



Les dessous de la prise électrique

KNX : réseau intelligent pour le bâtiment

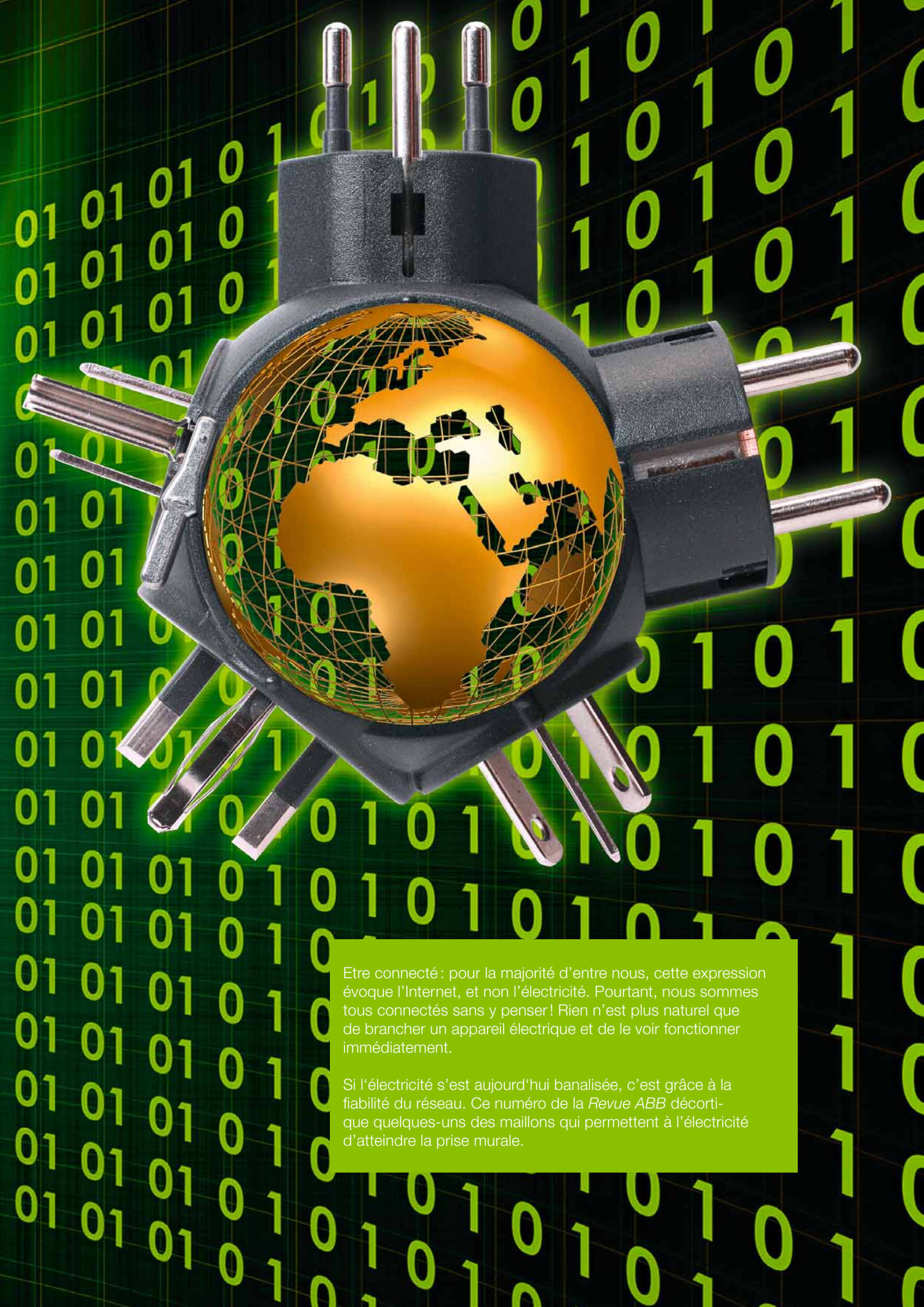
Page 14

Vaut-il mieux transporter l'électricité
ou le charbon ?

Page 48

Moteurs électriques : 125 ans que ça tourne !

Page 81



Etre connecté : pour la majorité d'entre nous, cette expression évoque l'Internet, et non l'électricité. Pourtant, nous sommes tous connectés sans y penser ! Rien n'est plus naturel que de brancher un appareil électrique et de le voir fonctionner immédiatement.

Si l'électricité s'est aujourd'hui banalisée, c'est grâce à la fiabilité du réseau. Ce numéro de la *Revue ABB* décortique quelques-uns des maillons qui permettent à l'électricité d'atteindre la prise murale.



Le progrès en prise directe

Dans son rapport *World Energy Outlook 2007*, l'Agence internationale de l'Energie (AIE) anticipe un doublement de la consommation électrique mondiale d'ici à 2030. Si la part de l'électricité représente aujourd'hui 17% du bouquet énergétique de la planète, elle passerait à 22% à cette échéance. Pour y répondre, plus de 20 billions de dollars d'investissements seront nécessaires.

En Occident, le système électrique, longue chaîne dont les maillons sont les centrales de production et les réseaux de transport et de distribution, s'est considérablement développé depuis plus d'un siècle. Aujourd'hui, une part importante des infrastructures doit être modernisée et adaptée aux nouvelles sources d'énergie et aux nouveaux modes de production. Dans les pays émergents et en forte croissance, les systèmes électriques doivent être renforcés pour accompagner le développement économique.

Le consommateur, chez qui l'électricité arrive par la prise, est rarement conscient de la formidable infrastructure qui se cache derrière celle-ci. Pour lui, il s'agit d'un bien de consommation parmi d'autres de notre société.

Ce numéro de la *Revue ABB* vous entraîne au cœur du système électrique pour vous faire découvrir son incroyable complexité et la diversité des équipements. Leader à la fois sur ses marchés et dans les différentes technologies, ABB est présent à chaque maillon de la chaîne. Nous présentons les défis auxquels sont confrontés nos ingénieurs et chercheurs ainsi que les voies empruntées par le progrès technique.

De la prise murale à la centrale de production, en passant par l'installation électrique de nos habitations, les réseaux de transport en haute tension (HT) et de distribution en moyenne tension (MT) : ABB ajoute de la valeur à chaque étape, cherchant même à renforcer l'efficacité du stockage et du transport des énergies primaires utilisées dans les centrales.

Le récent concept de production décentralisée modifie en profondeur les règles de gestion des réseaux et pose des problèmes de topologie, de stockage de l'électricité et de qualité de la fourniture. Les réseaux intelligents sont un

domaine où la recherche est extrêmement active : les projets *SmartGrid* en Europe et *Intelligrid* aux Etats-Unis associent l'industrie et les chercheurs universitaires. ABB est bien entendu partie prenante de tous ces projets.

La technologie ABB est également aux avant-postes pour raccorder les fermes éoliennes maritimes, dont la taille ne cesse de croître, au réseau électrique terrestre via des câbles sous-marins. Le système CCHT est une solution compétitive pour transporter l'électricité produite dans des régions isolées vers les mégapoles, cas de figure de plus en plus fréquent dans les économies en progression rapide.

Alors que les modes de gestion et d'interconnexion des réseaux et des ouvrages évoluent, la technologie des constituants (disjoncteurs, instruments de mesure, transformateurs, etc.) progresse à un rythme foudroyant, souvent ignoré du grand public. Parallèlement, les postes électriques, véritables centres névralgiques, ne cessent de gagner en compacité.

Cette évolution est tirée par les mutations de la société : urbanisation, industrialisation, démographie, impact environnemental et contraintes légales. La ligne stratégique et la vision technologique d'ABB s'articulent autour de ces tendances de fond.

Nous avons publié, en septembre 2007, notre stratégie pour les cinq prochaines années, prévoyant d'accentuer nos efforts de R&D pour trouver des solutions d'avenir à ces questions.

Dans ce numéro de la *Revue ABB*, je vous invite à explorer avec nous les dessous technologiques de la prise électrique.

Peter Terwiesch
Directeur des technologies
ABB Ltd.

Revue ABB 1/2008

Les dessous de la prise électrique

Une chaîne de valeurs complète

6

Prise de conscience

La *Revue ABB* vous entraîne dans un fabuleux voyage au pays de la fée électricité.

8

Energie électrique

Comment relever les défis des décennies à venir ?

Distribution

14

Energétique, intelligente et écologique

L'automatisation du bâtiment devient simple comme bonjour grâce au système KNX.

18

Arc Eliminator

Lorsque l'arc électrique menace, *Arc Eliminator* est là pour protéger les équipements et renforcer la sécurité des opérateurs.

Transformateurs et postes

24

Il y a une vie après le court-circuit !

Le secret d'une bonne tenue aux courts-circuits réside dans la qualité de la conception et l'exhaustivité des essais.

29

Les transformateurs en garde à vue

Mieux surveiller pour mieux gérer : tel est le rôle du suivi d'état.

34

L'évolution des postes électriques

ABB repousse les frontières de l'intégration, de la compacité et de la simplicité.

39

Grandir en gardant la ligne

Ne perdez plus le fil avec la gamme complète de solutions de gestion de réseaux ABB !

44

Quand l'intelligence vient aux réseaux...

L'automatisation intelligente offre de nouvelles perspectives à la gestion active des réseaux électriques.

48

Frais de déplacement

Est-il préférable de construire les centrales électriques à proximité des sources d'énergie ou des centres de consommation ?

Extraction et production

52

Alimenter en énergie électrique les plates-formes *offshore*

Grâce à HDVC Light®, écologie et économie ne sont plus antinomiques.



8

57

Faites bouillir la marmite !

Le régulateur multivariable prédictif BoilerMax met les chaudières vapeur sous pression, à moindre coût.

63

Les réseaux de la dernière chance

La communication sans fil prolonge la durée d'exploitation des plates-formes pétrolières.

67

Les lauriers de la victoire !

Une centrale électrique flottante pour alimenter les plates-formes *offshore* de la mer Caspienne.

Sécurité

71

Entrée interdite !

L'espace de sécurité 800xA monte la garde pour assurer la protection de votre réseau.

76

L'avenir sous contrôle

Les services de télésurveillance et de téléconduite d'ABB : la performance sans le risque.

ABB, éternel pionnier

81

125 ans que ça tourne !

Il y a 125 ans, Wenström inventait le moteur. Depuis, ABB n'a eu de cesse d'innover dans ce domaine.



14



39



76



Prise de conscience

La prise électrique est l'ultime maillon d'une longue chaîne de production-transport-distribution.

Friedrich Pinnekamp

Dans nos sociétés modernes, brancher un sèche-cheveux ou un ordinateur à la prise électrique se fait sans se poser de question. En moins d'un siècle, l'électricité est devenue la forme d'énergie la plus utilisée, s'imposant partout dans le monde.

La simple prise murale est l'ultime maillon d'une longue chaîne de transformation complexe que nous vous invitons à découvrir. Depuis les balbutiements de la fée électricité jusqu'à l'interconnexion des systèmes électriques actuels, ABB a toujours été aux avant-postes du progrès dans ce domaine.

Les premiers gardiens de la sécurité des utilisateurs sont, juste derrière la prise électrique, les fusibles et contacteurs aux formes très diverses selon leur usage résidentiel et industriel **1**. S'ils étaient électromécaniques à l'aube de l'électrification, ils deviennent aujourd'hui « intelligents » grâce aux progrès des technologies de l'information. Dans les immeubles modernes, ils communiquent parfois entre eux ou avec des systèmes d'automatisation de niveau supérieur pour réguler et optimiser la consommation électrique de multiples applications.

Les disjoncteurs basse tension (BT), également placés à faible distance des prises électriques, coupent rapidement les très forts courants afin de protéger les sites desservis (habitations ou usines). Ils assurent aussi une fonction de sécurité en cas de court-circuit en tout point du réseau.

Pour éclairer, chauffer, climatiser, etc., des lieux de grande consommation comme les centres commerciaux, l'électricité doit être distribuée à un niveau de tension supérieur. Pour ce faire, les réseaux moyenne tension

(MT) sont jalonnés de transformateurs, de disjoncteurs et d'appareils de mesure regroupés dans des postes électriques. Entre ces postes et les consommateurs, l'électricité circule dans des câbles.

Ces postes MT (parfois de simples coffrets installés en bordure de route) se font de plus en plus discrets car, dans ce domaine, le progrès technologique rime avec compacité, intégration fonctionnelle et automatisation croissante avec une évolution vers des systèmes autocontrôlés.

On distingue globalement deux modes de production d'énergie électrique. D'une part, la production décentralisée avec des moyens locaux (groupes électrogènes au Diesel, éoliennes, piles à combustible ou microcentrales) placés au plus près des consommateurs. D'autre part, la production centralisée dans des unités de très grandes tailles qui, à partir d'une énergie primaire (hydraulique, nucléaire, charbon, fioul ou gaz), produisent plusieurs centaines de mégawatts, voire des gigawatts, d'électricité.

L'électricité qui sort de ces « centrales » est transportée sur de longues distances par des lignes à haute tension (pour limiter les pertes en ligne). Elle emprunte ensuite des réseaux de distribution qui alimentent les zones consommatrices (usines, supermarchés, villes, etc.). En sortie d'alternateur, la tension de quelques dizaines de kilovolts (kV) est élevée à plusieurs centaines de kV dans des postes de transport. A l'autre bout de la ligne, elle subit l'opération inverse pour sa distribution. Au cœur de ces postes de transport, on trouve de gros transformateurs et de puissants disjoncteurs qui sont soit isolés dans l'air sur le site d'installation, soit livrés sous la forme d'un appareillage à isolation gazeuse plus compact.

Il va sans dire que ces postes sont hautement automatisés. Ils constituent

1 La sécurité au contact de la prise électrique



2 Conduite et optimisation de la production dans une centrale électrique



les nœuds d'un système d'automatisation qui couvre des territoires très étendus, souvent des pays entiers et parfois des zones transfrontalières interconnectées. L'interconnexion croissante des réseaux nationaux impose de garantir la stabilité de très nombreuses centrales électriques et zones de consommation. C'est ici qu'interviennent les systèmes de conduite et de surveillance des réseaux à grande échelle (WAMS).

Le transport massif d'énergie électrique sur de longues distances se fait soit en courant alternatif (CA), soit en courant continu (CC), chaque solution ayant des domaines d'application privilégiés. Ces deux technologies bénéficient de progrès à la fois dans les systèmes flexibles à courant alternatif (FACTS) et dans les liaisons courant continu en haute tension (HVDC Light®).

La prise électrique est l'infime partie émergée d'un fabuleux système. Prenons-en conscience!

La production décentralisée (ou locale) pose un nouveau défi auquel répond le concept innovant de « réseaux intelligents ». En effet, c'en est fini du clivage entre producteur et consommateur, ce dernier pouvant maintenant vendre au réseau son surplus d'auto-production. La gestion d'un tel système est une tâche ardue à laquelle les ingénieurs commencent seulement à s'atteler. En réalité, réseaux intelligents et réseaux à grande échelle sont étroitement liés, de quoi renforcer la complexité.

A l'évidence, la production est le gros maillon de la chaîne de valeur de

3 Acheminement de l'énergie primaire pour produire l'électricité



l'électricité. Or la conversion énergie thermique → énergie mécanique → énergie électrique souffre de pertes considérables. Si le rendement de la conversion obéit aux lois fondamentales de la physique, c'est en gérant de manière optimale ses centrales d'électricité que le producteur peut se rapprocher autant que possible de ces limites physiques. Ainsi, par exemple, les centrales thermiques à vapeur brûlent du charbon pour chauffer une chaudière et produire de la vapeur très chaude à haute pression pour alimenter une turbine à vapeur qui, à son tour, entraîne un groupe turbo-alternateur. Alors que ce dernier n'a pas besoin de savoir comment est produite la vapeur, l'opérateur de la centrale DOIT le savoir et la produire au meilleur coût 2.

A l'autre bout de la chaîne de valeurs, on retrouve les mines de charbon ou les gisements pétroliers ou gaziers. Le rendement productif de ces énergies primaires a un fort impact sur le prix de l'électricité et sur sa disponibilité à long terme 3.

La prise électrique est l'infime partie émergée d'un fabuleux système : conversion de l'énergie primaire en vapeur ou directement en électricité dans les cellules solaires ou les éoliennes ; élévation puis abaissement du niveau de tension avec optimisation des flux d'énergie dans les réseaux intelligents ou les grandes interconnexions ; obligation de sécurité et de fiabilité maximales pour tous les usages possibles. Prenons-en conscience!

Friedrich Pinnekamp
ABB Corporate Research
Zurich (Suisse)
friedrich.pinnekamp@ch.abb.com

Energie électrique

Comment relever les défis des décennies à venir ?

Bernhard Jucker, Peter Leupp, Tom Sjökvist



Le secteur de l'énergie électrique est sous haute tension, confronté à des défis qui vont bouleverser les modes de production, de distribution et de consommation de l'électricité. Avec une demande qui progresse à un rythme soutenu, principalement dans les pays émergents, les disparités régionales sur les usages de l'électricité vont vraisemblablement s'accroître. Dans les économies riches, la vétusté des infrastructures pose un problème alors que les besoins en technologies propres et économes sont forts. Dans les pays en développement et en croissance rapide, la soif d'électricité stimule les investissements massifs dans de nouveaux ouvrages de production, de transport et de distribution.

Même si les composantes du bouquet énergétique servant à la production d'électricité ne devraient pas évoluer de manière notable, les pays qui optent pour une part croissante d'énergies renouvelables seront confrontés au problème de fiabilité de leurs réseaux. En effet, dans de nombreuses régions du monde, les réseaux de transport et de distribution fonctionnent aux limites de leurs capacités et, même si de nouvelles lignes électriques sont construites par les pays asiatiques en croissance rapide, le rythme de construction est insuffisant au regard des besoins. Pour désenclaver des régions mal desservies ou optimiser l'utilisation des capacités existantes, il faudra interconnecter les réseaux de transport ou promouvoir la production décentralisée.

Pour tous les pays, garantir la fourniture d'une électricité fiable sera LA priorité. Or moderniser les infrastructures existantes ou en construire de nouvelles mobilise d'importants investissements alors même que les constructeurs d'équipements font face à une pénurie de matières premières et que les ouvrages vieillissants nécessitent une maintenance accrue. Pour réduire les coûts d'exploitation et accroître le rendement, les efforts porteront sur la minimisation des pertes en ligne, la modification de nos habitudes de consommation et les nouvelles méthodes de commercialisation.

Facteurs politiques

Dans la plupart des économies émergentes et dans certains pays riches, la demande croissante d'électricité va de pair avec la hausse du produit intérieur brut (PIB) par habitant ¹. Les pouvoirs publics tentent de soutenir le développement économique en renforçant la couverture géographique des réseaux, comme en Chine et en Inde, ou en créant des interconnexions transfrontalières, comme en Afrique et au Moyen-Orient.

Les investissements des pays riches visent principalement à supprimer les goulots d'étranglement, améliorer les réseaux, fiabiliser la fourniture et éviter les pannes générales. Le marché a été dérégulé pour en-

courager les investissements dans ce sens. Or les résultats ne sont pas au rendez-vous : les capacités de production restent à la traîne et la hausse de la demande n'est souvent pas satisfaite.

Dans de nombreux pays, les hôpitaux, les industries manufacturières et de transformation, les infrastructures Internet et télécoms dépendent étroitement d'une électricité fiable et de qualité. Quelles que soient les sources d'énergie primaire – nucléaire, éolien, charbon –, l'éloignement des lieux de production et des zones de consommation oblige à investir dans des réseaux de transport et de distribution pour faciliter l'acheminement d'importants volumes d'énergie.

L'interconnexion des réseaux est motivée par plusieurs facteurs politiques clés. Primo, la nécessité de sécuriser les approvisionnements est cruciale dans les pays où les capacités de production sont insuffisantes. Se raccorder aux autres réseaux est un moyen de pallier ce déficit. Secundo, les interconnexions permettent de stabiliser le réseau national sans investissement majeur en utilisant les réserves de capacité d'autres pays. Tertio, les interconnexions transfrontalières au sein de grandes structures politiques comme l'Union européenne (UE) sont une conséquence logique de l'intégration des pays. Autre argument de poids pour des producteurs de pays limitrophes : l'interconnexion de leurs réseaux confère plus de souplesse et élargit le champ des options pour la planification de nouvelles capacités productives.

La protection de l'environnement est également un enjeu politique. Le Protocole de Kyoto et d'autres engagements internationaux jouent un rôle moteur dans le développement de solutions alternatives, notamment les énergies renouvelables à faibles émissions de CO₂. Ces engagements ont un impact direct sur les sources d'énergie qui bénéficient de subventions des Etats et sur l'orientation des programmes de recherche-développement (R&D) des entreprises.

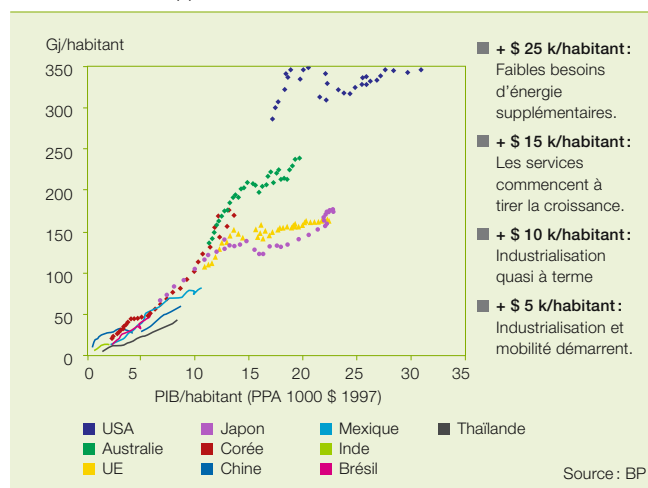
Les politiques censées stimuler le développement d'énergies renouvelables peuvent avoir des effets variables. Ainsi, par exemple, la décision de remplacer, dans un délai très court, 5 ou 10% de l'approvisionnement d'un pays par une électricité « verte » ne peut se faire qu'en construisant de grands parcs éoliens *offshore*. ABB a récemment reçu une commande pour raccorder au réseau électrique allemand la plus grande ferme éolienne au monde, en mer du Nord. Or des capacités de production supplémentaires seront indispensables pour constituer des réserves d'énergie d'appoint et ne pas menacer la stabilité du réseau. Qui plus est, les éoliennes n'ont pas la faveur des populations qui n'en veulent pas à proximité des habitations et refusent également la construction de nouvelles centrales nucléaires, même s'il s'agit de deux sources d'énergie non émettrices de CO₂ et qui ne contribuent pas au réchauffement climatique.

Ajoutons que la notion de respect de l'environnement est fluctuante. Si, en

Europe occidentale, la présence de lignes électriques dans les rues des villes est choquante, il n'en va pas de même aux Etats-Unis et dans d'autres parties du monde. Par contre, l'impact environnemental des lignes à haute tension pose un réel problème dans le monde entier¹⁾.

Les grandes pannes d'électricité – comme celles qu'a connues l'Europe en 2003 – et leurs conséquences ont suscité un débat politique sur la fiabilité et la robustesse

1 Le rapport PIB/consommation d'énergie (Gj) par habitant reflète l'état de développement d'une société.



Note

¹⁾ Cf. *Frais de déplacement*, p. 48

Une chaîne de valeurs complète

des réseaux électriques. Dans certains pays, de nouvelles lois imposent de lourdes pénalités financières aux distributeurs d'électricité qui manquent à leurs obligations de fourniture. Dans d'autres, les fournisseurs ont passé des accords de délestage avec de gros consommateurs industriels en cas de surcharge afin de garantir la stabilité du réseau et prévenir les pannes générales.

La réduction des consommations énergétiques des équipements industriels et domestiques fait également des progrès. La législation, les écotaxes et les campagnes d'information incitent les professionnels à s'équiper de variateurs de vitesse et de moteurs à haut rendement, et les particuliers à acheter des appareils électroménagers économes en énergie [1].

Facteurs économiques

La demande en énergie électrique est étroitement corrélée à la croissance économique, spécialement dans les pays émergents. L'Agence internationale de l'Energie (AIE) estime que la consommation nette d'électricité de ces économies augmentera à un rythme annuel de près de 4% par an entre 2007 et 2030 [2]. A contrario, elle ne devrait croître annuellement que de 1,5% en moyenne dans les pays riches et de 3,1% dans les économies de transition d'Europe de l'est et dans les pays de l'ex-Union soviétique. La Chine et les Etats-Unis devraient ajouter, respectivement, près de 3 et 2 milliards de kilowattheures au cours des 23 prochaines

années pour répondre à la hausse de la demande [3].

Les consommations prévisionnelles dans les pays émergents sont basées sur les projections de croissance du PIB et de la démographie. A son tour, la hausse du PIB est conditionnée par un approvisionnement fiable en électricité. Du fait du lien étroit entre accès à une électricité fiable, hausse du PIB et amélioration du niveau de vie, de nombreux pays émergents s'efforcent d'accroître les capacités et la fiabilité de leurs réseaux électriques.

Pour la Chine et l'Inde, cela suppose de construire de nouvelles centrales dans des sites éloignés des centres de consommation et proches des sources d'énergie primaire, pour lesquelles il faudra de nouvelles lignes de transport massif d'énergie²⁾.

Aux Etats-Unis, la croissance économique soutenue dans tout le pays impose de renforcer les capacités de production, essentiellement en modernisant le parc existant. La demande énergétique est particulièrement forte dans le secteur commercial où des hausses moyennes de 2,4% par an neutralisent les gains de rendement des équipements électriques. La croissance dans les secteurs industriel et résidentiel devrait être modérée.

L'Europe occidentale et le Japon afficheront les taux de croissance les plus faibles avec respectivement 0,4 et 0,6% dans l'industrie, 0,8 et 0,9% dans le

commerce. Une démographie stagnante ou en légère baisse, la diffusion des technologies de l'information et de la communication (TIC) de même que l'adoption de dispositifs de chauffage et de climatisation moins énergivores expliquent pour l'essentiel le palier de consommation.

La forte hausse de la demande d'énergie électrique devrait se poursuivre au cours des deux prochaines décennies. On estime à 10 000 milliards de dollars les investissements à réaliser dans de nouvelles infrastructures électriques, dont près de la moitié dans les réseaux de transport et de distribution.

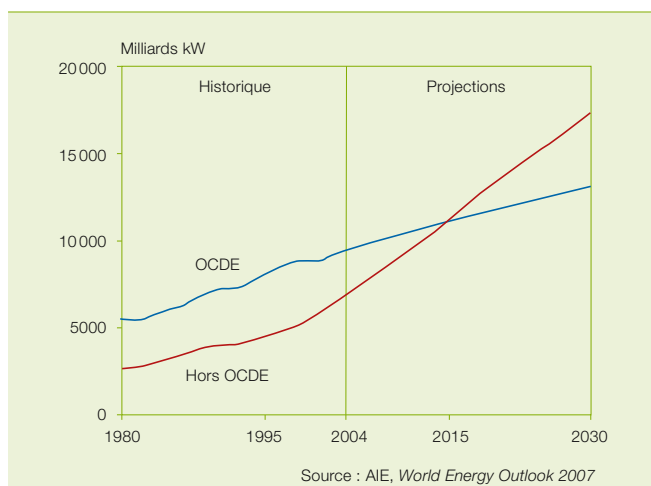
Les pays riches s'efforcent de tirer le maximum de kW du parc existant. La construction de nouvelles lignes de transport se heurte à plusieurs difficultés, dont celle importante de l'empreinte écologique. Les compagnies d'électricité sont peu encouragées à investir dans des infrastructures de transport et de distribution car elles n'en seront pas directement les bénéficiaires. Il est, en effet, plus rentable pour elles d'exploiter au maximum les ouvrages existants.

Une rupture d'approvisionnement en périodes de forte demande peut entraîner des chutes de tension ou des pannes généralisées. Une étude de 2005 de l'Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité (UCTE) estime qu'en 2015 les réserves d'énergie élec-

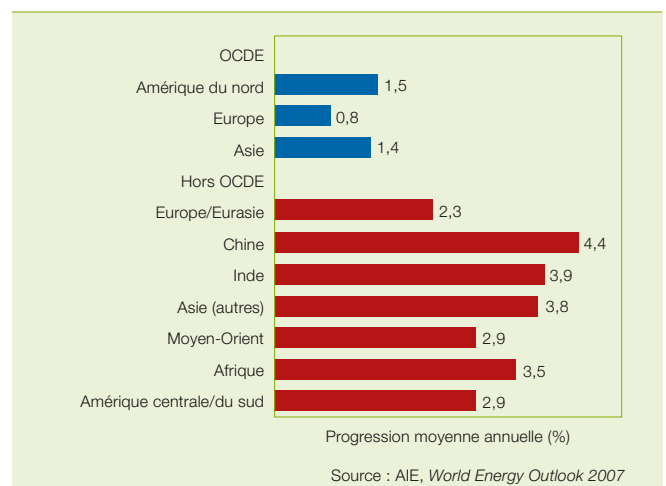
Note

²⁾ Cf. *Frais de déplacement*, p. 48

2 Production mondiale d'énergie électrique par région



3 Prévisions de croissance de la production d'électricité des pays membres et non-membres de l'OCDE



trique dans l'ensemble des pays européens seront insuffisantes, même après concrétisation des projets actuels d'augmentation des capacités de production. La solution la plus économique à une offre déficitaire est d'importer de l'électricité d'un pays voisin. Les interconnexions transfrontalières sont une manière efficace pour un pays de stabiliser son réseau si ses réserves tournantes sont insuffisantes.

Dans les pays développés, les populations ont tendance à prendre la fourniture d'électricité pour argent comptant. Plusieurs grandes pannes de courant en 2003 ont remis les pendules à l'heure et attiré l'attention, d'une part, sur la vulnérabilité du système électrique et, d'autre part, sur la nécessité de remplacer ou de moderniser un grand nombre d'ouvrages vétustes à un horizon plus ou moins proche.

L'avertissement vaut également pour la Chine où trois quarts de l'électricité sont consommés par l'industrie manufacturière et l'industrie lourde. Au cours de l'été 2004, quelque 6400 usines de Beijing, privées d'électricité, ont dû fermer pendant une semaine et fonctionner au ralenti le reste de la saison afin d'éviter les pointes de consommation. Faute d'investissement dans les infrastructures d'électricité pour soutenir l'activité économique, les coupures de courant et les pannes généralisées en cascade pourraient avoir des conséquences lourdes pour le pays.

Le 11^{ème} plan quinquennal chinois prévoit d'augmenter les capacités de production de 570 gigawatts d'ici à 2010, soit une hausse de près de 8% par an qui nécessite des investissements annuels entre 20 et 30 milliards de dollars. Or les besoins en électricité du pays ne seront pas satisfaits en construisant uniquement plus de centrales électriques. La réalisation de nouvelles lignes pour acheminer cette électricité jusqu'aux consommateurs est tout aussi importante. L'entreprise d'Etat qui gère le réseau électrique estime à 10 milliards de dollars les besoins d'investissement annuels pour développer et moderniser le réseau de transport d'électricité national.

Certains pays ont mis en place un système de pénalités en cas d'interruption de

la fourniture aux clients. Ainsi, en Suède, pour chaque jour sans courant, les compagnies électriques doivent indemniser les particuliers d'une somme équivalente à un mois de consommation. De quoi les inciter à améliorer la fiabilité de leurs réseaux!

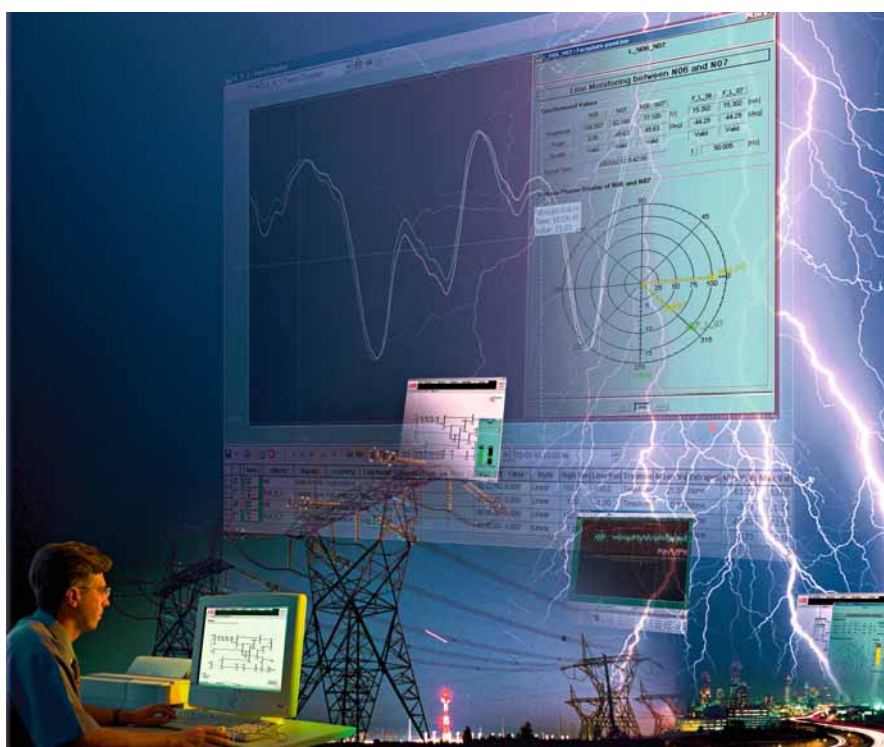
Pour de nombreux opérateurs, il devient urgent de fiabiliser leurs infrastructures car les conséquences des dysfonctionnements peuvent être désastreuses pour l'ensemble de la société. On estime ainsi que la grande panne de courant qui a frappé les Etats-Unis le 14 août 2003 a coûté directement et indirectement entre 7 et 10 milliards de dollars et qu'elle résulte, comme la plupart des pannes généralisées, de sous-investissements dans les capacités de transport et de distribution, de l'obsolescence technologique et d'erreurs d'exploitation.

A l'image de la fiabilité, la qualité de l'énergie électrique est de plus en plus motivée par des considérations d'ordre économique. Certaines activités industrielles comme l'imprimerie et la pétrochimie, mais également des établissements comme les hôpitaux et d'autres installations critiques, exigent une électricité de qualité irréprochable. Une étude du *Nordic Council* évalue à 4,5 dollars/kW installé le coût d'un creux

de tension (50%, 200 ms) pour une activité industrielle standard. Si les exigences de qualité sont particulièrement fortes dans les pays industrialisés de plus en plus dépendants des TIC sensibles, elles s'imposeront au niveau planétaire au cours des prochaines décennies.

Les efforts pour réduire les pertes sont également motivés par des facteurs environnementaux. L'énergie perdue dans les réseaux de transport et de distribution représente 6 à 7% de l'électricité acheminée. Approximativement 70% de ces pertes interviennent dans le réseau de distribution qui est plus étendu et opère à un niveau de tension inférieur. (Les pertes en ligne sont inversement proportionnelles au carré de la tension : en doublant le niveau de tension on élimine trois quarts des pertes). Dans les pays en développement, ces pertes sont estimées à plus de 30%, même s'il faut distinguer pertes techniques et pertes commerciales (impossibles à mesurer et souvent le fait de branchements illégaux).

Les pertes techniques dépassent rarement 20%. Les transformateurs de haute qualité et la compensation de puissance réactive permettent de les ramener à 5-7%. Des pertes commerciales importantes peuvent être catastrophiques pour les exploitants de réseau ; si



Une chaîne de valeurs complète



l'argent ne rentre pas, ils ne peuvent investir.

Les électriciens ne sont pas les seuls à vouloir améliorer leur bilan énergétique. En effet, la maîtrise des consommations ayant un impact direct sur la facture d'électricité, les industriels et le secteur tertiaire optent de plus en plus pour des moteurs à haut rendement et des variateurs de vitesse. Les particuliers, quant à eux, sont de plus en plus nombreux à acheter des appareils électroménagers moins énergivores.

Le marché juge naturel de payer le moins cher possible les nouveaux réseaux et leurs équipements. Face à l'envolée du prix des matières premières comme le cuivre, le remplacement du parc existant par des solutions plus économiques ou plus performantes est un problème permanent. De même, le remplacement des matériaux dangereux ainsi que les mesures pour éviter les pénalités ou les écotaxes liées aux émissions de gaz à effet de serre sont des facteurs économiques importants.

Facteurs technologiques

De nombreuses technologies modernes, tout particulièrement les TIC, sont gourmandes en énergie. Or notre société de consommation est avide de produits fonctionnant à l'électricité (appareils

ménagers, ordinateurs, etc.). En Allemagne, on estime que la hausse annuelle de la consommation électrique est due pour 4 % aux TIC qui, en 2010, absorberont 11 % de l'électricité distribuée.

De nouvelles technologies pour les applications industrielles et tertiaires comme les systèmes intégrés de chauffage et climatisation des immeubles, les batteries pour véhicules hybrides et les trains à grande vitesse vont stimuler la demande d'électricité. Parallèlement, les progrès de l'éolien vont modifier la gestion des écoulements de puissance dans les réseaux, tout comme les nouveaux moyens de production décentralisée et les grands parcs d'éoliennes.

Les développements dans la compensation statique de puissance réactive et le stockage d'énergie permettront de raccorder de nouvelles sources d'énergie électrique aux réseaux existants. Des batteries d'accumulateurs innovantes, plus compactes que les batteries plomb-acide classiques, préfigurent les solutions de demain. Ainsi, la batterie d'accumulateurs de la région de Fairbanks en Alaska est capable de débiter 40 MW pendant 7 minutes pour alimenter 80 000 personnes en cas de problème [2]. De même, une nouvelle batterie d'accumulateurs lithium-ion compacte, d'une plus grande autonomie et plus

fiable, fonctionne avec succès dans un poste électrique pilote en Suède. Ces cas exceptionnels n'ont, à ce jour, pas trouvé de débouché à grande échelle. Les volants d'inertie, l'air comprimé ou les centrales de pompage sont d'autres solutions de stockage d'énergie par conversion.

L'hydrogène offre une autre solution de stockage. Dans ce cas, le courant électrique qui passe dans un électrolyseur entraîne la décomposition de l'eau en oxygène et hydrogène. Ce dernier peut ensuite être stocké et reconverti en électricité dans des piles à combustible, au gré des besoins. Le rendement global de ce mode de stockage est à ce jour plutôt faible, autour de 25%. Reste à savoir si l'hydrogène peut détrôner l'électricité dans le transport d'énergie. Des avancées majeures dans ce domaine ne sont pas attendues avant plusieurs décennies.

Les transformateurs déphaseurs et les compensateurs série sont utilisés de longue date pour accroître le transit d'énergie sur les réseaux électriques. L'électronique de puissance améliore la commande des réseaux alors que les FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) facilitent leur conduite [3]. De nouveaux concepts comme le régulateur universel UPFC (*Unified Power Flow*

Controller) et le transformateur à fréquence variable VFT (*Variable Frequency Transformer*) doivent encore s'imposer sur le marché. Enfin, les systèmes de surveillance des réseaux comme les appareils de mesures de phaseurs trouvent lentement leur place dans les réseaux électriques et permettront, une fois déployés à grande échelle, de les exploiter au plus près de leurs limites [4].

