
CEI 60034-2-1 (2007): détermination des pertes et du rendement à partir d'essais (harmonisée avec l'IEEE 112-B malgré de légères différences)
CEI 60034-30 (2008): définition des nouvelles classes de rendement IE1, IE2 et IE3, harmonisées à 60 Hz avec la réglementation brésilienne (IE1) et américaine actuelle pour les moteurs de protection renforcée IP44, IP55, etc. (EPAct pour IE2 et NEMA Premium pour IE3), et basées sur les classes EFF1 et EFF2 du CEMEP-EU correspondant respectivement aux limites des classes internationales IE2 et IE1. La classe IE3 pour 50 Hz est dérivée de la classe IE2 avec environ 15% de pertes en moins. Cette norme exclut les moteurs conçus spécialement pour

2 Classes de rendement internationales (2009)



les applications à vitesse variable (CEI 60034-25) et ceux complètement intégrés dans une machine (ex., pompe ou ventilateur).

Par ailleurs, la CEI travaille actuellement sur les normes suivantes :

CEI TS 60034-31 : guide pour la sélection et l'utilisation des moteurs à économie d'énergie, y compris pour les applications à vitesse variable (publication prévue en avril 2010; deuxième version de l'avant-projet disponible depuis avril 2009).

CEI 60034-2-3 : procédure d'essais des machines CA alimentées par convertisseur (publication prévue en juillet 2011).

Parallèlement, le Département américain de l'Energie (DoE) a ordonné que la classe de rendement NEMA Premium devienne, à compter du 19 décembre 2010, le niveau minimum pour les moteurs aux Etats-Unis. Pour obtenir la certification, le constructeur doit faire tester ses produits par un laboratoire agréé. Les autres exigences, à savoir la méthode d'essai IEEE 112-B et la classe de rendement NEMA MG1, restent inchangées.

La situation est différente au sein de l'UE, où la responsabilité de la conformité normative incombe au constructeur. La certification par un tiers n'est pas obligatoire mais les organismes publics procéderont à des contrôles ponctuels sur le marché. Si un appareil n'atteint pas les niveaux de rendement requis (et déclarés), le constructeur devra le retirer du marché à ses frais.

Le comité de réglementation sur l'écoconception, composé de représentants des Etats membres de l'UE, a voté en faveur d'un nouveau règlement « Exigences relatives à l'écoconception des moteurs électriques » proposé par la Commission européenne, qui fixe des exigences de rendement pour les moteurs asynchrones de 0,75 à 375 kW : la classe de rendement IE2

3 Feuille de route pour la mise en place des différentes classes de rendement internationales IE selon CEI 60034-30

Niveau de rendement	Classe de rendement CEI 60034-30	Incertitude selon CEI 60034-2-1 (2007)	Pays disposant de normes de rendement
Premium	IE3	Incertitude faible	Etats-Unis (2011) Europe (2015/2017 ⁷)
Haut rendement	IE2	Incertitude faible	Etats-Unis Canada Mexique Australie Nouvelle-Zélande Brésil (2009) Chine (2011) Europe (2011 ⁷) Suisse (prévu pour 2012)
Standard	IE1	Incertitude moyenne	Chine Brésil Costa Rica Israël Taiwan Suisse (prévu pour 2010)

L'absence de date indique que les valeurs NMPE sont déjà en vigueur. La norme CEI 60034-2-1 spécifie plusieurs méthodes de mesure présentant des niveaux d'incertitude différents. Les méthodes à incertitude faible ou moyenne sont admises pour la classe IE1 mais une incertitude faible est requise pour IE2 et IE3.

⁷ Calendrier d'entrée en vigueur des classes de rendement au sein de l'UE :

- 16 juin 2011 : tous les moteurs de 0,75 à 375 kW devront être de classe IE2.
- 1^{er} janvier 2015 : les moteurs de puissance nominale (P_N) entre 7,5 et 375 kW devront être de classe IE3 ou IE2 s'ils sont commandés en vitesse variable.
- 1^{er} janvier 2017 : les moteurs de P_N compris entre 0,75 et 375 kW devront être de classe IE3 ou IE2 s'ils sont commandés en vitesse variable.

selon EN/CEI 60034-30 deviendra obligatoire à compter du 16 juin 2011. La classe IE3 sera obligatoire à partir de 2015 pour les moteurs de puissance nominale (P_N) comprise entre 7,5 et 375 kW et, à partir de 2017, pour ceux de 0,75 à 375 kW. Un moteur IE2 peut remplacer un moteur IE3 s'il est com-

mandé en vitesse variable. Cette réglementation a été adoptée par la Commission européenne le 22 juillet 2009; son domaine d'application diffère légèrement de celui de la norme CEI 60034-30 (ex., prise en compte des moteurs conçus pour la commande en vitesse variable). La feuille de route prévisionnelle de l'entrée en vigueur des différentes classes de rendement internationales IE de la CEI 60034-30 ainsi que les valeurs NMPE de plusieurs pays figurent en 3.

Le GT 31 du CE 2 élabore actuellement une nouvelle norme CEI TS 60034-31. Le projet envisage une classe « Super-Premium » ou IE4 qui, à la différence des classes IE1, IE2 et IE3 de la EN/CEI 60034-30, ne se limite pas aux moteurs triphasés à cage. En effet, elle s'appliquerait à tous les types de moteurs électriques, notamment ceux commandés en vitesse variable (moteurs asynchrone à cage, moteurs synchrones à aimants

permanents, etc.). Aucun moteur de classe IE4 n'existe actuellement sur le marché, illustration probante que la normalisation peut servir d'aiguillon au progrès technologique et au développement des produits.

Plaidoyer pour la normalisation

Les normes et marquages couvrent tous les domaines liés à la performance énergétique, en particulier pour les produits et applications spécifiques, comme les moteurs.

Ces normes :

- définissent le rendement (CEI 60034-2-1);
- fixent des méthodes de mesure (CEI 60034-2-1);
- établissent des valeurs minimales et classes de rendement pour différents marquages et certificats volontaires (EN/CEI 60034-30, NEMA MG1);
- définissent les règles d'entretien et de maintenance pour conserver un rendement élevé (ANSI/EASA AR100, EASA/AEMT);
- décrivent les règles et exigences spécifiques à chaque secteur industriel ou branche d'activité (IEEE 841);

Encadré 1 Objectifs de la normalisation CEI dans le domaine du rendement énergétique

- Définition différenciée, raisonnée et cohérente du concept de « rendement »;
- Définition de méthodes d'essai et de mesure pour déterminer et classer le rendement;
- Définition de classes de rendement pour les produits standard et grand public;
- Priorité aux « forts potentiels » (domaines recelant d'importants gisements d'économie);
- Préconisation de valeurs limites obligatoires par les pouvoirs publics.

Source : IEC Workshop, Sao Paulo (Brésil), nov. 2008

Efficacité et normalisation

Encadré 2 Acronymes

AFNOR	Association française de Normalisation
AIE	Agence internationale de l'énergie
CEI	Commission électrotechnique internationale
CEMEP	Comité européen de constructeurs de machines électriques et d'électronique de puissance
CEN	Comité européen de Normalisation
CENELEC	Comité européen de Normalisation électrotechnique
EMSA	<i>Electric Motor Systems Annex</i> (Annexe sur les systèmes à moteurs électriques)
EPAct	<i>Energy Policy Act</i> (Loi américaine sur l'énergie)
ISO	<i>International Organization for Standardization</i> (Organisation internationale de normalisation)
NEMA	<i>National Electrical Manufacturers Association</i> (Association américaine des fabricants de produits électriques)
NMPE	Normes minimales de performance énergétique
SEEM	<i>Standards for Energy Efficiency of Electric Motor Systems</i> (Normes de rendement énergétique des systèmes à moteurs électriques)

Encadré 3 Les moteurs ABB et les nouveaux marquages et normes de rendement

- ABB garantit que ses produits satisfont totalement aux nouvelles exigences.
- ABB propose une gamme complète de moteurs de classe IE2 ainsi que des moteurs de classe IE3 (Premium).
- Les marquages de rendement des moteurs ABB, y compris les moteurs antidéflagrants Ex d, les moteurs pour atmosphères poussiéreuses Ex tD et les moteurs non producteurs d'étincelles Ex nA de 0,75 à 375 kW, sont conformes CEI/EN 60034-30.
- Les valeurs de rendement sont mesurées selon les méthodes de la CEI/EN 60034-2-1 avec une incertitude faible.

■ ouvrent la voie au développement de technologies et de produits plus sobres en énergie (IE4, CEI TS 60034-31).

En mars 2008, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) lançait son programme 4E (*Efficient Electrical End-Use Equipment*) dont l'annexe EMSA (*Electric Motor Systems Annex*) est consacrée au rendement des systèmes à moteurs électriques. Pour l'AIE, l'efficacité énergétique ne se cantonne pas au moteur, car celui-ci fait partie d'un système qui offre des gains énergétiques potentiels. Ainsi, l'EMSA met en place un réseau mondial de veille, à la fois technologique et normative, des systèmes à moteurs. Cette approche « système », plus prometteuse, est très compliquée à normaliser ; c'est pourquoi les travaux dans ce domaine ont, jusqu'à présent, principalement porté sur les produits.

L'efficacité énergétique en ligne de mire

Depuis quelques années, la CEI a fait de l'efficacité énergétique du matériel électrique une de ses priorités. Son Comité d'action SMB (*Standardization Management Board*) a créé un groupe stratégique (SG 1) dédié à l'efficacité énergétique et aux ressources renouvelables, qui travaille en étroite collaboration avec son homologue de l'ISO (ISO/TMB/SAG EE 1). Le SG 1 a élaboré une série de recommandations en matière d'efficacité énergétique destinées à des comités d'étude de la CEI

Encadré 1. Après approbation du SMB, ces recommandations servent de fil conducteur aux travaux de la CEI dans ce domaine.

L'une des priorités identifiées par le SG 1 est de définir la terminologie et les concepts relatifs à l'efficacité énergétique. A l'heure actuelle, les mêmes termes de base (rendement énergétique, performance énergétique, etc.) renvoient à des réalités différentes dans un certain nombre d'initiatives et de travaux, tant normatifs que législatifs (ex., ISO/CSC/STRAT, forum sectoriel CEN/CENELEC sur la gestion de l'énergie, normes CEI et législation en vigueur) avec des risques d'interprétations différentes selon le contexte et l'application. Sur recommandation du SG 1, l'ISO a commencé à travailler sur une nouvelle norme qui fixera la

terminologie de base pour tous les organismes traitant de l'efficacité énergétique. L'Association française de Normalisation (AFNOR) assurera la coordination des travaux qui devraient durer encore près de trois ans.

Le SG 1 préconise en outre de normaliser en priorité les produits et procédés où les gisements d'économie d'énergie sont les plus importants, à savoir ceux vendus en grande quantité comme les ampoules et les luminaires, les machines tournantes, les équipements de génie climatique, de même que les procédés de production et de transport d'électricité, les transformateurs de puissance et les produits électroniques grand public.