La maintenance n'est pas en reste, bénéficiant d'innovations en électrotechnique et dans les TIC. Exemples : l'isolation sèche remplace l'isolation dans l'huile pour un nombre croissant d'appareillages alors que, dans les disjoncteurs, les actionneurs électriques se substituent aux actionneurs à ressort. Citons également les logiciels qui s'enrichissent constamment de nouvelles fonctionnalités pour analyser en ligne et en temps réel l'état d'équipements primaires comme les transformateurs, ou encore effectuer une analyse des risques pour la maintenance préventive des constituants critiques des réseaux [5].

Les économies d'énergie et l'efficacité énergétique sont deux domaines où la technologie progresse [6]. Les semi-conducteurs de puissance à faibles pertes et haut rendement améliorent les performances des réseaux ; parallèlement, de nouvelles techniques comme la découpe au laser des tôles des transformateurs et des matériaux innovants dopent leur rendement. Les ampoules traditionnelles sont remplacées par des éclairages électroluminescents et, plus récemment, par des DEL super brillantes. Enfin, la « chasse au gaspi » continue avec les moteurs à haut rendement et les variateurs électroniques de vitesse.

L'utilisation de matériaux supraconducteurs est une autre solution pour réduire les pertes en ligne. Dans ce domaine,

les laboratoires de recherche vont de l'avant et plusieurs types de supraconducteurs sont déjà disponibles, dont récemment le diborure de magnésium. Toutefois, pour que le transport supraconducteur puisse véritablement décoller, d'autres avancées doivent être réalisées dans le refroidissement, les caractéristiques des réseaux et l'interfaçage avec les réseaux 400 kV existants (système basse tension/haute intensité vers un système haute tension/faible intensité).

L'appareillage à isolation gazeuse et les disjoncteurs compacts contribuent à réduire l'encombrement des postes électriques qui peuvent désormais être installés en intérieur, avantage important en zones urbaines et dans les mégapoles où les m² sont rares et chers³⁾ [7]. En remplaçant leur isolation papier/huile par une isolation au polyéthylène réticulé, on multiplie par 2 la longueur des câbles CA et on réduit le coût de l'enfouissement sur longues distances des câbles CC en haute tension (CCHT) [8].

Les innovations dans la technologie CCHT divisent par 3 l'encombrement des solutions existantes [9], atout non négligeable dans les applications où l'espace est compté. La taille de certains équipements électriques est déterminée par leur niveau sonore. Ces 20 dernières années, le bruit des inductances shunt a chuté de 15 dB.

Par ricochet, les progrès réalisés dans les nouveaux matériaux optimisent les applications. Ainsi, en se substituant à l'huile et à d'autres matériaux humides, le polyéthylène réticulé réduit les risques d'incendie et permet de rapprocher les équipements des bâtiments. La résine époxy, couramment utilisée comme isolant, cède la place aux nouveaux

thermoplastiques qui donnent plus de souplesse aux procédés de fabrication.

Les TIC bouleversent également les modes de commercialisation de l'électricité. Les distributeurs équipent ainsi les foyers de compteurs d'énergie qui mesurent les consommations horaires ; l'objectif est de proposer aux usagers un tarif à l'heure pour leur permettre d'acheter les kW les moins chers, les plus écologiques ou issus d'une production locale. Les programmes de R&D sur les réseaux intelligents ou autotricrisants qui renforcent la fiabilité de la fourniture s'appuient également sur les progrès des TIC⁴⁾.

ABB dans les starting-blocks

Leader sur ses marchés et dans les technologies que nous venons d'évoquer, ABB est bien positionné pour relever les défis qui vont remodeler le paysage énergétique mondial. En étant très présents sur nos marchés, nous apportons une réponse rapide qui prend en compte les spécificités locales. De même, en travaillant étroitement avec nos clients, nous leur proposons la meilleure solution à chaque besoin tout en développant des systèmes efficaces et adaptés à une approche plus globale des problèmes.

Bernhard Jucker

ABB, Produits d'énergie

Peter Leupp

ABB, Systèmes d'énergie

Tom Sjökvist

ABB, Produits d'automatisation

Notes

³⁾ Cf. *L'évolution des postes électriques*, p. 34

⁴⁾ Cf. *Quand l'intelligence vient aux réseaux*, p. 44

Bibliographie

- [1] ABB Review Special Report *Motors and Drives*, 2004, p. 1–64
- [2] DeVries, T., McDowall, J., Umbricht, N., Linhofer, G., *La fée électricité se conserve au froid*, Revue ABB 1/2004, p. 38–43
- [3] Grünbaum, R., Pertersson, A., Thorvaldsson, B., *FACTS*, Revue ABB 3/2002, p. 11–18
- [4] Korba, P., Scholtz, E., Leirbukt, A., Uhlen, K., *L'union fait la stabilité*, Revue ABB 3/2007, p. 34–38
- [5] Eklund, L., Lorin, P., Koestinger, P., Werle, P., Holmgren, B., *Essais transformés sur site avec TrafoSiteRepair™*, Revue ABB 4/2007, p. 45–48
- [6] Revue ABB 2/2007, p. 1–92
- [7] Frei, C., Kirmann, H., Kostic, T., Maeda, T., Obrist, M., *Célérité et qualité bien ordonnées*, Revue ABB 4/2007, p. 38–41
- [8] Ravemark, D., Normark, B., *L'insoupçonnable légèreté du CCHT*, Revue ABB 4/2005, p. 25–29
- [9] Nestli, T. F., Standius, L., Johansson, M. J., Abrahamsson, A., Kjaer, P. C., *Des technologies de l'énergie innovantes pour la plate-forme offshore de Troll*, Revue ABB 2/2003, p. 15–19

Encadré Auteurs

Bernhard Jucker est directeur général adjoint et membre du comité de direction d'ABB, responsable de la division Produits d'énergie.

Peter Leupp est directeur général adjoint et membre du comité de direction d'ABB, responsable de la division Systèmes d'énergie.

Tom Sjökvist est directeur général adjoint et membre du comité de direction d'ABB, responsable de la division Produits d'automatisation.

Energétique, intelligente et écologique

L'automatisation de l'habitat et du bâtiment sur bus KNX

Hans Rohrbacher, Christian Struwe

Depuis quelques années, les technologies de l'information et les automatismes du bâtiment font partie intégrante de notre quotidien tout en restant le plus souvent imperceptibles. Pourtant, nos espaces de vie (habitat) et de travail (bureaux) ont longtemps échappé au progrès technologique: réaliser l'installation électrique d'un bâtiment se résumait à choisir le nombre d'interrupteurs et de prises murales assortis à notre intérieur. L'utilisateur lambda en ignorait généralement les dessous technologiques.

Cette époque est révolue: l'implantation et l'exploitation des matériels d'installation électrique «intelligents» sont désormais à la portée de tous. Qui voudrait d'ailleurs renoncer à leurs incomparables avantages en termes de souplesse, de confort, de sécurité et d'économie d'énergie?



Grâce au système KNX, le *high-tech* a aussi investi nos installations électriques **Encadré**. Un matériel KNX couvre non seulement tout le champ d'application de son équivalent classique, mais offre des fonctionnalités absentes des systèmes traditionnels ou vendues à prix d'or.

La communication entre équipements KNX multiconstructeurs permet de multiplier les usages et canaux de transmission, d'économiser les ressources et de prendre en charge, en toute compatibilité, des fonctions nécessitant d'ordinaire une connectique lourde et onéreuse (interfaces, équipements et câbles supplémentaires).

De nos jours, la plupart des publications préconise l'isolation thermique des bâtiments et la mise en place d'installations de chauffage et de refroidissement écopéformantes afin de limiter et de rationaliser la consommation d'énergie.

Les exemples suivants illustrent les apports de la technologie KNX dans ce sens. Prises séparément, les solutions KNX ne semblent pas réduire la consommation d'énergie de façon notable ; toutefois, leur effet cumulé n'est pas négligeable. Par ailleurs, l'augmentation spectaculaire des fonctionnalités offertes par l'intégration des équipements KNX encourage vivement les utilisateurs à s'équiper.

Gestion de l'éclairage

La régulation de l'éclairage et la distribution de l'énergie font partie des principales fonctions d'une installation électrique. Première mesure toute simple pour éviter les consommations superflues : éteindre automatiquement l'éclairage après un temps donné ou « temporisation au déclenchement ». Grâce au logiciel équipant, par exemple, le module de commutation électronique KNX d'ABB STOTZ-KONTAKT, plus besoin de penser à éteindre la lumière quand on remonte du sous-sol ! Mieux, un programme de commutation horaire, paramétré par un composant logiciel applicatif, permet d'allumer ou d'éteindre les consommateurs raccordés, séparément ou par groupes fonctionnels, et de régler leur valeur de luminosité. Tous

Encadré KNX : l'étoile montante de la normalisation

Depuis plus de 15 ans, ABB STOTZ-KONTAKT (Heidelberg) et Busch-Jaeger Elektro (Lüdenscheid) développent et fabriquent des matériels d'installation électrique raccordables sur le bus KNX, en conformité avec les normes européennes CENELEC EN 50090 et CEN EN 13321-1, ainsi que la norme internationale ISO/CEI 14543-3. En Chine, KNX a été normalisé sous la référence GB/Z 20965.

L'association Konnex (Bruxelles) regroupe les principaux constructeurs européens de matériel d'installation électrique ainsi que des entreprises des États-Unis, du Moyen-Orient et de Chine. Elle favorise le dévelop-

pement d'un référentiel totalement ouvert et indépendant de la plate-forme d'exécution, en vue d'une interopérabilité multiconstructeur et multisectorielle.

Les équipements certifiés KNX sont utilisés dans de nombreux domaines. Les électriciens-installateurs s'en servent couramment pour commuter et faire varier l'éclairage, réguler le chauffage ou encore commander des équipements audio et vidéo, quelle que soit l'application, de la maison individuelle à l'immeuble de grande hauteur.

les équipements étant interconnectés, aucun câblage supplémentaire n'est nécessaire entre l'appareillage de commande et les points lumineux, dont un grand nombre peut être piloté à l'unité.

Il est également possible d'enclencher l'éclairage seulement en cas de besoin. Les détecteurs de mouvement **1** et **2** sont la solution idéale : ils réagissent au moindre déplacement et à la présence d'une personne dans une pièce.

Le détecteur de mouvement KNX permet aussi un éclairage permanent, indépendamment de la luminosité naturelle. À l'inverse, il commande l'extinction automatique des luminaires lorsque la lumière du jour est suffisante.

Grâce à sa fonction d'alerte capable de vous avertir d'une intrusion dans la zone de détection, il peut s'intégrer à un système d'alarme.

Les détecteurs de mouvement à infrarouge enregistrent chaque mouvement et pilotent automatiquement l'éclairage ; Busch-Jaeger dispose de cette fin d'une large palette d'appareillages à montage mural ou encastré **2**.

À la différence des détecteurs de mouvement, le détecteur de présence Busch-Jaeger **1** ne commande l'allumage ou l'extinction de la lumière

que si quelqu'un entre ou sort du champ de détection. Il permet aussi de régler une temporisation au déclenchement.

Commande des stores et volets roulants

La commande des volets roulants et des stores vénitiens constitue une autre application phare du système KNX. Les modules de commande pour stores/volets roulants d'ABB **3** assu-

1 Détecteur de présence KNX Busch-Jaeger



2 Détecteur de mouvement Professionnalline



Distribution

rent une protection solaire automatique, simple d'emploi, pilotée selon plusieurs critères : niveau d'ensoleillement, occupation de la pièce, heures d'hiver et d'été. Par temps ensoleillé et en l'absence d'occupant, les stores se baissent et se ferment complètement afin d'éviter que les rayons du soleil surchauffent la pièce. A l'arrivée d'un résident, les lamelles s'orientent pour laisser filtrer la lumière. En hiver, la commande est inversée : lorsqu'il fait beau et que la pièce est inoccupée, les stores s'ouvrent pour tirer profit de l'apport solaire ; si quelqu'un entre, ils se referment pour tamiser la pièce et préserver l'intimité de l'hôte.

Afin d'évaluer la luminosité extérieure, des capteurs traditionnels peuvent être raccordés aux entrées analogiques KNX par des interfaces classiques (0 à 10 V, par exemple). Sur dépassement d'un seuil de luminosité réglable, un message est émis et actionne les commandes de stores et volets roulants KNX. Une centrale météo KNX peut également mesurer la luminosité ambiante, la vitesse du vent, la température et la pluviométrie. Un capteur mixte dédié émet les messages correspondants.

Le module de commande offre bien d'autres possibilités de réglage optimal des stores et volets roulants : hauteur de montée/descente, orientation des lamelles... **3b**.

Peu encombrant (seulement deux largeurs de module), il assure un positionnement adéquat de chaque store sur toutes les faces ensoleillées du

bâtiment, en tenant compte des caractéristiques suivantes : date, heure, implantation (hauteur/largeur), orientation des différentes faces du bâtiment, géométrie des lamelles et ensoleillement. L'analyse considère également les sources d'ombre fixes (constructions voisines) et variables (végétations).

Le détecteur de mouvement KNX permet un éclairage permanent, indépendamment de la luminosité naturelle.

Régulation du chauffage

La régulation en température pièce par pièce, couplée à la commande de chaudière **4**, est un parfait exemple de convergence des fonctionnalités KNX. Les modules de commutation d'éclairage, de réglage de luminosité et de montée/descente de stores ont aussi une sonde thermique qui enregistre et affiche la température ambiante, la compare à la consigne et transmet le résultat à la vanne thermostatique également raccordée au système KNX.

La commande ABB STOTZ-KONTAKT et l'écran tactile Busch-Jaeger Elektro **5** autorisent la programmation de scénarios de chauffage (en température et durée) qui envoient au thermostat d'ambiance différentes valeurs de consigne, en fonction de l'heure et du jour de la semaine. Ainsi, bien avant le réveil des occupants, la salle de bain est chauffée à une température

agréable de 24 °C. A l'inverse, en soirée, la commande ou l'écran peut basculer le chauffage en régime Nuit ; les pièces ne sont pas chauffées inutilement et leur température est adaptée au niveau de confort souhaité. Ces automatismes n'empêchent pas les réglages manuels.

La commande de chaudière KNX permet aussi des économies d'énergie. Si une commande classique ne règle la température d'entrée qu'en fonction de la température extérieure, la commande de chaudière couplée au système KNX contrôle et détermine la position des vannes thermostatiques également raccordées à KNX.

La position de la vanne renseigne la commande de chaudière sur la puissance thermique requise dans chaque pièce et lui indique si la température d'entrée peut être abaissée sous la valeur actuelle. On évite ainsi le gaspillage d'énergie dû à une température d'entrée trop élevée.

Panneau de commande Busch-Jaeger

Cet appareil polyvalent d'affichage et de commande **5** se charge, en toute simplicité, de traitements complexes (mémorisation et rappel d'ambiances lumineuses, simulation de présence et régulation individualisée de la température) sur KNX.

Son écran LCD graphique rétroéclairé permet d'activer 210 fonctions de commutation et de régulation sur différentes pages d'affichage programmées par l'installateur, selon le cahier des charges du client. En l'absence du résident, la température ambiante peut

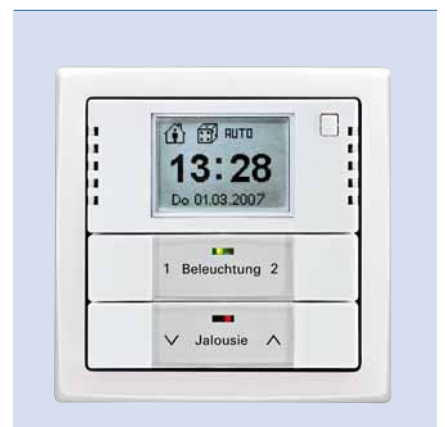
3a Modules pour stores/volets roulants



3b Module de commande de stores



4 Horloge à écran LCD et poussoir 2 touches



5 Panneau d'ambiance et de commande



être automatiquement abaissée pour économiser l'énergie.

La programmation de scénarios d'éclairage allège considérablement la facture énergétique : un simple effleurement de touche suffit pour adapter l'ambiance lumineuse à chacune de vos activités (lecture, télévision, etc.). Le scénario n'est activé qu'en fonction des besoins.

Radiocommande Busch

Grâce au nouveau système de radio-commande Busch, plus besoin de se préoccuper des fenêtres laissées ouvertes par inadvertance : elles peuvent être localisées sur le panneau de commande ou l'interrupteur Busch WaveLine à DEL [6] et le système KNX arrêtera automatiquement le chauffage afin d'éviter les dépenses énergétiques inutiles. Ce système se monte sans peine sur des fenêtres existantes.

WaveLine se raccorde au réseau domestique à l'aide d'un coupleur de bus KNX. Si une ou plusieurs fenêtres sont mal fermées ou grandes ouvertes, il peut réduire le chauffage de la pièce ou le faire passer intégralement en régime nocturne.

Commande à distance

Le système KNX est accessible à distance par l'intermédiaire de passerelles [7] de connexion au réseau téléphonique analogique ou numérique, à un réseau local ou à l'Internet.

Prenons l'exemple d'une résidence secondaire occupée uniquement en fin de semaine. Le chauffage de certaines pièces peut être programmé et régulé de façon à maintenir une température de confort du vendredi soir

6 Interrupteur à WaveLine



au dimanche soir. Vous renoncez à votre week-end ? Un simple coup de fil ou un clic de souris suffit pour rebasculer le chauffage en Veille.

Fonctions génériques

Outre les équipements répondant à une application précise, l'offre ABB STOTZ-KONTAKT et Busch-Jaeger comprend des produits banalisés comme les entrées binaires et les actionneurs : les premières fournissent au système KNX les informations pertinentes qui peuvent ensuite être transmises aux seconds pour enclencher des commandes et manœuvres.

Le panneau de commande Busch-Jaeger se charge, en toute simplicité, de traitements complexes (mémorisation et rappel d'ambiances lumineuses, simulation de présence et régulation individualisée de la température) sur KNX.

Ces équipements assurent des fonctions supplémentaires d'économie d'énergie. Après la fermeture des bureaux, les actionneurs (commandés automatiquement par une horloge) peuvent mettre hors tension les prises des appareils dotés d'une fonction veille : imprimantes, bornes d'accès au réseau local sans fil, machines à café... Dans un bâtiment résidentiel, un bouton d'extinction centralisée peut activer la même fonction. On réduit ainsi les dépenses d'énergie

7 Passerelle KNX



tout en limitant les dangers induits par les équipements électriques non surveillés.

Un investissement qui a de l'avenir

Les bâtiments techniques doivent être rénovés en moyenne tous les dix ans, impliquant souvent de revoir l'infrastructure électrotechnique et de moderniser toute l'installation électrique. Ce n'est plus le cas des bâtiments équipés de systèmes KNX : il suffit la plupart du temps de reprogrammer les fonctionnalités et d'ajouter de nouveaux équipements. La technologie KNX n'est donc pas uniquement synonyme de confort, de flexibilité, d'écologie et de performance énergétique ; sous l'angle économique, elle pérennise vos investissements et réduit le coût de rénovation du bâtiment.

Hans Rohrbacher

ABB STOTZ-KONTAKT GmbH
Heidelberg (Allemagne)
hans.rohrbacher@de.abb.com

Christian Struwe

Busch-Jaeger Elektro GmbH
Lüdenscheid (Allemagne)
christian.struwe@de.abb.com

Arc Eliminator

Un dispositif actif et rapide renforce la sécurité des opérateurs et la disponibilité des équipements

Carlo Gemme, Michele Pasinetti, Renato Piccardo



Un arc électrique dans un appareillage de coupure peut avoir des effets désastreux. Si quelques millisecondes suffisent à son amorçage, l'énorme quantité d'énergie qui se dégage pendant la durée d'arc peut provoquer des accidents corporels graves, voire mortels dans des cas très rares. Alors qu'il existe de nombreux dispositifs pour limiter la durée du courant de défaut qui entretient un arc électrique, tous ne permettent pas d'atténuer ses effets qui varient selon l'intensité du courant d'arc et le temps nécessaire à son extinction, seul paramètre sur lequel on peut agir.

L'offre ABB regroupe plusieurs systèmes fiables de protection dont certains sont aptes à éteindre un arc électrique en moins de 50 ms. Cette offre vient de s'enrichir d'un nouveau dispositif baptisé *Arc Eliminator* qui, à l'image de l'*airbag* d'une voiture, renforce considérablement la sécurité des personnes intervenant sur un

appareillage électrique. Il s'agit d'un sectionneur de terre ultrarapide capable de mettre en court-circuit un jeu de barres complet en moins de 5 ms. Intégré au tableau *UniGear* d'ABB, il joue un rôle de protection active. Outre sa rapidité d'action, *Arc Eliminator* est une importante source d'économies, réduisant les dépenses de réparation et les temps d'indisponibilité.

Dans un appareillage de coupure, un arc électrique peut être provoqué par des matériaux isolants défectueux, des barres mal raccordées, une maintenance défailante, la présence d'animaux ou, tout simplement, une erreur humaine. En l'absence de protection ou si celle-ci est minimale, les conséquences d'un arc peuvent souvent être graves, voire irréversibles [1]. Un arc¹⁾ entraîne l'élévation rapide à la fois de la température de l'air environnant et de la pression à l'intérieur de l'enveloppe avec libération d'une énergie équivalente à celle d'une explosion.

Les accidents corporels liés à l'apparition d'un tel défaut dans un appareillage moyenne tension (MT) moderne isolé dans l'air ou à isolation gazeuse sont extrêmement rares. En effet, le personnel d'intervention est généralement bien protégé des arcs internes, d'une part, par des protections passives comme l'enveloppe de l'appareillage capable de supporter la pression et la chaleur produites par l'arc et, d'autre part, par l'évacuation des gaz chauds hors de la zone de travail [1]. De plus, la durée d'un arc et les dégâts occasionnés sont limités par des relais de protection appropriés.

La prudence et certaines normes internationales **Encadré** interdisent d'intervenir sur ou à proximité de pièces nues sous tension. Pour autant, même en respectant à la lettre les règles de sécurité, le travail sur du matériel électrique n'est pas exempt de ris-

Encadré Normes de sécurité électrique sur le lieu de travail

La norme la plus consensuelle sur la sécurité électrique est la NFPA 70E *Standard for Electrical Safety Requirements for Employee Workplaces* [2]. Elle stipule clairement que les travailleurs ne doivent pas intervenir sur ou à proximité de pièces nues sous tension, sauf dans deux cas précis (NFPA 70E-2000 Part II 2-1.1.1*) :

- si la mise hors tension induit des risques supplémentaires ou accrus (ex., arrêt de la ventilation dans une zone à risque) ;
- lorsque la conception des matériels ou des limites opérationnelles rendent les interventions difficiles (ex., essai de tension obligatoire à des fins de diagnostic).

Aux Etats-Unis, le non-respect de cette réglementation et des mesures de sécurité est une infraction à la loi passible d'une amende et/ou d'une peine d'emprisonnement. Le Canada prépare actuellement une norme similaire qui traite de la sécurité au travail face aux risques d'arc interne ou de flash (*Arc flash/electrical safety in the workplace*, CSA Z460).

Note

*1) Pour en savoir plus, cf.

http://ecmweb.com/ops/electric_top_five_keys
(consulté en octobre 2007)

ques. Il y aura toujours des situations qui imposeront d'intervenir sur un matériel sous tension lorsque c'est le seul moyen d'identifier l'origine d'un problème. Dans ce cas, un disjoncteur déclenché par un relais de protection classique exige au minimum 100 à 200 ms pour supprimer un défaut. Pendant ce temps, la sécurité de l'opérateur est assurée par l'enveloppe de l'appareillage. Or il n'en va pas de même des équipements électromécaniques se trouvant dans la cellule où se crée l'arc. Les premières 120 ms du défaut correspondent à la phase dynamique de l'arc caractérisée par le développement d'une forte pression et l'expansion de gaz chauds entraînant la destruction complète du contenu de

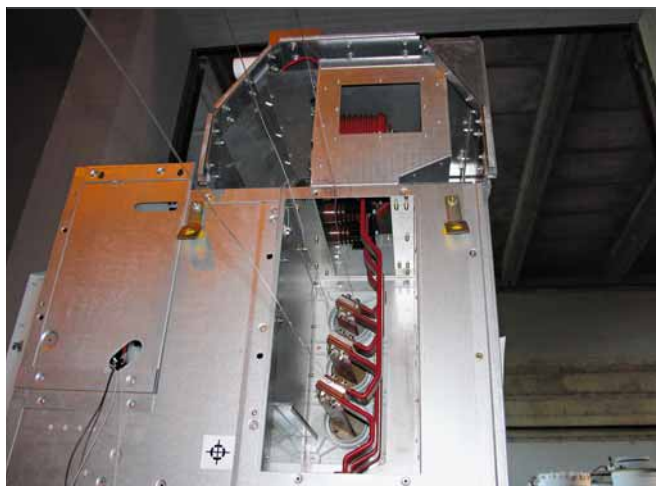
- 1** L'enveloppe de l'appareillage électrique est capable de supporter la pression et la chaleur engendrées par un arc.



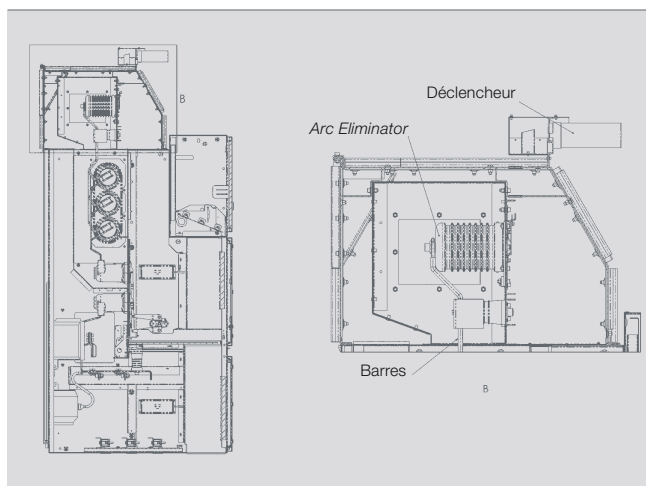
Note

*1) La décharge d'énergie est proportionnelle au carré du courant de court-circuit et de la durée d'arc.

2a Dispositif Arc Eliminator monté dans un tableau UniGear d'ABB.



2b Plan de détail



Distribution

la cellule, donc la mise hors service temporaire de l'appareillage et des coûts de réparation élevés.

Les dispositifs de protection actuels réduisent la durée du courant de défaut qui entretient un arc interne, limitant considérablement l'apport d'énergie électrique totale. En fait, de nombreux appareillages de coupure ABB sont équipés d'un système de protection contre les arcs électriques (TVOC, REA, FRD, etc.). Utilisant des capteurs optiques ou de pression, ces dispositifs électroniques peuvent détecter un arc interne en quelques millisecondes. Cependant, le temps moyen nécessaire pour supprimer le défaut, compte tenu du temps de manœuvre du relais et du disjoncteur, est de l'ordre de 100 ms.

Les limiteurs de courant peuvent réduire à la fois l'intensité et la durée du courant de défaut. Pour cela, ils doivent être capables de réagir dans

le premier quart d'un cycle afin d'éviter que ce courant atteigne le premier pic de l'onde de forme asymétrique. Exemple de limiteur de courant : l'*I_s Limiter* d'ABB qui affiche un temps de découplage extrêmement court de 1 ms et peut être monté soit dans un appareillage spécial d'interconnexion de différents systèmes, soit sur des tronçons de jeux de barres mal protégés des courts-circuits lorsqu'ils sont raccordés par un disjoncteur. Même s'il est plus cher que les autres systèmes de protection, l'utilisation d'un *I_s Limiter* dans des applications très sensibles se justifie en particulier pour son rapport coût/avantages.

Arc Eliminator réunit, dans un seul appareil, les aspects positifs de tous les systèmes précités. Il s'agit d'un dispositif compétitif et optimisé (un même appareil suffisant à protéger un jeu de barres complet), et extrêmement rapide, l'arc étant court-circuité à la terre en moins de 5 ms. Une installation type comprend un *Arc Eliminator* sur chaque demi-jeu de barres d'entrée dans le cas d'un système comprenant des disjoncteurs de ligne ouverts et jusqu'à 10 tableaux protégés. Les dégradations thermiques et les gaz toxiques libérés par l'arc électrique sont réduits de manière spectaculaire - moins 99% par rapport aux dégâts produits par un essai d'arc interne d'une durée d'une seconde - rendant inutiles les systèmes de décompression et d'évacuation des gaz. Même si l'élévation de pression est limitée, elle peut toutefois atteindre un niveau relativement élevé avant

que l'*Arc Eliminator* puisse agir ; dans ce cas, les éventuels systèmes de décompression opéreront mais sans dégagement de gaz chauds ou toxiques.

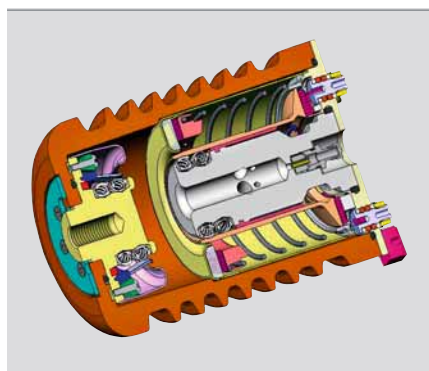
Développé et breveté à l'origine pour l'appareillage isolé dans l'air AX1 d'ABB [3], *Arc Eliminator* est aujourd'hui intégré à sa gamme d'appareillages isolés dans l'air *UniGear* [2]. Placé dans un coffret métallique, il est monté sur le jeu de barres. Un arc est rapidement détecté par des capteurs lumineux situés dans chaque cellule. Un tableau *UniGear* équipé d'un *Arc Eliminator* a ainsi été testé avec succès par le laboratoire italien CESI (cf. résultats détaillés des essais en [4] et [5]).

Arc Eliminator peut également être installé dans un tableau existant, fonctionnant comme un système de protection « actif » capable de détecter et de supprimer un défaut en quelques millisecondes, à l'image du système ABS d'une voiture. Qui plus est, *Arc Eliminator* s'apparente également à un *airbag* en ce sens qu'il renforce la protection de l'opérateur.

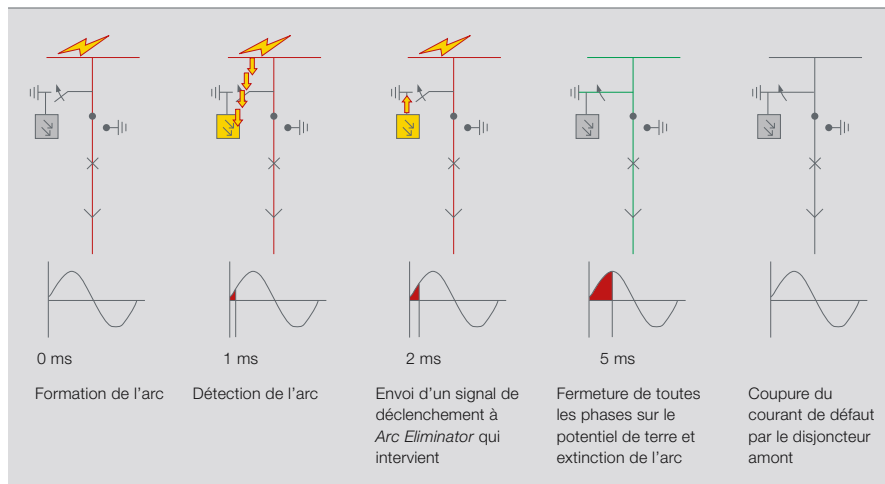
Fiche signalétique

Structurellement, *Arc Eliminator* est un interrupteur ultrarapide dont chaque pôle est enfermé dans un isolateur en résine époxy [3]. Des capteurs optiques déclenchent la commande électronique (ECU) d'*Arc Eliminator* en cas de défaut d'arc ouvert dans la cellule HT de l'appareillage. La séparation des contacts, avec répulsion du contact mobile par effet Thompson rapide, crée un pont dans la distance d'isolement du SF₆ et provoque, en moins de 5 ms, un court-circuit entre la plaque de terre en cuivre et la borne HT [4]. L'arc requiert une tension minimale de 100 V pour être entretenu. Toutefois, après fermeture des contacts, la tension chute brusquement jusqu'à une valeur qui ne permet pas d'entretenir l'arc. Les propriétés isolantes du SF₆ autorisent une conception très compacte et l'utilisation du même pôle sur toute la plage 12-24 kV. L'énergie de manœuvre des contacts de l'interrupteur est stockée électriquement et la quantité disponible est surveillée en continu [6], tout comme l'alimentation, le circuit de

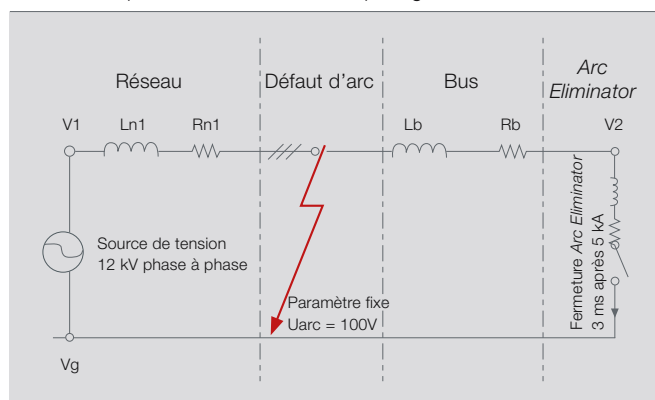
3 Coupe d'un pôle monophasé du dispositif *Arc Eliminator*



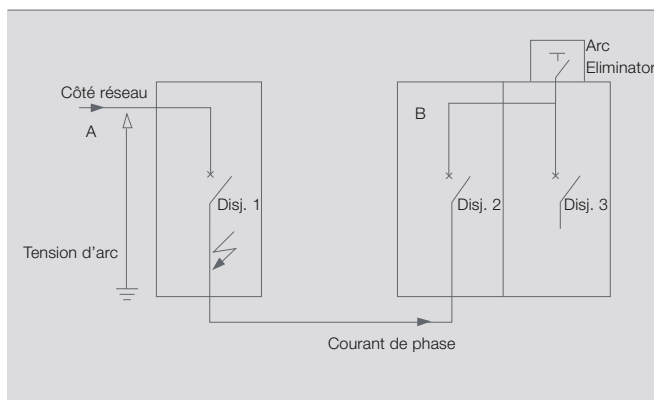
4 *Arc Eliminator* : enchaînement des opérations



5 Circuit de simulation servant à vérifier que l'impédance parallèle du circuit de puissance est assez faible pour garantir l'extinction de l'arc.



6a Montage d'essai



déclenchement et l'intégrité de la commande.

Un tableau *UniGear* type regroupe, en général, trois cellules HT distinctes (jeu de barres, disjoncteur et câble). Si la commande électronique d'un *Arc Eliminator* peut gérer jusqu'à 6 fibres optiques plus 1 entrée électrique, un *Arc Eliminator* est capable de protéger directement 2 tableaux. Ce nombre peut être porté à 17 grâce à une interface électronique spécialement développée qui relie un *Arc Eliminator* à 5 systèmes de surveillance d'arc TVOC maximum, équipés chacun de 9 fibres optiques. Le délai de déclenchement n'est en rien affecté par la présence du système TVOC.

Comment ça marche ?

Pour valider l'utilisation du dispositif *Arc Eliminator* dans des tableaux *UniGear*, il faut déterminer le mode de

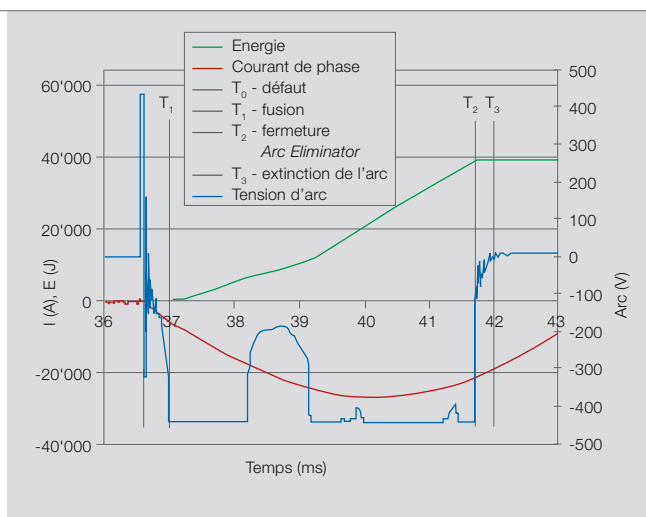
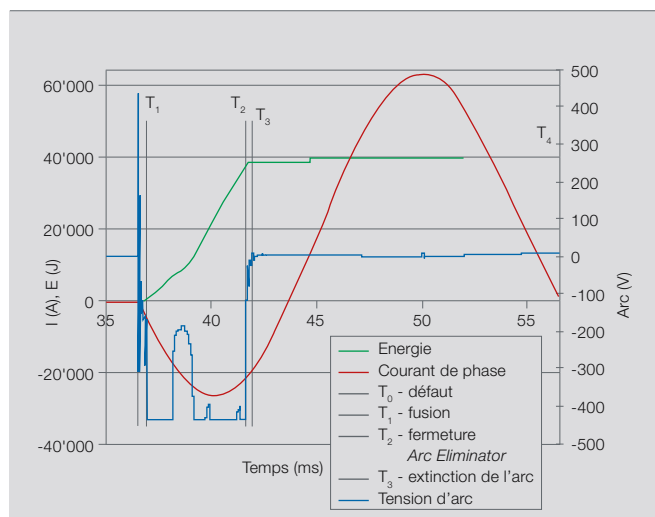
fonctionnement du système et le nombre maximum de tableaux pouvant être protégés par un seul dispositif. Ces éléments varient selon l'impédance du circuit de puissance et l'impédance type des barres L_b et R_b de l'appareillage *UniGear*. Ainsi, le circuit illustré en 5 sert à vérifier que l'impédance parallèle du circuit de puissance (entre la position de l'arc interne et le court-circuit à la terre d'*Arc Eliminator*) est faible au vu de l'architecture globale du réseau de distribution et que, par conséquent, la tension alimentant l'arc décroît avec l'action de *Arc Eliminator* pour éteindre l'arc.

Les toutes premières simulations utilisant 4 et 10 tableaux ont montré que la répartition de courant entre le défaut (arc) et *Arc Eliminator* ne pose pas de problème, même avec un nombre relativement élevé de ta-

bleaux. Il est également clair que le rapport L/R influence la forme de l'onde de courant et donc le pouvoir d'extinction de l'arc. Des valeurs L/R supérieures signifient que la composante de courant continu décroît à un rythme plus lent, permettant à l'arc de se maintenir un peu plus longtemps. Les résultats des simulations furent validés par des essais au sein du laboratoire CESI [7] où un câble de puissance servit à introduire une impédance parallèle significative entre l'arc et *Arc Eliminator*.

6a illustre un montage d'essai dans lequel un arc interne de 31 kA est amorcé dans le tableau CB1 puis transféré au dispositif *Arc Eliminator* monté dans le tableau CB3. Les courbes correspondantes, avec deux échelles de temps différentes, sont illustrées en 6b (courant de phase en rouge, tension d'arc en bleu et éner-

6b Transfert d'un arc de 31,5 kA à *Arc Eliminator*



7 Limitation des effets d'un arc de 40 kA par l'action de l'*Arc Eliminator*




gie en vert). En T0, le circuit de tension d'alimentation est fermé suite à un défaut triphasé qui trouve son origine dans un fil de faible section entre les phases de la cellule du câble de CB1. Lors de la fusion du fil et de l'amorçage d'un arc interne entre les trois phases, la tension augmente jusqu'à plusieurs centaines de volts (T1). Parallèlement, le courant croît et s'écoule du côté alimentation vers l'emplacement de l'arc dans CB1. L'énergie fournie à l'arc – accompagnée d'un flash lumineux – augmente la pression et la température de l'air. Ce flash lumineux déclenche l'électronique de commande du dispositif *Arc Eliminator* qui entre immédiatement en action.

En T2, *Arc Eliminator* met à la terre les trois phases et ferme, en parallèle avec l'arc, un trajet de faible impédance entraînant une chute importante de la tension d'arc. Le courant qui traverse l'arc décroît et commence à se déplacer de CB1, via le câble, vers CB2 et ensuite vers l'*Arc Eliminator*. Le processus complet, à savoir l'apparition du défaut, sa détection et la fermeture de l'*Arc Eliminator* dure moins de 5 ms. En T3, le courant est intégralement transféré à l'*Arc Eliminator*, la tension chute jusqu'à quelques volts (selon l'impédance et la longueur du trajet parallèle) et le courant continue de s'écouler jusqu'à la coupure dans la cellule CB1 en amont. Sa bonne tenue aux courts-circuits (31,5 kA, 3 s et 50 kA, 1 s)


permet au dispositif *Arc Eliminator* de supporter aisément le courant transféré jusqu'à cette coupure.

Le temps de transfert T2–T3, qui peut se situer entre 0 et 2 ms, varie selon l'emplacement de l'*Arc Eliminator* par rapport au côté alimentation et l'impédance parallèle introduite par le nouveau circuit lors de la fermeture d'*Arc Eliminator*. Le temps maxi de 2 ms fut validé lors d'un essai d'arc interne de 40 kA eff/100 kA crête dans la cellule CB1 en utilisant un câble de 10 m de long, de 240 mm² de section et connecté à CB2.

Alors que le courant, provenant du côté alimentation, ne varie pas pendant la séquence, l'action de l'*Arc Eliminator* limite fortement la tension et, par conséquent, l'énergie injectée dans le défaut. En d'autres termes, lorsqu'*Arc Eliminator* entre en action, l'apport d'énergie par période est réduite à moins de 1 % de celle pendant les 5 ms où l'arc brûle librement (entre le courant initial et la fermeture d'*Arc Eliminator*), ce qu'illustre la trace « d'énergie » (vert) en T2 . Ainsi, toutes les conséquences normalement associées à un arc interne sont circonscrites, évitant toute dégradation importante de la cellule.

Lors de cet essai, l'énergie fournie à l'arc pendant les 5 ms où il brûle librement était d'environ 40 kJ pour une phase et de 94 kJ pour les trois phases. Si l'arc interne s'était main-

tenu pendant une seconde, le dégagement total d'énergie dans la cellule aurait représenté près de 200 fois celui limité par l'action de l'*Arc Eliminator*, soit 2 MJ avec destruction complète de tous les composants dans la cellule.

Dans tous les cas, pendant les 5 ms où l'arc brûle librement, l'appareillage électrique doit être capable de résister aux contraintes liées aux courants crêtes, de même que la surpression entraînant l'ouverture des soupapes de décompression, faute de quoi les éléments structurels les plus fragiles peuvent être endommagés. La photo  montre les conséquences limitées d'un arc de 40 kA (noircissement du conducteur de phase et déformation de la tôle de fond en aluminium).

La sécurité avant tout

La sécurité des opérateurs doit être une priorité pour les constructeurs d'appareillage moyenne tension (MT). Dans ce contexte, la simplicité, la souplesse d'emploi, la facilité d'installation et le faible coût de la solution *Arc Eliminator* d'ABB sont de précieux atouts. Un kit *Arc Eliminator* permet aux clients de renforcer le niveau de sécurité d'un appareillage existant avec des modifications mineures.

Carlo Gemme

Michele Pasinetti

Renato Piccardo

ABB PT (SACE)

Milan (Italie)

carlo.gemme@it.abb.com

michele.pasinetti@it.abb.com

renato.piccardo@it.abb.com

Bibliographie

- [1] Dyrnes, S., Bussmann, C., 2005, *Electrical safety and arc flash protection*, Electrical Safety and Arc Flash Handbook, Vol. 2, p. 12-23
- [2] NFPA 70E 2000, *Standard for Electrical Safety Requirements for Employee Workplaces*, cf. <http://www.nfpa.org/> (consulté en octobre 2007)
- [3] Arnborg, C., 2001, *AX1 Technical Description and Ordering Guide*
- [4] CESI, 2006, Test Report A6/004406
- [5] CESI, 2006, Test Report A6/004285
- [6] Breder, H., 2003, *Frequently Asked Questions on the AX1 Arc Eliminator system*
- [7] CESI, 2007, Test Report A7/015852

Prochainement...

Revue ABB, édition spéciale Automatisation industrielle : technologies et services

Sur un marché de plus en plus concurrentiel et dans un contexte de hausse des prix de l'énergie et des matières premières, les industriels sont confrontés à des exigences toujours plus strictes de qualité, de fiabilité et de rentabilité. Si les temps improductifs et les contre-performances sont de moins en moins tolérés, l'outil industriel doit être optimisé en permanence.

Planifier la maintenance d'un équipement, par exemple, suppose d'en posséder une connaissance approfondie qui, seule, permet de minimiser le coût des arrêts intempestifs et des défaillances.

Premier fournisseur mondial de systèmes d'automatisation industrielle, ABB s'investit de plus en plus aux côtés de ses clients pour maintenir et renforcer les performances des équipements productifs. Dans une édition spéciale de la *Revue ABB* sur l'automatisation industrielle, à paraître prochainement, nous présenterons quelques-unes des contributions d'ABB dans ce domaine.



Il y a une vie après le court-circuit!

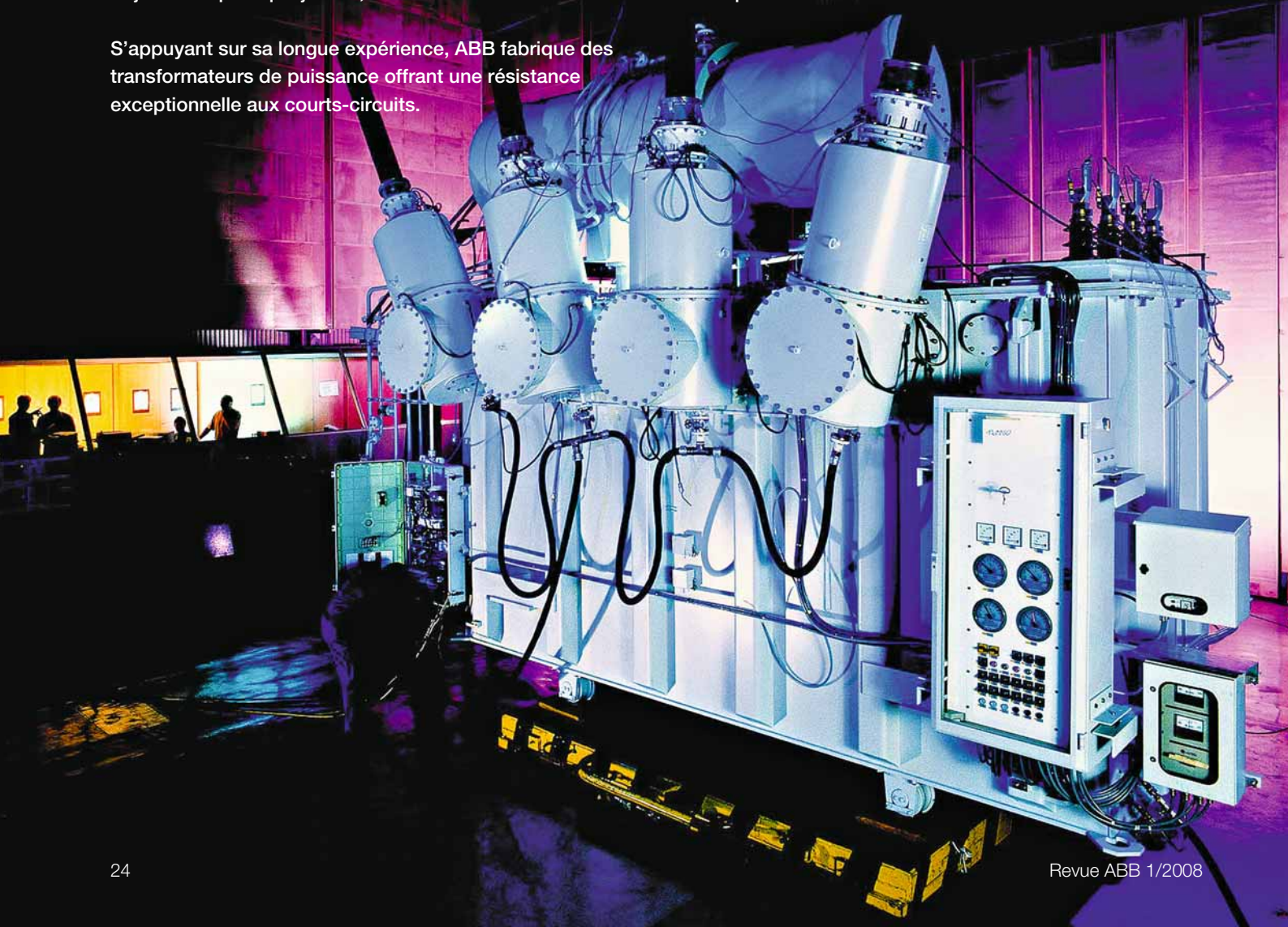
Tenue aux courts-circuits des transformateurs de puissance

Thomas Fogelberg

Le transformateur de puissance est une pièce maîtresse des réseaux électriques. Le savoir-faire et l'expérience accumulés pendant de nombreuses années, ainsi que la sophistication des méthodes de fabrication et d'essai, ont abouti au transformateur moderne : une merveille d'efficacité et de fiabilité.

Cependant, les transformateurs ne sont pas les seuls à avoir évolué. La dynamique du marché de l'électricité impose aujourd'hui d'exploiter les réseaux au maximum de leurs capacités. Simultanément, l'envolée du cours des matières premières et la demande croissante mettent sous pression les constructeurs et leurs fournisseurs. Aujourd'hui plus que jamais, la robustesse d'un transformateur est capitale.

S'appuyant sur sa longue expérience, ABB fabrique des transformateurs de puissance offrant une résistance exceptionnelle aux courts-circuits.



Au fur et à mesure que les puissances et les tensions de transport augmentent, les propriétés thermiques et mécaniques des transformateurs doivent être renforcées pour résister à la fois aux échauffements localisés et aux forces électrodynamiques causées par les défauts du système électrique. Aujourd'hui, ABB conçoit des transformateurs pour des tensions de transport maximales de 800 kV, des puissances triphasées de 1500 à 2000 MVA pour les lignes d'interconnexion et de 1200 MVA pour les générateurs en sortie de centrale.

Contexte

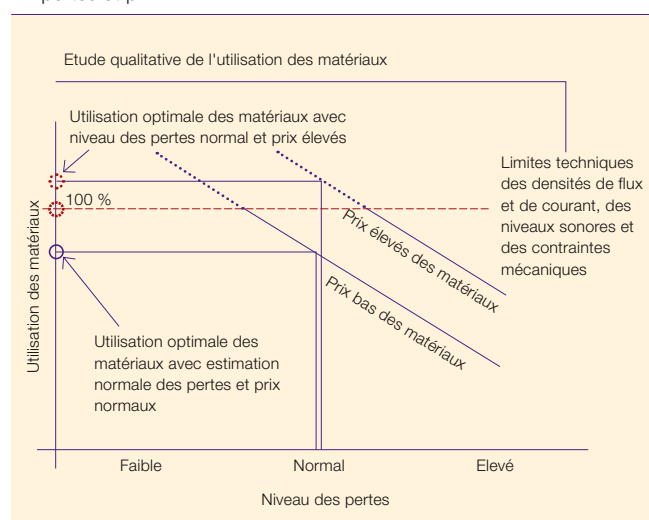
L'explosion actuelle de la demande de transformateurs est aussi forte que dans les années de l'après-guerre, lorsque les marchés américains et européens étaient servis par des fournisseurs locaux qui mobilisaient toutes leurs ressources pour répondre à la demande des compagnies publiques d'électricité. C'est à cette époque que furent introduits les systèmes en courant alternatif (CA) de 400 à 800 kV et élaborées de nombreuses normes internationales CEI et ANSI.

Au début des années 80, les premiers signes d'une évolution du marché de l'électricité étaient prémonitoires d'une mutation sans équivalent depuis l'époque d'Edison et de Westinghouse.

Le dernier quart du XX^e siècle s'est caractérisé par un formidable mouvement de consolidation à la fois de l'offre et de la demande à l'échelle mondiale. Les monopoles nationaux ont cédé la place à des acteurs mondialisés, bouleversant les règles commerciales et les modes d'approvisionnement, confrontés en outre au déséquilibre du marché des matières premières.

L'évolution de la filière électrique résulte de l'ouverture des marchés à la concurrence, voulue par les politiques, pour favoriser le négoce et l'interconnexion régionale. De nombreuses sociétés nationales sont ainsi devenues des entreprises du secteur marchand. Les activités de production, de transport et de distribution ont été

1 Le choix des matériaux : un compromis entre pertes et prix

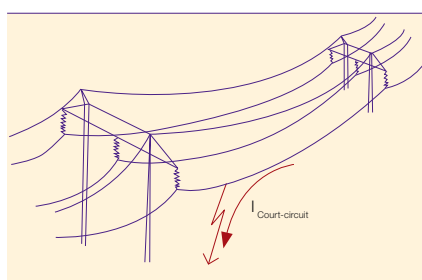


Enfin, les nouveaux investissements dans les réseaux électriques étant insuffisants au vu de la croissance de la demande, les équipements sont exploités aux limites de leurs capacités.

Essais transformés

La qualité d'un transformateur se révèle lors des essais. Dans la conjoncture actuelle de renchérissement des matériaux et de minimisation des pertes, on cherche à pousser les appareils dans leurs derniers retranchements, leur imposant des contraintes plus fortes que jamais [1].

2 Les courts-circuits, source majeure de défaillance des transformateurs



scindées, le rôle des exploitants de réseaux de transport n'étant pas clairement défini, avec des domaines de responsabilité confus. Les variations de prix sont répercutées sur les consommateurs et une vision à court terme a remplacé la gestion à long terme des infrastructures.

En ce qui concerne le marché des transformateurs, la forte demande en électricité dans certaines régions (Asie, Moyen-Orient et Amérique du Sud) modifie la donne. De plus, les pays du « Vieux Monde » sont confrontés à un parc de transformateurs vieillissants, dont l'âge atteint 40 à 50 ans. Les motivations écologiques ne sont pas non plus étrangères à cette évolution.

Conséquence supplémentaire : l'industrie des transformateurs et ses fournisseurs de matières premières fonctionnent au maximum de leurs capacités, avec des délais de livraison qui s'allongent.

Si la normalisation élaborée au fil des ans prescrit des méthodes d'essai pour les caractéristiques électriques, il n'en va pas de même des essais thermiques et mécaniques des nouveaux gros transformateurs élévateurs et des transformateurs d'interconnexion. Sur ce point, des imperfections de conception et de fabrication peuvent passer inaperçues.

Cet article explore les méthodes de conception, de production, d'approvisionnement et d'essai employées par ABB pour valider les aspects mécaniques et la fiabilité des transformateurs de forte puissance, c'est-à-dire leur tenue aux courts-circuits.

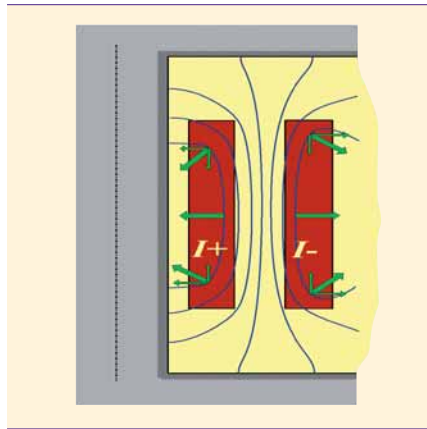
Fiabilité par la qualité de la conception

Les systèmes électriques modernes sont des chaînes complexes aux nombreux maillons. L'exigence de fiabilité de l'ensemble impose une disponibilité élevée de chaque maillon, notamment les transformateurs de forte puissance, pour minimiser la défaillance de composants individuels ou de parties entières du système de production.

Une caractéristique majeure d'un transformateur est sa résistance aux courts-circuits. C'est pourquoi les normes CEI et IEEE, ainsi que d'autres normes nationales, imposent la tenue aux courts-circuits des transformateurs de puissance et définissent les méthodes d'essai. Malheureusement, tout n'est pas aussi simple que les normes

Transformateurs et postes

3 Les forces électromagnétiques minimisent la densité d'énergie électromagnétique.



Encadré Signes distinctifs des transformateurs de puissance fabriqués par ABB

Une bonne tenue aux courts-circuits découle :

- d'une conception mécanique et de choix technologiques judicieux ;
- du respect des règles fondamentales de la mécanique ;
- d'une validation par de nombreux essais en court-circuit ;
- d'une rigidité des serrages du noyau (manutention et courts-circuits) ;
- de procédés de fabrication précis avec des tolérances étroites et des contrôles qualité ;
- de mandrins de bobinage rigides ;
- de procédures de séchage et de mise sous pression validées ;
- d'enroulements BT conçus et serrés avec rigidité.

Recommandations

Quels appareils soumettre à des essais de tenue aux courts-circuits ?

- transformateurs élévateurs importants et appareils auxiliaires des centrales ;
- transformateurs d'alimentation clés de postes de centrale ou de gros centres de consommation ;
- transformateurs d'interconnexion stratégique : transformateurs à trois enroulements (tertiaire), autotransformateurs ;
- transformateurs à enroulements inter-rompus à connexions axiales ;
- groupe de transformateurs dont l'un doit être déposé ;
- transformateurs d'alimentation constante ;
- transformateurs connectés à des réseaux réputés pour leur fragilité et leurs courants de défaut élevés.

Toutes les conceptions et configurations de transformateurs de puissance doivent être contrôlées au titre de la norme CEI 60076-5 (2006-02).

le laissent entendre. De nos jours, les défaillances des transformateurs sont encore majoritairement le fait de courts-circuits 2, même si le taux de défaillance varie largement selon les pays, les systèmes, les circonstances, les caractéristiques des réseaux et le type d'équipement.

Les pays émergents, où la demande en électricité augmente à un rythme exponentiel, renforcent leurs capacités de production et les interconnexions. L'Occident, pour sa part, est confronté aux évolutions suivantes :

- croissance des échanges transfrontaliers d'électricité (exploitation des réseaux aux limites de leurs capacités) ;
- développement de l'éolien (production intégrée au réseau sans tenir compte des capacités disponibles) ;
- fluctuation des transits de puissance ;
- vieillissement des équipements ;
- modification des conditions d'exploitation.

Les transformateurs, anciens comme nouveaux, sont donc à la merci de courts-circuits d'une intensité extrême.

Les transformateurs ABB font preuve d'une fiabilité exceptionnelle, résultat d'efforts de développement ciblés, d'une longue expérience dans la fabrication de transformateurs pour les régimes d'exploitation les plus contraignants et d'un suivi méticuleux des problèmes en phases d'essai et d'exploitation.

Il y a 10 ans, ABB lançait son concept TrafoStar™, qui englobe outils de développement, méthodes de fabrication, sources d'approvisionnement en matériaux, méthodes d'essai et système de gestion de la qualité. 14 usines ABB à travers le monde utilisent aujourd'hui ce concept pour fabriquer les transformateurs de forte puissance. 10 000 transformateurs, dont 2 000 gros transformateurs élévateurs et d'interconnexion, ont été fabriqués à ce jour ; nos usines produisent annuellement plus de 1 500 transformateurs d'une puissance supérieure à 60 MVA.

Exigences de conception

Dans un marché aussi dynamique, comment évolueront la conception des appareils actuels, leur fiabilité et

leur disponibilité ? De nombreux nouveaux acteurs et des fabricants de transformateurs de distribution se mettent à produire des transformateurs de puissance. Parallèlement, l'envolée des matières premières et la nécessité de réduire les pertes augmenteront les contraintes avec réduction des marges de tolérance.

La rigidité mécanique d'un transformateur est appelée à devenir un critère majeur de performance, ce pour trois raisons :

- tenue aux courts-circuits ;
- protections antisismiques ;
- facilité de manutention.

Un court-circuit impose des contraintes mécaniques pouvant atteindre une centaine de tonnes en quelques secondes. Les courants de crête et les forces correspondantes dépendent de plusieurs facteurs. Dans les systèmes haute tension (HT), le type de court-circuit le plus fréquent est le contournement d'une seule ligne à la terre qui peut avoir plusieurs causes : coup de foudre sur la ligne, défaillance d'un équipement du poste, pollution de l'isolant, etc. Parfois, le court-circuit entraîne un défaut plus grave (défaut monophasé à la terre évoluant vers un défaut biphasé, voire triphasé, par exemple). La gravité relative des divers types de défaut dépend des caractéristiques du système. Par ailleurs, certains facteurs comme les résistances d'arc et les impédances à la terre du réseau exercent un effet compensatoire. Ainsi, la gravité d'un court-circuit, les courants de crête et les contraintes dépendent surtout de l'état de l'installation, en particulier de la valeur d'impédance du transformateur et de la puissance apparente de court-circuit du ou des systèmes.

Le type de défaut produisant normalement les courants traversants les plus élevés dans un des enroulements du transformateur est le défaut triphasé symétrique. Il semble donc logique d'utiliser ce mode de défaillance comme critère de conception de base d'un transformateur.

Lors de l'étude de la tenue aux courts-circuits des transformateurs de puissance, il faut commencer par évaluer les courants de défaut très élevés sus-

ceptibles d'affecter les enroulements, au vu des autres types de défaut que l'appareil peut rencontrer en exploitation.

Pour déterminer l'intensité des courants, on utilise l'analyse des circuits et la méthode des composantes symétriques. Les calculs sont informatisés après saisie des données du système et du transformateur.

Calcul des forces par mode de défaillance

Les enroulements ont tendance à se déformer sous l'effet des forces électromagnétiques afin de minimiser la densité d'énergie magnétique. Pour un transformateur à deux enroulements, par exemple, cela signifie que le rayon de l'enroulement interne tendra à diminuer et celui de l'enroulement externe à augmenter. Les enroulements sont également soumis à une compression axiale qui réduit leur hauteur ³.

Les forces et critères de résistance associés peuvent être de nature axiale ou radiale.

Les modes de défaillance dus aux forces radiales incluent :

- flambage de l'enroulement interne ^{4a} ;

- augmentation du diamètre de l'enroulement externe ;
- torsion des extrémités (enroulements hélicoïdaux) ^{4b}.

Les modes de défaillance dus aux forces axiales incluent :

- effondrement mécanique de l'isolant de la culasse, des bagues et plaques de pression, et des serrages du noyau ;
- compression des conducteurs ;
- torsion axiale des conducteurs entre les cales ;
- risque de défaillance initiale du diélectrique dans les enroulements, suivie d'un effondrement mécanique.

Les forces axiales sont calculées par la méthode des éléments finis qui tient totalement compte des déplacements axiaux dus aux tolérances en atelier et au pas des enroulements hélicoïdaux. Les enroulements sont dimensionnés pour des forces de compression maximales, intégrant les effets dynamiques.

Point important de la technologie ABB de tenue aux courts-circuits : les enroulements internes, soumis à compression radiale, sont conçus pour être totalement « auto-portants » en cas d'effondrement par « flambage libre ». C'est pour cette raison qu'ABB fait

abstraction de la soi-disante, stabilité fournie par les supports radiaux entre le noyau et les enroulements ou entre les enroulements¹⁾. En d'autres termes, c'est la dureté du cuivre (limite élastique) et la géométrie des conducteurs qui sont la clé de la stabilité mécanique de l'enroulement. Pour éviter la torsion des enroulements hélicoïdaux, nous limitons strictement les forces susceptibles d'intervenir ou modifions le type d'enroulement. De plus, nous prenons en compte la dynamique de l'enroulement.

La conception des transformateurs de puissance est un processus itératif et interactif qui vise à obtenir la meilleure solution en termes de :

- masse et pertes ;
- niveau sonore ;
- tenue aux courts-circuits ;
- température des enroulements, points chauds et mode de refroidissement ;
- rigidité diélectrique entre et à l'intérieur des enroulements.

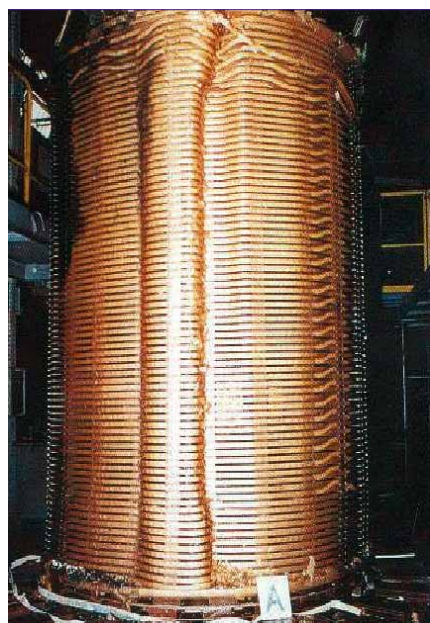
Chez ABB, les concepteurs de transformateurs de puissance et 14 usines utilisent les outils de conception et

Note

¹⁾ La sollicitation des supports radiaux peut compromettre la stabilité mécanique des enroulements du fait du fléchissement des supports sous la charge et au cours du temps.

4 Exemples de déformations des enroulements sous l'effet de contraintes extrêmement fortes :

- a flambage : effondrement de la cuirasse d'un enroulement cylindrique



- b torsion : déformation tangentielle des spires terminales d'un enroulement hélicoïdal



- 5 La fabrication d'un transformateur est un exercice de précision.



Transformateurs et postes

de validation les plus modernes au monde.

Précision des procédés de fabrication

La compensation des ampèretours entre enroulements est un préalable indispensable pour éviter les contraintes axiales sur ces derniers.

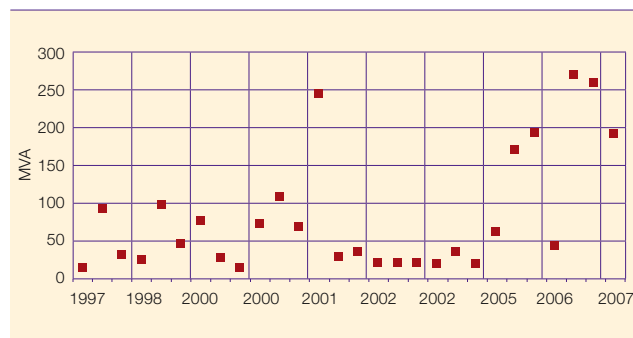
Les tolérances de fabrication des enroulements sont donc extrêmement serrées ⁵.

Les enroulements pouvant s'apparenter à des ressorts constitués de près de 20 % de cellulose, ils doivent impérativement avoir une compression correcte lors de l'exposition à l'humidité ou à certaines températures, pour obtenir la constante de ressort exacte tout au long de leur vie. Le bobinage et l'assemblage des parties actives doivent donc respecter des procédés bien définies. La valeur de pression finale après le séchage en phase vapeur est celle appliquée aux enroulements sur toute leur durée de vie.

⁶ La méthode de fabrication ABB garantit la constance de qualité des éléments essentiels, avec un impact important sur la résistance dynamique de l'enroulement.



⁷ Transformateurs Trafostar™ ayant subi des essais en court-circuit



Critère prépondérant : une même pression doit être appliquée à tous les enroulements pour éviter le déplacement des bobines. Les différents composants à base de cellulose utilisent donc les mêmes matières premières et sont fabriqués sur les mêmes machines et outillages ABB dans le monde entier, ce qui garantit la constante de qualité de ces éléments essentiels qui jouent un rôle capital dans la résistance dynamique des enroulements ⁶.

Validation de la tenue aux courts-circuits

La nouvelle norme CEI 60076-5 (2006-2) propose deux méthodes pour tester la tenue d'un transformateur aux effets dynamiques d'un court-circuit : essai de court-circuit complet dans un laboratoire certifié ou analyse théorique de sa tenue aux courts-circuits sur la base des règles de conception et de l'expérience industrielle du constructeur conformément au nouveau guide de la CEI.

Le coût des équipements requis pour réaliser les essais est tel que seule une poignée de laboratoires dans le monde en dispose. En effet, ces essais met-

⁸ Le coût des équipements d'essai est tel que seuls certains laboratoires au monde peuvent tester la tenue aux courts-circuits des transformateurs de puissance (vue aérienne du laboratoire KEMA aux Pays-Bas).



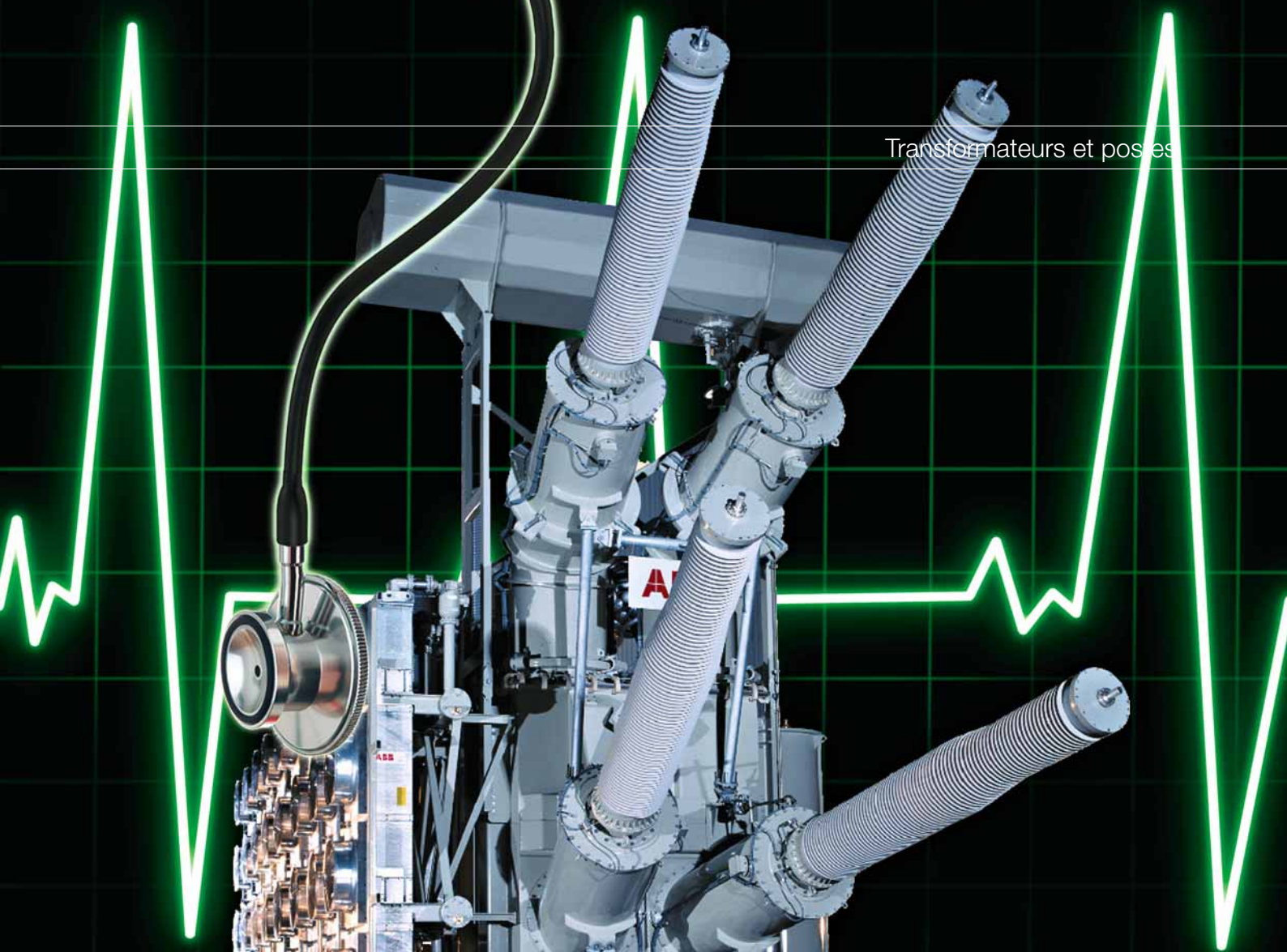
tent en œuvre de très fortes puissances (niveau d'un réseau de transport) avec des équipements de contrôle-commande et de mesure complexes. Le laboratoire KEMA aux Pays-Bas dispose de telles installations et a procédé, pour le compte d'ABB, à un certain nombre d'essais de tenue aux courts-circuits ⁸.

Plus de 140 transformateurs de puissance ABB de différentes conceptions ont subi ces essais, notamment 30 appareils construits après 1996 selon le concept TrafoStar™ ⁷.

Les comptes rendus d'essais en court-circuit de transformateurs de puissance présentés par le laboratoire KEMA lors des conférences du CIGRE et d'autres conférences techniques font état d'un taux de défaillance de 30 à 40 %. Sur 28 transformateurs ABB testés ces 11 dernières années, seuls 3 n'ont pas donné satisfaction (soit $\approx 10\%$). Lorsque les données d'ABB sont retirées des statistiques globales, les résultats des autres fabricants font apparaître un taux d'échec bien plus élevé, illustrant l'extrême difficulté à fabriquer, de nos jours, des transformateurs offrant une bonne résistance aux courts-circuits.

La nouvelle norme CEI autorise également le fabricant à valider sa conception en fournissant ses propres calculs et en les comparant à ses propres règles découlant de plusieurs essais. Pour la conformité normative, les contraintes ne doivent pas dépasser soit les valeurs maximales admises pour ce fabricant, soit 80 % de la valeur critique fixée par ce même fabricant. Elles doivent également correspondre aux valeurs maximales indiquées par la nouvelle norme CEI 60076-5.

Thomas Fogelberg
ABB Transformers
Ludvika (Suède)
thomas.fogelberg@se.abb.com



Les transformateurs en garde à vue

Surveillance et bilan de santé, outils stratégiques au service des exploitants de réseaux électriques

Lars Pettersson, Lena Melzer, Claes Bengtsson, Nicolaie Fantana

Les transformateurs, actifs clés des réseaux électriques, sont soumis à des impératifs de précision, de qualité et de durée de vie. Dans de nombreux pays, l'âge moyen du parc se situe entre 30 et 40 ans, ce qui accroît le risque de dysfonctionnement.

De plus, la tendance actuelle à les faire fonctionner aux limites de leurs capacités renforce leur vulnérabilité, sauf à prendre les mesures appropriées.

Remplacer un transformateur défaillant est une opération lourde, qui

ne se mesure pas en jours. C'est pourquoi il est impératif de minimiser la probabilité d'un tel événement. Grâce à un bilan de santé précis de leur parc vieillissant, ABB aide les exploitants de réseaux électriques à mieux gérer ces actifs coûteux.

Transformateurs et postes

Pour optimiser leurs stratégies de remplacement et de rénovation, les compagnies d'électricité doivent connaître avec précision l'état de leur parc de transformateurs [1,2]. Sur ce plan, une gestion pérenne du parc couvre trois aspects :

- suivi et surveillance pour dépister les signes avant-coureurs de défaillance ;
- diagnostic pour identifier les dysfonctionnements ou défauts ;
- bilan de santé du parc pour planifier les réparations et remplacements aux moments stratégiques.

Les systèmes de surveillance modernes, comme le système TEC (*Transformer Electronic Control*) d'ABB, ne se contentent pas de détecter les défauts ; ils collectent également des données à des fins de diagnostic.

Outre les mesures directes, ce système s'appuie sur des principes théoriques établis à partir des connaissances approfondies qu'a ABB sur les transformateurs et sur des outils de conception modernes comme, par exemple, l'analyse avancée de la réponse en fréquence, les mesures diélectriques, les calculs de tenue aux courts-circuits et de capacité de surcharge.

Les fonctions de diagnostic et de bilan de santé doivent aider à la prise de décision stratégique aussi bien pour des appareils individuels que pour une population entière.

Elles s'appuient sur des données de conception, un historique d'exploita-

tion, des mesures et des données de diagnostic.

Grâce à son savoir-faire, ABB peut aider les exploitants de transformateurs dans tous ces domaines, mais également leur proposer des services de réparation ou de rénovation sur site [3,4]. Pour illustrer nos domaines d'intervention, nous décrirons plus particulièrement trois études :

- planification stratégique/passage au crible d'un parc ;
- durée de vie restante d'un transformateur ;
- diagnostic d'un appareil suspect.

Evaluation à des fins de planification stratégique

L'évaluation stratégique d'une population vise à identifier les appareils les plus vulnérables, qui doivent être remplacés en priorité ou qui exigent une intervention de maintenance. Deux approches sont possibles :

- analyse statistique, avec l'âge du transformateur comme principale variable indépendante ;
- analyse individuelle, pour connaître l'état ou la résistance de chaque appareil.

Si l'analyse statistique constitue souvent une première étape utile, l'analyse individuelle s'impose dans la plupart des cas.

Passage au crible d'un parc : méthode des facteurs d'influence

Cette première étude, qui a porté sur 49 transformateurs d'une puissance de 40 à 100 MVA, a permis d'identifier

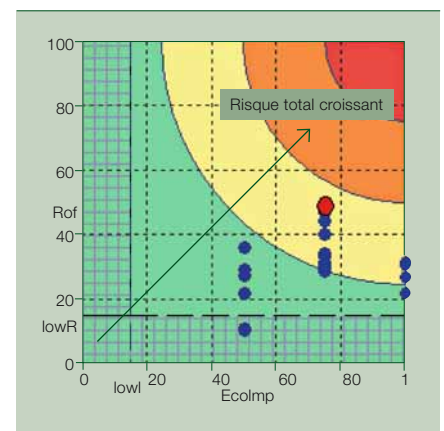
différents facteurs ayant une influence sur leur espérance de vie. Chaque transformateur a ensuite été évalué au vu de ces facteurs et a obtenu une note relative sur une échelle de 0 à 100 (100 désignant l'état le plus dégradé).

Certains facteurs étant plus critiques que d'autres, nous avons ensuite attribué une valeur de pondération à chacun d'eux.

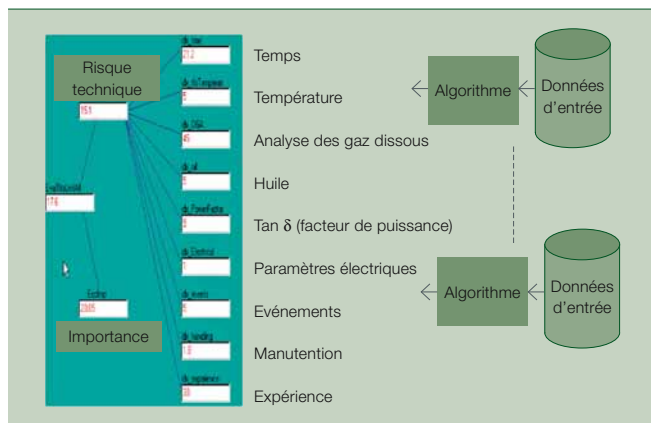
En combinant les notes individuelles – soit leur somme pondérée, soit leur valeur maximale – nous avons obtenu une indication générale du risque technique potentiel de chaque appareil.