Le SG 1 conseille aussi de rédiger des normes et guides des meilleures pratiques dans plusieurs domaines prioritaires : adéquation optimale produit-application, conception de systèmes économes en énergie, automatisation des usines et systèmes complexes (centrales électriques, traction ferroviaire électrique), pertes dans les réseaux de distribution, etc. Le SG 1 recommande également d'accentuer la normalisation des systèmes de stockage d'électricité produite notamment à partir de ressources renouvelables décentralisées.

Cette démarche rompt avec l'approche traditionnelle centrée sur les produits, en tenant compte de leur intégration plus large dans des systèmes et des procédés. L'efficacité énergétique à l'échelle du système doit être évaluée dès la phase de conception, sa maintenance sur le cycle de vie et ses interactions avec les autres composants du système.

A l'instar de la CEI, l'ISO s'intéresse de très près aux différents aspects de l'efficacité énergétique. Outre le développement conjoint d'une norme terminologique, ses comités techniques (TC) travaillent à la normalisation des méthodes de calcul, de comparaison et de marquage de la performance, de la consommation et du rendement énergétiques de différents produits, moyens de transport et bâtiments. La norme ISO 13602 (du TC 203, Systèmes d'énergie techniques), en cours

d'élaboration, inclut des règles de comparaison des caractéristiques de différentes sources d'énergie.

La normalisation commence également à s'intéresser aux systèmes de gestion de l'énergie, largement abordés dans la future norme ISO 50001, dont la version finale est prévue pour 2010 (avant-projet déjà disponible). Son impact sur les questions d'énergie devrait être à l'image de celui des normes ISO 9001 (management de la qualité) et ISO 14001 (management environnemental). L'ISO 50001 n'impose aucun niveau de rendement énergétique mais incite plutôt à une amélioration continue du niveau d'efficacité énergétique d'un site. Elle encouragera éventuellement les entreprises à développer une politique globale, selon une approche « système » de management de la performance énergétique avec, notamment, la mesure des rendements, la surveillance et l'optimisation du pilotage des procédés, etc. Un bâtiment est un exemple type de système (le secteur engloberait près de 30% de la consommation mondiale d'électricité). La nouvelle norme ISO envisage le bâtiment intelligent dans sa globalité, depuis les contraintes de conception jusqu'aux systèmes de commande et de gestion en passant par l'utilisation de sources d'énergie

alternatives. Déterminer le rendement énergétique du système complet pose des problèmes de natures très différentes et exige des méthodologies bien plus complexes que tester un seul moteur en laboratoire. Les normes d'évaluation de l'efficacité énergétique d'un système sont un élément majeur de la mise en pratique de politiques d'économies d'énergie.

Moteur de changement

La normalisation internationale, dans la droite ligne de la position de l'AIE sur l'efficacité énergétique, est un puissant moteur d'élaboration d'un référentiel commun englobant terminologie, méthodes d'essai, classifications et pratiques de gestion. Par ailleurs, elle reflète l'état des connaissances et du savoir-faire formalisé par un groupe consensuel d'experts du monde entier issus de différents domaines techniques, industriels et économiques.

Pour le Conseil mondial de l'énergie et l'AIE, la normalisation est un des principaux vecteurs de mise en œuvre de stratégies planétaires. Elle favorise l'indispensable coopération internationale entre pouvoirs publics et acteurs industriels car la majorité des solutions (énergies renouvelables incluses) doit être mise en place à grande échelle pour obtenir les résultats escomptés.

Pour la plupart des matériels électriques, l'harmonisation des normes nationales et internationales a permis de :

- minimiser le coût des essais, surtout pour les entreprises produisant pour le marché mondial ;
- simplifier la comparaison des valeurs de rendement et de consommation énergétique de produits issus de régions et systèmes économiques différents ;
- faciliter la fabrication d'appareils de rendement énergétique plus élevé ;
- simplifier et stimuler le partage des connaissances, permettant la transposition des normes dans la législation.

Les normes ne se contentent pas de définir le rendement énergétique et les méthodes de mesure. Elles s'inscrivent dans une perspective plus large de management de l'énergie d'un système, de suivi, d'identification et de contrôle des économies d'énergie induites par des actions spécifiques. Une telle approche procède d'une vision globale de l'économie du marché où efficacité et maîtrise des énergies sont des services à valeur marchande, au même titre que la fourniture d'électricité ou de gaz.



Janusz Maruszczyk

Zbigniew Korendo

ABB Corporate Research,
Group Standards Office
Cracovie (Pologne)
janusz.maruszczyk@pl.abb.com
zbigniew.korendo@pl.abb.com

Michel Lhenry

ABB Automation Products
Montluel (France)
michel.lhenry@fr.abb.com

Mikko Helinko

ABB Automation Products
Vaasa (Finlande)
mikko.helinko@fi.abb.com

Lectures complémentaires

http://www.iso.org/iso/hot_topics/hot_topics_energy.htm
<http://www.standardsinfo.net/info/livelink/fetch/2000/148478/13547330/outcome.html>
<http://www.iea.org/Textbase/work/2009/standards/Thies.pdf>
http://www.iea.org/Textbase/Papers/2008/cd_energy_efficiency_policy/7-Energy%20utilities/7-Standards.pdf
<http://www.motorsummit.ch/>
<http://www.seeem.org/news.php>
<http://www.nema.org/gov/energy/efficiency/premium/>
<http://www.motorsystems.org/>



Tous à l'unisson

Les automatismes s'offrent un standard révolutionnaire de communication et de modélisation de l'information

Wolfgang Mahnke, Stefan-Helmut Leitner

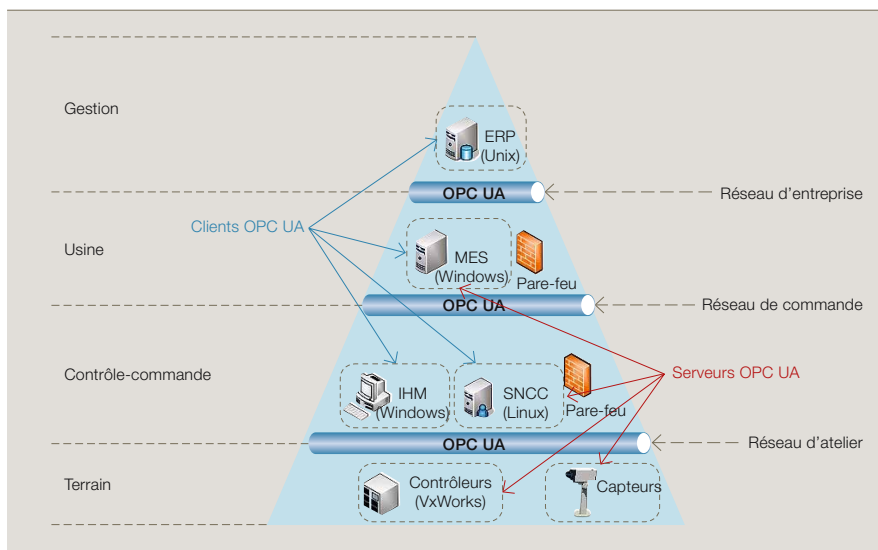
La nouvelle version des spécifications de la fondation OPC, «OPC UA» (pour *Unified Architecture*), enrichit les échanges entre automatismes industriels de puissantes fonctions de modélisation pour devenir une plate-forme d'interopérabilité incontournable et pérenne, normalisée CEI 62541.

Parmi les grands acteurs de la genèse d'OPC UA, ABB s'est attaché à en garantir l'adéquation aux exigences des automatismes industriels (API, capteurs, actionneurs, superviseurs). Fruit de plusieurs années de travail, une grande partie de la spécification a été publiée en février 2009 et le premier produit ABB certifié OPC UA est d'ores et déjà sur le marché.

Le standard OPC **Encadré 1** est un ensemble de spécifications assurant l'interconnectivité des automates, instruments et superviseurs, par le biais d'une interface de dialogue commune, quel que soit la marque ou le modèle d'équipement sur lequel l'application est installée. L'industrie comptabilise aujourd'hui plus de 22 000 produits certifiés OPC, émanant de plus de 3 200 fournisseurs. Les systèmes de contrôle-commande doivent être en mesure de communiquer avec tous ces dispositifs, qu'il s'agisse de collecter leurs données ou d'en faciliter l'accès au travers d'une plate-forme unifiée. OPC agrège en un protocole commun tous les modules OPC d'origine (accès aux données temps réel «DA», construction d'historiques «HDA», gestion des alarmes et événements «A&E»), hérités des technologies COM¹/DCOM de Microsoft et largement implantés en automatisation industrielle. La définition d'OPC UA est, depuis 2003, l'œuvre d'un groupe de travail constitué de plus de 30 fournisseurs de produits d'automatismes. Leur objectif : reprendre toutes les fonctionnalités de la version classique d'OPC (communément appelée «OPC COM» pour *COM*mon) tout en migrant des technologies COM/DCOM vers les services web de dernière génération pour faire d'OPC UA un format d'échange de données indépendant de la plate-forme applicative, s'affranchissant ainsi des limites d'OPC COM; UA peut alors s'intégrer en toute transparence à des systèmes avancés MES² et ERP³ tournant sous Unix/Linux en Java mais aussi sur des automatismes et équipements intelligents dotés de certains systèmes d'exploitation (OS) temps réel. Le consortium OPC UA garantit bien sûr une totale compatibilité avec les anciennes applications : ainsi, les environnements Windows utilisant déjà OPC, en conformité avec WCF⁴, peuvent tirer le plein potentiel des *Web services* **1**.

Outre ces avancées, OPC UA doit remplir et améliorer les exigences non fonctionnelles d'OPC que sont la robustesse, la fiabilité et la performance des communications interautomates. S'inspirant des spécifications OPC XML-DA⁵ (première tentative de fourniture par la fondation OPC de services web basés sur XML), OPC UA assure le codage et le transport binaires

1 OPC UA couvre tous les niveaux de la pyramide de l'automatisation industrielle.



Encadré 1 OPC

OPC (acronyme de *OLE* for Process Control*) fut développé en 1996 par un consortium de grands constructeurs d'automatismes pour définir les spécifications d'une interface ouverte assurant la communication industrielle temps réel entre des équipements de contrôle-commande de marques et de modèles différents (notamment entre le monde des automatismes et celui de la supervision basée sur PC). Ainsi est née la fondation OPC ; chargée de superviser la rédaction et la publication des nouvelles extensions d'OPC, l'association met aujourd'hui l'accent sur l'ouverture, l'interconnectivité et l'universalité de cette architecture, faisant d'OPC l'acronyme d'«*Open Connectivity-unified architecture*».

¹ Mécanisme Microsoft permettant le dialogue d'applications a priori incompatibles, comme visualiser des données de programmes que le logiciel de la machine hôte n'est normalement pas en mesure de traiter ni d'afficher. C'est le cas, par exemple, d'un graphique qu'il faut incorporer (*embedding*) dans un document de type texte : le fichier graphique créé avec un programme de dessin constitue alors un « objet lié » (*object linking*) au fichier édité avec un traitement de texte, toute modification ou mise à jour du contenu de cet objet se répercutant automatiquement dans le document final.