Cette méthode basée sur les facteurs d'influence **1** utilise des informations

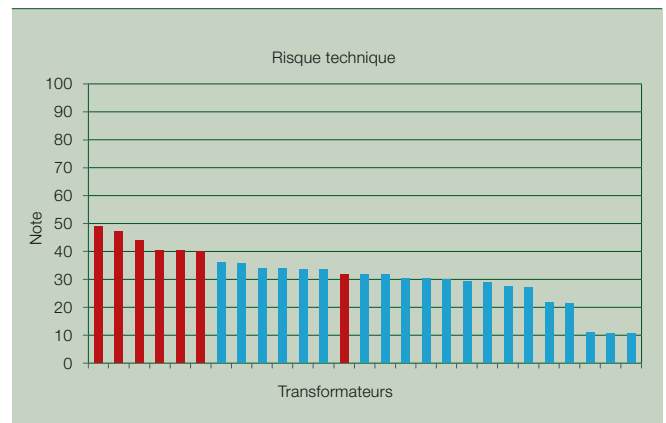
- 3** Classement global. Le point rouge représente l'appareil le plus vulnérable.
Rof : risque technique potentiel
Ecolmp : impact économique



- 1** L'observation des transformateurs utilise des algorithmes basés sur des données faciles à définir, qui sont exprimées sous forme de notes entre 0 et 100.



- 2** Estimation du risque technique selon la méthode de la valeur pondérée. Les appareils en rouge présentent le risque le plus élevé.



disponibles comme la dégradation de l'état général, l'usure thermique, les événements exceptionnels, l'état après réparation ou encore le retour d'expérience. Enfin, d'autres données sur l'état réel du transformateur (obtenues par analyse des gaz dissous et de l'huile) sont utilisées.

Pour chacun des 49 transformateurs, nous disposons de données spécifiques : valeurs nominales, âge, régime de charge, température ambiante et résultats de l'analyse des gaz dissous. De plus, pour certains individus, nous possédions des informations sur la conception et les événements exceptionnels. L'analyse de l'huile n'étant disponible que pour 27 appareils, deux classements furent réalisés : l'un avec ces 27 transformateurs et l'autre avec le parc complet (49 appareils), mais sans tenir compte de l'analyse de l'huile.

Le diagramme 2 classe les 27 appareils selon le risque technique, avec application d'une valeur pondérée. Les 6 transformateurs de gauche constituent le groupe au risque le plus élevé.

Si l'analyse intègre la valeur maximale plutôt que la valeur pondérée, le groupe « à haut risque » inclut un appareil supplémentaire (également en rouge sur le diagramme).

Ce groupe se caractérise pour l'essentiel par une forte dégradation de l'huile et de l'isolant papier. A lui seul, l'âge n'est pas un paramètre déterminant du classement.

Pour l'électricien, le risque n'est pas exclusivement technique ; en effet, l'incidence économique d'une défaillance (coût de la non-fourniture d'énergie, coût de réparation, etc.) doit également être prise en compte. Ainsi, l'impact économique se voit également attribuer une valeur sur une échelle de 1 à 100.

Le graphique 3 présente la répartition des appareils en fonction de leurs niveaux respectifs de risque tech-

nique (Rof) et d'impact économique (EcoImp).

Même si, globalement, le groupe affichait un risque élevé, l'analyse des gaz dissous révéla la faible probabilité d'une défaillance imminente dans cette population. Pour certains transformateurs, un traitement de l'huile fut néanmoins préconisé. Par la suite, l'état de vieillissement de l'appareil présentant le risque le plus élevé fut analysé.

Les fonctions de diagnostic et de bilan de santé doivent aider à la prise de décision stratégique aussi bien pour des appareils individuels que pour une population entière.

Autre possibilité que 3, un indice de risque peut être défini comme le produit normé du risque technique et de l'impact économique. Cet indice peut être considéré comme une estimation du coût indirect d'une défaillance, valeur que l'on peut comparer, dans une certaine mesure, au concept de prime de risque des assureurs.

Passage au crible

Cette approche structurée et plus détaillée a pour but de connaître l'état

du transformateur ou de ses composants, ou encore sa résistance à certaines contraintes externes. Chaque composant ou contrainte (thermique, mécanique, électrique) ainsi que la capacité de charge font l'objet d'une analyse individuelle avec une note qui représente le risque potentiel de défaillance. Les notes individuelles sont combinées pour donner une note globale 4.

Deux méthodes sont possibles pour attribuer une note à un composant : combinaison de facteurs qui influent uniquement sur un état ou une contrainte donnée, ou utilisation d'un modèle à base de règles (système expert) qui suppose une connaissance approfondie des transformateurs. Dans une approche structurée, la valeur d'un paramètre peut être appliquée à plusieurs composants. Par exemple, la durée d'exploitation n'affecte pas uniquement le vieillissement du papier mais également la force de serrage des enroulements. De même, l'analyse des gaz dissous est pertinente pour connaître à la fois l'état thermique et électrique d'un appareil.

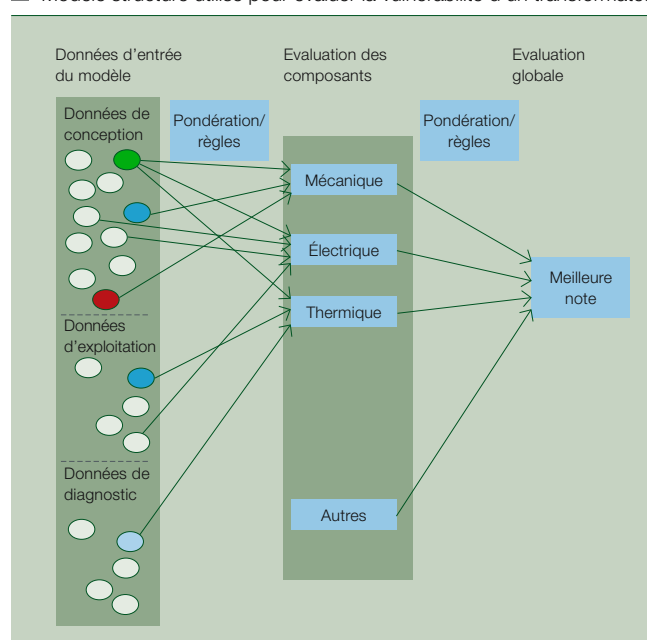
L'une de nos études a porté sur 13 transformateurs de poste fabriqués entre 1969 et 1998 (12 appareils entre 63 et 315 MVA/220 kV, et le treizième à 500 MVA/400 kV). Il s'agissait aussi

bien de transformateurs respirants que de transformateurs dans lesquels une membrane en caoutchouc faisait office d'isolant. A l'exception d'un appareil, tous possédaient un changeur de prises en charge et une impédance de court-circuit entre 10 et 12 % (sauf le transformateur 3 avec une impédance de 22 %).

Les éléments suivants furent analysés :

- tenue aux courts-circuits (déterminée à partir de la résistance aux contraintes de flambage et de compression) ;
- risque électrique (dédit des données de conception et de l'analyse de l'huile et des gaz dissous) ;

4 Modèle structuré utilisé pour évaluer la vulnérabilité d'un transformateur



Transformateurs et postes

- vieillissement thermique du papier ;
- échauffement général de l'isolant (à partir de l'analyse de l'huile et des gaz dissous) ;
- échauffement du noyau ;
- régime de charge des transformateurs (surcharges transitoires de courtes et longues durées).

Selon l'aspect à évaluer, nous avons appliqué soit la méthode à base de règles, soit des facteurs d'influence pour le classement. En 5, nous présentons la répartition des transformateurs en fonction de leur tenue aux courts-circuits et de leur régime de charge par année de fabrication.

Résultats :

- Les deux méthodes répartissent les appareils en 4 ou 5 groupes.
- Les appareils 2 et 5 présentent le risque le plus élevé en cas de court-circuit mais résistent mieux aux surcharges.
- L'appareil 3 (de plus forte impédance) résiste le mieux aux courts-circuits mais le moins bien aux contraintes de surcharge.
- Parmi les appareils avec impédance entre 10 et 12%, les plus récents résistent mieux aux courts-circuits.
- Aucun lien visible n'apparaît clairement entre âge et capacité de surcharge.

Les autres paramètres furent étudiés de la même manière.
Tous les transformateurs étudiés ici

étaient en bon état de fonctionnement ; toutefois, les appareils 2, 3 et 5 pouvaient présenter un risque si exposés à une contrainte exceptionnelle, telle qu'un court-circuit ou des surcharges.

ABB a réalisé plusieurs études en Europe et aux Etats-Unis, à la fois par la méthode des facteurs d'influence et par celle à base de règles [5, 6, 7, 8].

Durée de vie restante

Ce second diagnostic a consisté à évaluer, d'une part, l'état effectif du transformateur et, d'autre part, sa durée de vie restante au vu de ses hypothétiques conditions d'utilisation futures.

Deux méthodes pour le bilan de santé d'un parc : système à base de règles ou facteurs d'influence.

Pour connaître l'état réel d'un appareil, on évalue normalement le risque de défaillance à partir de l'analyse de l'huile et des gaz dissous, de l'état de l'isolant, et des contraintes subies. De la même manière, les risques électriques et mécaniques sont évalués.

Dans le cas présent, il s'agissait d'un transformateur élévateur de générateur construit en 1979, respirant et refroidi par circulation forcée d'huile dans les hydroréfrigérants (OFWF), avec barres sous gaine isolées du

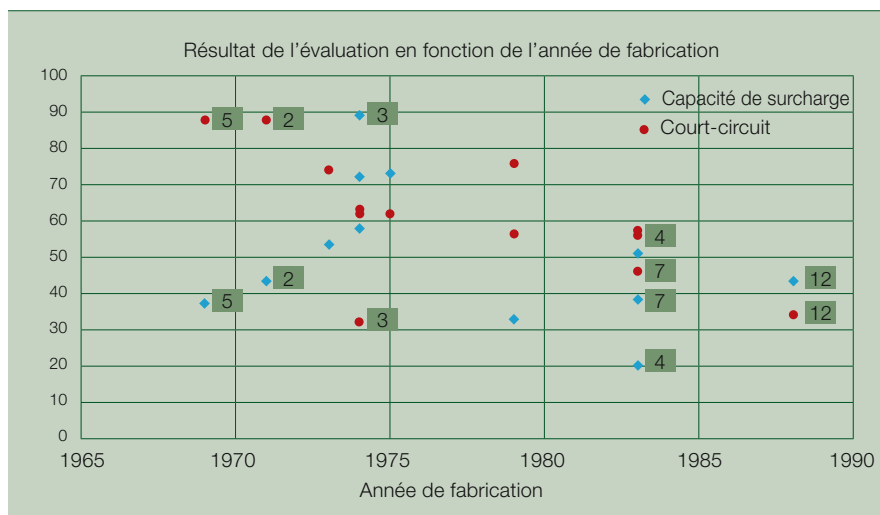
côté basse tension (BT). Si le transformateur avait fonctionné en moyenne à 78% de sa charge assignée, les niveaux de charge avaient fluctué de 35 à 100%.

Il avait par ailleurs subi quelques incidents mineurs ayant déclenché des alarmes de gaz ainsi qu'un événement exceptionnellement grave, à savoir un défaut monophasé à la terre côté haute tension (HT), provoquant la circulation de courants élevés dans l'appareil.

L'étude a abouti aux conclusions suivantes :

- Le risque de défaillance imminente était faible au vu des analyses de l'huile et des gaz dissous.
- Le vieillissement de l'isolant papier au point chaud indiquait un degré de polymérisation (DP) d'environ 350 (cf. Encadré).
- L'huile était en assez bon état mais avec, toutefois, probabilité d'expulsion de l'inhibiteur dans sept ou huit ans si l'appareil continuait de subir les mêmes contraintes thermiques. ABB a donc préconisé un traitement de l'huile avant cinq ans, de préférence par régénération.
- La tenue aux courts-circuits du transformateur ne respectait pas les critères actuels d'ABB, en particulier la résistance au flambage de l'enroulement BT. Les calculs indiquaient qu'un défaut externe HT monophasé à la terre pourrait imposer au transformateur des contraintes aux limites du supportable, voire au-delà.

5 Classement des appareils par année de fabrication. Chaque numéro correspond à un transformateur. Le risque relatif croît avec la note obtenue.



Encadré Degré de polymérisation

Le degré de polymérisation (DP) correspond au nombre moyen de monomères de glucose d'une molécule de cellulose. Il indique la résistance mécanique de l'isolant papier et diminue donc au fur et à mesure de la dégradation de celui-ci. On peut estimer le DP au point chaud de l'enroulement si l'on connaît la température (déduite du profil de température et des données de maintenance) et si l'on dispose des données d'analyse de l'huile et des gaz dissous.

On conclut que l'état général du transformateur était bon mais sa tenue aux courts-circuits limitée. Il fut donc remplacé.

Diagnostic d'un appareil suspect

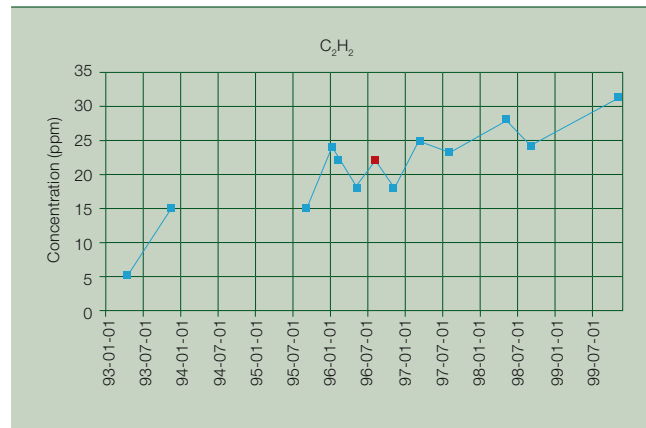
Ce troisième et dernier cas concerne un transformateur élévateur de taille moyenne (50 MVA) respirant et à refroidissement OFWF, fabriqué en 1962 et installé en intérieur. L'analyse des gaz dissous détecta la présence d'acétylène (C_2H_2), symptomatique d'un défaut interne.

Le graphique 6 présente la progression dans le temps de la concentration d'acétylène. Le début du diagnostic est repéré par un point rouge.

En prolongeant la durée de vie de leurs actifs, en rénovant des appareils existants et en réduisant les risques, les exploitants de réseaux électriques améliorent leurs performances financières à long et à court terme.

Quant aux autres hydrocarbures, leur concentration était faible et presque constante. La concentration d'oxydes de carbone, au demeurant pas excessive, révélait un transformateur vieillissant. Enfin, le niveau d'hydro-

6 Évolution de la concentration en acétylène (C_2H_2) présent dans la cuve principale d'un transformateur sous surveillance



gène était également faible et constant.

Une concentration croissante d'acétylène est le signe de décharges électriques dans l'huile, ce que corrobore l'absence presque totale de cellulose dans l'analyse des gaz dissous. Ce phénomène est souvent dû à un effet local de charge/décharge d'une pièce métallique dans le transformateur.

Pour tenter d'identifier l'origine de ces décharges, nous avons examiné en détail la conception du transformateur, puis effectué une analyse de l'huile plus complète et mesuré, sur site, les niveaux acoustiques et les décharges partielles électriques.

Ces mesures de décharges partielles indiquèrent de fortes impulsions de décharge électrique comparables à un jet continu de décharges dans l'huile. Les mesures acoustiques permirent d'identifier deux sources sans toute-

fois les localiser avec précision.

L'origine possible de ces décharges était la présence d'un gainage sur le potentiel flottant autour d'un câble BT ou des décharges partielles entre la cuve et le noyau. Ces phénomènes ne présentant pas un danger immédiat pour le transformateur, ABB préconisa de le maintenir en service en analysant fréquemment les gaz dissous. Le transformateur resta donc opérationnel pendant deux années supplémentaires. Une analyse après dépose confirma l'origine des décharges.

Valeur ajoutée pour les exploitants

Les cas étudiés ici démontrent l'intérêt d'effectuer un bilan de santé, général ou très détaillé, d'un parc de transformateurs vieillissants pour en optimiser la gestion. Ce type de bilan est également un outil précieux d'aide à la décision pour les exploitants de réseaux électriques, car en prolongeant la durée de vie de leurs actifs, en rénovant des appareils existants et en réduisant les risques, ils améliorent leurs performances financières à long et à court termes.

Lars Pettersson

ABB Power Transformers
Ludvika (Suède)
lars.f.pettersson@se.abb.com

Lena Melzer

ABB Power Transformers
Ludvika (Suède)
lena.melzer@se.abb.com

Claes Bengtsson

ABB Power Transformers
Ludvika (Suède)
claes.t.bengtsson@se.abb.com

Nicolaie L. Fantana

ABB Corporate Research
Ladenburg (Allemagne)
nicolaie.fantana@de.abb.com

Bibliographie

- [1] Bengtsson, C., Persson, J. O., Svensson, M., *Replacement and Refurbishment Strategies for Transformer Population*, CIGRE Transformer Colloquium, June 2001
- [2] Boss, P., Horst, T., Lorin, P., Pfammatter, K., Fazlagic, A., Perkins, M., *Life assessment of power transformers to prepare a rehabilitation based on a technical-economical analysis*, CIGRE Session 2002, Paper 12-106
- [3] Eklund, L. et al., *Increase transformer reliability and availability: From Condition Assessment to On-Site Repair*, Power Gen Middle East, Bahrain 2007
- [4] ABB Service Handbook for Transformers, 1st international edition, 2006
- [5] Pettersson, L., Fantana, N.L., Sundermann, U., *Life Assessment: Ranking of Power Transformers Using Condition Based Evaluation, A New Approach*, CIGRE Session Paris 1998, Conference Paper 12-204
- [6] Pettersson, L., Persson, J. O., Fantana, N.L., Walldén, K.I., *Condition Based Evaluation of Net Transformers – Experience from a New Ranking Procedure*, CIGRE Session, Paris 2002, Paper 12-108
- [7] Girgis, R., Perkins, M., Fazlagic, A., *Evolution of ABB's Transformer Risk/Life Assessment Process*, Proceedings of the 2003 International Conference of Doble Clients, paper no. TX1
- [8] Frimpoing, G. K., Perkins, M., Stiegemeier, C.L., Pettersson, L., Fantana, N.L., *A Practical Approach to the Assessment of Risk of Failure of Power Transformers*, CIGRE Symposium, Bruges 2007

L'évolution des postes électriques

Cent ans de modernité

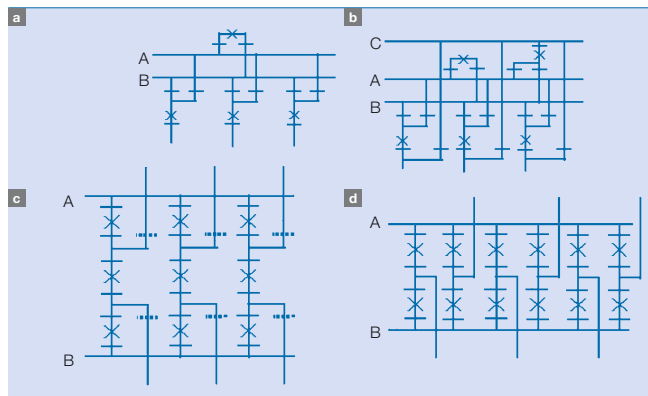
Hans-Erik Olovsson, Sven-Anders Lejdeby

Que vaut un siècle dans l'histoire de l'humanité? Pourtant, à l'échelle du progrès technique, c'est une éternité! Lorsque ABB fabriqua son premier poste électrique, il y a une centaine d'années, qui aurait pu imaginer les appareillages d'aujourd'hui? A l'époque, les disjoncteurs rivalisaient de volume et de complexité au point de nécessiter une surveillance de tous les instants et une maintenance rapprochée. L'essentiel du XX^e siècle se consacra au développement de nouvelles techniques permettant d'accroître la puissance, la disponibilité, la vitesse de manœuvre et l'automatisation des appareils tout en réduisant leur maintenance et leur encombrement. Certaines de ces avancées ont débouché, dans les années 60, sur l'appareillage à isolation gazeuse (GIS), qui permet de réduire de près de 90 % les dimensions d'un poste électrique traditionnel isolé dans l'air (AIS)! Dans les années 70, la protection électromécanique classique est détrônée par la technologie statique (amplificateurs opérationnels). L'heure est aujourd'hui au contrôle-commande numérique des postes, avec l'émergence de systèmes de protection et de conduite multifonctions et communicants.

Les exploitants des réseaux de distribution sont désormais en mesure de surveiller et de piloter à distance leurs ouvrages, sans avoir à déplacer de personnel. Il existe aujourd'hui des postes préfabriqués modulaires, à isolation gazeuse ou dans l'air, qui présentent le double avantage d'écourter les délais de livraison et d'améliorer la qualité de l'installation.

À l'aube de la construction des systèmes électriques, il y a près d'un siècle, le réseau ne brillait pas par sa fiabilité ! Les disjoncteurs et leur électromécanique fort complexe exigeaient de fréquentes interventions de maintenance et les pannes dues à ces arrêts répétés étaient monnaie courante. L'invention de l'interrupteur-sectionneur a indéniablement contribué à accroître la disponibilité des réseaux électriques. Les configurations unifilaires consistaient à ceinturer les disjoncteurs d'un grand nombre d'interrupteurs-sectionneurs de façon à garder en service les parties adjacentes de l'appareillage pendant les travaux sur les disjoncteurs. D'où les schémas de poste à deux jeux de barres **1a** et avec jeu de barres de transfert **1b**. Ce choix n'avait pas pour seul motif les contraintes de maintenance ; il visait aussi à limiter les retombées des défauts primaires dans le système électrique : non-déclenchement du disjoncteur ordinaire sur défaut primaire dû à un élément externe, apparition d'un défaut sur le jeu de barres, par exemple. Dans les configurations **1a** et **1b**, ces types de défaut se soldent par la perte de tous les éléments raccordés au jeu de barres ! C'est pour limiter ces déboires tout en tenant compte de la maintenance que furent adoptées les configurations à un disjoncteur et demi **1c** et à deux disjoncteurs **1d**.

1 Différentes configurations unifilaires : **a** à deux jeux de barres, **b** à deux jeux de barres et jeu de barres de transfert, **c** à un disjoncteur et demi, et **d** à deux disjoncteurs. **a** et **b** se focalisent sur la maintenance : **c** et **d** se préoccupent de la maintenance et des défauts.



De nos jours, les disjoncteurs sont plus endurants que leurs prédécesseurs. Pour preuve, l'intervalle de maintenance des disjoncteurs ABB isolés dans l'hexafluorure de soufre SF₆ (avec mise hors service des composants primaires) est supérieur à 15 ans ; il plafonne encore à 4 ou 5 ans pour les interrupteurs-sectionneurs à construction ouverte, implantés dans des zones peu ou pas polluées. À noter que cette périodicité est proportionnelle au degré d'exposition de l'appareil à une pollution naturelle (sel, sable...) ou industrielle.

Même si les interrupteurs-sectionneurs et leur fonction de coupure et de séparation sont indispensables, force est d'avouer que leur maintenance reste très contraignante et, qui plus est, onéreuse. Des innovations dans le

domaine des appareils de connexion pour postes AIS ont fait de l'interrupteur-sectionneur classique (à coupure magnétique dans l'air) un composant redondant, la fonction de sectionnement étant superposée ou intégrée au disjoncteur **2**. Résultat : une disponibilité accrue du poste et une surface au sol quasiment divisée par 2 ! Les nombreux avantages d'une solution hybride (disjoncteur-sectionneur) sur la configuration traditionnelle à 1½ disjoncteur pour postes de 400 kV à coupure dans l'air (cumulant disjoncteurs et interrupteurs-sectionneurs) sont résumés en **3** : le gain de place abaisse les coûts d'acquisition et d'aménagement du site, la modernisation des postes existants est facilitée et l'impact environnemental, avec moins de matériaux polluants, est minime.

Une espèce menacée ?

Les transformateurs de mesure avaient traditionnellement pour mission de transmettre les valeurs de tension et de courant primaires aux appareillages secondaires de commande, de protection et de mesure. Ces mastodontes constitués de matériaux isolants, de bobines de cuivre et de tôles de fer devaient aussi alimenter en énergie les équipements électromécaniques secondaires ; or ces derniers sont maintenant réalisés en technolo-

2 Exemples d'appareillages ABB novateurs avec fonction de coupure superposée ou intégrée au disjoncteur

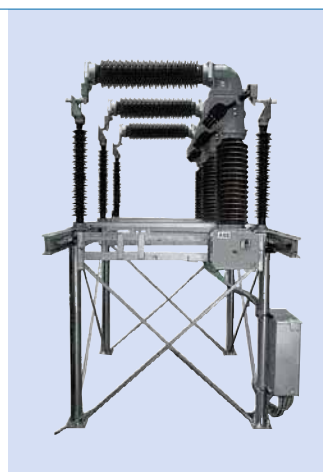
a Solution hybride



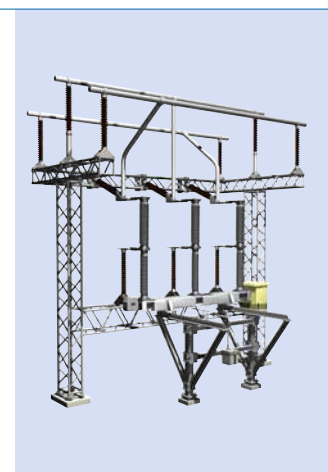
b Connexion et coupure PASS



c Compass

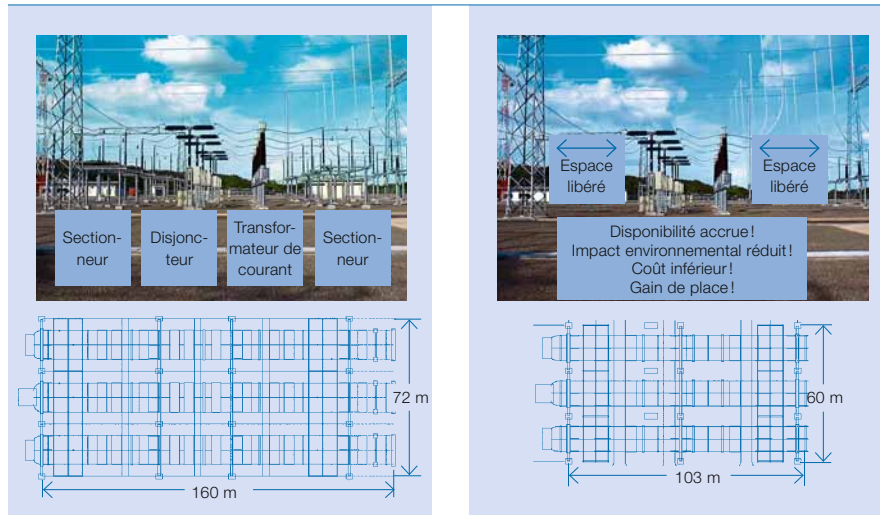


d Solution compacte



Transformateurs et postes

- 3 De la solution traditionnelle à disjoncteurs et interrupteurs-sectionneurs de 400 kV (gauche) à la formule hybride à disjoncteur-sectionneur (droite) : la surface au sol est considérablement réduite.



gie numérique et alimentés par une source séparée (batterie, par exemple). De surcroît, à l'ère de la fibre optique, ces bons vieux transformateurs encombrants peuvent être remplacés par des capteurs optiques fournissant des valeurs de tension et de courant primaires, qui sont numérisées pour être transmises à l'équipement secondaire. Cette évolution réduira encore l'encombrement et le coût des appareillages, tout en conférant aux équipements secondaires plus de souplesse et de sécurité.

Discretion absolue

La technologie des postes électriques n'est pas la seule à avoir progressé au cours des cent dernières années ; leur aspect a également changé du tout au tout. A l'origine, nombreux étaient les postes à s'ériger en périphérie des villes ou agglomérations, leur esthétique n'ayant guère d'importance. Les voici aujourd'hui rattrapés par l'urbanisation galopante des dernières décennies, au grand dam des riverains qui en déplorent le style et le bruit des transformateurs de puissance. Pour y

remédier, les postes ont été logés dans des bâtiments en harmonie avec l'architecture urbaine, qui se font totalement oublier ! Le gain de place (– 40 % à – 50 % pour les AIS d'intérieur et – 70 % à – 80 % pour les GIS) a grandement facilité cette mutation. L'installation des équipements à l'intérieur accroît la disponibilité et la fiabilité du poste, le risque de défaillances primaires (animaux, pollution atmosphérique ou industrielle) étant considérablement atténué pour les postes AIS et totalement éliminé pour les GIS. Elle autorise également la télé-surveillance du bâtiment, espaçant d'autant les visites périodiques. Les postes sont en outre protégés des risques d'intrusion et du vandalisme, et les nuisances sonores et vibratoires des appareillages sont nettement réduites. Les centres-villes du monde entier s'équipent désormais de postes GIS entièrement enterrés et donc invisibles 4.

Le gain de place abaisse les coûts d'acquisition et d'aménagement du site, la modernisation des postes existants est facilitée et l'impact environnemental, avec moins de matériaux polluants, est réduit.

- 4 Poste enterré, totalement invisible a Les jeux d'eau refroidissent le transformateur et en étouffent le bruit. b Consultation publique sur un projet d'implantation de poste c Appareillage GIS en sous-sol



Deux critères sont primordiaux dans la conception et la réalisation de nouveaux postes en zones urbaines : compacité et sécurité. En effet, le prix du foncier oblige à rogner sur l'espace occupé et les postes doivent respecter des règles de sécurité des personnes de plus en plus draconiennes, dans les zones d'habitat denses. Pour répondre à ces exigences, en milieu urbain et périurbain, et s'adapter à chaque cas de figure, ABB a développé un poste urbain compact d'intérieur, dénommé « URBAN », pour des tensions de 170 kV maxi. Des systèmes novateurs s'inscrivent dans cette offre ABB, tels que des modules isolés dans l'air et au SF₆, selon les impératifs de l'installation.

Du maçonné au préfabriqué

Un poste préfabriqué bénéficie d'un avantage de taille lorsque la durée

Transformateurs et postes

5 Poste préfabriqué de type MALTE: **a** ancien ouvrage, **b** nouveau génie civil et **c** intérieur du poste: transformateur (milieu), cellule HT (droite), cellule MT et équipements secondaires (gauche)



totale du projet est courte: sa mise en œuvre rapide et simple. A cela s'ajoute une plus grande qualité de fourniture puisque le poste est intégralement testé en usine avant livraison. Le poste de distribution MALTE, doté d'un transformateur de 16 MVA maxi, en est un exemple. Il se compose de cellules préfabriquées et prétestées. Le précâblage primaire et secondaire des cellules accélère les raccordements. Au terme d'une semaine de montage et d'essais sur site, le poste est opérationnel. Sa surface au sol (environ 100 m²) occupe moins de 30% d'un poste AIS d'extérieur. MALTE 5 est constitué de 3 cellules:

- Le *transformateur de puissance* principal qui repose sur une dalle préfabriquée servant également de cuve à huile, avec cloisons et toiture;
- Une *cellule haute tension (HT)* équipée d'un disjoncteur débrosable COMPACT de 52 kV; précisions que ce module ne nécessite pas de fondations puisqu'il s'articule sur la cellule transformateur de puissance;
- Une *cellule moyenne tension (MT)* équipée d'appareillages montés en armoire et abritant les équipements de relaiage, de commande et CA/CC auxiliaires de tout le poste; elle est aussi attelée à la cellule transformateur de puissance.

Outre son faible encombrement et sa rapidité de montage, MALTE apporte de nombreux avantages sur une solution traditionnelle: haute disponibilité des équipements

intérieurs, coûts de maintenance et d'inspection réduits, facilité de démontage (fondations comprises)

Les transformateurs de mesure encombrants sont remplacés par des capteurs optiques qui réduisent encore l'encombrement et le coût des appareillages, tout en conférant aux équipements secondaires plus de souplesse et de sécurité.

et mobilité, insertion paysagère et respect de l'environnement, sécurité des intervenants et du voisinage.

Équipements secondaires

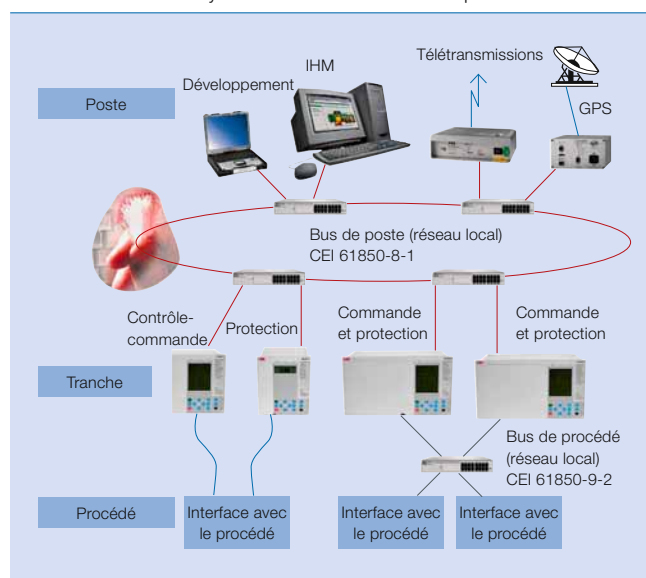
Comme leurs homologues primaires, les systèmes secondaires d'un poste ont beaucoup progressé. L'exploitation manuelle, par exemple, cède le pas à une gestion de l'information plus évoluée. Le secondaire d'un poste moderne 6 assure:

- la protection et la supervision des équipements primaires;
- l'accès local et distant aux appareillages du système électrique;
- des manœuvres manuelles et des automatismes locaux;
- la communication et l'interfaçage des équipements au sein du secondaire;
- la communication et l'interfaçage avec la gestion de réseau.

Toutes ces fonctions sont accomplies par un système d'automatisation de poste «SAS» (*Substation Automation System*) assorti de dispositifs secondaires programmables, plus connus sous l'acronyme «IED» (*Intelligent Electronic Devices*), qui se chargent de la commande, de la surveillance, de la protection et de l'automatisation du poste. Un IED se singularise par:

- la desserte d'une ou de plusieurs travées;
- des fonctions de protection indépendantes pour chaque ligne d'alimentation;
- des calculs rapides en temps réel, qui déclencheront au besoin un signal;
- la possibilité de combiner comme de dissocier les fonctions de protection et de commande;

6 Architecture d'un système de commande et de protection moderne



Transformateurs et postes

7 Préfabrication d'un système de relayage et de commande : a essai en usine de l'équipement de poste complet, b transport des modules sur site, c poste opérationnel



- la communication avec des IED situés tant au niveau poste qu'au niveau tranche.

Pour accroître la fiabilité et la disponibilité du SAS, la protection peut être dupliquée pour garantir la redondance du système. Une redondance totale oblige à doubler l'ensemble des IED et des systèmes annexes (alimentation, par exemple), les deux systèmes étant ainsi assurés de fonctionner indépendamment l'un de l'autre.

Le poste de distribution préfabriqué MALTE présente l'avantage d'une mise en œuvre rapide et simple, et d'une meilleure qualité de fourniture.

Préfabrication

Poste préfabriqué et automatismes prétestés deviennent la norme. L'ensemble est livré sous forme de compartiments renfermant toutes les fonctions requises d'une partie du système primaire, qu'il suffit ensuite de raccorder par fibre optique [7]. La préfabrication est avantageuse à bien des égards :

- Le coût total du poste est revu à la baisse en optimisant la fabrication et les essais ;
- La qualité est meilleure puisque le module est entièrement testé en usine et livré avec l'ensemble du câblage intact ;
- Le gros du montage et des tests étant réalisé en amont, la durée du chantier sur site est considérablement écourtée ;

- La préfabrication convient tout à fait aux projets d'implantation ou de modernisation de l'existant ;
- Une rénovation se traduit par le remplacement de tout le bâtiment de commande, minimisant ainsi l'immobilisation du poste.

Communication

Dans un SAS, la vitesse et l'efficacité des transmissions entre IED sont fondamentales. Certes, la communication numérique dans les postes ABB ne date pas d'hier. Néanmoins, elle souffrait de l'absence de protocoles normalisés et de faibles débits qui freinaient la transmission ou posaient problème dans des systèmes conjuguant à la fois des matériels d'ABB et d'autres constructeurs. Pour lever ces obstacles, ABB a soutenu et contribué de près à la mise au point de la norme internationale CEI 61850 sur les réseaux et systèmes de communication dans les postes [1].

Les postes modernes sont en général pilotés à distance, les échanges entre poste et centre de téléconduite empruntant un réseau étendu. De nos jours, les nouvelles lignes aériennes ou les connexions par câbles adoptent la fibre optique pour protéger la transmission sur de grandes distances.

Perspectives d'avenir

D'industrielle, notre société est devenue, en un siècle, « informationnelle ». Un foisonnement d'idées passionnantes, en particulier sur la Toile, a bouleversé nos modes de vie et méthodes de travail. L'avènement d'Internet, par exemple, au cœur d'entreprises mondiales comme ABB, a grandement simplifié et fluidifié les contacts avec le

client. Les projets peuvent aujourd'hui être menés à bien sur la base de données communes, convenues entre les deux parties.

Les équipements d'un poste électrique seront de plus en plus intégrés et compacts, tandis que la mesure et la totalité des fonctions secondaires transiteront sur des câbles optiques.

A l'avenir, les équipements d'un poste électrique se feront de plus en plus intégrés et compacts, tandis que la mesure et la totalité des fonctions secondaires transiteront sur des câbles optiques. Bref, des tonnes de porcelaine, de cuivre et de fer se fondront en une poignée de fibres. Les postes seront alors plus rapidement livrés et moins encombrants, en harmonie avec le milieu naturel.

Hans Erik Olovsson

Sven-Anders Lejdeby

ABB Power Systems, Substations

Västerås (Suède)

hans-erik.olvsson@se.abb.com

sven-anders.lejdeby@se.abb.com

Bibliographie

- [1] Frei, C., Kirmann, H., Kostic, T., Maeda, T., Obrist, M., *Célérité et qualité bien, ordonnées*, Revue ABB 4/2007, p. 38-41

Grandir en gardant la ligne

Les solutions ABB de conduite et de gestion des réseaux électriques

Claus Vetter, Neela Mayur, Marina Öhrn

Les réseaux électriques croissent au rythme de la demande énergétique mondiale. Les économies en développement et leur consommation effrénée, Chine et Inde en tête, mettent à rude épreuve les capacités du système électrique ; dans d'autres régions du monde, les efforts soutenus de régulation imposent une refonte permanente des infrastructures essentielles. Suivre cette dynamique implique des opérations très complexes. Toutefois, quelle que soit la difficulté de la tâche, la fiabilité de l'approvi-

sionnement doit rester la priorité absolue de tout fournisseur de solutions et systèmes de gestion de l'énergie. Numéro un du marché, ABB cumule plusieurs décennies aux côtés de ses clients pour les aider à piloter leur réseau et à jouer un rôle de premier plan dans l'exploitation des systèmes électriques. Sa stratégie d'innovation et de progrès a permis le développement de solutions intégrées et novatrices pour la conduite des réseaux. Son offre Gestion de réseaux, par exemple, ajoute aux fonctions de

supervision et de téléconduite (SCADA) classiques des solutions de gestion de la production et du transport (GMS), de la distribution (DMS) et des incidents (OMS), ainsi que des systèmes spécialisés dans le négoce d'électricité (BMS). Aussi impressionnant que soit cet arsenal, pas question pour ABB de baisser la garde ! Son évolution dans un marché en mutation permanente l'incite à enrichir ou à moderniser sans relâche son portefeuille déjà bien garni de solutions de gestion de l'énergie (EMS).

Transformateurs et postes

La plus banale prise électrique d'une maison, d'un atelier ou d'un commerce est le premier maillon visible d'un immense écheveau de lignes et d'interconnexions irriguant tout un réseau, à l'égal des veines de notre système cardiovasculaire. Les réseaux de distribution changent en permanence, tant en taille qu'en forme, au gré de la demande, du nombre d'appareils raccordés ou des aléas de la maintenance ou du dépannage de tronçons de ligne. Quels que soient sa topologie (radiale ou en boucle), son maillage et son support physique (lignes aériennes ou souterraines), le réseau de distribution débouche toujours sur des postes électriques. C'est là que la puissance transitée, aux confins du transport et de la répartition, s'écoule dans le réseau de distribution pour y être transformée, régulée et commandée. En amont, le réseau de transport est l'artère qui alimente l'ensemble du système en énergie : toute perturbation peut se propager par capillarité dans les moindres recoins du territoire. Faut-il rappeler les grandes pannes privant des milliers d'utilisateurs d'électricité, menaçant la stabilité des ouvrages et se soldant par de lourdes pertes économiques... ? On comprend alors que la sécurité d'approvisionnement demeure la priorité de tout fournisseur de solutions de conduite et de gestion des systèmes électriques du monde entier.

Transport et distribution, même combat ABB est depuis de nombreuses décennies le chef de file du développement de systèmes de transport et de distribution empruntant notamment aux technologies de l'information et de la communication (TIC). Que de chemin parcouru depuis la mise au point par ASEA et BBC de la première commande à distance de centrales d'énergie, dans les années 1920 ! Le Groupe s'appuie aujourd'hui sur les TIC pour aider ses clients à gérer leur réseau mais aussi leur permettre de jouer un

La Gestion de réseaux ABB déploie une panoplie de fonctions répondant aux besoins des acteurs et métiers du transport seul ou combiné à la production.

rôle prépondérant dans l'exploitation des systèmes électriques. L'offre ABB s'étend du SCADA conventionnel aux solutions évoluées de transport et distribution garantissant la sécurité et la stabilité du réseau, de même que la prévention des incidents généralisés. Mieux, ses systèmes d'information modernes « dédiés Energie » assistent l'exploitant dans la conduite performante et économique du réseau, tou-

tes les informations utiles de son activité étant accessibles en un clic.

La Gestion de réseaux ABB déploie une panoplie de fonctions répondant aux impératifs des acteurs et métiers du transport seul ou combiné à la production : analyse et optimisation des opérations au jour le jour, planification à court terme, répartition temps réel de l'énergie et pilotage de la production.

Cette plate-forme se singularise à la fois par son ouverture et sa souplesse d'intégration des applications d'entreprise d'ABB ou des logiciels tiers. Elle cumule les fonctionnalités classiques du SCADA, des solutions de gestion de la production et du transport, de la distribution et des incidents, et des systèmes consacrés au négoce d'électricité.

Ces derniers, répondant à l'acronyme BMS pour *Business Management Systems*, sont des solutions logicielles complètes de gestion des marchés centralisés de l'énergie, au service des régulateurs indépendants, des bourses d'électricité et des gestionnaires de transport régionaux. Un BMS type comprend des outils de planification de la production du lendemain ou en temps réel, et s'intègre dans une plate-forme ouverte dotée d'interfaces de pointe vers d'autres systèmes logiciels. BMS est également une plate-

Etendue de l'offre Gestion de réseaux ABB



forme de commerce électronique permettant d'administrer tous les aspects du marché concurrentiel de l'énergie, avec règlements des transactions et interface de mesure/comptage.

La solution GMS, pour sa part, autorise une exploitation performante, un ordonnancement optimal et une analyse fine du parc de centrales, de même que la planification de la production : prévision de la charge et des flux entrants, évaluation des transactions, enchères, engagement optimal des unités de production, planification de la production hydroélectrique, optimisation des ressources de production avec ordonnancement et négoce intégrés, régulation « charge-fréquence » multizone et équilibrage des lignes de jonction.

La gestion d'énergie EMS élargit le champ d'action de la téléconduite (pour former le tandem « SCADA/EMS ») avec des applications de type estimation d'état fournissant une vue détaillée et précise du réseau, sur une échelle temporelle allant de la seconde à la minute. L'analyse d'incidents, autre composante d'EMS, permet aux opérateurs d'effectuer des simulations sous différentes conditions de réseau afin d'en déduire, par exemple, les actions correctives nécessaires pour atténuer au mieux les surcharges ou évaluer les marges et l'équilibre de puissance réactive, ou encore gérer les limites de charge. En somme, EMS permet aux entreprises d'électricité de sécuriser et de maximiser leurs opérations sur les marchés tant ouverts que régulés. Plusieurs tâches y concourent :

- Gestion des flux de puissance active et des profils de tension ;
- Définition rapide de la sécurité d'exploitation ;
- Détection et atténuation des congestions ;
- Identification des écroulements de tension ;

- Analyse des perturbations enregistrées et simulation des reprises de service ;
- Formation par simulateur d'entraînement.

L'offre BMS est constituée de solutions logicielles complètes de gestion des opérations sur les marchés centralisés de l'énergie.

Pour autant, les applications EMS se prêtent mal à la modélisation détaillée du niveau distribution. Le facteur taille du modèle de réseau, avec tous ses équipements électriques, est plus important dans la distribution que dans le transport. Pour combler cet écart, le DMS d'ABB renforce les fonctionnalités de téléconduite (pour donner la solution « SCADA/DMS ») ; il sait reconfigurer les lignes d'alimentation, ordonner les composants de puissance réactive et modéliser les ruptures de ligne. Il s'adapte aussi aux changements permanents de topologie du réseau (pour cause d'extension, de maintenance ou de coupure locale) et offre une vue géographique de la distribution électrique **1**. La fonction OMS de gestion des incidents mutualise les systèmes clients d'information et de gestion des dépannages au sein du SCADA/DMS existant, l'exploitant

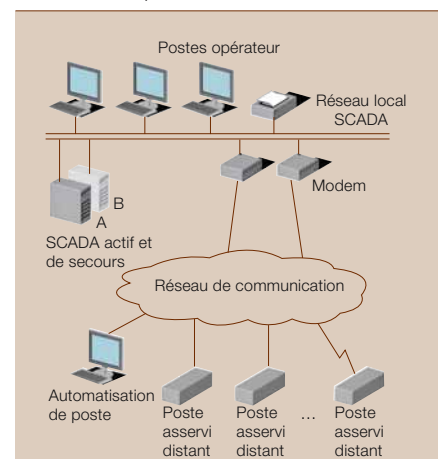
pouvant ainsi piloter le réseau de distribution au moyen d'un système 100 % intégré.

L'ensemble est complété par les solutions ABB de communication pour les entreprises d'électricité, qui remplissent les fonctions de réseaux d'entreprise et de procédé. Le large bande et les courants porteurs en ligne autorisent les communications vocales ainsi que la transmission de signaux de commande et de protection fondamentaux pour les besoins opérationnels des énergéticiens.

La gestion de réseaux sous tension

Les règles du marché énergétique changent constamment. Actuellement, trois facteurs influent sur le mode d'exploitation des réseaux électriques.

1 Procédé dispersé



Notes

- ¹⁾ Le déploiement du réseau est freiné par les contraintes environnementales et économiques.
- ²⁾ Le réseau européen UCTE, constitué de 4 blocs synchrones s'étendant du nord du Danemark au sud de la Grèce, et de l'ouest du Portugal à l'est de la Roumanie et de la Bulgarie, dessert actuellement près de 450 millions de personnes pour une consommation annuelle d'environ 2300 TWh.

Le premier est axé sur l'envolée de la demande. La boulimie des économies mondiales en forte croissance oblige producteurs et distributeurs à pousser leurs systèmes aux limites. Cette exigence érode la sécurité d'approvisionnement et les marges de manœuvre tout en sollicitant toujours plus les ouvrages¹⁾.

En parallèle, compte tenu du développement des réseaux et des interconnexions²⁾ entre pays, l'influence de l'économie sur la fourniture d'énergie, deuxième facteur, est plus forte que jamais. Fini le temps où les lois de la physique et les principes de sécurité dictaient les actions et programmes des fournisseurs d'énergie ; le transit de puissance sur le réseau est désormais subordonné au marché. Ce virage impose la connexion avec de nombreux systèmes d'information extérieurs à l'exploitation, comme les logiciels de gestion intégrée et des relations clients qui véhiculent les données d'entreprise utiles.

Troisième et dernier facteur : les retombées sur l'environnement de l'emballage de la production, dont les émissions de CO₂. Deux remèdes sont visés : efficacité énergétique et intégration de nouvelles filières (énergies renouvelables et production décentralisée).

Le poids de la réglementation, les critères économiques et la pénétration croissante des TIC encouragent l'insertion des systèmes d'information au-delà de leur périmètre d'origine.

Les entreprises comme ABB s'accommodent aisément de ces facteurs. Les solutions décrites ci-dessus ont beaucoup fait pour pallier la versatilité du marché. Toutefois, certaines initiatives technologiques ont été nécessaires pour relever ces défis, comme en témoignent les paragraphes qui suivent.

Saut d'obstacles

Quand les solutions traditionnelles
d'automatisation de postes électriques

veillent à la sécurité des biens et des personnes à la milliseconde près, c'est à l'échelle de la minute que les systèmes SCADA/EMS interviennent sur le réseau. Néanmoins, pour de nombreux réseaux interconnectés dans le monde, qui fonctionnent déjà aux limites, le temps d'action et de réaction aux perturbations s'est resserré tout en devenant un critère déterminant. D'ordinaire, nombreuses sont les applications de gestion des systèmes électriques à rendre compte des surcharges ou creux de tension affectant chaque ligne ou nœud du réseau. Toutefois, si l'on veut parer rapidement aux conséquences de ces événements sur l'ensemble du système, il faut disposer d'une image plus complète. D'où les solutions ABB à base d'appareils de mesures de phaseurs, qui fournissent une vue globale du réseau permettant à l'opérateur d'agir sans délai, face à une situation critique. L'intégration de mesures de phaseurs à l'estimation d'état d'ABB donne des résultats extrêmement précis. Ces mesures servent également à évaluer l'état général du système électrique, dans le cadre de la solution ABB de surveillance et de conduite à grande échelle (*Wide Area Monitoring/Control*). Grâce aux informations renseignant sur l'ensemble du réseau, les opérateurs peuvent prendre des mesures correctives, comme utiliser des dispositifs FACT pour réguler le flux de puissance.

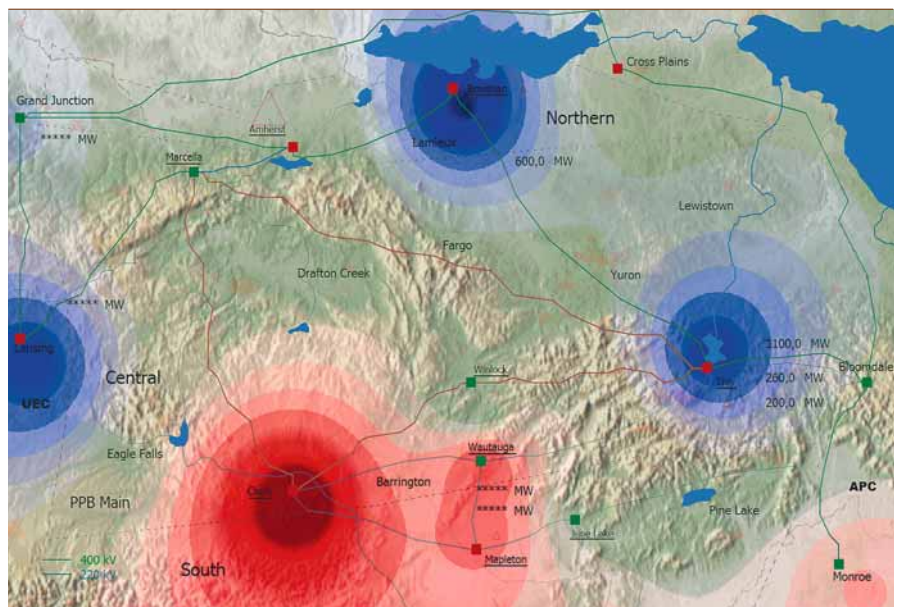
En cas d'urgence, l'opérateur croule habituellement sous l'avalanche de données et d'alarmes. ABB explore plusieurs solutions pour y remédier.

Première piste : augmenter le nombre d'informations visuelles sur l'état du système pour renforcer la sensibilité opérationnelle des agents de conduite. Les effondrements de réseau sont souvent le fait de défaillances en cascade ; il importe donc de visualiser chaque composant mais aussi d'identifier sans peine les évolutions du système dans sa globalité. Les courbes de niveau de tension ou de fréquence, en distribution [2](#), ou les oscillations de puissance, dans tout le réseau, sont des exemples de compléments d'information pouvant être fournis à l'observateur de l'état du système, avant que survienne un événement grave.

Le maillage des grands systèmes et le déploiement des réseaux peuvent faire exploser le nombre d'erreurs et d'alarmes soumis à l'opérateur. Pour faciliter sa tâche, ABB propose un système de gestion d'alarmes capable d'identifier les causes de défaillance ; il filtre les alarmes et supprime les données redondantes pour aider l'opérateur à réagir rapidement, à point nommé.

Le poids de la réglementation, les critères économiques et la pénétration

2 Repérage dynamique par code couleur des dépassements de niveaux de tension nominale (rouge > seuil haut, bleu < seuil bas) dans la Gestion de réseaux ABB



croissante des TIC encouragent le déploiement des systèmes d'information au-delà de leur périmètre d'origine. Reste que les enjeux techniques de cette intégration sont immenses et accentués par les questions de cybersécurité. Sous la poussée des normes NERC/CIP³⁾, applicables depuis cette année, la gestion de réseaux ABB ne cesse de se développer avec un éventail d'outils permettant aux clients finaux de se conformer à ces nouvelles règles, dans le cadre de leur fourniture. Grâce aux solutions SCADA/EMS, l'entreprise concernée, en amont du développement, s'entoure des garanties suivantes : le personnel impliqué est bien formé aux normes de cybersécurité ; les accès par code sont enregistrés et surveillés ; le logiciel suit les meilleures pratiques de modélisation des menaces ; les règles de codage sont respectées. Diverses activités exigent aussi cette conformité en phase de déploiement : réduire au strict minimum le nombre et la nature des services nécessaires pour satisfaire aux exigences opérationnelles ; renforcer le système en retirant ou en désactivant la totalité des connexions, services et partages de fichiers inutiles, sans oublier de s'assurer que toutes les autres fonctions ont les bons paramétrages sécuritaires. Il importe néanmoins de comprendre que la sécurité est affaire de gestion des risques et que son optimisation est indissociable des relations et contacts

étroits avec les clients. ABB fait également appel à des ressources internes (experts en informatique, par exemple) et des organismes indépendants (*US Idaho National Labs...*) pour tester la vulnérabilité de son système de gestion de réseaux. Bref, ABB poursuit, en partenariat avec ses clients, deux objectifs ambitieux et concomitants :

- Ouvrir ses systèmes pour répondre aux exigences économiques croissantes ;
- Les protéger des risques d'intrusion et d'altération.

L'efficacité énergétique et l'essor des énergies renouvelables (EnR) sont fondamentaux pour le développement des solutions de gestion du transport et de la distribution d'électricité. Côté haute tension, la question de l'intégration de la production éolienne se pose avec d'autant plus d'acuité que cette source d'énergie a le « vent en poupe ». La Gestion de réseaux ABB permet de planifier et de compenser les aléas de l'éolien, au meilleur coût, sans compromettre la stabilité du réseau. Sur le versant de la distribution, l'apport de la production décentralisée (solaire, biomasse, cogénération...) modifie les écoulements de puissance dans le réseau. Par le passé, il n'y avait de transit de puissance que de la production à la distribution, *via* le transport. Aujourd'hui, l'ampleur des injections d'EnR, en basse tension, doit être prise

en compte. Corrélativement, l'installation de dispositifs de terrain « intelligents » gonfle la masse de données variables, dont l'analyse permet de déterminer l'optimum économique et écologique de la répartition de cette production décentralisée. A l'avenir, la solution d'ABB aidera à déterminer le potentiel tiré de l'ajout de ces ressources énergétiques. Producteurs et distributeurs peuvent alors se concentrer sur la recherche de solutions d'extension de réseau appropriées.

ABB enrichit sa plate-forme d'appui aux infrastructures de marché, intégrée à BMS, de fonctions d'échange de droits d'émission. Les applications d'« Opérations de marché » BMS ont vocation à gérer les enchères et offres de transactions (énergie, réserves, congestions...) des participants ; le commerce d'émissions de gaz à effet de serre (CO₂, NO_x...) en est le prolongement naturel puisqu'il est aujourd'hui monnaie courante en Europe, soumise à la Directive 2003/87/CE, et activement pratiqué aux Etats-Unis.

Front commun

Dans une société de plus en plus soucieuse de sa sécurité énergétique, une fourniture fiable, durable et propre, à prix raisonnable, est au cœur des préoccupations de toutes les entreprises d'électricité. Avec son offre complète de solutions de transport et de distribution, ABB est bien placé pour relever ces défis.

Claus Vetter

ABB Network Management
Baden (Suisse)
claus.vetter@ch.abb.com

Neela Mayur

ABB Network Management
Houston (Etats-Unis)
neela.mayur@us.abb.com

Marina Öhrn

ABB Power Systems
Mannheim (Allemagne)
marina.ohrn@de.abb.com

Note

³⁾ <http://www.nerc.com/~filez/cip.html> (consulté en décembre 2007)

Un centre de conduite



Quand l'intelligence vient aux réseaux...

La distribution électrique s'automatise

Cherry Yuen, Duncan Botting, Andrew D. B. Paice, John Finney, Otto Preiss



La fourniture d'électricité, traditionnellement basée sur de grandes unités de production centralisées, relayées par des réseaux de transport et de distribution fiables et ramifiés, doit être complétée par la production décentralisée pour répondre à l'évolution des besoins de notre société. Or cet approvisionnement est remis en question par l'émergence des énergies renouvelables et la recherche d'une plus grande efficacité énergétique.

En moyenne, plus de 60 % de l'énergie produite et distribuée aujourd'hui se dissipe en pure perte, sous forme de chaleur avant même d'atteindre le consommateur ! La production décentralisée, à proximité de la charge, promet de diminuer ces pertes. Aussi observe-t-on une demande croissante pour la microproduction domestique et industrielle, à des fins de chauffage ou de refroidissement (microcogénération), dont le rendement énergétique total peut atteindre 85 %.

Les sources d'énergie décentralisées (éolien, solaire, microcogénération...) posent de nouveaux défis. Si, par le passé, le transport était unidirectionnel, du producteur au consommateur, les gestionnaires de réseaux de distribution doivent maintenant faire face aux flux de puissance bidirectionnels de la production décentralisée. Ce transit doit être coordonné en temps réel avec la production centralisée classique, obligeant les gestionnaires à fournir des réseaux et des services aptes à gérer des flux qui relevaient naguère exclusivement du transport.

Du passif à l'actif

Les réseaux de distribution jouaient jusqu'à présent un rôle passif, se contentant de répondre à des pointes de charge et tâchant de se faire oublier ! Aujourd'hui, il leur faut devenir actifs, voire réactifs et donc adaptatifs, en dynamique, aux exigences croissantes qui leur sont imposées. Il est possible d'exploiter plusieurs micromoyens de production comme une seule grosse unité ou « centrale virtuelle ». Dans ce contexte, le raccordement des produits blancs de dernière génération (réfrigérateurs, congélateurs, par exemple) des particuliers pourrait être pris en charge par le gestionnaire de réseau de distribution afin d'assurer une régulation active et réactive de la charge sur le réseau électrique local, portant ainsi le « mesurage intelligent » à un haut niveau de sophistication.

L'avenir du réseau intelligent pourrait passer par des solutions de stockage de l'énergie capables de lisser les contraintes de capacité, par la gestion active du réseau et les automatismes intelligents qui lui sont associés. Ce

système d'automatisation doit également soutenir les structures commerciales et réglementaires en cours d'élaboration, appelées à chapeauter le réseau électrique. L'ouverture des marchés à la concurrence a fragmenté les décideurs commerciaux qui réclament des solutions administratives offrant plus de souplesse que la traditionnelle intégration verticale de la conduite de réseau. Les régulateurs veulent également que les différents maillons de la chaîne d'approvisionnement agissent et enregistrent les transactions avec rigueur tout en adoptant les stratégies de services les plus efficaces et économiques.

Un réseau intelligent (RI) optimal devrait largement pouvoir s'autocontrôler, grâce aux dernières avancées des technologies de l'information et de la communication (TIC), et, par conséquent, accepter n'importe quelle source de production, fournir une qualité d'énergie à la demande, s'autodiagnostiquer, voire utiliser à bon escient les redondances en place pour s'auto-cicatriser.

Les pouvoirs publics accélèrent les projets de recherche, de développement et de déploiement pour concrétiser cette vision de « gestion active de réseau ». Citons, par exemple, le programme *IntelliGrid* de l'*Electric Power Research Institute* [1] et la plateforme technologique européenne *SmartGrids* [2], financée par la Commission européenne [1]. ABB, qui a beaucoup contribué à l'émergence de ce nouveau domaine à fort contenu technologique, a joué un rôle majeur

dans le concept de réseau intelligent en Europe.

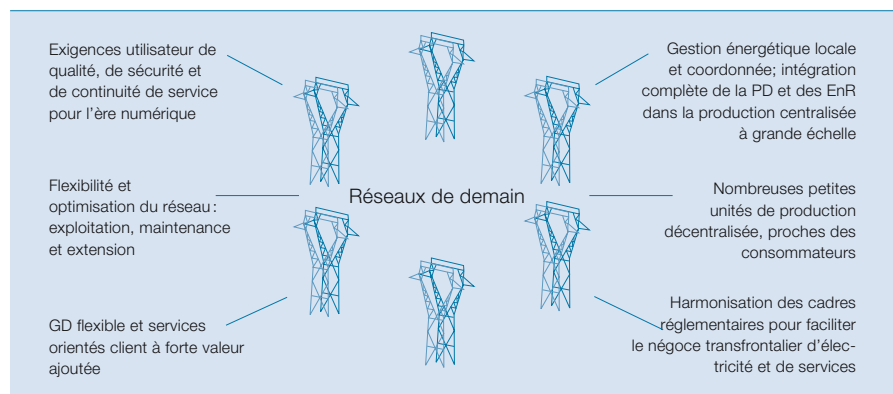
Difficultés technologiques

L'émergence du RI fait naître des défis insoupçonnés. Par exemple, si la capacité de production d'une région est supérieure à la demande locale, le flux de puissance peut s'inverser pour compenser la charge d'une région voisine. Ces effets peuvent se limiter au niveau basse tension (BT) mais aussi se ressentir en moyenne tension (MT), comme illustré en [2]. Il y a risque de congestion du réseau si la capacité de transit des lignes est atteinte ou dépassée. Ce problème est exacerbé lorsque les sources d'énergie décentralisées sont éloignées des principaux consommateurs. Le système d'automatisation gérant cette délicate situation doit connaître en temps réel l'évolution dynamique du réseau entier, ce qui nécessite mesures supplémentaires, algorithmes d'estimation d'état, et flexibilité de la conduite et de la protection.

De plus, il doit posséder l'intelligence lui permettant de prendre en charge des profils de production intermittents (éolien ou photovoltaïque, par exemple), selon la météo et l'heure de la journée. Résultat : une variation constante de la direction et de l'écoulement de puissance, au lieu des flux unidirectionnels et relativement stables d'un réseau de distribution type. Toutes ces fonctionnalités reposent sur une utilisation accrue de TIC rapides et fiables.

Exécuter l'ensemble des fonctions d'un RI requiert une masse de don-

1 Vision des réseaux de demain (tiré d'un rapport de l'UE sur la plate-forme technologique *SmartGrids*) PD : production décentralisée ; EnR : énergies renouvelables ; GD : gestion de la demande.



Transformateurs et postes

nées disparates, provenant de diverses sources et systèmes (centres de téléconduite), et de bourses d'électricité; ces données peuvent être historisées ou collectées en temps réel, avec des vitesses d'échantillonnage variables selon les exigences de la fonction ou de la communication. Ce nouveau système TIC doit trouver un juste équilibre entre prolifération des capteurs et estimations d'état pointues pour comprimer les coûts.

La seconde difficulté est d'intégrer cette nouvelle architecture informatique et télécom à l'existant. La plupart des gestionnaires de réseau de distribution exploitent des infrastructures électriques et TIC vieilles de plus de 10 ans, incapables de prendre en charge la richesse des flux de données nécessaires à la gestion active de réseau. Le maquis des standards de communication et l'insuffisance de la bande passante entravent l'implantation massive des RI à court terme.

Outre les performances techniques d'un RI, la gestion active de réseau doit accomplir la multitude de tâches administratives qui incombent aux exploitants. Dans un RI, production et distribution électriques relèvent de deux entités juridiques différentes qui ont besoin d'automatiser leurs méthodes comptables.

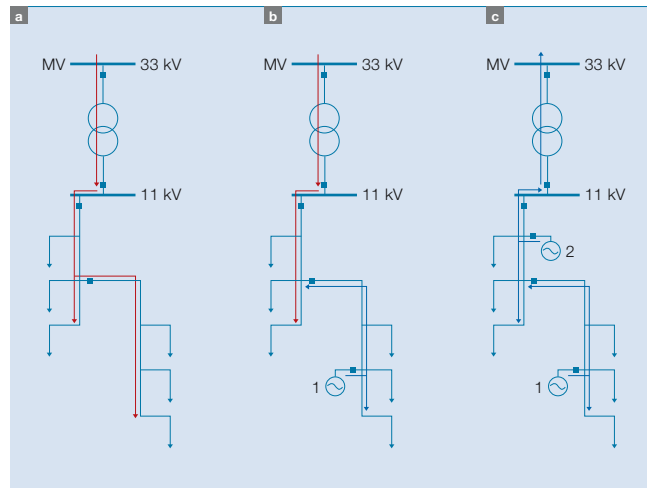
Tracer la voie

Pour bâtir cette nouvelle génération de réseaux, les compagnies d'électricité doivent combiner les innovations technologiques, renouveler les techniques existantes, optimiser leur parc d'actifs et faire évoluer leurs pratiques et méthodes de travail: des progrès sont impossibles sans la collaboration interdisciplinaire des équipes de R&D. ABB est impliqué dans trois projets de ce type.

AuRA-NMS

Le projet AuRA-NMS (*Autonomous Regional Active Network Management Systems*), financé par l'*Engineering and Physical Sciences Research Council* (EPSRC), a pour objectif de

2 a : flux unidirectionnel, b : inversion du flux dans un seul tronçon de la ligne d'alimentation 11 kV, c : inversion du flux par transformateur 33 kV/11 kV



développer des nouveaux concepts d'exploitation de réseau au Royaume-Uni. Le consortium comprend, outre ABB, deux opérateurs (ScottishPower et EDF Energy) et sept universités britanniques, dont l'*Imperial College* de Londres.

AuRA-NMS entend mettre en évidence les avantages de la gestion active de réseau moyennant une architecture distribuée, intégrée à l'infrastructure physique et à la conduite existantes. Ce projet met en œuvre un stockage innovant par batterie pour tirer profit du négoce d'électricité, prend en compte les limitations de capacité liées aux lignes aériennes et câbles souterrains, et contrôle la stabilité du réseau en fonction des diverses filières de production décentralisée. Il ambitionne également de doter la difficile gestion des contraintes de solutions automatisées.

Un réseau intelligent optimal doit pouvoir s'autocontrôler!

La nouvelle gamme d'automatismes de poste COM 600 d'ABB pilote le système de gestion de réseau utilisé dans le projet. Conçue pour compléter les systèmes de gestion de réseau et d'automatisation de postes de ScottishPower et EDF Energy, COM 600 se caractérise par son interopérabilité et son évolutivité, en conformité avec la

norme CEI 61850, et son support des protocoles destinés aux équipements d'automatisation de lignes des gestionnaires de réseau de distribution.

ABB a également mis en place un nouveau système de stockage de l'énergie pour un poste d'EDF Energy où la production éolienne est couplée à un réseau MT faible. Ce compensateur dynamique de puissance révolutionnaire, nommé *SVC Light Energy Storage*, associe la solution de compensation statique *STATCOM SVC Light®* d'ABB à une batterie en courant continu (CC) d'une capacité record de 6 kV, fabriquée à partir de cellules de stockage performantes et écologiques.

Microgrids

Ce deuxième projet, financé par l'Union européenne, entend cerner les promesses et défis posés par la prolifération des microréseaux en Europe. Un microréseau consiste en l'interconnexion autonome et lâche de réseaux de production décentralisée, résidentiels et industriels, au sein d'un réseau basse tension (BT) qui n'est pas raccordé en permanence au réseau de hiérarchie supérieure. Mieux, la création de microréseaux ad hoc, sous forme d'îlots au sein d'un réseau plus vaste, a la faculté d'arrêter les pannes en cascade tout en maintenant les charges critiques sous tension.

ADDRESS

Le projet ADDRESS (*Active Distribution networks with full integration of Demand and distributed energy RESources*) réunit des entreprises d'horizons divers (énergéticiens, fabricants de produits blancs et fournisseurs de systèmes électriques, opérateurs télécoms...) et des universités, pour mettre en place une plate-forme technico-commerciale commune permettant de tirer pleinement parti des réseaux actifs à ressources décentralisées.

Gestion active de réseau

La gestion actuelle des réseaux repose essentiellement sur un centre de téléconduite et de surveillance (SCADA)

qui collecte à intervalles réguliers les données en ligne rapatriées des points de télémessure du réseau de distribution. L'architecture de communication d'un SCADA est conçue pour acquérir ces données une à deux fois par minute et réagir en envoyant, au besoin, des ordres de commande. Or cette vitesse d'acquisition, suffisante pour les applications actuelles, est trop faible pour des réseaux de production décentralisée, dont la gestion est plus complexe.

On peut y remédier en améliorant l'infrastructure de communication pour accélérer le transfert des données ou en stockant les mesures en ligne dans un poste local, puis en échangeant les données utiles entre postes pour des applications temps réel complexes. Chaque poste stocke moins de données que la base SCADA, puisqu'il ne gère que sa partie de réseau, et les données peuvent être stockées plus souvent (toutes les secondes ou toutes les microsecondes, par exemple), selon l'application. L'essentiel des données étant stocké en local, les exigences de transmission entre postes électriques et centres de conduite sont moindres.

Cette approche prometteuse nécessite l'intégration en continu d'algorithmes distribués dans une conduite centralisée réduite, pour assurer un fonctionnement local optimal. Les automatismes locaux sont assez intelligents pour se coordonner et garantir ainsi le fonctionnement fiable du réseau.

En fait, certaines de ces nouvelles fonctionnalités s'apparentent à celles utilisées par les systèmes de gestion de l'énergie actuels (analyse des transits sur le réseau maillé, prévision de production...), à la différence près qu'elles doivent à présent s'appliquer au niveau local. Qui plus est, un réseau actif ne doit pas se contenter d'une réponse passive aux événements ; il doit pouvoir prédire (à partir des informations de surveillance et des tendances) ce qui va se passer et agir de manière proactive, cette anticipation s'appliquant tant à la production qu'à la consommation.

Il est également fondamental que le réseau actif sache moduler les paramètres des dispositifs électroniques intelligents ou «IED» (relais de protection, par exemple), en fonction des conditions d'exploitation temps réel du réseau. Les relais traditionnels ne disposent que de très peu de réglages pour s'adapter au transit de puissance, alors que la production décentralisée nécessite un nombre croissant de paramètres pour garantir une exploitation efficace et fiable du réseau. Il en résulte un paramétrage dynamique, plus pointu, basé sur les données en ligne et une coordination réfléchie de tous les relais concernés.

La figure 3 illustre un exemple de gestion active de réseau à intelligence distribuée. L'automatisme intelligent, installé dans plusieurs postes MT, fait office de passerelle et de «traducteur»

entre le protocole de communication du niveau procédé et celui du centre de conduite, et inversement. Enfin, il abrite l'intelligence distribuée.

Premier pas

La réalisation d'un projet de réseau intelligent multifacette et à haut niveau d'intégration ne peut se faire qu'avec la collaboration de toutes les parties prenantes. Les systèmes d'automatisation intelligents pour réseaux de distribution, ainsi que la mise en œuvre de la gestion active de réseau, sont des aspects mineurs mais essentiels de cette collaboration. ABB, grâce à ses contributions majeures dans tous les aspects de ce domaine, fournit de nouveaux équipements pour améliorer la desserte locale et poursuit ses recherches dans les technologies de communication et de contrôle-commande servant de fondements aux réseaux de distribution intelligents.

Cherry Yuen

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil (Suisse)
cherry.yuen@ch.abb.com

Duncan Botting

ABB Power Technologies
Stone (Royaume-Uni)
duncan.botting@uk.abb.com

Andrew D. B. Paice

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil (Suisse)
andrew.paice@ch.abb.com

John Finney

ABB Corporate Research
Raleigh (Etats-Unis)
john.finney@us.abb.com

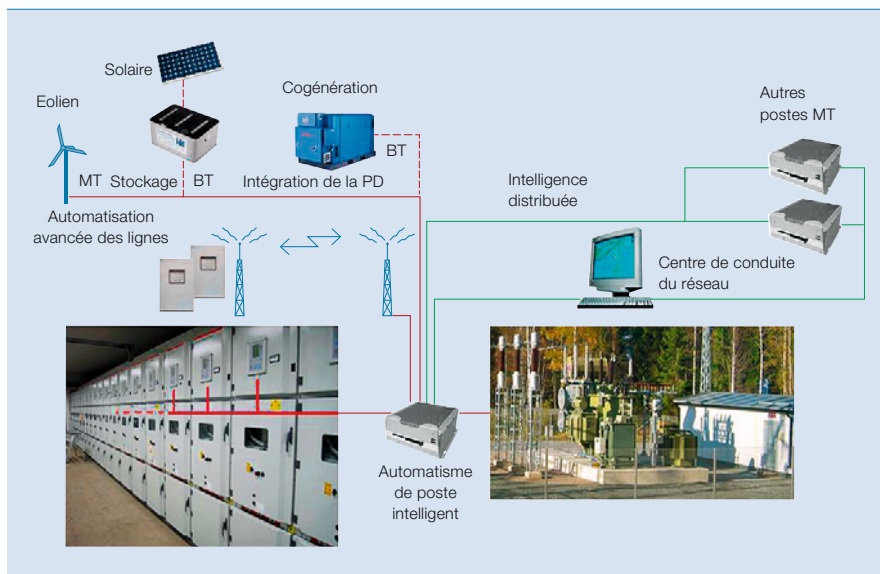
Otto Preiss

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil (Suisse)
otto.preiss@ch.abb.com

Bibliographie

- [1] www.epri.com/IntelliGrid (consulté en novembre 2007)
- [2] www.smartgrids.eu (consulté en novembre 2007)

3 Système de gestion active avec conduite décentralisée



Frais de déplacement

Où faut-il implanter les centrales de production d'électricité : à proximité des consommateurs ou au plus près des sources d'énergie primaire ?

Alexandre Oudalov, Muhamad Reza



La chaîne d'extraction-conversion en électricité des énergies primaires issues des mines et des gisements est longue et complexe. Le transport constitue un de ses maillons essentiels.

Pour optimiser cette chaîne, est-il préférable de construire les centrales électriques à proximité des centres de consommation et de les approvisionner en combustibles par voie mécanique (rail, bateau ou pipeline), ou de les placer au plus près des gisements d'énergie primaire puis d'acheminer massivement cette électricité par câble ?

Selon l'Agence internationale de l'Énergie (AIE), la demande mondiale en électricité doublera d'ici à 2030. Les centrales au charbon et au gaz naturel satisferont à elles seules environ 70% de cette progression ¹. Les sources d'énergie primaire étant généralement éloignées des grands centres de consommation, leur acheminement nécessite des réseaux de transport massif d'électricité (> 500 MW) ou des infrastructures de transport terrestres ou maritimes sur de longues distances (> 100 km). L'encadré 1 présente plusieurs scénarios de transport d'énergie, caractérisés par divers niveaux de rendement, de fiabilité et de sécurité environnementale, en fonction du type d'énergie primaire et du mode de transport utilisé.

Le choix du mode de transport des énergies primaires vers les centrales

électriques et d'acheminement de l'électricité vers les centres de consommation relève d'un processus de décision complexe, aux multiples facteurs : quantité d'énergie à déplacer, distance, coûts d'investissement et d'exploitation du système de transport, infrastructures existantes, etc. [1-3]. Autre critère décisionnel : le coût d'externalité, c'est-à-dire l'impact environnemental et social du transport de l'énergie. Dans cet article, nous comparons les performances des technologies câblées d'ABB (CCHT et CAHT) à celle d'autres modes de transport de l'énergie primaire et de production de l'électricité à proximité des centres de consommation.

Modélisation du transport massif d'énergie

Notre modèle de transport prend en compte tous les scénarios et technologies possibles ; il s'appuie sur les techniques courantes d'analyse de cycle de vie (ACV) pour chiffrer le coût d'externalité avec une analyse de sensibilité. Les principaux composants du modèle comparatif sont présentés en 2 (cf. [4] pour en savoir plus). Cette analyse compare deux grandes options : desservir les centres de consommation par le transport massif d'électricité ou par l'acheminement des énergies primaires. Chaque option possède un coût global (investissement + exploitation + externalité) auquel s'ajoute le coût de la distribution d'électricité jusqu'au consommateur ; l'ensemble permet de hiérarchi-

ser les solutions de transport d'énergie

Encadré 2.

Les liaisons CCHT offrent un fort potentiel stratégique pour réduire le coût d'externalité.

Pollution atmosphérique

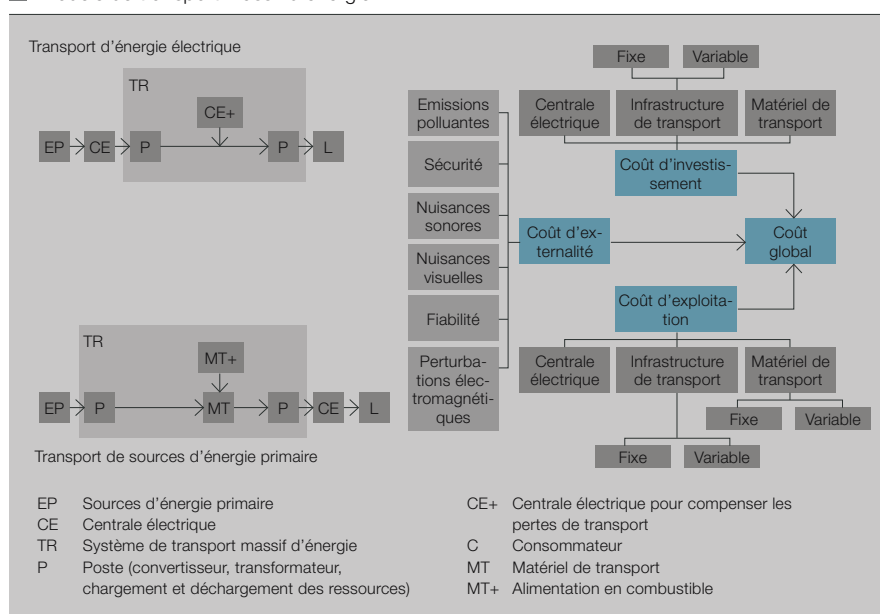
Pour estimer le coût d'externalité, nous prendrons comme exemple la pollution de l'air provoquée par la production et le transport de l'énergie : combustion des sources d'énergie primaire dans la centrale, consommation énergétique des moteurs des matériels de transport (locomotives, bateaux ou camions) et consommation d'énergie supplémentaire pour compenser les pertes de transport. L'étude porte sur les polluants atmosphériques suivants : CO₂ (réchauffement climatique), NO_x et SO₂ (pluies acides)

et, enfin, particules en suspension. Sont également pris en compte les systèmes de captage des rejets des centrales et des matériels de transport. Le coût d'externalité global de ces émissions synthétise, à lui seul et pour chaque option de transport, l'ensemble des coûts de la pollution atmosphérique.