Encadré 2 Métamodèle et modèles d'information

Un « métamodèle » sert à décrire d'autres modèles : ainsi, le métamodèle d'une base de données SQL définit le concept de table, celui d'un langage de programmation objet, les concepts de classes et d'objets, et celui d'un langage automatique de la norme CEI 61131-3, les notions de tâches, de blocs de fonctions, de programmes... Le métamodèle OPC UA définit, entre autres, des objets, types d'objets, variables et types de données.

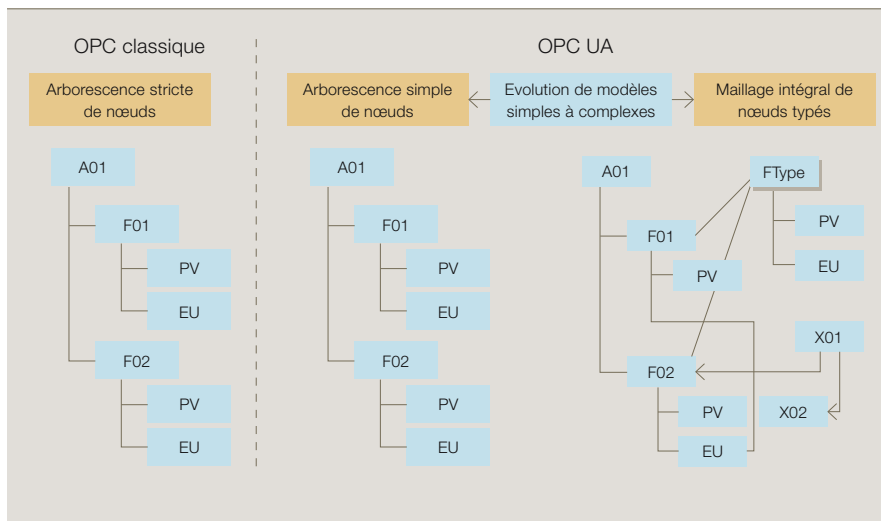
Un « modèle d'information » se base sur un métamodèle définissant une sémantique (signification des données). Dans OPC UA, cela revient principalement à définir des types spécifiques d'objets et de variables, mais aussi des objets et variables ayant une sémantique donnée, comme les points d'accès à l'espace d'adressage d'un serveur. Au sein du métamodèle OPC UA, un modèle d'information dédié analyseurs, par exemple, spécifie des types d'appareils ; le serveur OPC UA peut alors utiliser cette information pour représenter les données collectées de l'analyseur.

Notes

- ¹ Spécification développée par Microsoft en 1993 pour faire dialoguer les composants logiciels de différentes applications ; DCOM lui a succédé en 1996, en réponse aux architectures de réseau réparties.
- ² Solution de pilotage et de surveillance des processus et tâches de production
- ³ Logiciel transversal permettant de gérer et de coordonner toutes les ressources, informations et fonctions de l'organisation, à partir de bases de données partagées.
- ⁴ Plate-forme de programmation permettant de bâtir des applications communicantes.
- ⁵ Extension de la spécification OPC DA assurant l'interopérabilité et l'interconnectivité multiconstructeurs des informations de terrain acheminées via Internet.

Efficacité et normalisation

2 Comparaison des modèles OPC classique/OPC UA



des données (notamment sur TCP/IP), dopant ainsi les échanges ; il intègre également des mécanismes de traitement d'erreurs (perte de messages, par exemple) pour fiabiliser la transmission et répond à un impératif de plus en plus sollicité par les industriels : sécuriser l'accès aux données de l'atelier à partir du réseau bureautique de l'entreprise.

OPC UA peut à long terme faire chuter les coûts de déploiement induits par l'intégration de systèmes utilisant des produits multiconstructeurs.

Cette nouvelle version concentre donc les différentes spécifications OPC pour fournir un point d'accès unique aux données temps réel ainsi qu'aux alarmes et événements historisés d'un système d'automatismes. Contrairement à OPC COM, l'extension UA offre un seul ensemble compact de services génériques d'accès à toutes ces informations.

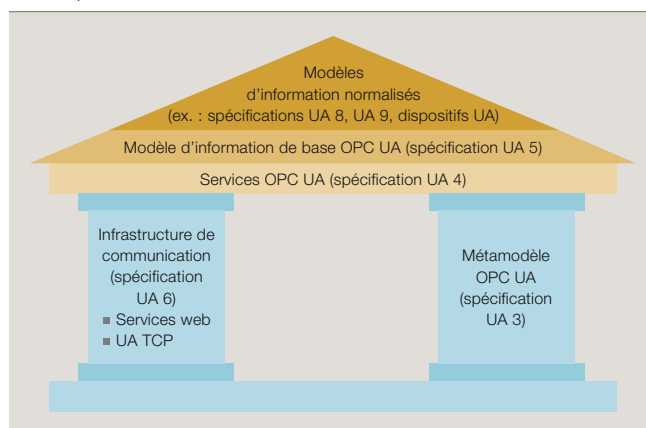
Autre différence : là où OPC possédait un métamodèle très simple **Encadré 2**, aux balises sommairement hiérarchisées, UA fournit un modèle d'information dense et paré de toutes les vertus d'un langage

objet **2** : UA ne donne pas seulement, par exemple, une valeur de température assortie de son unité ; il identifie le type précis de sonde thermique à l'origine de la mesure. Cette information sert aux applications classiques d'OPC COM puisque les mêmes graphiques (composants logiciels et configuration) affichés sur une console opérateur peuvent servir à chaque équipement de même type, dans tout le système ; elle peut élargir son domaine d'emploi aux systèmes MES et ERP, entre autres, pour faciliter l'intégration des données sans devoir échanger des listes de balises qui en donnent la sémantique. Si OPC UA est assez souple pour décrire et exploiter de puissants modèles d'information, il n'en a pas forcément besoin ; un serveur OPC UA peut aussi bien fournir un modèle d'information simple, à l'image des serveurs OPC DA actuels, qu'une masse d'informations.

Principal avantage d'OPC UA sur OPC COM : il autorise la modélisation de l'information tout en facilitant bien d'autres opérations. OPC UA définit un simple lot de « types de base » qui peut être étendu par des modèles d'information spécifiques à l'application, au fournisseur, ou encore normalisés. En fait, il précise la *manière* d'échanger les données tandis que les modèles d'information classiques en stipulent le *contenu*.

Le vif intérêt suscité par ce principe a donné le coup d'envoi de la normalisation des modèles d'information basés sur OPC UA. Les appareils de terrain courants pourraient en effet s'appuyer sur un modèle d'information normalisé pour assurer une véritable interopérabilité multiconstructeur de type *plug-and-play* [1]. Ce modèle, élaboré par la solution FDI (*Field Device Integration*) visant l'unification des standards d'échange entre équipements de terrain, a déjà été étendu par le groupe ADI (*Analyzer Devices Integration*) [2] pour des analyseurs précis. Un groupe de travail, créé en octobre 2008 par PLCopen[®], étudie la compatibilité d'un modèle d'information OPC UA avec les langages de programmation d'automatismes CEI 61131. L'emploi de modèles d'information normalisés élargit le périmètre de l'interopérabilité qui ne se cantonne plus à l'échange des données mais englobe aussi le modèle : une démarche qui, sur le long terme, peut faire chuter les coûts de déploiement induits par l'intégration de systèmes utilisant des produits multiconstructeurs.

3 Les piliers d'OPC UA



OPC UA multiplie les axes d'évolution : il permet aux applications de tourner aussi bien sur des équipements embarqués aux ressources matérielles très limitées que sur les mastodontes de l'informatique centralisée. Normalement, les serveurs de

Note

[®] Association mondiale, indépendante de tout fournisseur et de tout produit, œuvrant à la réalisation d'applications d'automatismes ouvertes et soutenant la mise en application de la norme CEI 61131-3 sur les langages de programmation automatés.

ces environnements hétérogènes ne fournissent pas la même information : rien de comparable entre le serveur implanté sur un équipement embarqué, qui se contente de mettre à disposition quelques données historisées à une poignée de clients, et le serveur d'un centre de traitement abrevant ses milliers de clients d'historiques sur plusieurs années. Cette évolutivité touche aussi la modélisation de l'information OPC UA : un serveur peut tout fournir, d'un modèle très simple emprunté à OPC COM, aux modèles hypersophistiqués regorgeant de métadonnées ultracomplexes. Dans pareil cas, le client peut simplement ignorer cette « surinformation » et fournir une vue élémentaire des données, ou faire amplement usage des métadonnées du serveur.

OPC UA décrit les deux piliers de l'interopérabilité : l'infrastructure de communication, qui définit comment l'information est échangée, et le métamodèle OPC UA, qui indique quelles données sont échangées [3].

Indépendant de l'infrastructure de communication, OPC UA prescrit un ensemble de services abstraits [3] qui peuvent exploiter différentes plates-

formes de communication et utilisent le métamodèle [4] comme base de définition des paramètres correspondant à ces services. Le modèle d'information OPC UA de base [5] fournit des types de données et des points d'accès à l'espace d'adressage du serveur. A ce modèle élémentaire peuvent se superposer des modèles constructeurs ou génériques. OPC UA définit d'ores et déjà plusieurs modèles standard pour l'accès aux données [6], les alarmes et états [7], les programmes [8], les historiques [9] et les fonctions d'agrégation [10]. Il s'accompagne de mécanismes acceptant de multiples modèles d'information sur un seul serveur ; les données sur ces modèles peuvent être lues par les services de façon que les clients n'ayant connaissance que des services soient capables d'accéder à toute l'information. Bien sûr, les clients connaissant des modèles d'information spécifiques peuvent être optimisés en tirant parti de ce capital.

Seul point critique : OPC UA n'est pas directement compatible avec OPC COM car il utilise une technique de transmission différente. Pour y remédier, la fondation OPC a complété son offre d'outils et plates-formes logiciels de communication OPC UA (piles proto-

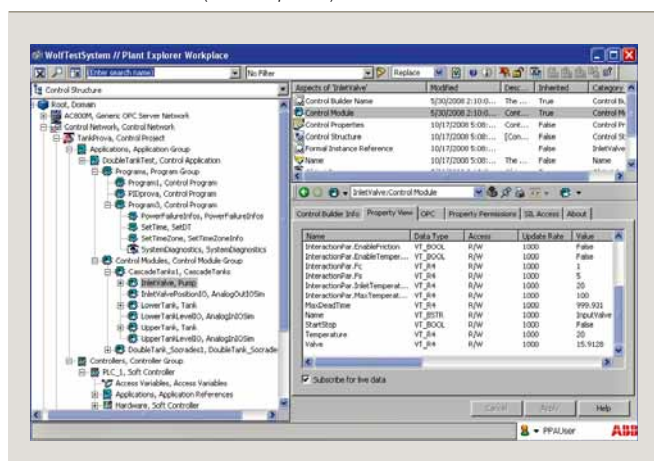
colaires⁷⁾ en ANSI C⁸⁾, Microsoft .NET⁹⁾ et Java) de *wrappers* et *proxies* COM vers UA : les premiers assurent la compatibilité des serveurs OPC COM avec les clients OPC UA, les seconds dotent les clients OPC COM d'un *proxy*¹⁰⁾ pour accéder au serveur OPC UA.