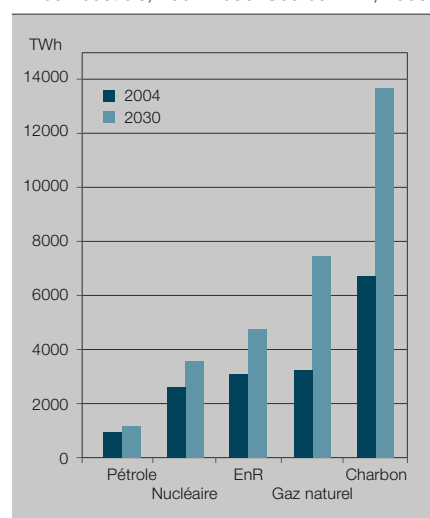
Ainsi, le coût d'externalité annuel des émissions de CO₂ du transport de l'électricité issue d'une centrale au charbon, située au pied de la mine, est calculé comme suit :

- coefficient d'émission (tonnes de CO₂/tonne de charbon brûlé) ;
- éco-performance de la centrale au charbon (influence sur les coûts d'investissement et d'exploitation) ;
- consommation de charbon (tonnes/an) ;
- évolution de la taxation des émissions (par tonne de CO₂).

2 Modèle de transport massif d'énergie



1 Production mondiale d'électricité par type de combustible, 2004-2030. Source : AIE, 2006



Encadré 1 Scénarios de transport massif d'énergie

Source d'énergie primaire	Mode de transport du combustible						
	Câble	Voie ferrée	Barge	Bateau	Pipeline	Camion	Convoyeur
Charbon	CAHT CCHT	Wagon	Remorqueur	Bateau	Charbon en suspension, en bûche, gaz de synthèse	Seulement < 100 km	Seulement < 50 km
Gaz naturel		Quasi-inexistant		Méthanier	Transport terrestre et souterrain	Quasi-inexistant	Physiquement impossible

Transformateurs et postes

Encadré 2 Eléments du modèle de transport massif d'énergie : coûts d'investissement, d'exploitation et d'externalité

Type	Centrale électrique	Infrastructure de transport		Matériel de transport	
		Fixe	Variable	Fixe	Variable
Coût d'investissement, lié à la production, à la construction et au démantèlement des infrastructures	Capacité de la centrale, différente pour chaque scénario en raison des spécificités et de la puissance supplémentaire nécessaire pour compenser les pertes de transport.	Chargement et déchargement des énergies primaires ou transformateurs et convertisseurs à chaque extrémité de la ligne	Moyen de transport : voie ferrée, pipeline, câble ou ligne aérienne à haute tension	Wagons, remorqueurs, bateaux	
Coût d'exploitation, lié à la production et au transport des énergies primaires, à la production et au transport de l'énergie ainsi qu'à la compensation des pertes	Coût de maintenance et de combustible	Pertes électriques de transformation et de conversion ou pertes d'énergies primaires pendant le chargement et le déchargement du matériel de transport, plus coût de maintenance	Pertes électriques dans les conducteurs ou pertes d'énergies primaires pendant le transport, plus coût de maintenance	Coût de maintenance	Coût de combustible

Le coût d'externalité représente l'impact environnemental et social du transport massif d'énergie. En l'absence de toute réglementation environnementale, il est nul. Cependant, la suppression totale des externalités n'est pas une solution durable. L'idéal serait de trouver un compromis qui, sans supprimer toutes les externalités intervenant dans le coût du transport, équilibre les coûts et avantages sociaux marginaux des éléments non pris en compte. Même en supposant une réglementation environnementale de compromis, les externalités restantes peuvent jouer un rôle dans le choix d'une option plutôt qu'une autre (par exemple, câble souterrain plutôt que ligne aérienne). Les éléments principaux de notre modèle de transport massif d'énergie sont les polluants atmosphériques, la sécurité, les nuisances sonores et visuelles ainsi que les perturbations électromagnétiques.

D'une manière générale, les taxes sur les émissions polluantes traduisent l'empreinte écologique et sanitaire des polluants ciblés. Aujourd'hui, elles atteignent 25 à 40 dollars US par tonne de CO₂ dans certains pays [5]. Sachant que la pollution au CO₂ ne connaît pas de frontières, sa taxation ne dépend donc pas du lieu d'implantation de la centrale ni de l'infrastructure de transport d'énergie au sein d'une zone de réglementation précise. Par contre, les autres polluants ont un impact environnemental majeur au niveau local. En conséquence, les centrales électriques et les infrastructures de transport d'énergie situées à proximité des consommateurs payent plus d'écotaxes que celles qui en sont éloignées.

Gaz pratique

Nous détaillons ci-après les résultats

d'une analyse comparative de plusieurs scénarios de transport massif d'énergie **3**, utilisant les technologies les plus récentes. Elle débute avec le transport du charbon (charbon sous-bitumineux à faible teneur en soufre) depuis la mine et aboutit au centre de consommation :

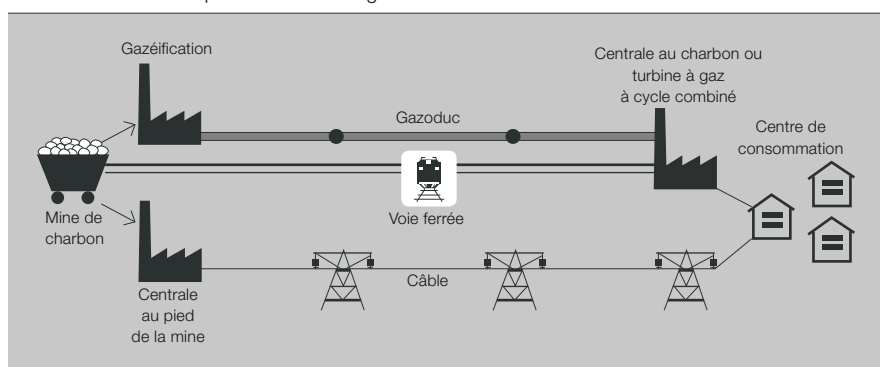
- Transport par câble (liaisons aériennes CAHT et CCHT, et câble CCHT souterrain) de l'électricité produite par une centrale au charbon au pied de la mine ;
- Transport du charbon par voie ferrée et centrale électrique à proximité du centre de consommation ;
- Conversion du charbon en gaz naturel de synthèse (méthanation) transporté par gazoduc jusqu'à une centrale au gaz proche du centre de consommation.

Le scénario retenu est le suivant : transport de 1000 MW d'électricité (ou d'énergie primaire nécessaire pour produire 1000 MW) sur une distance de 1000 km. Dans un premier temps, nous supposons que :

- le scénario tendanciel¹⁾ ne prend pas en compte le coût d'externalité ;
- toutes les données nécessaires sur les coûts d'investissement et d'exploitation sont disponibles ;
- les infrastructures nécessaires (voie ferrée, lignes électriques, pipelines) n'existent pas et doivent être construites.

Le prix de vente de l'électricité, incluant les coûts de production et de transport, est présenté en **4**. La comparaison des différents modes de transport dans ce scénario tendanciel permet de dégager les conclusions suivantes :

- Le coût d'investissement pèse le plus lourd dans le choix des modes de transport.
- L'électricité la moins chère est celle transportée par liaison aérienne CCHT.
- Le coût d'exploitation constitue le principal élément du coût du transport ferroviaire du charbon.

3 Scénarios de transport massif d'énergie**Note**

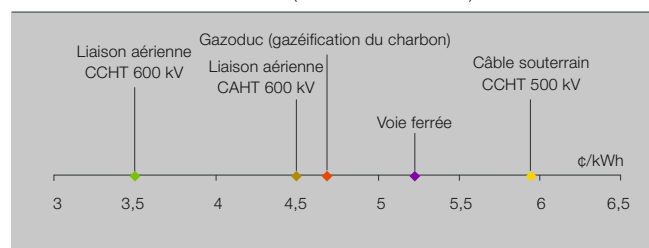
¹⁾ Evolution de la situation en l'absence de nouvelles mesures environnementales

- L'option la plus coûteuse est celle du câble CCHT souterrain.

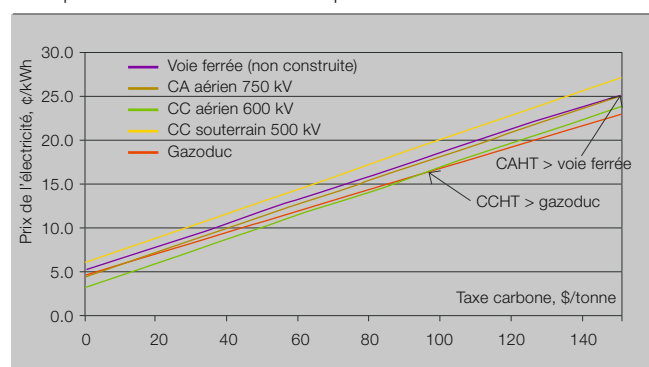
Ce scénario montre que le transport longue distance par liaison CCHT aérienne est nettement plus avantageux que le transport d'énergie primaire jusqu'aux centrales électriques de proximité.

Dans un deuxième temps, nous avons étudié l'incidence du coût d'externalité (en particulier les émissions de CO_2) sur la rentabilité des différentes options. Le graphique 5 présente la variation du prix de vente de l'électricité en fonction de la taxe sur les émissions de CO_2 , ou taxe carbone, dans un scénario sans séquestration du CO_2 . L'extrémité gauche du graphique correspond à une taxe nulle (scénario tendanciel présenté plus haut). Pour toutes les options, le prix de l'électricité augmente proportionnellement au montant de la taxe carbone. La solution la plus coûteuse est celle du câble CCHT souterrain du fait de la quantité supplémentaire de charbon à brûler afin de compenser les pertes de transport. Une liaison CCHT aérienne est plus économique si la taxe carbone est inférieure à 100 dollars par tonne de CO_2 ; au-dessus de ce seuil, elle perd toutefois l'avantage au profit de la production locale d'électricité à partir de gaz naturel de synthèse transporté par gazoduc. A moins de 150 dollars, la liaison CAHT aérienne demeure plus attractive que le transport du charbon par voie ferrée. Actuellement, la tonne de CO_2 coûte entre 25 et 40 dollars en Europe.

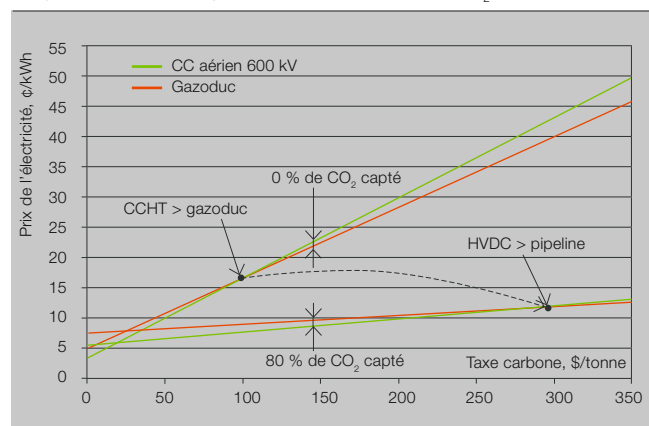
4 Prix de vente de l'électricité (scénario tendanciel)



5 Impact de la taxe carbone sur le prix de vente de l'électricité



6 Point d'équilibre de la taxe carbone entre lignes CCHT aériennes et gazoduc (charbon gazéifié) pour 0 et 80 % de CO_2 capté



Plus cette taxe est élevée, plus le piégeage du CO_2 se justifie. En captant et stockant 80 % des émissions de CO_2 (limite économiquement justifiable), la liaison CCHT aérienne est plus avantageuse que le gazoduc si la tonne de CO_2 ne dépasse pas 300 dollars [6]. Quant à la liaison CAHT aérienne, elle reste moins coûteuse que le transport

ferroviaire du charbon tant que la taxe carbone reste en-deçà de 1300 dollars. La séquestration du CO_2 renforce donc la compétitivité du transport par câble (coûts de captage et de piégeage du CO_2 inclus).

En intégrant le coût d'externalité, notre modèle démontre qu'il est beaucoup plus intéressant de produire l'électricité à proximité des sources d'énergie et de la transporter par liaison CCHT. Celle-ci offre un fort potentiel stratégique pour réduire le coût d'externalité. Nous pensons ainsi que le transport massif d'électricité longue distance supplantera très probablement le transport d'énergies primaires.

Il faut préciser que les données qui ont servi à cette analyse présentent un certain degré d'incertitude.

Alexandre Oudalov

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil (Suisse)
alexandre.oudalov@ch.abb.com

Muhamad Reza

ABB Corporate Research
Västerås (Suède)
muhamad.reza@se.abb.com

Bibliographie

- [1] Bahrman, M., Johnson, B., 2007, *The ABCs of HVDC Transmission Technologies*, IEEE Power & Energy Magazine, No. 3/4, p. 32-44
- [2] Clerici, A., Longhi, A., 1998, *Competitive Electricity Transmission System as an Alternative to Pipeline Gas Transport for Electricity Delivery*, Proc. of 17th World Energy Congress, Houston, TX, USA
- [3] Bergerson, J., Lave, L., 2005, *Should We Transport Coal, Gas, or Electricity: Cost, Efficiency, and Environmental Implications*, Environmental Science & Technology, Vol. 39, No. 16, p. 5905-5910
- [4] Oudalov, A., Reza, M., 2007, *Externality Implication on Bulk Energy Transport*, Proc. of 27th US Association for Energy Economics Conference, Houston, TX, USA
- [5] European Energy Exchange, Quotas européens d'émission de CO_2 2007-2008, www.eex.de (consulté en novembre 2007)

Alimenter en énergie électrique les plates-formes *offshore*

Quelles solutions pour couvrir les besoins énergétiques des plates-formes pétrolières et gazières ?

Rahul Chokhawala



La fourniture d'électricité et d'autres formes d'énergie débute par l'exploration de sources d'énergie primaire. Souvent situées dans des sites isolés, leur exploitation pose un défi de taille aux sociétés pétrolières et gazières. Les plates-formes très éloignées de la côte sont une parfaite illustration de ces sites où la sécurité, les contraintes environnementales et la rentabilité sur le cycle de vie figurent en tête des priorités. Avec sa solution HVDC Light®, ABB apporte la réponse la plus économique et la plus écologique pour alimenter en électricité ces plates-formes.

L'exploitant d'une plate-forme a deux options pour faire tourner ses machines électriques : produire l'électricité sur place au moyen de turbines à gaz qui entraînent des générateurs ou l'acheminer depuis la côte par des câbles sous-marins. Or s'il semble naturel de récupérer le gaz produit sur la plate-forme pour alimenter les turbines, dans bien des cas ce n'est pas la solution la plus rentable.

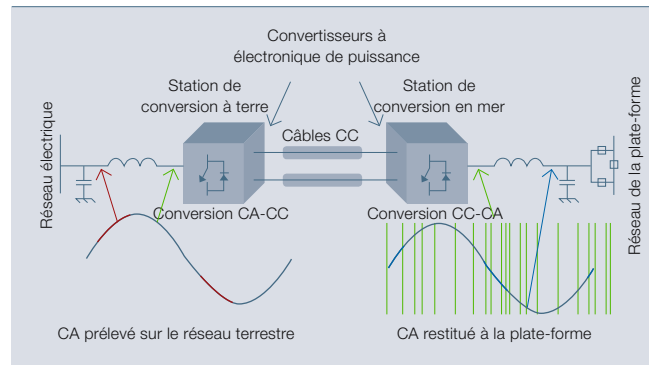
Les turbines à gaz sont essentiellement des moteurs thermiques qui récupèrent l'énergie des gaz chauds issus de la combustion de gaz ou de fioul pour entraîner un générateur d'électricité. Ce processus en quatre étapes – combustion, compression, transfert de chaleur et rotation mécanique – nécessite des équipements énergivores dont l'exploitation et la maintenance sont lourdes.

Une plate-forme produisant 100 MW rejette en moyenne plus de 500 000 tonnes de CO₂ par an.

Les plates-formes offshore utilisent principalement des turbines à gaz à cycle simple, plus légères et plus compactes. Ces turbines ont des rendements très médiocres, surtout lorsqu'elles ne tournent pas à plein régime, ce qui est souvent le cas. Actuellement, les plus performantes affichent des rendements de 20 à 30%. Partant d'un taux de conversion combustible/électricité idéal de 10,8 kWh/Nm³ pour le gaz naturel standard, la combustion d'un normomètre cube de ce gaz produit à peine 3 kWh d'électricité et émet près de 2 kg de CO₂. Ainsi, une plate-forme produisant 100 MW rejette en moyenne plus de 500 000 tonnes de CO₂ par an et près de 300 tonnes d'oxydes d'azote (NO_x), gaz toxiques tant pour l'homme que pour la nature.

L'exploitation et la maintenance sont proportionnelles au nombre de turbines. Il n'est pas rare qu'une plate-forme consommant 100 MW embarque

1 Principaux constituants d'un système CCHT à convertisseurs à source de tension



cinq ou six turbines à des fins de redondance et d'applications spécifiques.

Le transport en courant alternatif (CA) par câbles sous-marins jusqu'à des installations offshore souvent distantes de plusieurs dizaines de kilomètres de la côte est une technologie qui a fait ses preuves. Sur des distances supérieures, les liaisons CA souffrent de contraintes intrinsèques. En effet, la capacité répartie des câbles coaxiaux augmente avec leur longueur. Cette capacité produit à son tour de la puissance réactive qui impose d'utiliser, par exemple, une compensation statique ou particulière de puissance réactive.

Les problèmes dynamiques liés aux câbles CA longues distances doivent être évalués et atténués. Ainsi, de gros

condensateurs en série avec la réactance d'aimantation du transformateur peuvent créer un phénomène de ferro-résonance lors de la mise sous tension de la liaison et entraîner sa défaillance. De même, les creux de tension transitoires provoqués par des perturbations sur le réseau terrestre s'amplifient et se propagent le long des câbles, risquant de déclencher des équipements sensibles de la plate-forme.

Les liaisons CC offrent les meilleures performances pour l'alimentation électrique des plates-formes.

Les inconvénients des câbles CA longues distances ne se retrouvent pas dans les liaisons à courant continu (CC). En fait, les liaisons CC haute tension (CCHT) mettent en œuvre des convertisseurs à source de tension et sont précisément conçues pour transporter de fortes puissances sur de longues distances. Ainsi, cette technologie a permis de s'affranchir des limites de distance [1,2].

Principale différence entre une liaison CC et une liaison CA : pour la première

2 Module HVDC Light® de la plate-forme Troll A de Statoil



Extraction et production

re, la nécessité d'une conversion à chaque extrémité de la ligne (CA/CC côté terre et CC/CA côté mer) [1]. Si ces convertisseurs augmentent le coût de la liaison CC, celle-ci ne requiert que deux câbles à comparer aux trois câbles du transport CA. A cela s'ajoute la section réduite des câbles du fait de leur capacité de transport accrue ; l'un dans l'autre, les économies de câbles compensent largement le coût des convertisseurs au fur et à mesure que les distances s'allongent.

La solution HVDC Light® d'ABB est un système de transport par câble basé sur la technologie CCHT à convertisseurs à source de tension. Conçu au départ pour des applications terrestres, le premier système est entré en service en 1997 sur l'île de Gotland en Suède pour raccorder les éoliennes du sud au réseau du nord de l'île. Depuis, huit systèmes de ce type ont été installés à travers le monde pour des applications terrestres, totalisant près

de 1200 MW sur 500 km. La première version offshore de HVDC Light® est entrée en exploitation en 2005 en mer du Nord sur la gigantesque plate-forme gazière Troll A du Norvégien Statoil [2]. Le champ BP de Valhall, également en mer du Nord, sera prochainement équipé de la technologie HVDC Light®, avec une mise en service prévue pour 2009.

Les liaisons CC créent des opportunités pour réduire les coûts d'exploitation.

Les convertisseurs de la solution HVDC Light® mettent en œuvre des transistors de puissance de type IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) avec des fréquences de commutation jusqu'à 2000 Hz pour convertir la tension alternative sinusoïdale. Comparés à une seule turbine à gaz, ils exigent très peu de maintenance, limitée pour l'essentiel aux disjoncteurs CA et aux systèmes de refroidissement.

Solution optimale

Le choix d'une solution énergétique pour une plate-forme repose sur plusieurs critères :

- nature du projet : installation neuve ou modernisation/réaménagement de l'existant ;
- type d'application ;
- cadre réglementaire ;
- coûts d'investissement ;
- coûts d'exploitation.

Nature du projet

Le développement d'un nouveau champ autorise une démarche innovante avec peu ou pas de dépenses de démolition ou de démontage de l'existant. Le système HVDC Light® installé pour la plate-forme Troll A en est l'exemple probant (compression du gaz suite à une chute de pression dans le réservoir avant son transport en gazoduc [3]).

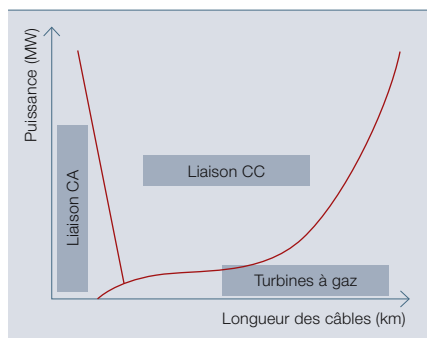
Deuxième exemple : satisfaire les besoins accrus en énergie d'un site existant avec ou sans remplacement des équipements de production d'énergie. C'est ainsi que l'opérateur BP a décidé de retirer la turbine à gaz de son champ de Valhall et d'alimenter le site exclusivement à partir du continent. La solution HVDC Light® a permis de répondre à la hausse des besoins énergétiques [4].

Troisième exemple : l'électrification d'une plate-forme existante ou d'un groupe de champs.

Types d'application

Lorsqu'un compresseur est commandé en vitesse variable pour des performances maximales, une liaison CCHT et un moteur à haute tension constituent la meilleure solution, comme le démontre le projet de précompression de la plate-forme Troll A [5]. Une autre application peut nécessiter le raccordement direct des moteurs au réseau (comme pour la plate-forme de Valhall), ce qui est pris en compte dès la conception du système CCHT à

3 Coûts d'investissement, créneaux de marché



4 Éléments entrant dans le calcul des coûts d'exploitation sur le cycle de vie

Éléments	Norvège	Référence	Unité
Prix de gros de l'électricité	46,7	66,7	US\$/MWh
Prix de vente du combustible	0,24	0,24	US\$/Nm³
Pertes d'un convertisseur HVDC Light®	4 %	4 %	
Pertes d'un câble HVDC Light®	4-6 %	4-6 %	
Conversion combustible/électricité à un rendement de 100 %	10,8	10,8	kWh/Nm³
Rendement d'une turbine à gaz	40 %	30 %	
Emission de CO ₂ - 100 % de rendement	0,21	0,21	
Ecotaxe ou cours du quota d'émissions de CO ₂	56,3	16,7	US\$/t
Emissions de NO _x	0,4	0,4	kg/kWh
Ecotaxe ou cours du quota d'émissions de NO _x (horizon à 20 ans)	7,5	2,5	US\$/kg
Coût annuel d'exploitation & de maintenance d'une turbine à gaz de 25 MW (+ récupérateur de chaleur + générateur de vapeur, Norvège)	2,5	1,7	M US\$/an
Coût d'exploitation & de maintenance du système HVDC Light® (toutes tailles)	0,7	0,7	M US\$/an
Période d'analyse	20	20	an
Taux d'intérêt - valeur actualisée nette	7%	7%	



convertisseurs à source de tension. Toutefois, pour les turbines à gaz et les liaisons CA sous-marines, il convient de prévoir des démarreurs progressifs sur la plate-forme.

Cadre réglementaire

La réglementation joue un rôle important dans le choix d'équipements offshore performants, sûrs et non polluants. En Norvège, la loi impose d'équiper les nouvelles turbines à gaz offshore de dispositifs dopant leur rendement, notamment des récupérateurs de chaleur et des générateurs de vapeur. En exigeant de faire passer le rendement des turbines à cycle simple de 25–30 % à 40 % environ, on réduit certes la consommation de combustible et les émissions de gaz à effet de serre (GES) soumises à écotaxe, mais on augmente aussi les coûts d'exploitation et de maintenance. Qui plus est, les récupérateurs de chaleur et les générateurs de vapeur constituent des dépenses d'investissement supplémentaires et accroissent les contraintes de masse et d'encombrement de la plate-forme. Il est clair que ce type de réglementation fait pencher la balance en faveur des câbles électriques sous-marins.

Coûts d'investissement

Au vu des spécificités de chaque projet (nature, application, cadre réglementaire), le niveau d'investissement est fonction des facteurs clés que sont la puissance assignée (MW) et la longueur des câbles (km). Tous ces facteurs contribuent à créer des créneaux de marché [3].

Pour une distance donnée, les choix d'investissement entre turbines à gaz et liaisons CCHT sous-marines sont

largement dictés par les besoins de puissance. Plus ils sont importants, plus la solution CCHT est économique car il suffit d'augmenter les capacités de transport de la liaison HVDC Light® (1 000 MW maximum) pour couvrir ces besoins. Si l'on opte pour des turbines, il faut augmenter leur nombre, ce qui fait s'envoler les dépenses d'exploitation et de maintenance qui restent, au contraire, très faibles avec la solution HVDC Light® [6,7].

Les câbles électriques sous-marins réduisent fortement les coûts d'exploitation sur le cycle de vie.

Plus les distances sont longues, plus la solution CC s'impose car le surcoût des convertisseurs est compensé par les économies de câbles.

Le bilan économique des différentes solutions énergétiques en lice requiert une analyse approfondie au cas par cas, d'une part, des coûts d'investissement et autres coûts initiaux et, d'autre

part, des coûts d'exploitation sur le cycle de vie de chaque projet.

Contrairement aux coûts d'investissement qui, par définition, ne sont pas diffusés, les données sur les coûts d'exploitation sont dans le domaine public et permettent de comparer le bilan économique sur le cycle de vie des turbines à gaz et des liaisons CC sous-marines pour trois couples de puissance/longueur (250 MW/50 km, 100 MW/100 km et 250 MW/300 km). Ces scénarios s'appliquent à la Norvège et à une région de référence (Union européenne, par exemple) où la réglementation sur les émissions de GES ou l'efficacité énergétique est moins contraignante mais où le prix de l'électricité est plus élevé qu'en Norvège.

Les coûts de combustibles et de personnel offshore d'exploitation et de maintenance constituent les deux principaux postes de dépenses d'exploitation sur le cycle de vie. Ensuite, il convient d'ajouter les écotaxes (Norvège) ou les quotas d'émissions de CO₂ (UE). Les coûts d'exploitation sur le cycle de vie alourdissent considéra-

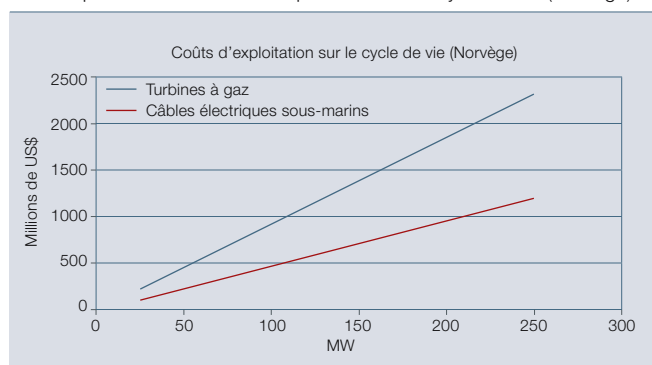
5 Coûts d'exploitation sur le cycle de vie, scénario 100 MW/100 km (Norvège)

Coûts d'exploitation sur le cycle de vie : Norvège, 100 MW/100 km	Turbine à gaz	Liaisons sous-marines
	M US\$	M US\$
Coût du gaz naturel ou de l'électricité	552	505
Ecotaxe sur le CO ₂	294	0
Ecotaxe sur les NO _x	30	0
Coûts d'exploitation & de maintenance	113	8
Total coûts d'exploitation sur le cycle de vie	988	513

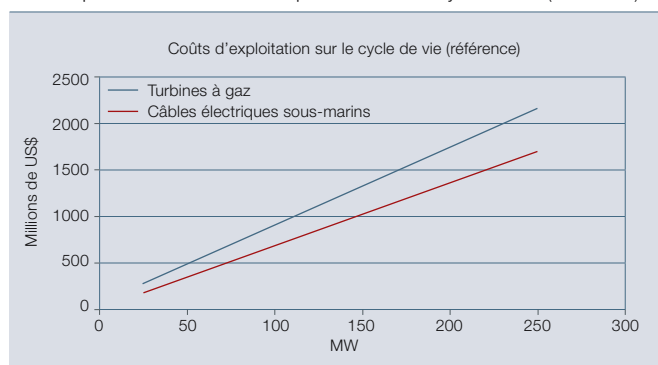
6 Coûts d'exploitation sur le cycle de vie, scénario 100 MW/100 km (référence)

Coûts d'exploitation sur le cycle de vie : référence, 100 MW/100 km	Turbine à gaz	Liaisons sous-marines
	M US\$	M US\$
Coût du gaz naturel ou de l'électricité	736	722
Ecotaxe sur le CO ₂	116	0
Ecotaxe sur les NO _x	10	0
Coûts d'exploitation & de maintenance	76	8
Total coûts d'exploitation sur le cycle de vie	937	729

7 Comparaison des coûts d'exploitation sur le cycle de vie (Norvège)



8 Comparaison des coûts d'exploitation sur le cycle de vie (référence)



Extraction et production

blement la facture totale et doivent entrer dans le calcul comparatif du coût global de cycle de vie des différentes solutions énergétiques.

Le tableau 4 récapitule les principaux éléments inclus dans le calcul des coûts d'exploitation de nos six scénarios. Les liaisons câblées CA et CC présentant des différences mineures en terme de coûts d'exploitation, les résultats des calculs pour les solutions HVDC Light® s'appliquent indifféremment aux liaisons sous-marines CA et CC. Les prix de gros de l'électricité sont des prévisions alors que le cours du quota d'émissions de CO₂ pour la région de référence est calculé sur un horizon à 20 ans.

Les tableaux 5 et 6 reproduisent des valeurs actualisées nettes estimatives des coûts d'exploitation sur le cycle de vie pour la Norvège et la région de



9 Réduction des coûts d'exploitation sur le cycle de vie avec les câbles électriques sous-marins dans les six scénarios

Réduction des coûts d'exploitation sur le cycle de vie avec les câbles électriques sous-marins	Norvège M US\$	Référence M US\$
250 MW, 50 km	114	48
100 MW, 100 km	476	208
250 MW, 300 km	1189	514

10 Réduction annuelle des émissions de CO₂ d'une plate-forme alimentée par câbles sous-marins

Réduction annuelle des émissions de CO ₂ de la plate-forme	Norvège Tonnes	Référence Tonnes
250 MW, 50 km	114 975	153 300
100 MW, 100 km	459 900	613 200
250 MW, 300 km	1 149 750	1 533 000

11 Réduction annuelle des émissions de NO_x d'une plate-forme alimentée par câbles sous-marins

Réduction annuelle des émissions de NO _x de la plate-forme	Norvège Tonnes	Référence Tonnes
250 MW, 50 km	88	88
100 MW, 100 km	350	350
250 MW, 300 km	876	876

férence pour le couple 100 MW/100 km. Ces montants sont élevés et pèsent lourd dans le coût global de cycle de vie (investissement + exploitation), surtout pour les installations neuves ou les projets de réaménagement.

Les coûts d'exploitation sur le cycle de vie en fonction de la puissance (Norvège et région de référence) figurent aux tableaux 7 et 8.

Enfin, la réduction des coûts d'exploitation est significative pour les six scénarios avec les liaisons sous-marines 9. Il en va de même des émissions de GES des plates-formes 10 11.

Les liaisons sous-marines : une alternative séduisante

Les exemples montrent clairement que l'alimentation électrique des plates-formes offshore par des câbles sous-marins est une solution à la fois économique et écologique qui, de

surcroît, renforce la sécurité opérationnelle. Si chaque projet doit faire l'objet d'une analyse spécifique, les scénarios présentés ici sont suffisamment parlants pour envisager cette solution à la fois pour les nouveaux projets et les installations existantes. La technologie HVDC Light® d'ABB a apporté la preuve de ses avantages et devrait équiper un nombre croissant de plates-formes dans les années à venir.

Rahul Chokhawala

Anciennement chez ABB Process Automation
Oslo (Norvège)
rahul.chokhawala@yahoo.com

Bibliographie

- [1] Hyttinen, M., Lamell, J.-O., Nestli, T., *New application of voltage source converter (VSC) HVDC to be installed on the gas platform Troll A*, CIGRE, 2004
- [2] Chokhawala, R., Maland, A., Nestli, T., 2004, *DC transmission to offshore installations*, *The Journal of Offshore Technology*, 12, p. 4–10
- [3] Nestli, T. F., Stendius, L., Johansson, M. J., Abrahamsson, A., Kjaer, P. C., *Des technologies de l'énergie innovantes pour la plate-forme offshore de Troll*, *Revue ABB* 2/2003, p. 15–20
- [4] Gilje, S., Carlsson, L., *Valhall Re-development project, power from shore*. ENERGEX, 2006
- [5] Eriksson, G., *Motorformer*, *Revue ABB* 1/2001, p. 22–25
- [6] *Power transmission from shore to offshore platforms*. (November 2002). Norwegian Water Resource and Energy Directorate (NVE) and Oil Directorate (OD) report
- [7] Laird, B., Holm, M., Hauge, F., May 2007, *Electrification of offshore platforms*, Bellona Foundation report



Faites bouillir la marmite !

ou comment optimiser le démarrage des chaudières vapeur des centrales E.ON

Rüdiger Franke, Bernd Weidmann

« Mieux vaut battre le fer quand il est chaud. » Ce bon vieil adage s'appliquerait-il aussi au démarrage des énormes chaudrons que sont les chaudières des centrales thermiques à flamme ?

C'est un fait : en temps normal, optimiser les centrales d'énergie revient le plus souvent à tirer le maximum du combustible exploitable. Or il existe un autre excellent moyen d'améliorer le rendement des chaudières : optimi-

ser leur démarrage ! La démarche est d'autant plus appréciable que le combustible utilisé au démarrage est souvent de qualité supérieure, donc plus coûteux, que celui employé en fonctionnement normal.

Le régulateur multivariable prédictif par modèle *BoilerMax* vise précisément à minimiser ces coûts de démarrage. Outre les coûts de combustible, il tient compte de contraintes comme les sollicitations maxima-

les admissibles des composants critiques et les débits combustible/vapeur.

Au cours des deux dernières années, *BoilerMax* a été installé dans plusieurs centrales de l'énergéticien E.ON et a permis d'économiser 10 à 20 % des coûts de combustible et d'énergie auxiliaire nécessaires au démarrage.

Extraction et production

Mieux, il s'est également intégré à plusieurs systèmes de contrôle-commande. Dans la tranche 4 de 622 MW de la centrale au gaz de Staudinger [1] et la tranche 4 de 900 MW de la centrale au charbon de Heyden, BoilerMax est en effet couplé à la solution Procontrol P d'ABB. Autre réalisation : dans la tranche 4 de la centrale au fioul de Ingolstadt (420 MW) et la tranche 5 de la centrale au charbon de Zolling (450 MW), BoilerMax a profité d'un projet de modernisation de la turbine pour se fondre dans la nouvelle architecture de contrôle-commande 800xA d'ABB.

Question de principe

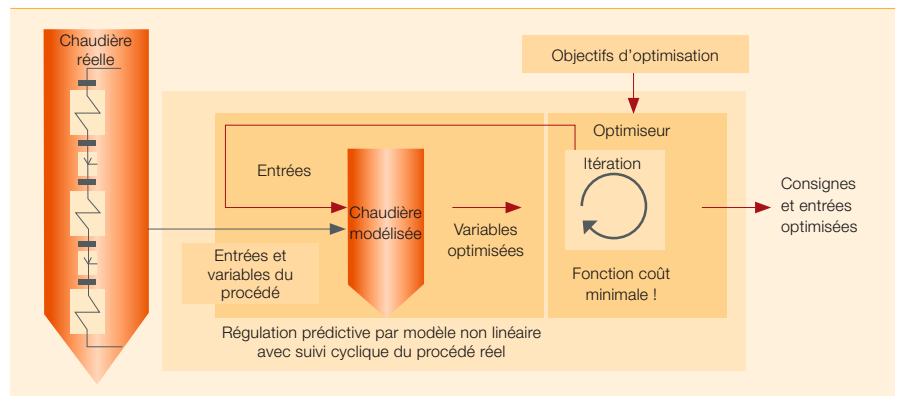
BoilerMax s'appuie tout particulièrement sur deux paramètres – coûts de combustible et contraintes thermiques des composants critiques à paroi épaisse – pour optimiser les consignes d'alimentation en combustible et de fonctionnement du circuit de contournement haute pression (HP). Rappelons que la turbine HP peut, au démarrage, être contournée dans le circuit vapeur pour accélérer la montée en pression de la chaudière.

Le principe de fonctionnement de BoilerMax est illustré en 1. Les mesures sont utilisées pour étalonner un modèle d'unité de combustion physique. Partant de ce modèle non linéaire, BoilerMax optimise le reste de la procédure de démarrage. Les courbes de démarrage calculées en ligne sont ensuite ajoutées à la commande existante pour y servir de consignes de correction.