OPC UA chez ABB

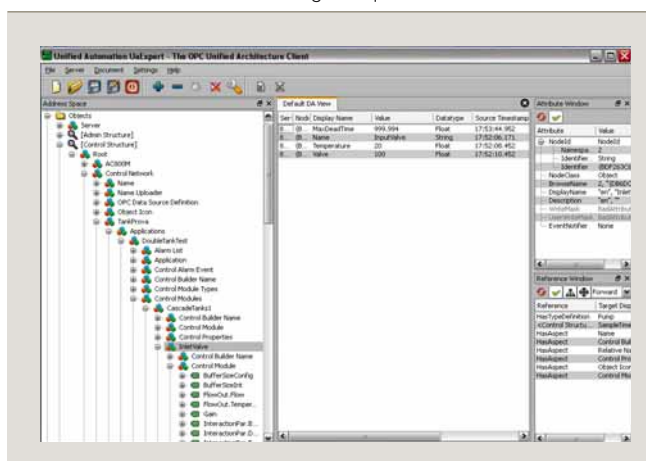
ABB s'est massivement investi dans l'élaboration d'OPC UA. Plusieurs collaborateurs ABB ont participé au groupe de travail de la fondation OPC ; ils ont d'ailleurs édité trois des huit spécifications OPC UA (modèle d'espace d'adressage [4], modèle d'information [5] et modèle de sécurité). Leur expertise des architectures logicielles et leurs liens étroits avec les spécialistes du domaine leur ont permis de statuer sur les développements et technologies nécessaires à l'émergence d'un protocole normalisé sûr, fiable et performant. ABB s'est notamment appliqué à garantir la concordance entre la modélisation de l'information OPC UA et le puissant et bien connu modèle « Aspect Object » de sa plate-forme d'automatisation étendue 800xA. Le centre de recherche institutionnel d'ABB a établi des correspondances entre ces deux concepts pour intégrer des serveurs OPC UA tiers à

4 Ecrans de la plate-forme d'automatisation étendue 800xA

a Ecran natif 800xA (*Plant Explorer*)



b Ecran 800xA utilisant un client générique OPC UA



Notes

⁷⁾ Logiciel exécutant le protocole qui permet d'échanger des données sur un réseau informatique.

⁸⁾ Langage de programmation de l'organisme de normalisation américain ANSI, garantissant la portabilité du code applicatif écrit en C sur tout nouvel environnement.

⁹⁾ Plate-forme logicielle regroupant plusieurs systèmes d'exploitation Microsoft® Windows pour faciliter la création, le déploiement, la portabilité et l'accessibilité de la plupart des applications Windows.

¹⁰⁾ Serveur intermédiaire faisant le lien entre les demandes d'informations et de services des clients (« requêtes ») et les ressources fournies par les serveurs.

Efficacité et normalisation

un automate 800xA (déclaré « client OPC UA ») et, inversement, un automate 800xA (« serveur OPC UA ») à des clients OPC UA tiers 4a et b. Un prototype d'implantation a prouvé que les principes des spécifications OPC UA étaient facilement transposables à l'architecture 800xA.

Ardent partisan d'OPC UA, ABB n'a pas lésiné sur les moyens pour lancer ce nouveau standard d'échange en multipliant les formations et les présentations. En interne, ABB propose un kit de développement logiciel tiers OPC UA, programmé en C++; un portail¹¹⁾ renseigne toute la communauté OPC UA d'ABB sur les dernières évolutions du standard et fournit

des mises à jour du kit de développement.

ABB a également pris part au tout premier programme d'adoption émis par la fondation OPC, en aidant à développer une pile OPC UA en ANSI C et en contribuant au module de sécurité et aux révisions du code. La portabilité de cette pile a déjà permis à ABB de mettre au point une interface VxWorks, célèbre OS temps réel implanté sur de nombreux automates ABB, dont l'AC800M, et l'armoire de commande de robot IRC5. La fondation OPC fournit également une pile s'interfaçant avec Linux et Windows.

Ardent partisan d'OPC UA, ABB a multiplié les formations et présentations pour promouvoir ce nouveau standard d'échange.

Les spécifications OPC UA finalisées, ABB a participé à plusieurs ateliers de la fondation OPC sur l'interopérabilité des applications OPC UA d'ABB avec des installations tierces comme celles d'Iconics, Siemens, Beckhoff, Kepware et OSISoft.

Partie prenante du développement des modèles d'information génériques basés sur OPC UA pour les appareils

Note

¹¹⁾ Tout collaborateur ABB intéressé par une formation ou un accès à ce portail est invité à contacter les auteurs de l'article.

de terrain (FDI) et les analyseurs (ADI), ABB est aussi membre du groupe de travail PLCopen chargé de définir un modèle d'information OPC UA compatible CEI 61131.

Ses présentations et formations en interne, de même que sa participation à plusieurs conférences des développeurs OPC UA et autres événements, soulignent le rôle central du Groupe dans le déploiement d'OPC UA et sa position de leader technologique du domaine. Pour preuve, le premier ouvrage consacré à OPC UA émane des deux auteurs de cet article [1] 5, illustrant la volonté d'ABB de faciliter l'initiation du lecteur aux arcanes de l'interopérabilité industrielle OPC UA tout en approfondissant le sujet pour les plus avertis.

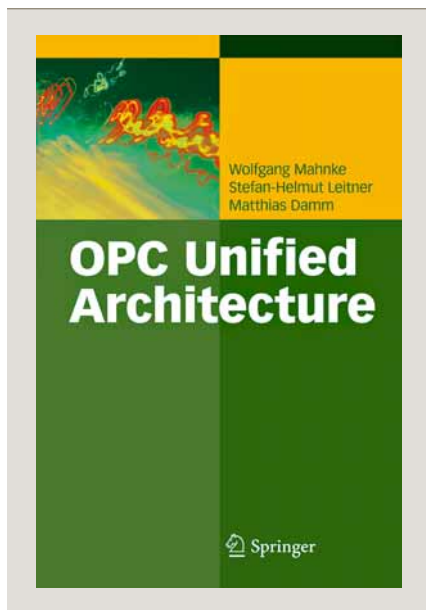
Offre OPC UA

ABB étudie actuellement l'implantation d'OPC UA dans certains de ses produits. D'autres, déjà évalués et certifiés OPC UA, sont en passe d'être commercialisés, comme le superviseur SCADA Vantage™ (prévu pour 2010), ou le sont déjà, tel le système d'analyse de procédés xPAT 2.0.

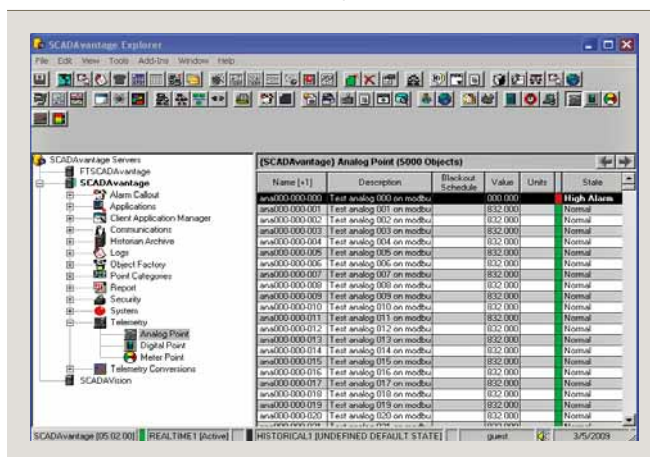
SCADA Vantage™

Le système de supervision SCADA Vantage de l'offre IndustrialIT™ d'ABB est un habitué de l'industrie pétro-gazière 6. Instances et types, données temps réel, alarmes et événements, et historiques constituent les informations pouvant être mises à disposition, de manière native, par l'intermédiaire d'un serveur OPC UA 7 : elles sont alors accessibles en standard, exploita-

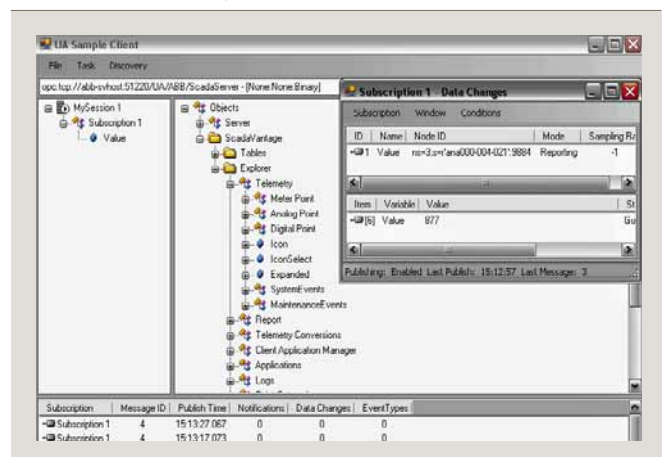
5 Le livre de référence sur OPC UA, par les auteurs de cet article



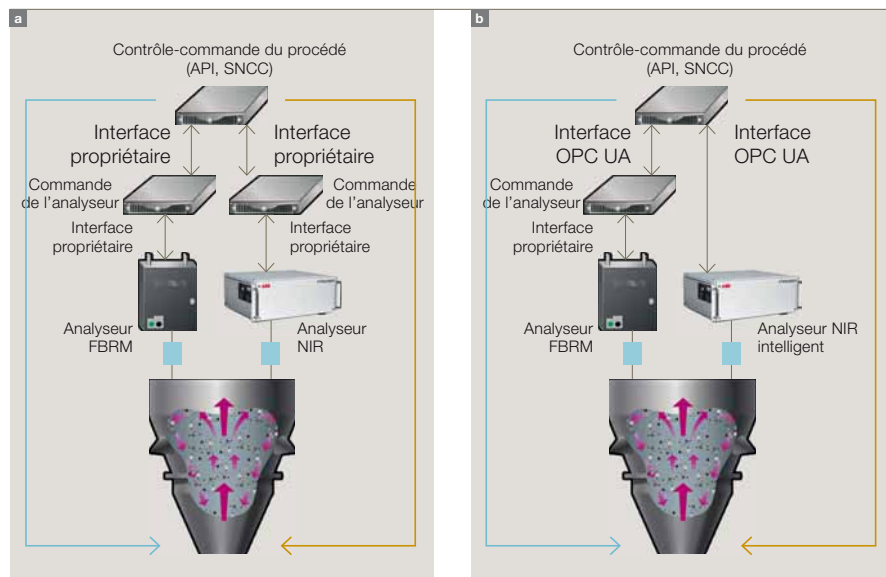
6 Explorateur natif de SCADA Vantage™



7 Ecran SCADA Vantage™ sous OPC UA



8 OPC UA facilite l'intégration des analyseurs sous xPAT, soit par le biais d'une interface propriétaire **a** fournie par la commande de l'analyseur pour chaque appareil, soit par OPC UA **b** pour tous les appareils compatibles avec ce standard.



bles par des produits tiers et intégrables dans d'autres produits ABB qui sont clients OPC UA. Cette configuration est prévue pour le dernier trimestre 2009. Les versions ultérieures auront aussi un client OPC UA pour intégrer les serveurs OPC UA à la supervision SCADA Vantage.

Le système d'analyse de procédés xPAT 2.0 est le premier produit ABB certifié OPC UA.

xPAT 2.0

Une mise à jour majeure du logiciel xPAT d'ABB incluant le support OPC UA a été mise sur le marché au pre-

mier trimestre 2009. Cette version étendue xPAT 2.0 Industrial^{IT} d'ABB favorise l'intégration des mesures analytiques dans le process en standardisant les communications et le contrôle via OPC UA. Grâce à ses puissantes fonctionnalités et capacités d'interconnexion, xPAT permet aux clients des industries chimiques et pharmaceutiques d'instaurer la qualité le plus en amont possible de la conception du produit et tout au long de son cycle de vie, de la découverte du principe actif au développement, puis à la fabrication du médicament.

OPC UA est le passage obligé **8a** et **b** de cette intégration : le serveur peut soit résider dans la commande de l'analyseur, soit directement dans

l'appareil, éliminant ainsi tout matériel supplémentaire. Le modèle d'information ADI permet non seulement de standardiser la transmission des données et le type de données échangées mais aussi les séquences typiques de contrôle.

Et la concurrence ?

Les premiers outils OPC UA de la concurrence sont déjà sur le marché, avant même la publication des spécifications ! Iconics, GENESIS 64 (qui utilise aussi OPC UA pour la communication interne), Beckhoff (TwinCAT), Kepware (KEPServerEx) – ces deux derniers outils tournant sur automates –, et Siemens (SIMATIC NET) sont sur les rangs. Emerson, Honeywell, Wonderware et Yokogawa ne tarderont pas à s'ajouter à la liste des offreurs de solutions OPC UA de bout en bout.

Les données SCADA Vantage sont accessibles en standard, exploitables par des produits tiers et intégrables dans d'autres produits ABB étant clients OPC UA.

Perspectives

OPC UA s'apprête à remplacer OPC classique grâce à une technologie de pointe, à base de modèles d'information standard, dont la performance, la fiabilité et la sécurité révolutionnent l'interopérabilité des automatismes industriels. En prime, les outils de la fondation OPC (wrappers et proxies) garantissent la compatibilité ascendante des produits OPC COM avec ce nouvel environnement OPC UA.

Bibliographie

- [1] OPC Foundation: *Devices*, Draft Version 0.75, Dec. 2008
- [2] OPC Foundation: *Analyzer Devices*, Draft Version 0.30.00, Dec. 2008
- [3] OPC Foundation: *UA Spec. Part 4 – Services*, Version 1.01, Feb. 2009
- [4] OPC Foundation: *UA Spec. Part 3 – Address Space Model*, Version 1.01, Feb. 2009
- [5] OPC Foundation: *UA Spec. Part 5 – Information Model*, Version 1.01, Feb. 2009
- [6] OPC Foundation: *UA Spec. Part 8 – Data Access*, Version 1.01, Feb. 2009
- [7] OPC Foundation: *UA Spec. Part 9 – Alarms and Conditions*, DRAFT Version 0.93q, Nov. 2007
- [8] OPC Foundation: *UA Spec. Part 10 – Programs*, Version 1.00, Jan. 2007
- [9] OPC Foundation: *UA Spec. Part 11 – Historical Access*, Version 1.00, Jan. 2007
- [10] OPC Foundation: *UA Spec. Part 13 – Aggregates*, RC Version 1.0, July 2008
- [11] Mahnke, W., Leitner, S.-H., Damm, M., *OPC Unified Architecture*, Springer Verlag, 2009

Lectures complémentaires

- OPC Foundation: *UA Spec. Part 6 – Concepts*, Version 1.00, Feb. 2009
 OPC Foundation: *UA Spec. Part 7 – Profiles*, Version 1.00 Feb. 2009

Wolfgang Mahnke

Stefan-Helmut Leitner

ABB Corporate Research
 Ladenburg (Allemagne)
 wolfgang.mahnke@de.abb.com
 stefan.leitner@de.abb.com

Traduction simultanée

Avec un nouveau concept d'importation générique des données, ABB simplifie l'intégration des sous-systèmes

Peter Erning, Kurt Langer, Hartmut Rüdele, Dirk Schulz

Traduire d'une langue à une autre n'est pas toujours aisé et une mauvaise traduction peut déboucher sur des malentendus, voire une incompréhension totale. Ce qui est vrai de la communication humaine l'est encore plus des automatismes. Face à la profusion des standards et normes de communication, les échanges entre sous-systèmes et système de contrôle-commande distribué peuvent vite tourner au dialogue de sourds.

Les systèmes de contrôle-commande qui pilotent les usines, les centrales d'énergie ou les postes électriques peuvent être très complexes et intègrent souvent des sous-systèmes de fournisseurs différents. Pour optimiser cette intégration, les données techniques de ces sous-systèmes doivent être accessibles au système de contrôle-commande. La difficulté est donc de traduire ces données dans un format compréhensible par ce dernier. Certes, il est possible de le faire manuellement, mais la tâche est laborieuse avec des risques élevés d'erreurs. ABB a développé un concept de traduction automatique des données techniques des sous-systèmes intégrés à son système d'automatisation étendue 800xA. Des prototypes opérationnels pour ses appareillages basse tension MNS iS et ses systèmes d'automatisation de postes électriques normalisés CEI 61850 sont aujourd'hui disponibles.

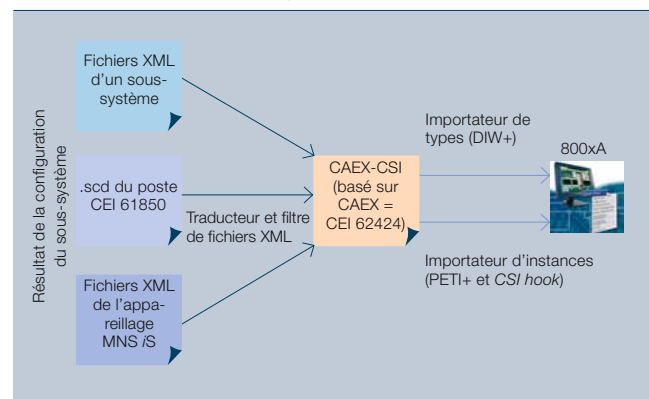


Les premiers systèmes de contrôle-commande distribué pour l'automatisation industrielle étaient des solutions homogènes monofournisseurs. Chaque fournisseur était alors en mesure de proposer la totalité des composants des systèmes et d'assurer leur développement avec leurs propres outils. Or, au fil des ans, les architectures d'automatisation industrielle sont devenues plus hétérogènes; le développement rapide de la micro-électronique a permis de faire descendre sur le terrain des fonctionnalités avancées de contrôle-commande et de régulation.

Dans ce domaine, cela signifie que des sous-systèmes complets se retrouvent désormais intégrés dans les systèmes de contrôle-commande. Or l'architecture de ces sous-systèmes multifournisseurs est différente et ils doivent dialoguer et interagir comme s'ils formaient une seule et même entité. Ainsi, les données issues d'un sous-système doivent être accessibles à tous les niveaux du contrôle-commande. Pour ce faire, l'architecture de développement du sous-système doit être transparente au système de contrôle-commande principal.

Tous les sous-systèmes décrits dans cet article partagent une caractéristique commune, à savoir un processus de développement spécifique qui est indépendant de celui du système de contrôle-commande. A titre d'exemple, citons les bus de terrain qui relient des

1 Concept du système d'intégration



appareils intelligents, des systèmes d'appareillages basse, moyenne et haute tension ainsi que des machines et équipements industriels.

La solution d'intégration idéale serait un outil logiciel flexible capable d'importer automatiquement toutes les données techniques préexistantes d'un sous-système dans le système de contrôle-commande avec un minimum d'intervention manuelle. C'est dans ce but qu'ABB a lancé un projet de recherche pour automatiser l'importation des données techniques de ses appareillages basse tension (BT) MNS *iS*¹⁾ et de ses postes électriques normalisés CEI 61850²⁾ dans sa plate-forme d'automatisation étendue 800xA.

Contexte et problématique

Un projet industriel mobilise généralement différents partenaires et fournisseurs. La complexité du processus de développement et les ressources requises varient selon de multiples facteurs: type d'usine, stade d'avance-

ment du projet, architecture des systèmes, limites de fourniture, spécifications des produits, outils et documentation (formats papier, électroniques et autres, utilisés par des équipes distinctes de différentes entreprises), stockage des données et échange d'informations entre plusieurs structures (sous-systèmes) du projet.

En ce qui concerne le lot «automatisation», le site peut être piloté, à l'échelon supé-

rieur, par un système de contrôle-commande distribué traditionnel et, aux échelons inférieurs, par des sous-systèmes dont certains aspects rappellent ceux du système supérieur sur le plan de l'architecture, de l'instrumentation, du contrôle-commande, de la communication et des outils de développement. Comme exemples, citons les appareils de terrain, les systèmes d'appareillages basse, moyenne et haute tension ainsi que les machines et équipements de production.

Cet article décrit une solution conçue pour récupérer automatiquement toutes les données techniques d'un sous-système requises par un système de contrôle-commande et éviter la ressaisie manuelle de données qui existent

Notes

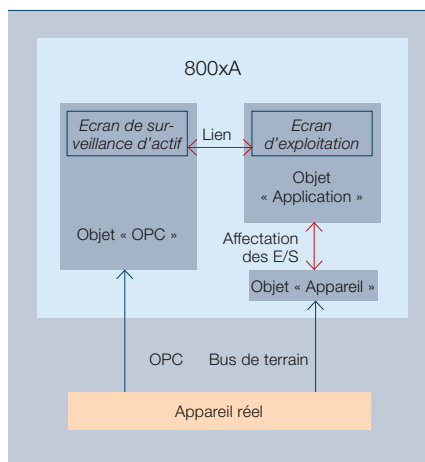
¹⁾ Plate-forme d'appareillages modulaires basse tension d'ABB (MNS = *Modulare Niederspannungs-Schaltanlage*)

²⁾ Norme internationale de communication des systèmes d'automatisation de postes électriques



Efficacité et normalisation

2 Modèle d'objet dans le système 800xA



Encadré Des avantages pour le client et ABB

Le concept et la solution décrits ici offrent les avantages suivants :

- Les interventions manuelles pour l'intégration des sous-systèmes se limitent à la configuration des outils d'importation et à l'enrichissement des types d'objet. Cette tâche est pratiquement indépendante de la taille du sous-système car les instances d'objet sont créées automatiquement. Le temps de développement chute considérablement avec un gain de qualité.
- Le concept permet de répartir les responsabilités des outils d'importation entre le fournisseur du sous-système et celui du système de contrôle-commande.
- Le fournisseur du sous-système n'a pas besoin de tenir compte des interfaces spéciales et des modifications futures du système 800xA. Toutes les mesures d'intégration nécessaires peuvent être modélisées dans un fichier XML (CAEX-CSI) créé par un « traducteur » spécifique du sous-système.
- Le fournisseur du système de contrôle-commande est responsable des outils d'importation communs côté 800xA et d'un deuxième téléchargement en cas de modifications.
- Le concept est conçu pour les protocoles existants et à venir (PROFIBUS, PROfinet IO, CEI 61850, OPC, etc.).
- Les processus de développement avec différents calendriers de livraison sont mieux gérés (cf. « Développements en cours » p. 65).

déjà dans le ou les outils du sous-système.