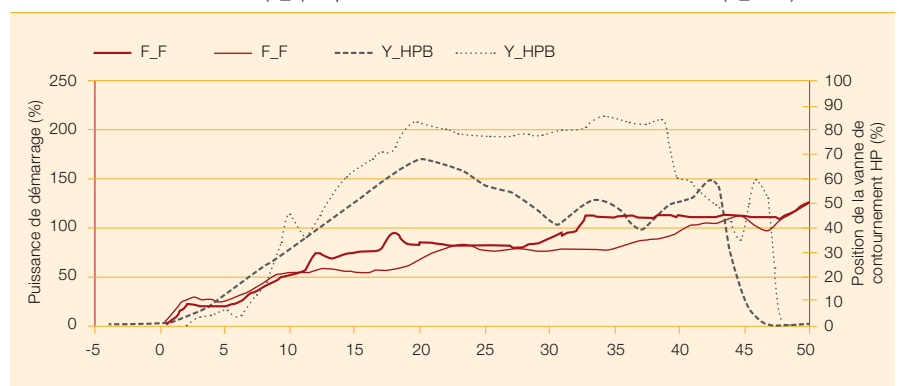
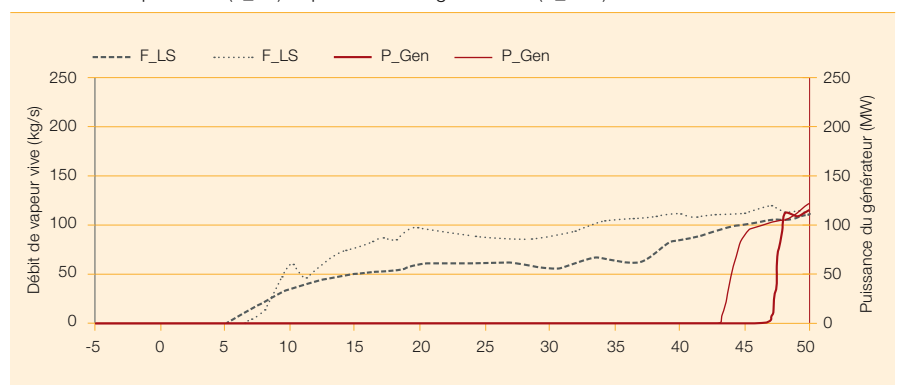
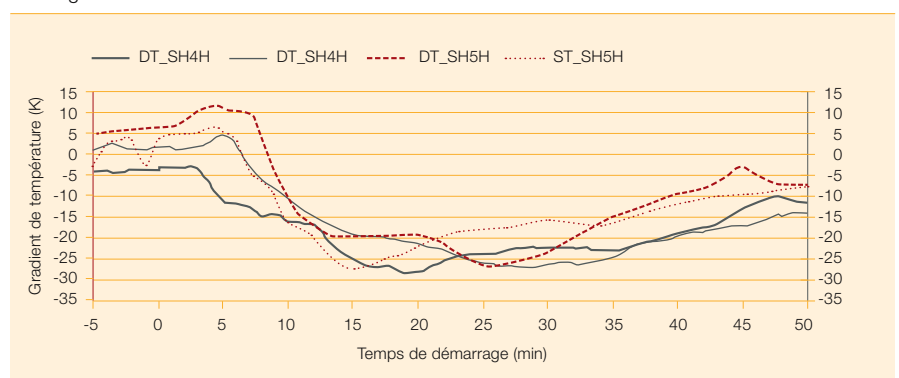
L'horizon de prédiction de BoilerMax (60 à 90 min) couvre toute la durée de mise en route de la chaudière, jusqu'au point où la turbine est entraînée. Cette méthode permet de calculer le mode d'exploitation global le plus rentable. Les données sont rafraîchies toutes les une à deux minutes pour prendre en compte les conditions perturbatrices.

Trois postes peuvent faire baisser les coûts de démarrage d'une chaudière : combustible, énergie auxiliaire et vapeur auxiliaire, de la mise à feu à la mise sous tension du générateur ou à la fermeture du circuit de contournement HP.

1 Schéma de principe de BoilerMax



2 Comparaison de deux séquences de démarrage avec BoilerMax (en gras) et sans, dans la centrale au fioul de Ingolstadt (tranche 4)

a Quantité de combustible (F_F) et position de la vanne de contournement HP (Y_{HPB})b Débit de vapeur vive (F_{LS}) et puissance du générateur (P_{Gen})c Gradients de température (DT_{SH4H}) et (DT_{SH5H}) dans les collecteurs HP des deux derniers étages de surchauffeur

Quelles que soient les économies dégagées, le régulateur multivariable par modèle permet également une intégration prédictive des données de contrainte thermique dans la boucle de régulation. Son degré de souplesse, notamment sa capacité à couvrir plusieurs arrêts, est amélioré par l'ajustement continu du modèle physique à l'état effectif de la centrale. De plus, le démarrage peut s'adapter aux variations des conditions de base (coûts des différents combustibles ou charges maximales admissibles) en modifiant respectivement la fonction visée et les contraintes d'optimisation.

Objectifs opérationnels

Réduire la consommation de combustible

Grâce à cette optimisation prédictive du démarrage, il est souvent possible de diminuer la quantité de combustible utilisée tout en conservant le temps de démarrage et la charge habituels sur les composants critiques à paroi épaisse. Les graphiques en 2 comparent deux procédures de démarrage identiques, dans la tranche 4 de la centrale de Ingolstadt : on y constate que la consommation de combustible 3, avec BoilerMax, est réduite d'environ 20 %. Ces économies sont obtenues en diminuant le débit vapeur au démarrage, moyennant une réduction simultanée et coordonnée de l'ouverture du circuit de contournement HP. On gagne également un peu sur le temps de démarrage.

BoilerMax s'appuie sur les coûts de combustible et les contraintes thermiques des composants critiques à paroi épaisse pour optimiser les consignes.

Une automatisation plus poussée, liée à cette optimisation, permet de lisser les procédures de démarrage. Le graphique 3 reproduit les coûts de démarrage en fonction de la durée de l'arrêt précédent. La dispersion de ces coûts est manifestement réduite en cas d'arrêts courts et répétés qui occasionnent de nombreuses séquences de démarrage. BoilerMax optimise les coûts

de démarrage au bas de l'échelle des coûts, caractéristique des opérations sans BoilerMax. En moyenne, l'optimisation BoilerMax engendre une baisse de 19 % des coûts de démarrage.

Les arrêts de courte durée plombent les coûts de démarrage car la température de vapeur vive doit d'autant plus augmenter que la température initiale de la turbine est élevée. Les arrêts longs grèvent également ces coûts, cette fois en raison de la faible température de démarrage de la chaudière.

L'économie de combustible résultant de l'optimisation BoilerMax, de même que la moindre production de vapeur et, dans certains cas, une montée en

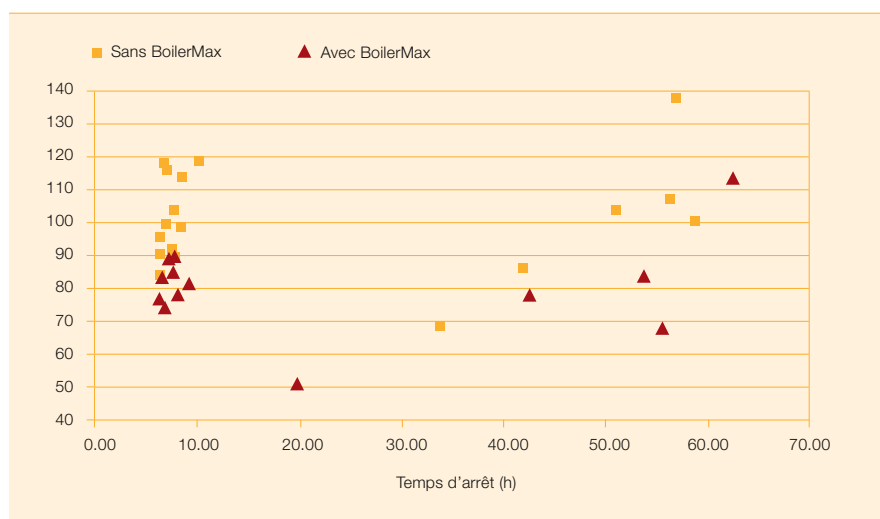
pression plus lente, peuvent donner aux opérateurs l'impression que la séquence de démarrage « traîne en longueur ». Il faut pourtant souligner que, au démarrage de la chaudière, les consignes visées de débit et pression vapeur ne doivent être atteintes que lorsque la turbine est réellement démarrée. Ce qu'exploite pleinement BoilerMax !

Les temps de démarrage de la tranche 4 de Staudinger sont donnés en 4. Il en ressort que BoilerMax n'allonge pas ces durées.

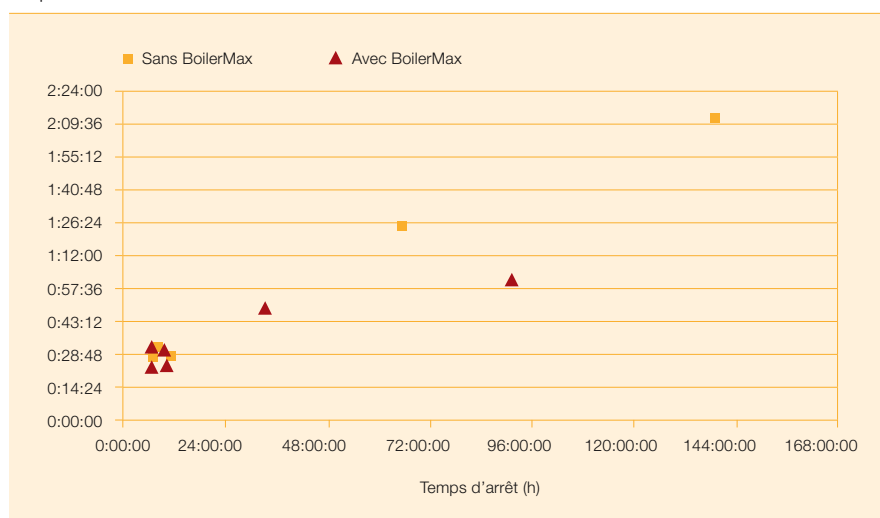
Réduire le temps de démarrage

En règle générale, on peut écourter le temps de démarrage si l'on admet une

3 Coûts de démarrage en fonction du temps d'arrêt de la centrale de Ingolstadt (tranche 4), avec et sans BoilerMax



4 Temps de démarrage en fonction du temps d'arrêt de la centrale de Staudinger (tranche 4), pour 10 arrêts sur 1 mois



Extraction et production

intensification de la montée en température et, partant, des contraintes thermiques plus fortes. L'optimisation prédictive est ici conseillée pour réduire les temps de démarrage si la montée en température admissible laisse encore une marge de manœuvre ou si la charge est inégalement distribuée en phase de démarrage.

Les graphiques 5 comparent deux procédures dans la centrale au charbon de Zolling : sans BoilerMax, les

marges de contrainte thermique ne sont pas pleinement exploitées avant la 48^{ème} minute. Le gradient de température (ΔT) maximal dans les collecteurs de vapeur HP avoisine 20 K, pour une limite admissible d'environ 30 K. Ce n'est qu'au chargement suivant de la turbine que la contrainte maximale est atteinte, autour de la 60^{ème} minute.

La limite ΔT utilisée par BoilerMax est fonction de la pression dont la valeur

est généralement précisée par le fournisseur de la chaudière. Sur demande, ce seuil peut être recalculé lors de la modélisation physique de la chaudière et convenu avec l'exploitant de la centrale.

On constate en 5 que le démarrage prédictif a permis de mieux utiliser la marge dès la 35^{ème} minute en *boostant* l'alimentation en combustible, dès le départ, et en ouvrant davantage le circuit de contournement HP. Le temps de démarrage chute ainsi de 33%! De même, la quantité de fioul lourd nécessaire au démarrage est réduite d'environ 6%. Sachant qu'un raccourcissement du temps de démarrage s'accompagne d'une moindre consommation d'énergie auxiliaire (combinant fioul léger et électricité), le coût total du démarrage est abaissé d'environ 11%. Les gains potentiels sont importants dans les centrales au charbon, lorsqu'on peut avancer le passage du combustible de démarrage à la combustion du charbon. Pour cela, il faut pouvoir démarrer avec une grande quantité totale de combustible.

En moyenne, l'optimisation BoilerMax engendre une baisse de 19 % des coûts de démarrage.

Avec l'optimisation prédictive, la quantité de combustible n'augmente pas systématiquement de façon uniforme mais peut être revue à la baisse après une suralimentation initiale.

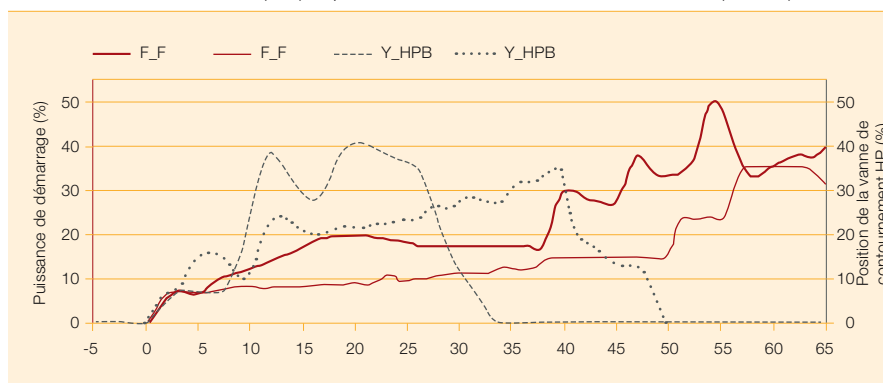
Piloter et surveiller

L'écran BoilerMax de la centrale de Zolling est reproduit en 6 avec, en haut et à gauche, les paramètres du procédé particulièrement utiles au démarrage. La partie inférieure droite est réservée à l'application BoilerMax : y figurent le paramétrage des consignes de combustible/contournement HP, calculées par BoilerMax, de même que les valeurs réelles.

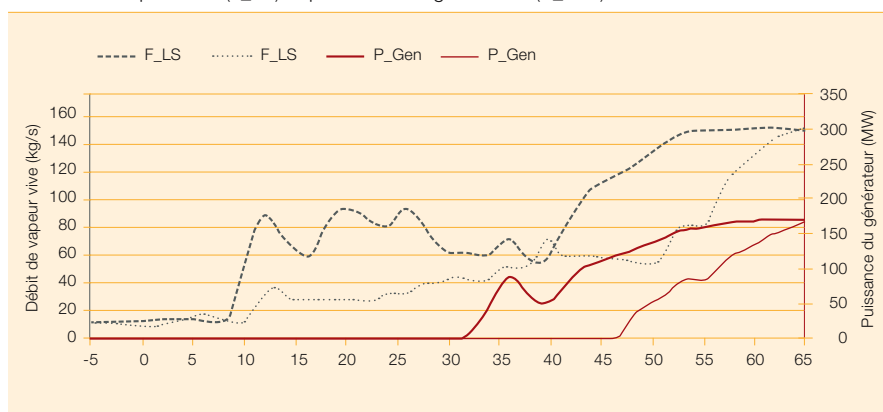
Les variables process affichées sont avant tout les paramètres de vapeur vive et les gradients de température dans les composants à paroi épaisse. Pour éviter de surcharger l'écran, les mesures ΔT sont représentées par des

5 Comparaison de deux séquences de démarrage avec BoilerMax (en gras) et sans, dans la centrale de Zolling

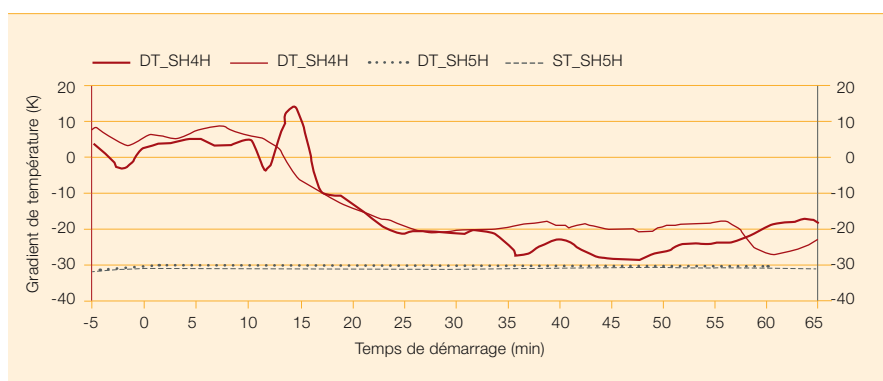
a Quantité de combustible (F_F) et position de la vanne de contournement HP (Y_HPB)



b Débit de vapeur vive (F_LS) et puissance du générateur (P_Gen)



c Gradients de température (DT_SH5H) et seuils correspondants (DT_SH5H_min) dans les collecteurs HP



graphiques à barres, l'affichage alpha-numérique se limitant aux valeurs maximales de chaque étage de sur-chauffeur et des seuils correspondants.

L'indication des limites ΔT est fondamentale car ces valeurs sont utilisées par BoilerMax dans la commande en boucle fermée pour définir les actions de régulation du combustible et du contournement HP. Il est donc capital de fournir à l'opérateur les informations sur les contraintes thermiques et les marges disponibles pour lui permettre de bien comprendre les calculs de consignes de BoilerMax.

Le système d'automatisation étendue 800xA Industrial^{IT} d'ABB affiche directement, sur poste opérateur, les données prédictives calculées en ligne à chaque démarrage. Ces prédictions peuvent apparaître dans une courbe de tendance représentant, à intervalles réguliers, les valeurs attendues.

S'intégrer dans l'architecture de contrôle-commande

Prédire et optimiser les procédures de démarrage d'une chaudière à partir d'un modèle physique impliquent des traitements numériques pointus. C'est pourquoi BoilerMax est implanté sur un puissant PC relié au contrôle-commande de la chaudière par une interface de signaux.

Sous l'angle logiciel, BoilerMax est une extension du système d'« Optimisation dynamique » de 800xA, ce qui lui garantit transparence et souplesse d'intégration à l'instrumentation et au contrôle-commande en place. Deux scénarios de mise en œuvre sont illustrés en 7.

Un PC dédié BoilerMax est directement relié à l'armoire de commande. Affichage et exploitation passent par des postes de conduite et de surveillance classiques. Dans les installations où ces postes font partie du système 800xA, le PC hébergeant BoilerMax peut s'intégrer en tant que serveur d'applications. L'intérêt est que tous les paramétrages et calculs (valeurs prédites du procédé comprises) sont visualisables et intégrables à l'affichage sans efforts supplémentaires. L'apprentissage de la solution BoilerMax par le personnel et l'inser-

tion du PC dans les programmes de maintenance périodique de 800xA sont également facilités.

A Ingolstadt comme à Zolling, le PC BoilerMax fait partie du système d'exploitation 800xA installé lors du projet de modernisation de la turbine; à Staudinger et à Heyden, il est couplé par une interface série au contrôle-commande de procédé Procontrol P.

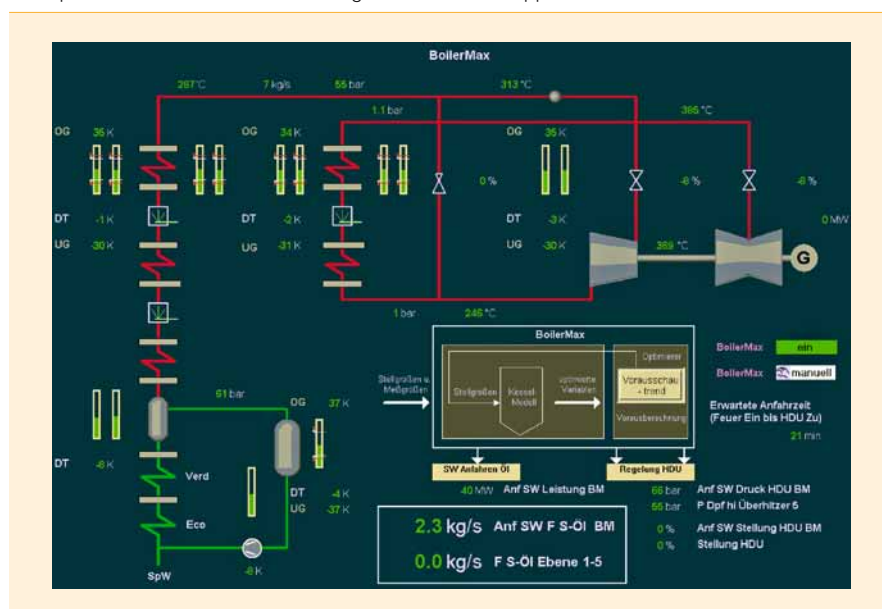
Prédire et optimiser les procédures de démarrage d'une chaudière à partir d'un modèle physique impliquent des traitements numériques pointus.

Le modèle de chaudière utilisé pour l'optimisation du démarrage est réglé en ligne par l'ajout de 100 à 200 valeurs de mesure. D'ordinaire, ces signaux sont raccordés au contrôle-commande en analogique. Une autre solution consiste à établir une connexion Profibus entre la nouvelle commande de turbine et le système de contrôle-commande de la centrale de Ingolstadt. Cette liaison numérique a surtout l'avantage d'une plus grande flexibilité permettant d'ajouter d'autres

signaux, sans grand effort. Certes, l'allongement des temps de transmission pourrait être perçu comme un inconvénient; il n'a pourtant posé aucun problème à Ingolstadt. Les résultats de l'optimisation sont renvoyés au système de contrôle-commande sur une dizaine de signaux. Ils s'insèrent à la stratégie de commande en place sous la forme de corrections de consignes de régulation du combustible et du contournement HP.

Selon le cas, cette intégration peut s'effectuer à différents niveaux. A Zolling, seule est affichée la consigne optimisée de démarrage de l'alimentation en combustible, qui est ensuite appliquée manuellement par le personnel de conduite. Dans la tranche 4 de Staudinger, la régulation du combustible et du contournement HP est réalisée automatiquement par BoilerMax; néanmoins, pour l'instant, BoilerMax doit être lancé avant chaque démarrage, à la différence de Ingolstadt où il est activé automatiquement. Il va de soi que les gisements d'économie sont d'autant plus importants que l'intégration de BoilerMax est automatisée: la rentabilité de l'opération a tout à gagner d'une utilisation répétée de l'optimisation du démarrage. Toutefois, qui dit automatisation renforcée implique une plus grande robustesse de la

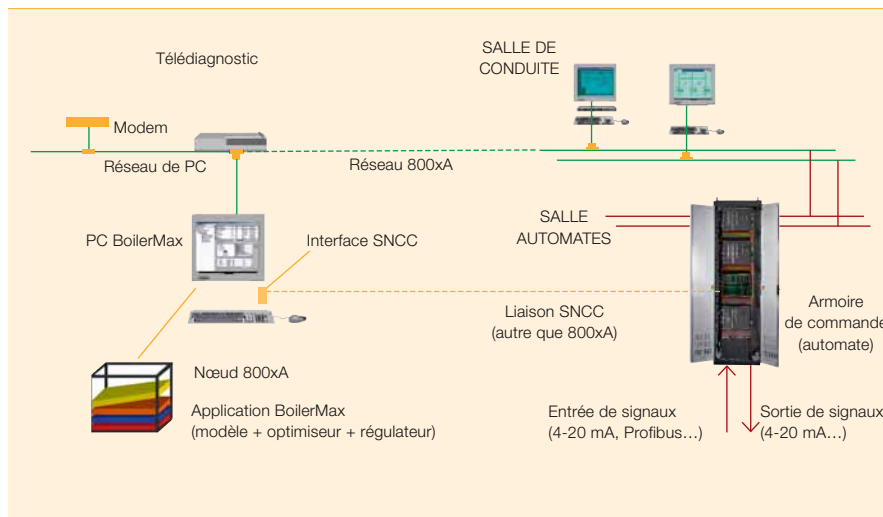
6. Ecran de conduite BoilerMax de la centrale de Zolling. La grande puissance de calcul oblige à exploiter BoilerMax sur un PC configuré en serveur d'applications.



Extraction et production



7 Intégration du PC BoilerMax



«Optimisation dynamique», débouche sur une puissante solution de régulation étroitement intégrée au système d'automatisation étendue 800xA [4].

Rüdiger Franke
ABB Power Systems
Mannheim (Allemagne)
ruediger.franke@de.abb.com

Bernd Weidmann
E.ON-Kraftwerke GmbH
Hanovre (Allemagne)

fonction qui doit, par exemple, savoir détecter et gérer automatiquement les perturbations.

A toute vapeur

Les économies réalisées avec l'optimisation en ligne atteignent généralement 10 à 20% du coût normal du combustible et de l'énergie auxiliaire, à chaque démarrage de centrale. Les modifications du mode de démarrage dépendent des exigences et spécificités de chaque site.

A Staudinger et Ingolstadt (tranches 4), les économies ont porté sur la consommation de combustible et le débit coordonné de vapeur vive, au démarrage de la chaudière. Les temps de démarrage tout comme les contraintes

sur les composants critiques à paroi épaisse sont restés pratiquement identiques.

Le Congrès VGB 2004 sur les technologies de l'électricité, du contrôle-commande et de l'information dans les centrales d'énergie fut l'occasion de présenter BoilerMax et de dresser un premier bilan de son application pilote dans la centrale électrique Weiher III [1]. Les résultats de l'implantation de BoilerMax et d'un nouveau système de contrôle-commande à Staudinger sont donnés en [2], les détails de l'algorithme de régulation et d'optimisation figurant en [3].

La mise en œuvre de cette optimisation en ligne, assortie de l'extension

Bibliographie

- [1] Krüger, K., Prinz, S., *Praxiserfahrung durch den Einsatz eines modell-prädiktiven Mehrgrößenreglers zur Anfahrtoptimierung des Dampferzeugers im 707 MW Block Weiher III der SaarEnergie AG*, VGB Kongress Elektro-, Leit- und Informationstechnik im Kraftwerk, Leipzig, 2004
- [2] Weidmann, B., Häupl, E., Osterholt, F., Bege-
mann, R., *Austausch der leittechnischen Einrich-
tungen im Kraftwerk Staudinger Block 4*, VGB
Kongress Elektrotechnik Düsseldorf, Leittechnik
und Informationsverarbeitung im Kraftwerk, Düs-
seldorf, 2006
- [3] Franke, R., Vogelbacher, L., *Nonlinear model
predictive control for cost optimal startup of
steam power plants*, Automatisierungstechnik 54
(12), 2006
- [4] Franke, R., Babji, B. S., Antoine, M., Isaksson,
A., *Model-based online applications in the ABB
Dynamic Optimization framework to appear*, 6th
International Modelica Conference, 2008

Les réseaux de la dernière chance

La communication sans fil prolonge le délai de grâce de la production pétro-gazière

Egil Birkemoe, Jan-Erik Frey, Stefan Svensson, Paula Doyle

Optimiser et rentabiliser l'exploitation des énergies primaires comptent parmi les grands défis de notre société. L'enjeu vaut surtout pour les compagnies pétro-gazières qui, face à l'inéluctable déclin de leurs ressources, s'efforcent d'exploiter le plus longtemps possible leur parc d'équipements et d'éviter ainsi leur coûteux renouvellement. Dans ce contexte, la moindre amélioration apportée à la performance opérationnelle des sites de production est immédiatement bénéfique.



Extraction et production

Nombreuses sont les plates-formes de pétrole et de gaz en mer du Nord, construites dans les années 70, à entamer leur « phase terminale » de production. À l'inverse, les grands projets d'implantation des compagnies norvégiennes et britanniques sont rares ; les industriels veulent donc tirer le maximum de l'existant. Ce changement de cap se heurte à plusieurs problématiques :

- L'importance capitale de la performance opérationnelle, en phase d'extinction des champs de pétrole ou de gaz, pour allonger leur durée d'exploitation ;
- Le renforcement de la maintenance, justifié par la vétusté des équipements ;
- La priorité de la maintenance conditionnelle pour réduire les coûts d'exploitation.

Intégration des opérations

Pour être capable de gérer ces milliers d'équipements, de systèmes et d'installations, il faut exploiter en ligne quantités d'informations visant à accroître la production, à doper les rendements et à optimiser la maintenance. Cette ambition s'est concrétisée en une multitude d'initiatives des industriels du pétrole et du gaz, sous diverses appellations « maison » : *Tail IO*, *i-Field*, *Field of the Future*, *Smart Fields*... En 2006, un rapport [1] de l'Association de l'industrie pétrolière norvégienne chiffrait le potentiel de cette stratégie d'« intégration des opérations » sur le plateau continental norvégien à 250 milliards de couronnes norvégiennes.

ABB y prend activement part, aux côtés des principaux acteurs du domaine (compagnies pétrolières, autres fournisseurs, chercheurs et laboratoires **Encadré**).

Acquisition des données

Une plate-forme de forage **1** se résume principalement à une usine pompant le précieux hydrocarbure de la roche-réservoir et à un oléoduc ou gazoduc assurant son transit à terre, après éventuel prétraitement. En mer

1 Principales composantes de la production pétro-gazière en mer du Nord



du Nord, la production a lieu sur des constructions marines fixes (en acier ou béton) ou flottantes, le choix de la structure étant dicté par la profondeur d'eau et la technique d'extraction en usage lors de la construction du site. Les plus récents développements mettent aussi en œuvre des installations de traitement sous-marines.

Pour récupérer les données utiles de cet environnement rude et complexe, dans une bande passante fiable et sûre, les compagnies pétro-gazières de la mer du Nord ont investi dans la fibre optique, que complètent aujourd'hui d'autres technologies en développement : des réseaux optiques

Encadré Une équipe gagnante

ABB fournit des solutions de suivi d'état et de performance, et d'optimisation de la production de nombreuses installations de production pétro-gazière.

Le Groupe s'est vu confier le double rôle de partenaire industriel pour la recherche-développement concernant les activités d'exploitation et de maintenance de StatoilHydro, et de pilote du consortium *TAIL IO* réunissant Aker Kværner, SKF et IBM [2].

Un autre projet ambitieux de R&D porte sur un capteur de vibrations sans fil, soutenu par BP et StatoilHydro. ABB est à la tête de ce consortium, rejoint par SINTEF et SKF. Ces deux missions ont l'appui du Conseil Norvégien de la Recherche, dans le cadre du programme Petromaks d'optimisation et de valorisation des ressources pétrolières.

plongent au cœur des puits tandis que les transmissions sans fil gravitent autour des plates-formes (sur les navires ravitailleurs, par exemple), les relient ou encore irriguent les installations de surface.

Les réseaux de capteurs recueillant ces données en ligne sont traditionnellement câblés, les capteurs sans fil, qui permettent de faire l'économie du câblage, étant réservés aux nouvelles installations. Toutefois, quand il s'agit de rénover l'existant, la solution filaire est coûteuse et souvent impossible à grande échelle car elle

demande du personnel sur place.

Autre frein : la capacité d'accueil et de transport limitée de la plate-forme. Pour tirer les câbles, il faut aussi monter des échafaudages, retirer l'isolation, abattre des cloisons, traverser des compartiments anti-explosion et incendie, ce qui complique énormément les travaux et en renchérit le coût.

La panacée ?

Sur les champs *offshore* exploités de longue date, le recours à un réseau de capteurs sans fil (RCSF) économique pour acheminer les mesures et données des équipements de transmission vers les centrales de traitement bénéficie d'un atout de taille : le RCSF s'accommode parfaitement des plates-formes encombrées de centaines de pompes, ventilateurs et équipements motorisés réclamant une maintenance *non stop*.

Pour autant, un RCSF soumis à pareil environnement doit relever d'importants défis techniques assortis de lourdes contraintes :

- Fiabilité de la communication en milieu hostile ;
- Préviation du temps de latence (à savoir, garantie du délai de transmission ou « déterminisme ») ;
- Faible consommation d'énergie des capteurs (nœuds de réseau) et de la communication dans son ensemble ;
- Sécurité des échanges : confidentialité des messages (chiffrement de bout en bout), intégrité des données et authentification de leur origine (authenticité), contrôle d'accès au réseau...

- Coopération avec d'autres équipements et systèmes sans fil concurrents.

Pour les applications de suivi d'état, qui se contentent d'une moindre vitesse de rafraîchissement, le temps de latence est secondaire au regard de la fiabilité, de la sécurité et de la consommation d'énergie.

Cette dernière est capitale pour estimer l'autonomie des capteurs sur batterie ou la faisabilité d'une solution autoalimentée prélevant son énergie des sources thermiques ou vibratoires du milieu environnant. Pour la réduire, le capteur doit rester le plus clair de son temps en sommeil, entrecoupé de quelques moments d'activité où il envoie le moins de bits possible [3]!

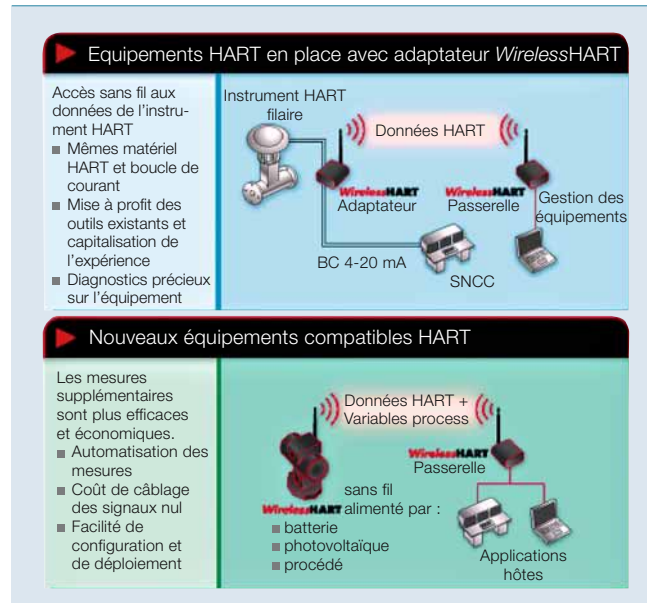
Le RCSF ne doit pas seulement faire bon ménage avec les imposantes constructions métalliques de la plateforme ; il lui faut côtoyer d'autres équipements indissociables du forage en mer, qui menacent la sécurité des échanges, comme les gros générateurs, radios UHF/VHF, radars, systèmes de sécurité et d'automatisation... et la multiplication des réseaux locaux sans fil (WLAN).

Pourtant, les analyses du spectre hertzien en mer ne révèlent pas d'important bruit de fond dans la bande des 2,4 GHz qu'occupe ou convoite un grand nombre de RCSF existants ou à venir. Le déploiement d'architectures sans fil aux standards IEEE 802.11 (WiFi) et 802.16 (WiMax) pourrait aussi rebattre les cartes [6]. Les futures solutions RCSF devront obligatoirement cohabiter avec les réseaux locaux sans fil 802.11, technologie reine des radiotransmissions.

En quête de normalisation

L'automatisation industrielle a toujours pâti du manque de normalisation répondant à ces exigences. Cette lacune se comble progressivement avec la publication des spécifications WirelessHARTTM [4], en septembre 2007, activement soutenue par ABB¹⁾.

2 WirelessHART utilisé dans les applications existantes et nouvelles



L'autre standard prometteur est l'ISA 100 [5]. Son spectre applicatif est bien plus large que celui de WirelessHART et couvre des domaines industriels jugés prioritaires :

- Conduite de procédés (ISA 100.11a) ;
- Manufacturier ;
- Transmission et distribution (longues distances) ;
- RFID (identification radiofréquence).

Dans la mesure où WirelessHART offre d'ores et déjà une solution satisfaisante aux applications de *process*, il reste maintenant à faciliter sa convergence avec l'ISA 100.11a de façon à garantir l'interfaçage et l'interopérabilité des deux solutions.

Avantage WirelessHART

Le développement de WirelessHART repose sur les principes fondateurs du HART filaire : des niveaux communication et application faisant parties intégrantes de la solution, et un protocole réduit à sa plus simple expression.

Cette similitude laisse entrevoir une meilleure utilisation de l'instrumentation équipant les installations marines ; beaucoup embarquent en effet des équipements HART qui ne peuvent être pleinement exploités puisque les systèmes numériques de contrôle-commande en place bloquent les signaux HART, entravant toute communication HART entre l'instrumentation et la conduite.

La parade consiste à doter les appareils d'un simple adaptateur WirelessHART pour autoriser les échanges et améliorer les performances du contrôle-commande global. Les fonctions de suivi d'état, indispensables en fin de vie d'un site, peuvent alors transiter par le canal sans fil [2].

WirelessHART s'appuie sur le référentiel radio IEEE 802.15.4 qui définit les couches basses protocolaires et milite pour une communication bon marché, bas débit et diffuse entre équipements ne possédant pas ou peu d'infrastructure sous-jacente. Les avantages du 802.15.4 tiennent à la fiabilité de sa

technologie radio et à la profusion d'équipementiers.

Il stipule une portée minimale de 10 m et un débit de 250 kbit/s. Des émetteurs radio plus sensibles et des amplificateurs de puissance permettraient d'aller beaucoup plus loin, dans des conditions de propagation optimales (200 m en vision directe). En 2007, le HART filaire ralliait plus de 24 millions d'équipements. Quoi de plus logique que de vouloir exploiter à fond cette base installée ?

WirelessHART se destine aux applications suivantes :

- Localisation de pannes sur appareils de terrain ;
- Suivi d'état et diagnostic d'équipements ;
- Surveillance de données critiques, plus pointues ;
- Supervision et conduite de procédés ;
- Etalonnage d'instruments ;
- Mise en service.

Réseau maillé

WirelessHART doit sa remarquable fiabilité à un réseau maillé dans lequel tous les nœuds jouent le rôle de routeur pour relayer l'information d'une station voisine, ajoutant ainsi un chemin de transmission.

Note

¹⁾ Cf. *Le sans-fil, avenir de l'instrumentation*, Revue ABB, 4/2007, p. 16-17

Extraction et production

Sa capacité à déjouer les perturbations en sautant d'une fréquence à l'autre renforce la fiabilité globale du réseau. Ce saut de fréquence emploie la technique AMRT (Accès Multiple à Répartition Temporelle) qui consiste à découper le temps en tranches successivement allouées aux diverses stations d'émission, garantissant la communication des nœuds sur des fréquences distinctes, à différents moments.

On peut emprunter d'autres routes si le chemin d'origine est bloqué ou parasité. Chaque équipement comptant au moins deux liaisons pour atteindre le récepteur, l'une d'elles est instantanément établie si l'originale est entravée.

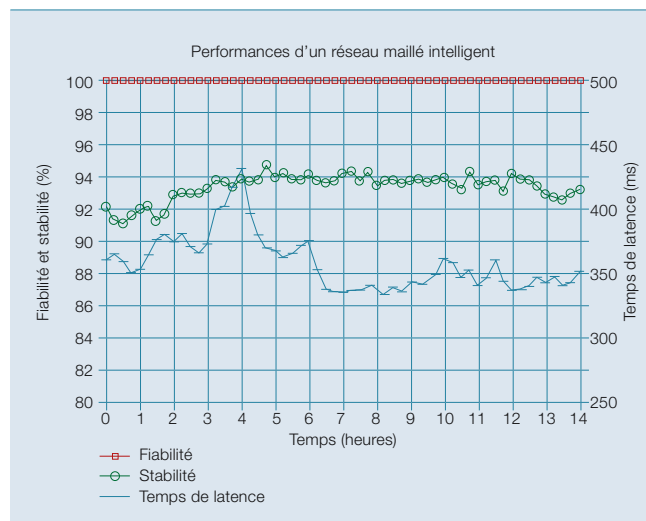
Basse consommation

L'AMRT utilise une technique de réservation dynamique de la bande passante par créneaux temporels alloués aux différents participants au réseau. La consommation est ainsi réduite puisque les nœuds, synchronisés, n'ont besoin d'être actifs que dans ces tranches de temps ou lors d'une resynchronisation.

Sécurité

Pour sécuriser les réseaux sans fil, l'algorithme de chiffrement AES²⁾ à clé de 128 bits, normalisé IEEE 802.15.4, fait autorité. Même s'il est talonné par des techniques plus évoluées, telles la cryptographie elliptique, AES satisfait entièrement aux exigences actuelles, d'autant que la faible consommation électrique reste l'un des critères fondamentaux des solutions de communication en présence et que la complexité des nouveaux mécanismes de

3 Résultats d'essai sous WirelessHART



sécurité ajoute à l'effort de calcul et grève les besoins de puissance. En outre, l'usage de clés distribuées permet de réserver l'accès réseau aux seuls équipements autorisés, garantissant l'authenticité des données.