Dans ce contexte, un « sous-système » doit avoir les caractéristiques suivantes :

1. Ses données techniques sont disponibles dans un format électronique lisible.
2. Il dispose au moins d'une interface de communication ouverte.

Les données techniques peuvent être récupérées manuellement au prix, toutefois, d'efforts inutiles avec un gros risque d'erreurs. Le développement d'outils d'intégration spécifiques au système constitue, par conséquent, une solution intéressante. Pour autant, ces outils doivent très bien connaître à la fois le sous-système à intégrer et le système de contrôle-commande cible (dans notre cas, la plate-forme 800xA d'ABB).

Un concept générique d'importation des données techniques externes dans le système 800xA est donc vivement souhaitable. Le mécanisme d'importation devra créer et configurer automatiquement des objets dans 800xA à partir des données contenues dans les fichiers techniques du sous-système. Il doit non seulement élaborer des objets de communication multiprotocoles (ex., bus de terrain, OPC³), mais également créer une interface commune avec l'utilisateur. Pour exploiter au maximum les avantages de l'architecture orientée objet du système 800xA, celle-là doit également se retrouver dans les structures importées des sous-systèmes. Ces derniers définissent souvent des types d'objets spécifiques au projet qui doivent également être créés dans 800xA et être accompagnés d'une interface graphique personnalisée. Cette adaptation se fera au niveau du type d'objet plutôt qu'au niveau de l'instance. De plus, le concept d'intégration doit déboucher sur une approche générique plutôt que sur des outils d'intégration séparés pour chaque sous-système (afin d'éviter des coûts de maintenance élevés). Le mécanisme d'importation doit également tenir compte des modifications apportées aux données techniques initiales et permettre un deuxième téléchargement (gestion intelligente des modifications). Enfin,

pour minimiser les efforts de maintenance supplémentaires, les outils existants de l'environnement du système 800xA seront, autant que possible, réutilisés.

Approche solution

Pour lever ces difficultés, ABB a développé un concept d'importateur générique dont la topologie est illustrée en 1. Les fichiers de données du sous-système sont transformés en un fichier intermédiaire fourni aux outils d'importation pour créer et configurer les objets correspondants dans 800xA. En utilisant ce fichier intermédiaire indépendant du sous-système, on dissocie effectivement son domaine de connaissance de celui du système de contrôle-commande.

Ce concept fait interagir plusieurs composants logiciels. Pour commencer, un « traducteur » transmet les informations spécifiques au sous-système. En effet, toutes les informations qui existent dans les fichiers XML et doivent être mises à la disposition du système de contrôle-commande sont extraites et transformées en format intermédiaire. Il s'agit, par exemple, des données de commande et de surveillance, des informations de localisation et de documentation. Il faut souligner que les données techniques ne respectent pas nécessairement le modèle orienté objet. Par conséquent, il peut s'avérer nécessaire d'analyser les propriétés de chaque objet, de regrouper les objets semblables et de définir des arborescences correspondantes de types et d'instances.

Le point pivot du concept complet est le format intermédiaire des données (CAEX-CSD)⁴. La syntaxe du fichier intermédiaire est indépendante du sous-système, ce qui permet de le découpler du système de contrôle-

Notes

³ OLE for Process Control. Standard Microsoft de communication temps réel entre automatismes de différents fournisseurs. OLE (Object Linking and Embedding) est également une technologie Microsoft de transfert et de partage d'informations. Cf. « Tous à l'unisson », p. 56

⁴ CAEX (Computer Aided Engineering eXchange) est un format neutre d'échange de données techniques défini dans la norme CEI 62424. CAEX-CSI (CAEX Complex device & Subsystem Integration) est le nom du projet de recherche.

commande. Le fichier contient les définitions des appareils utilisés et des types de sous-système de même que des informations sur la hiérarchie des instances. L'information sur les types peut être stockée explicitement dans le fichier intermédiaire lui-même. Afin de limiter les conversions, il est également possible de spécifier des liens avec les fichiers correspondants de description des appareils (ex., fichiers GSD pour PROFIBUS).

L'importation des informations contenues dans les fichiers intermédiaires se fait en deux étapes. Pour commencer, les informations de types sont analysées et les types correspondants créés dans 800xA. Dans la foulée, les nouveaux types créés peuvent être modifiés manuellement (ex., création d'interfaces graphiques). Ensuite, les informations d'instances sont analysées, la hiérarchie des appareils est définie dans le système de contrôle-commande et les objets des appareils sont instanciés et configurés.

En général, on compte plus d'une instance par appareil **2** : un objet « Appareil » pour récupérer les données techniques brutes et un objet « Application » pour traiter les données et les afficher sur un écran opérateur. En cas de protocole de communication sup-

plémentaire (ex., OPC), il y aura une troisième instance avec une fonction de surveillance d'actif. Le lien entre ces objets est également automatiquement établi par l'importateur d'instances.

Premiers prototypes

Des prototypes opérationnels ont été développés pour deux types de sous-système : le nouvel appareillage BT MNS *iS* d'ABB et les postes MT ou HT normalisés CEI 61850. Dans les deux cas, les fichiers descriptifs XML sont disponibles à partir des outils de développement propres aux sous-systèmes. Les premières versions de « traducteurs » pour l'appareillage MNS *iS* et les postes CEI 61850 sont disponibles.

L'importateur de données CAEX-CSI comprend les composants prototypes suivants **1** :

- DIW (*Device Import Wizard*) utilisé pour importer les types d'objet : il s'agit d'un produit ABB enrichi de plusieurs fonctionnalités (DIW+).
- PETI (*Process Engineering Tool Integration*) : produit ABB existant capable d'importer des instances de CAEX, y compris une gestion satisfaisante d'un deuxième téléchargement en cas de modifications. La prochaine version de PETI répondra à

des exigences supplémentaires de CSI (PETI+).

- Un système spécial d'aspects (*CSI book*) qui garantit que chaque objet reçoit une connexion de travail OPC et un lien correct avec un écran spécifique à l'objet.

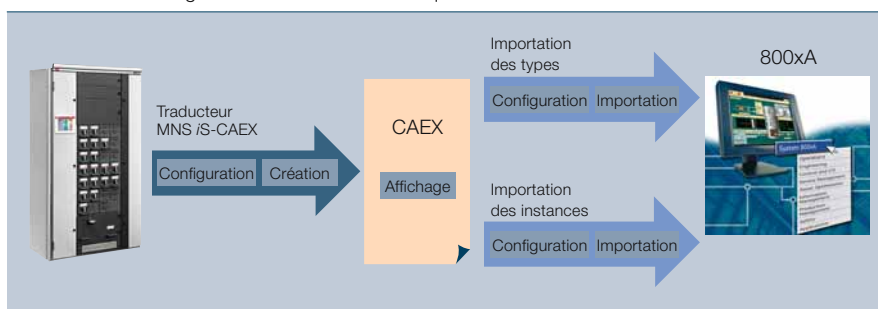
Les processus de traduction et d'importation sont assurés par une plateforme applicative légère. Celle de l'appareillage MNS *iS* est illustrée en **3**. Elle relie les composants précités et guide l'utilisateur au cours des différentes étapes d'intégration.

Développements en cours

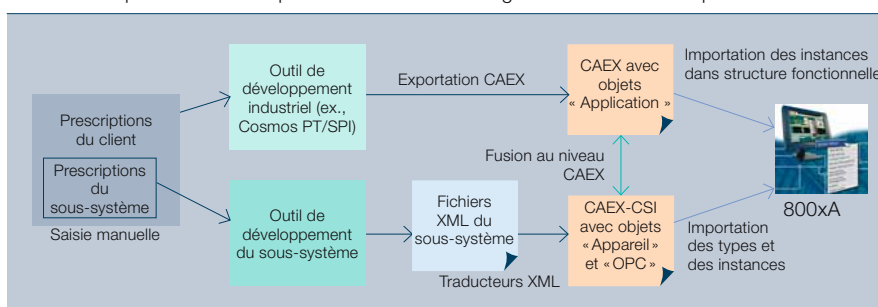
Outre l'intégration d'importateurs prototypes existants dans les produits, d'autres travaux porteront sur les processus de développement en général. Dans le cadre d'un projet industriel, il n'est pas rare de décider des spécifications des sous-systèmes après le développement du système de contrôle-commande. Par conséquent, des données supplémentaires provenant d'outils de développement industriel (ex., Cosmos d'Innotec ou SmartPlant d'Intergraph) doivent également être utilisées et seront fusionnées avec les données provenant du sous-système **4**.

Cet article, publié initialement par © *atp international* 1/2008 (Oldenbourg Industrieverlag GmbH) sous le titre *Subsystem Integration – Facing the Challenge of Cost Effective Plant Engineering*, a été adapté pour cette parution de la *Revue ABB*.

3 Processus d'intégration des données techniques



4 CAEX simplifie la fusion de plusieurs modes d'échange de données techniques



Peter Erning

Kurt Langer

Hartmut Rüdeler

Dirk Schulz

ABB Corporate Research

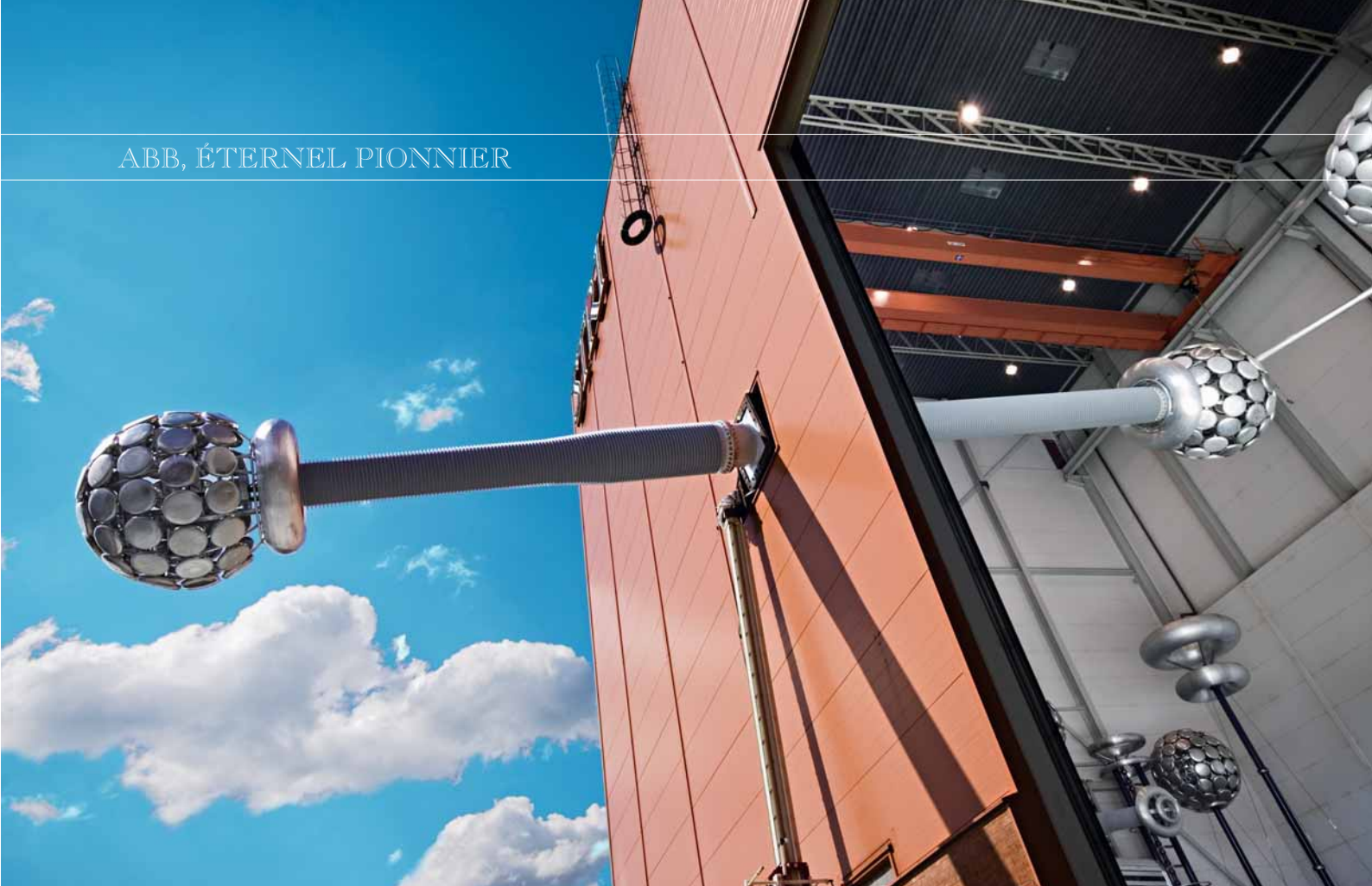
Ladenburg (Allemagne)

peter.erning@de.abb.com

kurt.langer@de.abb.com

hartmut.ruedeler@de.abb.com

dirk.schulz@de.abb.com



Traversées haute tension

Un siècle de progrès
Lars Jonsson, Rutger Johansson

La fiabilité a toujours été un critère clé de conception des matériels électrotechniques. La durée de vie exceptionnelle des transformateurs de puissance, souvent supérieure à un demi-siècle, en est l'exemple parfait. Ce critère est tout aussi fondamental pour les traversées haute tension (HT), composants essentiels de tous les réseaux électriques qu'elles protègent des contournements à la terre.

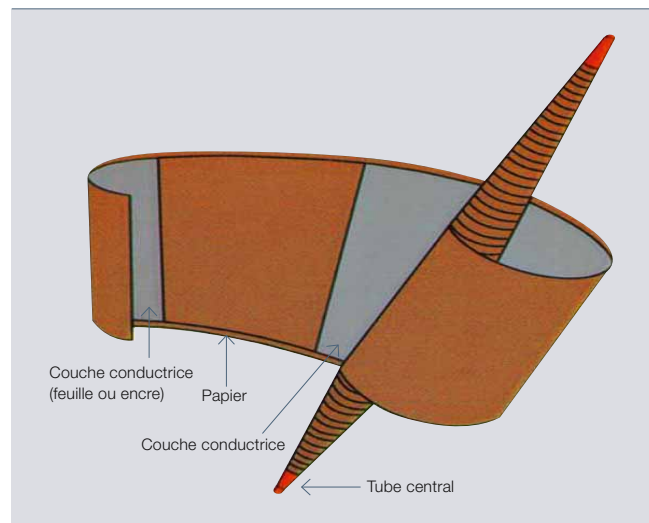
Même si, pour beaucoup, la traversée n'est guère plus qu'un isolateur creux en porcelaine logeant un ou plusieurs conducteurs, elle joue un rôle très important et fait appel à des techniques pointues de conception et de fabrication pour lui conférer une durée de vie supérieure aux exigences applicatives.

En une centaine d'années, ABB a accumulé un savoir-faire unique dans les traversées et utilise aujourd'hui des outils de calcul et de conception perfectionnés ainsi que des matériaux et des techniques de fabrication de pointe. Premier producteur mondial de traversées, l'usine ABB de Ludvika en Suède dispose d'un outil industriel ultramoderne, capable de répondre à la croissance de la demande comme à la hausse des niveaux de tension et des exigences de fiabilité.

ABB, ÉTERNEL PIONNIER

Une traversée est un isolateur qui fait passer les conducteurs HT à travers la cloison d'un matériel électrique mis à la terre. Réaliser cette fonction en toute sécurité sans contournement est un véritable défi en raison des très faibles dimensions de la traversée par rapport à celles de l'équipement qu'elle raccorde. En effet, la nature et le niveau des contraintes (tension électrique, courant thermique et efforts mécaniques) à gérer déterminent les caractéristiques dimensionnelles et les performances de la traversée sur sa durée de vie.

1 Vue schématisée du condensateur



dispositif fermé, complètement isolé de son environnement.

Les deux matériaux principalement utilisés pour isoler les traversées-condensateurs HT sont le papier imprégné d'huile et le papier imprégné de résine. Ce dernier a permis d'améliorer considérablement les performances générales des traversées. Le condensateur, d'une conception légèrement différente, est imprégné sous vide d'une résine époxyde pour former un élément d'une seule pièce sans huile 2.

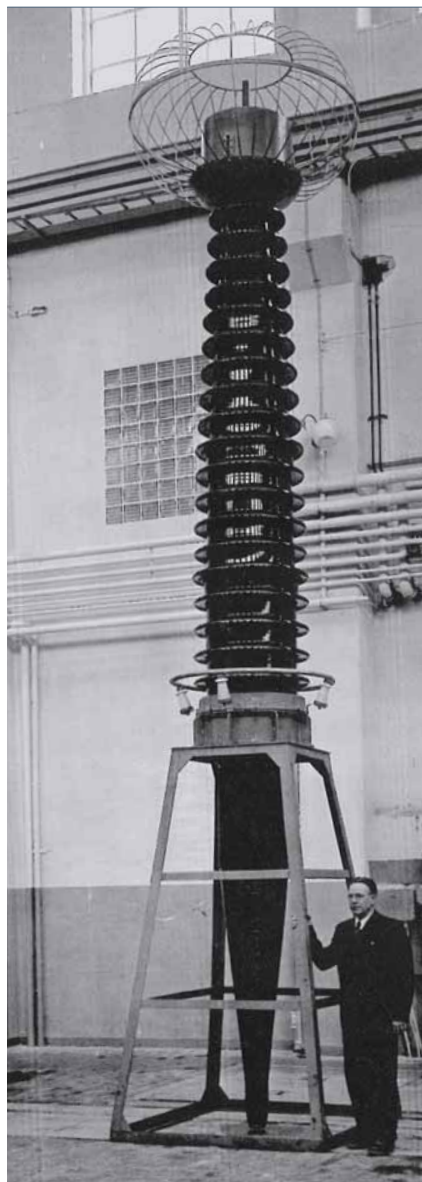
Traversées-condensateurs HT

Les traversées-condensateurs résistent mieux aux contraintes électriques grâce à l'interposition de couches conductrices en aluminium de répartition du potentiel. Ces couches diminuent le gradient du champ et le répartissent de manière radiale et axiale sur toute la longueur de l'isolateur 1. Leur disposition en couches coaxiales permet d'optimiser l'équilibre entre le contournement externe et la résistance à la perforation interne (rigidité diélectrique du condensateur).

Au début du XX^e siècle, les traversées étaient isolées à sec, fabriquées en papier Bakélite (enduit de résine) et feuille d'aluminium, avec une bride collée au condensateur et un isolateur en porcelaine.

La conception de base des traversées-condensateurs n'a pas varié pendant des années. Des couches de papier spécial enveloppent le conducteur et des électrodes métalliques, placées aux points stratégiques de l'enroulement, contrôlent le champ électrique de la traversée. Le cylindre est imprégné d'huile minérale pour transformateur ou de résine époxyde pour renforcer la rigidité diélectrique au-delà de celle obtenue avec du papier non imprégné. La traversée est donc un

Traversée 400 kV CA des années 1950



Les deux types de papier imprégné sont conçus et fabriqués pour de longues durées de vie et un fonctionnement fiable garantissant de faibles décharges partielles à des tensions bien supérieures aux valeurs nominales et de larges marges d'échauffement et d'emballement thermique.

L'isolant externe peut être en céramique ou en polymère. Les isolateurs en céramique, utilisés depuis longtemps, continueront de l'être pendant de nombreuses années, même si l'industrie cherche de plus en plus à les remplacer par un matériau plus performant pour réduire les coûts tout en améliorant la sécurité, la tenue sismique et la résistance à la pollution, et en réduisant le poids des isolateurs.

Contrôler la tension électrique, le courant thermique et les efforts mécaniques pour bien dimensionner les traversées revêt une importance cruciale.

Pour satisfaire autant que possible un marché aux besoins très diversifiés, les traversées sont configurables et fabriquées pour des tensions réseau jusqu'à 1100 kV en alternatif (CA) et 800 kV en continu (CC), voire plus à des fins d'essai. La plus grande traversée jamais développée et fabriquée à Ludvika mesurait 15 m de long pour une

ABB, ÉTERNEL PIONNIER

tension alternative de 1800 kV. Si l'usine peut envisager des niveaux de tension ou des longueurs encore supérieurs, le marché ne dépasse pas aujourd'hui les valeurs de 1100 kV CA et 800 kV CC.

Retour sur un siècle de traversées

Au début du XX^e siècle, les traversées étaient isolées à sec, fabriquées en papier Bakélite (enduit de résine) et feuille d'aluminium, avec une bride collée au condensateur et un isolateur en porcelaine. Elles supportaient des tensions de 190 kV maximum.

Dans les années 1960, les traversées à imprégnation d'huile prédominaient ; elles représentent encore aujourd'hui plus de 80 % du marché.

La tension fut portée à 220 kV dans les années 1930 avec les couches semi-conductrices en graphite, concept encore utilisé aujourd'hui par certains fabricants. L'espace entre le condensateur et l'isolant externe est rempli d'huile et est ouvert côté transformateur.

La tension passa à 400 kV dans les années 1940 qui virent l'apparition de

condensateurs imprégnés d'huile et placés à l'intérieur d'une enveloppe isolante en huile et porcelaine.

Ces premières traversées étaient toutefois caractérisées par des décharges partielles et un facteur de dissipation ($\tan \delta$) élevés, qui augmentaient avec la tension réseau. Si elles convenaient aux faibles tensions, elles trouvèrent leurs limites face aux applications aux tensions croissantes. Au début des années 1960, alors que les tensions passaient à 765 kV, cette technologie déjà ancienne fut remplacée par le papier imprégné d'huile. ABB livra les premières traversées 705 kV au Canadien Hydro-Québec.

A cette époque, les traversées à imprégnation d'huile prédominaient (elles représentent encore aujourd'hui plus de 80 % du marché). Les progrès de cette technologie marquèrent l'arrêt de la production des traversées en papier imprégné de résine. Les traversées à sec n'ont depuis cessé de gagner des parts de marché.

Le développement de traversées pour systèmes à courant continu haute tension (CCHT) 600 kV débuta dans les années 1970, alors que des installations d'essais commençaient à exiger des traversées dimensionnées pour 1800 kV CA. Dans les deux cas, il s'agissait de traversées isolées dans

l'huile mais de conception très différente.

Le développement des traversées à sec, qui débuta dans les années 1960 en Suisse dans l'usine ABB jumelle de celle de Ludvika, déboucha sur la fabrication de traversées de 420 kV en 1989 et de 525 kV en 1996. La résurrection de la technologie «sèche» résulte directement de l'avènement de nouveaux outils de calcul plus puissants et de progrès dans les matériaux et les techniques de fabrication.

En 2006, des transformateurs et traversées de cloisons CCHT pour 800 kV CC furent développés et validés par des essais complets de courte et longue durées. Les propriétés des matériaux évoluant dans le temps en raison des contraintes CC, des essais de longue durée permettent de valider les caractéristiques CC avant la mise en exploitation du nouveau produit. L'expérience acquise en conception et procédés de production ainsi que les nouveaux outils de calcul ont permis de tenir compte de mécanismes complexes comme la migration ionique ou la répartition de charges dans le temps. Le prochain palier à atteindre pourrait bien être les 1000 kV CC, suite logique des connaissances accumulées lors du développement des traversées 800 kV CC.

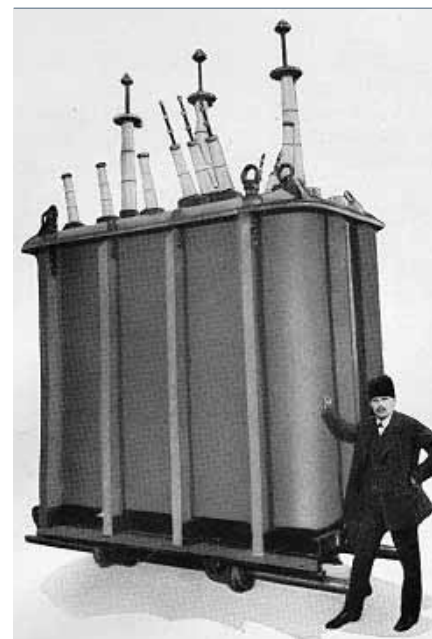
2 Imprégnation des traversées à résine



3 Installation d'une traversée 1100 kV CA (2008)



Transformateur du début du XX^e siècle



ABB, ÉTERNEL PIONNIER

En 2007, ABB conçut et fournit à la Chine des traversées CA jusqu'à 1 100 kV; après de longues années, le niveau de tension des réseaux CA pouvait passer de 800 à 1 100 kV ³. Pour ce faire, ABB s'est appuyé sur sa maîtrise des traversées 1 800 kV acquise dans les années 1970.

Le développement de traversées pour des tensions toujours plus élevées et des applications de plus en plus complexes exige un socle solide de connaissances et d'expérience, ainsi que des moyens d'essais pour des tensions très supérieures aux valeurs nominales. Sur tous ces plans, ABB est prêt à relever les défis.

Défis techniques

Les difficultés techniques sont évidemment inhérentes à la complexité de tels dispositifs dont la tension maximale est généralement limitée par leurs dimensions physiques (ex., augmentation de la rigidité diélectrique avec la longueur). Une autre complication surgit à des niveaux de tension élevés: l'échauffement diélectrique de l'isolant. Si les pertes diélectriques peuvent être négligées aux basses tensions dans une traversée bien conçue, ce n'est plus le cas aux hautes tensions.

Le facteur de dissipation thermique d'un matériau isolant connaît son minimum à 60 °C environ puis augmente avec la température. La chaleur doit être dissipée via l'isolant et la surface de la traversée. Ainsi, chaque traversée possède sa propre limite dont le franchissement se traduit par une dissipation insuffisante de la chaleur et donc une élévation de température incontrôlée. Ce phénomène d'emballage thermique peut entraîner un claquage.

La limite de dissipation est appelée «stabilité thermique». Les traversées doivent, bien évidemment, offrir une stabilité thermique totale à leur niveau de tension maximal tout en tenant compte des pertes ohmiques du courant de charge et des pertes capacitives décrites précédemment. Les courants maximaux admissibles pour une traversée donnée et les pertes diélectriques dues à la tension doivent donc être évalués à la fois ensemble et séparément. Pour une traversée bien conçue,

les pertes diélectriques et le courant nominal ne sont pas critiques, et les exigences de faibles pertes n'influent pas sur la durée de fonctionnement.

La technologie du papier imprégné de résine pose des défis bien plus sérieux que celle du papier imprégné d'huile. En effet, l'imprégnation d'huile sous vide est un procédé relativement simple et tolérant en ce sens que l'huile remplit toutes les parties de la traversée et reste à l'état liquide pendant

toute sa durée de vie. Le développement et la fabrication de produits sans vide exigent une attention particulière et l'utilisation d'outils de conception très modernes.

Pour simuler l'intégralité du procédé spécial de fabrication où interviennent réaction exothermique, retrait thermo-chimique et circulation de l'air, des équations mathématiques ad hoc doivent être incluses aux modèles théoriques. La modélisation par simulation

Transformateur Konti Skan II équipé de traversées fabriquées à Ludvika (Konti Skan est la liaison CCHT entre le Danemark et la Suède.)



Transformateur-convertisseur 800 kV CC (2008)



ABB, ÉTERNEL PIONNIER

Nouveau laboratoire d'essais très haute tension (2009)



autorise une analyse cause-effet sans laquelle différents défauts peuvent survenir : durcissement irrégulier, gradients de température élevés, échauffements localisés, efforts-déformations importants (fissures) et retrait. Outre les simulations numériques du procédé de fabrication, le choix des matériaux est prépondérant ; en effet, les matériaux isolants doivent être parfaitement adaptés à l'optimisation de la fabrication sans négliger la performance opérationnelle.

Tant les traversées à papier imprégné d'huile que celles à papier imprégné de résine sont des produits complexes qui, comparés à l'offre actuelle sur le marché mondial, exigent des investissements massifs en équipements et en recherche-développement. Leur complexité croît considérablement avec les niveaux de tension et de courant ; pour se différencier de la concurrence, ABB crée pour ses clients des traversées optimisées de haute technologie.

Assurance qualité

Les procédés de fabrication des traversées, après des décennies de progrès

ininterrompu, sont devenus extrêmement performants. Bien évidemment, cela ne signifie nullement que les avancées ne sont plus possibles.

ABB est à la pointe de l'optimisation des procédés, cherchant sans cesse à renforcer la fiabilité et la qualité de ses produits. Pour preuve, les équipements ultramodernes utilisés aux étapes de fabrication les plus critiques, notamment les machines qui contrôlent l'enroulement et l'interposition des couches conductrices des condensateurs, les outils informatiques et les machines utilisés par notre personnel très expérimenté pour gérer et contrôler les phases de séchage et d'imprégnation.

Autre domaine qui a connu des progrès fulgurants ces dernières années : l'analyse statistique des procédés et le contrôle automatique des valeurs limites grâce à la mise en œuvre de nouvelles technologies.

Un réseau mondial d'alerte a été mis en place, demandant à toutes les unités ABB de signaler tout événement

majeur sous 24 heures. Ces événements sont classés, analysés et hiérarchisés au cours de réunions pluridisciplinaires. Les actions préventives ou correctives sont alors mises en œuvre en conception et en fabrication.

ABB est un acteur de premier plan du marché des traversées avec des sites de développement et de fabrication au Brésil, en Chine, en Inde, en Russie, en Afrique du Sud, en Suisse, aux États-Unis et, tout particulièrement, en Suède.

Lars Jonsson

Rutger Johansson

ABB Power Products

Ludvika (Suède)

lars.jonsson@se.abb.com

rutger.johansson@se.abb.com

Lectures complémentaires

Holau, W., Stucki, F., « Poste de garde », *Revue ABB*, 4/2008, p. 20-24

Heinemann, L., Besold, F., « Un appareillage compact et fiable », *Revue ABB*, 1/2009, p. 92-98

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

Edition

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.

Publisher and copyright ©2009
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

Brigitte Fessard
bfessard@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: 1013-3127

www.abb.com/abbreview

Dans le numéro 4/2009



Festival d'innovations

Tout ce qui relève de la nouveauté, de l'inédit ou de l'inaccessible a quelque chose de fascinant. Chez ABB, cette passion de l'innovation est encore décuplée si une nouvelle idée peut se traduire en de réels atouts pour les clients et la société. Par centaines, nos chercheurs et ingénieurs sont, dans le monde entier, à l'affût des innovations qui dicteront les produits et applications de demain.

Le 4^{ème} numéro de la Revue ABB est traditionnellement consacré aux meilleures innovations de l'année. Les choisir n'est pas une tâche facile et les quelques « heureuses élues » ne sont qu'un florilège de nos réalisations.

L'une d'elles est illustrée ci-dessus : le panneau de commande **Busch-priOn®**, qui s'inscrit dans l'offre domotique Busch-Jaeger (société du Groupe ABB) pour la gestion centrale des espaces de vie personnalisés. Son design futuriste s'accompagne d'une innovation remarquable : la couleur de l'écran change au gré du contexte et de la fonction, facilitant le maniement intuitif de cette puissante interface graphique. Ce qui lui a valu d'être couronnée du fameux point rouge, label de qualité et d'innovation, de l'institution *Red Dot Design*, pour sa modernité et son ergonomie.



Cities that consume 30% less energy?

As a leading producer of energy-efficient solutions, ABB helps deliver major power savings, without compromising performance. Our lighting control systems can deliver power savings of up to 50 percent, and our building automation up to 60 percent. While everyone else is talking about energy prices, power shortages and climate change, ABB is doing something about it, right here, right now. www.abb.com/energyefficiency

Certainly.

Power and productivity
for a better world™