Entente cordiale

WirelessHART met en œuvre le protocole de gestion d'accès au support physique (MAC) normalisé par l'IEEE : la cohabitation avec d'autres réseaux respectant le même standard, dont ZigBee, lui est donc acquise. Les essais portant sur des protocoles de réseaux de capteurs similaires à WirelessHART montrent que la communication fonctionne également fort bien dans un environnement WLAN très chargé [6].

3 reproduit le comportement du réseau en test, la fiabilité plafonnant quasiment toujours à 100 %.

RCSF, optimiseurs de production ?

Les RCSF sont primordiaux pour effectuer, de manière efficace et économique, le suivi d'état en ligne des équi-

pements. Le marché, relayé par les normes et les produits industriels d'un large éventail de fournisseurs, œuvre au déploiement de cette plateforme de communication. La mise à l'épreuve de la technologie WirelessHART est au programme des *majors* pétrolières, dès 2008.

Le suivi d'état en ligne sur RCSF aide à sécuriser et à fiabiliser les opérations en avertissant l'exploitant des situations potentiellement dangereuses et en affinant sa compréhension des performances à long terme de l'équipement et de son usure.

Gage d'économies, la réduction ou la suppression des temps d'immobilisation des équipements stratégiques débouchera sur une maintenance plus performante, fondée sur des processus prévisibles et clairement définis.

Forts de ces atouts, les RCSF sont bien partis pour doper les performances d'un secteur industriel tout entier condamné à exploiter ses actifs « jusqu'à épuisement des stocks ».

Egil Birkemoe

ABB Enhanced Oil Production, Oil & Gas
Oslo (Norvège)
egil.birkemoe@no.abb.com

Stefan Svensson

ABB Corporate Research
Västerås (Suède)
stefan.svensson@se.abb.com

Jan-Erik Frey

ABB Corporate Research
Västerås (Suède)
jan-erik.frey@se.abb.com

Paula Doyle

ABB Strategic R&D for Oil & Gas
Oslo (Norvège)
paula.doyle@no.abb.com

Note

²⁾ Advanced Encryption Standard

Bibliographie

- [1] Association de l'industrie pétrolière norvégienne, *Potential Value of Integrated Operations on the Norwegian Shelf*, 2006
- [2] Vatland, S., Doyle, P., Andersen, T. M., *Intégration des opérations : le nouveau credo des compagnies pétrolières*, Revue ABB, 3/2007, p. 72-75
- [3] Aakvaag, N., Frey, J., *Réseaux de capteurs sans fil, champions des économies d'énergie*, Revue ABB, 2/2006, p. 39-42
- [4] Association HART Communication Foundation (HCF), <http://www.hartcomm.org> (site consulté en janvier 2008)
- [5] ISA 100, *Wireless Systems for Industrial Automation*, <http://www.isa.org> et <http://www.isa-france.org> (sites consultés en mars 2008)
- [6] Doyle, P., Vatland, S., Petersen, S., Aasland, C. S., Andersen, T. M., Sjong, D., *Requirements, Drivers and Analysis of Wireless Sensor Network Solutions for the Oil & Gas Industry*, Proceedings of ETFA, 2007

Les lauriers de la victoire

La mer Caspienne accueille une centrale de production d'électricité flottante

Francesco Gentile

Affectueusement baptisée *Lady of Victories*, cette barge flottante éco-compatible est une centrale électrique destinée à alimenter le champ pétrolier *offshore* de Kashagan en mer Caspienne. Mesurant 95 m de long et parcourue par plus de 190 km de câbles de puissance et de mesure, elle peut produire au total 120 MW et est l'aboutissement de deux années de collaboration fructueuse entre ABB et Rolls-Royce Power.

Extraction et production

Exploité dans le cadre d'un accord de partage de production, Kashagan est non seulement le plus grand champ pétrolier du nord de la mer Caspienne, mais également la plus grosse découverte pétrolière mondiale des 30 dernières années. Situé à environ 80 km de la ville d'Atyraou au Kazakhstan, il s'étend sur près de 3400 km² et contiendrait l'équivalent de 38 milliards de barils de pétrole dont 13 milliards récupérables par réinjection de gaz.

Par sa taille et plusieurs facteurs, la mise en exploitation du champ de Kashagan pose un des plus grands défis à l'industrie pétrolière. Parmi ces facteurs, citons : une roche réservoir profonde et à haute pression ; un pétrole à fortes teneur en soufre (16 à 20 %) et concentration en hydrogène sulfuré (H₂S) ; des eaux peu profondes (3 à 4 m) qui gèlent de novembre à mars et dont le niveau fluctue le reste de l'année ; des températures qui varient de -30 °C à +40 °C ; et, pour finir, un site naturel vulnérable avec plusieurs espèces animales et végétales protégées au niveau mondial.

La décision de mettre en exploitation le champ de Kashagan en trois phases successives imposa une coordination méthodique des opérations menées simultanément : développement et production, construction d'installations neuves et modernisation/extension d'installations existantes. Durant ces trois phases, le niveau de production passera de 75 000 barils par jour (bpj) à un pic de 1,2 million bpj dans la seconde moitié de la prochaine décennie. Le projet prévoit des unités de traitement terrestres et maritimes ainsi qu'un réseau de conduites interconnectées.

La participation d'ABB remonte au tout début de la mise en exploitation de Kashagan avec un contrat conclu en septembre 2004 avec Agip KCO B.V., opérateur exclusif du champ, pour la conception et la construction d'une barge de production d'électricité autonome, appelée Module 8, et réalisée en collaboration avec Rolls-Royce ; elle allait devenir le premier module opérationnel livré au champ de Kashagan.

Module 8 :**une centrale électrique flottante**

La barge est conçue pour produire et gérer l'énergie électrique fournie au Bloc D du complexe offshore de Kashagan. Le contrat englobait l'ingénierie, l'approvisionnement, la fabrication, la mise en service et le démarrage du Module 8.

La barge est conçue pour produire et gérer l'énergie électrique fournie au Bloc D du complexe offshore de Kashagan.

Pesant près de 1000 t, la barge mesure 95 m de long, 16 m de large et 5,5 m de haut. Sa coque en acier au carbone basse température résiste aux conditions climatiques extrêmes de la mer Caspienne et est conforme aux exigences des autorités marines¹⁾. Cette double contrainte a également dicté le choix des matériaux d'autres constituants structurels pour garantir leur protection pendant la navigation. Ainsi, tous les circuits de tuyauterie sont calorifugés. La barge compte quatre turbo-alternateurs à gaz de 30 MW avec leurs auxiliaires, des modules de traitement du gaz, un double système de gestion/répartition de la charge électrique, des transformateurs abaisseurs et élévateurs, des appareillages de distribution HT, MT et BT, et divers équipements de surface. Les exigences de protection incendie passive de ces derniers sont satisfaites par des panneaux préfabriqués spéciaux (certifiés classe A60) offrant une bonne résistance au feu.

Encadré 1 Lots techniques de la centrale électrique Module 8**Principaux équipements**

- Quatre turbo-alternateurs à gaz Rolls-Royce RB 211 6762 30 MW, chacun équipé d'un système de combustion à faibles émissions avec filtre d'air en entrée, cheminée des gaz d'échappement et refroidisseur d'huile ;
- Quatre modules de traitement des gaz brûlés avec quatre systèmes de chauffage de 60 kW ;
- Trois groupes diesel de secours de 2 MVA.

Principaux équipements électriques

- Appareillage haute tension au SF₆, 35 kV-40,5 kV isolée ;
- Tableau MT dans l'air, 6,6 kV-7,2 kV isolée ;
- Quatre transformateurs élévateurs 10/35 kV-35 MVA ;
- Deux transformateurs abaisseurs 35/6,6 kV-25 MVA ;
- Armoire de départ-moteur BT 400 V ;
- Alimentation sans interruption (ASI) 230 VCA, 40 kW maxi ;
- Chargeur de batterie CC, 110 VCC-20 kW, double redondance ;
- Batteries, double redondance.

Instrumentation et contrôle-commande

- Système de gestion/répartition de la charge électrique pour 3100 entrées/sorties maxi ;
- Système de détection d'incendie et de gaz.

Bâtiments de surface

- Bâtiments à structure acier pesant au total 300 tonnes ;
- Deux bâtiments à protection incendie et explosion abritant les turbo-alternateurs (450 m² chacun), certifiés A60 ;
- Un bâtiment électrique de deux étages (290 m²) à protection incendie, certifié A60 ;
- Parc à tiges ;
- Tour de ventilation.

Divers

- Génie climatique
Chauffage : deux systèmes de chauffage de 250 kW pour les bâtiments des turbo-alternateurs plus un système de chauffage de 110 kW pour le bâtiment électrique principal
Refroidissement : système de refroidissement de 180 kW pour le bâtiment électrique principal
- Systèmes anti-incendie

Encadré 2 énumère les lots techniques de la centrale électrique flottante d'ABB.

Phase de construction

ABB PS&S (*Process Solutions and Services*) **Encadré 2**, basé à Milan, a assuré l'ingénierie, l'approvisionnement, la fabrication et la mise en service du Module 8 complet. De son côté, Rolls-

Note

¹⁾ Un certificat de conformité des autorités navales est obligatoire.

Extraction et production

La coque de la barge fut fabriquée par segment. Les équipements de surface furent préfabriqués en atelier avant transfert en cale sèche.



Royce fournissait les quatre turbo-alternateurs à gaz pré-assemblés et testés en usine.

Le dimensionnement des principaux composants de la coque et des équipements de surface a fait l'objet d'une analyse structurale qui a également pris en compte les éventuelles charges dynamiques durant la navigation. Le cheminement des câbles et des canalisations fut déterminé par modélisation 3D, également utilisée pour la fabrication des raccords et des fixations des tuyaux. Au total, l'ingénierie a nécessité 100 000 heures de travail. La construction de la barge fut sous-traitée au chantier naval *Malta Shipyards Ltd* (MSL), parfaitement équipé et expérimenté pour ce type de projet.

Tout le câblage (plus de 190 km de câbles de puissance et de mesure, et les chemins de câbles) est réuni dans des zones spécifiques.

La coque de la barge a été fabriquée par segment, en commençant par les tôles d'acier standard assemblées ensuite en cale sèche. Les équipements de surface furent préfabriqués en atelier avant d'être transférés en cale sèche pour leur montage final. L'ensemble du procédé de fabrication

La barge de 1 000 t, 95 m de long, 16 m de large et 5,5 m de haut prend forme au sein du chantier naval de Malta Shipyards Ltd.



a fait l'objet de contrôles permanents par la société de classification DNV (*Det Norske Veritas*)²⁾ chargée de délivrer le certificat de conformité aux normes internationales.

Tout le câblage (plus de 190 km de câbles électriques et de mesure, et les chemins de câbles) est réuni dans des zones spécifiques alors que les détecteurs d'incendie et de gaz sont omniprésents. Les tableaux de répartition ont été conçus pour s'interfacer avec le réseau principal de distribution et de contrôle-commande. Ils déclenchent les dispositifs appropriés en cas de détection d'un incendie ou d'une fuite de gaz.

Encadré 2 ABB Process Solutions & Services (ABB PS&S)

ABB PS&S est une filiale italienne du Groupe, spécialisée dans les solutions clés en main pour l'industrie du pétrole et du gaz, pour la production d'énergie et pour les systèmes électriques et d'automatisation partout dans le monde. Avec un chiffre d'affaires annuel de près de 500 millions de dollars, la société située à Sesto San Giovanni (Milan) est un centre d'excellence pour les services intégrés, assurant l'ingénierie, l'approvisionnement, la construction, la mise en service et le démarrage des solutions ainsi que la maintenance dans le monde entier.

En décembre 2006, une fois la construction de la barge achevée, des essais en mer furent réalisés en présence d'organismes internationaux, DNV et Noble Denton³⁾ entre autres, pour valider et certifier sa navigabilité.

Note

²⁾ Organisme indépendant dont le « cœur de métier est d'identifier, d'évaluer et de conseiller sur la meilleure méthode pour maîtriser les risques. Que nous classifions un navire, certifions le système de management d'un constructeur automobile ou conseillions sur les bonnes pratiques de maintenance d'une plate-forme de forage ancienne, nous visons à améliorer la performance opérationnelle de manière sûre et responsable ». (Extrait du site <http://www.dnv.fr>, consulté en novembre 2007).

La centrale électrique flottante de 120 MW contient plus de 190 km de câbles électriques et de mesure.



Extraction et production

Baptisée *Lady of Victories*, la barge a été transférée à Agip KCO par ABB PS&S et Rolls-Royce en avril 2007 et lancée le 22 avril.



La sécurité, notamment sur le chantier de *Malta Shipyards Ltd*, fut une priorité sur toute la durée du projet avec, au départ, un objectif ambitieux de « zéro accident ». Lorsqu'un premier palier de 500 000 heures travaillées sans accident avec arrêt de travail fut atteint, une cérémonie fut organisée en présence de représentants du gouvernement maltais. Sur un total de 900 000 heures effectuées sur le chantier, le chiffre record de 700 000 heures sans accident avec arrêt de travail fut atteint. Les aspects de sécurité firent l'objet de séminaires et de bilans sur la sécurité et les risques (selon les méthodologies HAZOP, SIL, et SAFOP). Ces sessions ont réuni, tout au long du projet, les personnes directement concernées ainsi que des consultants extérieurs.

La conformité de la barge aux exigences normatives en matière d'atmosphères explosibles (ATEX) et à la convention pour la sauvegarde de la vie humaine en mer (SOLAS) a été évaluée pour établir le niveau de protection incendie passive. En outre, la barge respecte toutes les normes maritimes en vigueur.

Ainsi, la centrale électrique flottante satisfait à la fois aux impératifs de sécurité les plus contraignants et aux exigences de protection de l'environnement les plus strictes.

De multiples contraintes

L'intégration efficace et performante de tous les systèmes au sein d'un seul module avec respect intégral des normes industrielles et de sécurité en vigueur fut un des enjeux majeurs du projet.

La centrale électrique flottante satisfait à la fois aux impératifs de sécurité les plus contraignants et aux exigences de protection de l'environnement les plus strictes.

L'équipe d'ingénierie se vit imposer des contraintes dimensionnelles liées aux impératifs de standardisation du champ de Kashagan, contraintes qui ont pesé sur l'agencement et la configuration des équipements et des systèmes sur la barge. Sur ce plan, la modélisation 3D fut un outil précieux, permettant de valider les interfaces entre les différentes zones de la barge ainsi que leur intégration physique. Elle a également servi à optimiser l'implantation et le cheminement des canalisations et des câbles électriques et de mesure. En plus de la phase d'ingénierie, la modélisation 3D a été systématiquement utilisée en phase de fabrication.

Autre difficulté : les contraintes réglementaires de passage des différents

canaux menant au champ de Kashagan. Alors que la barge avait été entièrement pré-assemblée et prête-tee, ces contraintes imposaient de démonter temporairement certains équipements après sortie du chantier naval.

La recette du succès

En mars 2007, le chantier maltais avait terminé la construction de la barge et ses essais à vide. Le mois suivant, elle était officiellement baptisée *Lady of Victories*, transférée à Agip KCO par ABB PS&S et Rolls-Royce, et finalement lancée le 22 avril.

Cette prouesse technologique et sa qualité d'exécution sont le fruit d'une coordination parfaite de tous les intervenants du projet et de l'engagement proactif de sous-traitants compétents et fiables. La coopération, le savoir-faire et l'enthousiasme de tous fut la clé de l'intégration sans heurts des phases d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction dans le respect des délais et du cahier des charges.

Francesco Gentile

ABB PS&S S.p.A

Sesto San Giovanni, Milan (Italie)

francesco.gentile@it.abb.com

Note

³ <http://www.nobledenton.com/> (consulté en novembre 2007)

Entrée interdite !

Transformez vos usines en quartiers de haute sécurité

Markus Brändle, Thomas E. Koch, Martin Naedele, Rolf Vahldieck

Les systèmes d'automatisation industrielle sont rarement la cible des pirates informatiques. Toutefois, en cas d'attaque, l'incident peut être lourd de conséquences.

Les stratégies de protection des réseaux bureautiques, par exemple, ne sont pas toujours directement transposables aux exigences particulières de l'environnement industriel. Dans un réseau local d'entreprise, les échanges sont surveillés de manière arbitraire, la détection d'intrusion se contentant souvent de sonder les paquets de données en fonction de certains attributs ; dans un site industriel, le trafic réseau est d'ordinaire facile à rapprocher de l'activité du système. Des écarts considérables par rapport aux résultats escomptés peuvent être révélateurs d'intrusions. C'est précisément cette caractéristique qu'utilise l'espace de sécurité 800xA (*System 800xA Security Workplace*) d'ABB pour renforcer les fonctions sécuritaires de sa solution d'automatisation étendue 800xA. Cette démarche s'appuyant sur des concepts 800xA éprouvés, l'opérateur n'a nul besoin de formation spéciale en sécurité informatique pour bien utiliser l'outil.



Quand on sait les progrès incessants de la puissance de calcul des ordinateurs et la multiplication des moyens d'accès à un site (connexions réseau, modems, clés USB, cédéroms, ordinateurs portables...), il n'y a rien d'étonnant à ce que de nouvelles vulnérabilités soient en permanence découvertes et mises à mal par des personnes malveillantes. Or il n'est pas de mécanisme de sécurité capable de garantir une immunité totale aux risques d'attaques et d'intrusions. Aussi une architecture sécuritaire polyvalente repose-t-elle sur une défense préventive de type pare-feu et antivirus, mais aussi sur les outils de la technologie et du procédé en place pour détecter les agressions et intrusions en cours et les contrecarrer.

Une première solution de détection consiste à déployer une équipe de personnes entièrement vouées, 24 heures sur 24, à la surveillance du site et à l'analyse des intrusions. Mais cette démarche a un coût, difficilement justifiable. En outre, il n'est guère facile de motiver et de retenir un personnel qualifié dans un environnement très rarement confronté à une attaque réelle.

Autre possibilité plus économique : avoir recours aux services d'une entreprise spécialisée dans la sécurité informatique, opérant depuis des locaux de surveillance centralisés avec des professionnels aguerris au suivi permanent et simultané des réseaux de multiples clients. Si la solution coûte bien moins que son équivalent en interne, elle n'est pas dans les moyens d'un

site à faible risque. Qui plus est, d'autres préoccupations ayant trait à la sécurité externe et interne l'écartent définitivement du champ des possibles : l'obligation d'ouvrir l'usine sur l'extérieur et de confier à un prestataire externe l'évaluation et la gestion des vulnérabilités spécifiques du lieu.

ABB propose une troisième voie : l'intégration de cette surveillance informatique dans l'architecture globale de contrôle-commande du procédé.

Par leur formation et leur expérience quotidienne du terrain et de ses centaines d'indicateurs de performance, les opérateurs savent fort bien détecter les écarts de valeurs et faire le rapprochement entre différents paramètres de production.

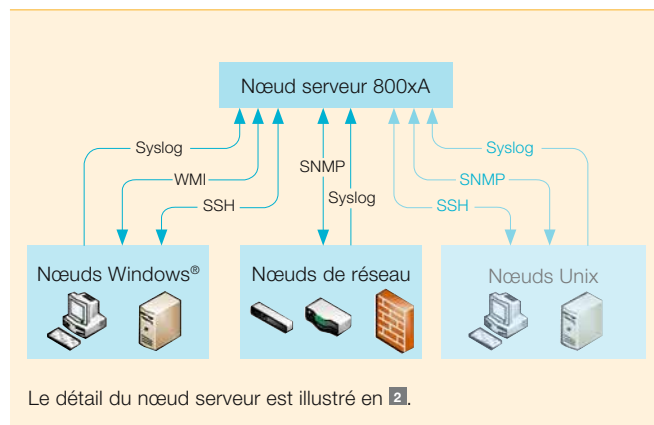
La sécurité intégrée au procédé

Nombreuses sont les entreprises armées pour déjouer ces menaces : systèmes de détection d'intrusion au niveau du réseau (réseau IDS) ou de l'ordinateur hôte (hôte IDS), logiciels d'examen au fil de l'eau des journaux et fichiers des pare-feu et hôtes... Hélas, beaucoup n'en font pas un usage efficace, par manque d'analystes de sécurité capables d'interpréter en continu les résultats de ces outils.

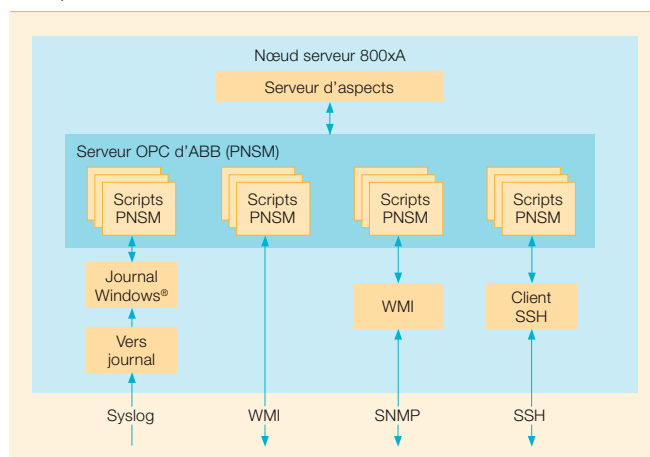
La sécurité informatique des systèmes d'automatisation doit relever un certain nombre de défis spécifiques, différents de ceux auxquels se heurtent les environnements bureautiques [1]. Elle bénéficie pour cela d'un atout de taille : il y a très souvent un opérateur de conduite pour surveiller en permanence le comportement du système. Compte tenu de sa disponibilité, il devrait donc être aux avant-postes de la sécurité informatique du site.

Or ce rôle exige un niveau d'aptitude en informatique et en sécurité qui figure rarement au CV du personnel d'atelier. Ce manque de qualification est aujourd'hui corrigé par une automatisation accrue des fonctions d'analyse et de détection à l'aide d'un ensemble ou « base de règles » complexes [2]. Rappelons que le retrait de l'être humain de la *chaîne d'automatisation* a pour effet de réduire les temps de décision et d'action, offrant une réponse déterministe *ad hoc* à des situations clairement identifiées. Au demeurant, de nombreuses situations de la vie réelle gardent leur part d'ambiguïté : l'environnement évolue trop rapidement pour une base figée de règles de détection et la stratégie de mise à jour en dynamique de cette base ne peut faire l'économie d'une armada d'experts continuellement sur le pied de guerre. L'approche ABB est radicalement différente : elle part du principe que les opérateurs, par leur formation et leur expérience quotidienne du terrain et de ses centaines d'indicateurs de performance, savent fort bien détecter les écarts de valeurs et faire le rapprochement entre diffé-

1 Flux de données de l'espace de sécurité du système 800xA. Les données de trafic réseau sont collectées en divers points stratégiques (nœuds) et analysées pour détecter les anomalies.



2 Vue d'ensemble de l'architecture du serveur 800xA et de son espace de sécurité

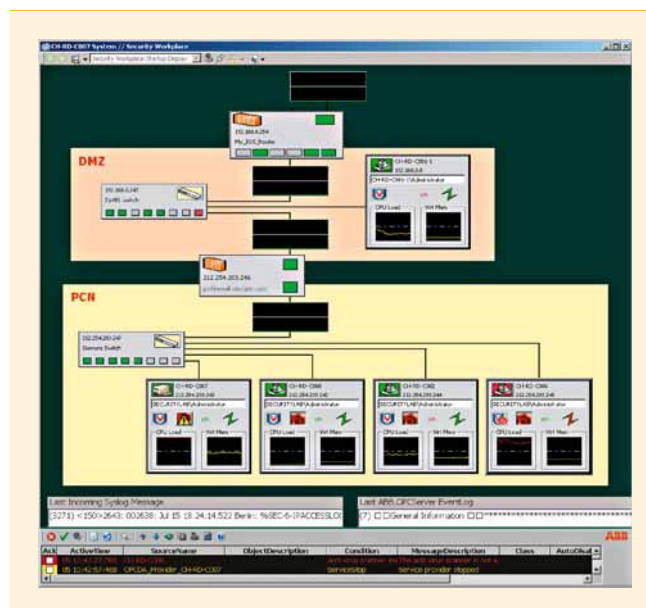


rents paramètres de production. Ils peuvent user de bon sens pour juger de la criticité d'une anomalie, tant sous l'angle du contrôle-commande que de la sécurité du procédé.

Prenons un exemple : la consultation des ordinateurs hôtes du réseau d'automatismes renseigne sur le nombre d'utilisateurs connectés. L'opérateur posté sait d'expérience que ce nombre est constant depuis plusieurs semaines. Peu lui importe que cette valeur reflète le nombre d'utilisateurs effectivement connectés à certains hôtes ou d'accès aux comptes utilisateurs d'applications précises. Soudain, il constate que ce comptage, sur l'un des hôtes, est plus élevé que la normale ; c'est d'ordinaire la signature incontestable d'une attaque sur l'ordinateur en question, un intrus ayant usurpé un compte. Pourtant, dans ce cas précis, l'opérateur peut facilement faire le rapprochement sur son système de surveillance entre ce nouvel utilisateur et le technicien de maintenance qui vient d'accéder à la salle de commande. Ce type de contrôle de plausibilité est foncièrement impossible à coder dans un système totalement automatisé et les fausses alertes qui en découlent expliquent en partie la piètre réputation des IDS automatisés [3].

ABB entend fournir à l'opérateur les outils et méthodes lui permettant de résoudre les problèmes de sécurité informatique de l'usine tels que les anomalies du procédé [4]. Dans la

3 Vue du réseau informatique dans l'espace de sécurité 800xA



pratique, cette démarche comporte plusieurs préalables :

- Les informations portant sur la sécurité informatique du site doivent faire partie de l'environnement normal de conduite ;
- A ce titre, elles doivent reprendre les modèles de présentation auxquels l'opérateur est habitué (mêmes graphiques, couleurs, symboles, figures et tendances), en bannissant tout message inspiré du jargon de la malveillance informatique.
- L'opérateur ne doit pas avoir besoin de connaissances informatiques ou sécuritaires particulières pour détecter une attaque et y remédier. Plusieurs parades sont envisageables : isoler le système d'automatisation des connexions externes, activer des îlots prédéfinis du réseau au sein du système, lancer un contrôle de vul-

néralité, recueillir des données complémentaires selon des procédures préétablies, faire appel à un spécialiste.

C'est sur ce socle d'exigences qu'ABB a bâti sa solution de sécurité, de suivi et de visualisation d'état des systèmes de contrôle-commande de procédé basés sur la plate-forme 800xA.

L'espace de sécurité 800xA

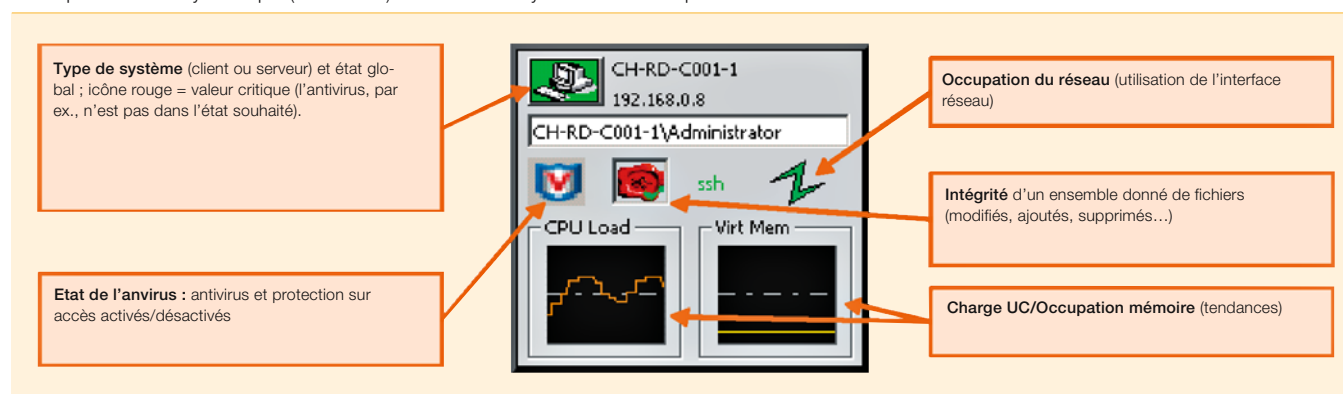
Architecture

Cet environnement se compose de plusieurs vues de conduite et scripts chargés dans le système 800xA en exploitation. Construite sur la plate-forme et les bibliothèques 800xA, cette solu-

tion démontre la grande flexibilité, les capacités d'intégration transparente et l'adaptabilité de l'architecture 800xA à des applications spécifiques comme le suivi des vulnérabilités informatiques d'une unité de production.

Cet espace est à la fois multisource et multitechnologie : ■ en illustre les composantes avec leurs flux de données. Le prototype actuel collecte les données des nœuds Windows® à l'aide de messages Syslog et de services WMI (*Windows Management Instrumentation*), tandis que les nœuds de réseau (pare-feu, commutateurs ou routeurs) sont accessibles par protocole SNMP (*Simple Network Management Protocol*) et messagerie Syslog. Pour l'instant, il ne prend pas en charge les nœuds Unix ; il peut toutefois accéder facilement à leurs données

4 Représentation symbolique (tirée de 3) de l'état d'un système informatique du réseau surveillé



Sécurité

par SNMP, SSH (*Secure SHell*) ou Syslog.

L'architecture du serveur 800xA, qui gère obligatoirement ces accès, est illustrée en 2 : des scripts PNSM de surveillance du réseau, des logiciels et du PC 800xA (*PC, Network and Software Monitoring*) assurent l'interfaçage avec les différentes sources¹⁾.

Epine dorsale de l'environnement sécuritaire, le PNSM est un ensemble de fonctions 800xA de surveillance des ordinateurs hôtes et des constituants du réseau d'automatismes. Il fournit une bibliothèque préconfigurée d'actifs informatiques représentant les équipements et processus système largement utilisés dans l'industrie. Par ce biais, l'espace de sécurité 800xA fédère les données de toute l'informatique : données des équipements réseau (pare-feu et commutateurs), des segments réseau et des ordinateurs raccordés au réseau. Ces informations sont à la fois génériques (charge de l'unité centrale) et spécifiques à la sécurité (antivirus installés). D'ores et déjà, certains actifs et données davantage liés à la sécurité ont été greffés à l'espace 800xA.

Mieux, la facilité d'intégration des différentes sources d'information et l'autonomie croissante des composants du système déboucheront sur la mise en place d'une gestion entièrement automatisée et sécurisée de l'usine [5].

Le point de vue de l'opérateur

Notre espace de sécurité 800xA est conçu pour être exploité par l'opérateur lambda, qui n'a pas forcément de compétences en réseaux et systèmes. C'est pourquoi les données affichées ne doivent demander aucun effort d'interprétation : c'est à l'espace de sécurité 800xA de signaler clairement les attaques éventuelles. L'opérateur n'est d'ailleurs pas censé pouvoir identifier précisément le

type d'attaque en présence ni y réagir à partir de cette plate-forme.

Par son intuitivité et son ergonomie, cet espace se fonde en toute transparence dans l'environnement de travail 800xA classique avec ses écrans de conduite, de tendance ou d'alarme. Il est ainsi d'autant mieux adopté par les opérateurs qui n'ont plus à redouter la nouveauté et la complexité des interfaces de dialogue d'autres marques de logiciels dédiés sécurité.

La démonstration nous en est faite en 3 : on y retrouve le réseau de contrôle-commande du procédé (*PCN*), une « zone démilitarisée » (*DMZ*) faisant office de tampon et le réseau externe par essence vulnérable (Internet ou réseau d'entreprise, par exemple). Ces trois niveaux sont cloisonnés par des pare-feu, le PCN et la DZN hébergeant des commutateurs gérés pour relier les différents nœuds. La DMZ est en outre dotée d'un serveur *proxy* pour accéder de l'extérieur au PCN. Ce dernier comporte quatre systèmes à fenêtre : un serveur d'« aspects » 800xA, un serveur d'« optimisation d'aspects » 800xA, un serveur de domaines Windows® et un espace de travail 800xA.

Cette architecture au sein de l'espace de sécurité 800xA est calquée sur la topologie effective des différents composants ; l'opérateur a donc plus de facilité pour comprendre ce qu'il voit. Pour les systèmes plus importants, impossibles à visualiser sur un écran unique, le réseau peut être découpé en différents niveaux de détail correspondant chacun à un affichage, à l'image des synoptiques de conduite de procédés complexes.

Pour les systèmes Windows®, la vue d'ensemble de l'espace de sécurité 800xA synthétise l'état du système, au moyen de graphismes 4 symbolisant des informations clés sur tous les

constituants du réseau : type d'équipement (pare-feu 5a ou routeur avec fonctions pare-feu 5b), adresse IP, désignation, état des ports de transmission. En 5, le pare-feu (gauche) est équipé de deux ports connectés tandis que le routeur (droite) en aligne six couplés au réseau interne et un relié à l'extérieur. Il en ressort clairement que trois des six ports tournés vers l'intérieur sont connectés. A cette représentation symbolique s'ajoute un code couleur d'indication d'état : vert pour les ports raccordés, gris pour les ports non raccordés et rouge pour les ports mal configurés ou raccordés/non raccordés à tort.

La charge réseau sur plusieurs liaisons est également représentée : des minicourbes de tendance, par exemple, tracent le volume de données émises et reçues par un équipement de réseau ou le nombre de paquets rejetés 6.

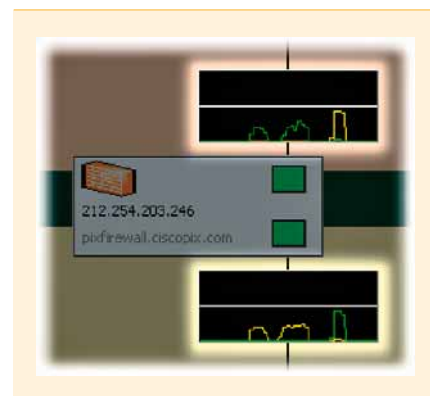
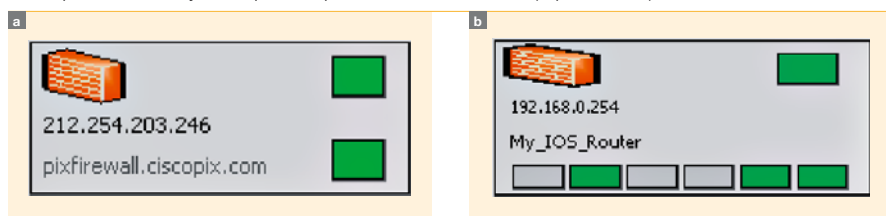
Tous ces symboles sont rattachés aux écrans de conduite qui donnent le détail de ces informations. Sont ainsi illustrés, pour chaque interface des équipements de réseau, leur taux d'occupation et des précisions sur la transmission (nombre de paquets reçus, émis, abandonnés, erronés...), sous forme de tendances. Pour les systèmes Windows®, ces écrans donnent le détail du système d'exploitation (version, service pack installé), les sessions actives, l'état des traitements en cours, l'occupation UC et mémoire (tendances), ainsi que l'activité des tâches exécutées.

Note

¹⁾ Pour en savoir plus sur les différentes méthodes d'accès, lire la documentation technique.

6 Représentation symbolique du trafic réseau (vert = paquets reçus, jaune = paquets émis)

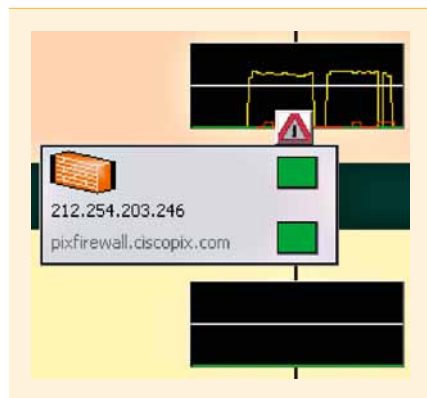
5 Représentation symbolique des pare-feu et de leur état (reprise en 3)



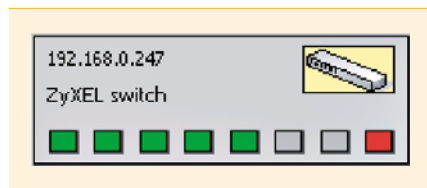
Détecter les irrégularités

Nous l'avons dit, l'espace de sécurité 800xA a été conçu pour déceler les signes d'attaque et alerter l'opérateur. Il faut pour cela commencer par définir ce que l'on entend par «état normal» du système. C'est pourquoi notre environnement permet de fixer les seuils de valeur qui, en cas de dépassement, déclencheront une alarme, selon une configuration semblable à celle d'une supervision de procédé classique. Par contre, à la différence des autres détecteurs d'intrusion, ces seuils ne sont pas prédéfinis mais déclarés par l'opérateur en fonction de ce qu'il estime normal ou non.

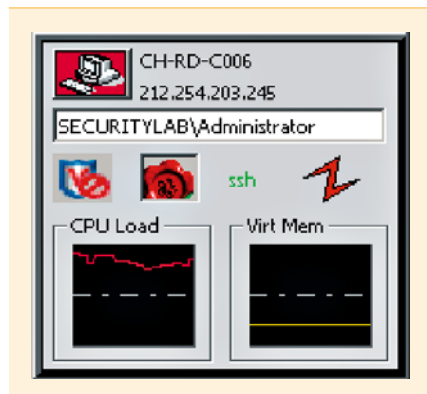
7 Détection d'attaque sur un pare-feu



8 Représentation symbolique d'un accès illégal à un port (rouge)



9 Système Windows® avec antivirus désactivé



La charge réseau, par exemple, est l'objet d'une surveillance permanente, une augmentation soudaine du trafic engendrant une alarme. Toute dérive par rapport au taux d'occupation normal peut dénoncer une attaque (écoute du réseau ou tentative malveillante d'envoi de données). La représentation symbolique 7 illustre un trafic réseau anormal sur le pare-feu et unilatéral puisque les données arrivent au pare-feu sans pouvoir être retransmises. Pire, la charge réseau a dépassé le seuil prescrit (point d'exclamation) et certains paquets sont erronés (tracé rouge). La quasi-absence de trafic en provenance du pare-feu et à destination de l'une ou l'autre interface suggère qu'un individu est en train de sonder le pare-feu ou de tenter d'envoyer des données sur le réseau de contrôle-commande bloqué par le pare-feu. Dans les deux cas, c'est le signe évident d'une attaque. Mais cette anomalie du trafic peut aussi être le fait d'un technicien chargeant un nouveau fichier (microprogramme, par exemple) dans le pare-feu. C'est toutefois peu probable si l'on en juge par la grande quantité de paquets erronés.

Certes, l'information en 7 fournit des indications sur le type d'attaque mais elle en dit peu sur son origine. Il faut chercher cette information ailleurs dans notre espace de sécurité : 8 représente le commutateur résidant dans la DMZ et raccordé à l'interface externe du pare-feu. Juste avant l'attaque, le port situé à l'extrémité droite s'est mis à clignoter en rouge. Conclusion : un matériel (ordinateur portable, par exemple) a été connecté à ce port qui, pourtant, n'est pas censé l'être.

Le croisement de cette information avec la présence d'un agent de maintenance dans la DMZ permet à l'opérateur d'en déduire que ce dysfonctionnement est imputable à l'ordinateur du technicien : en effet, soit l'agent effectue bel et bien une mise à jour du microprogramme du pare-feu, soit son portable est infecté par un ver, par exemple, qui tente de se propager en déjouant le pare-feu.

Voyons un autre scénario en 9. L'antivirus du système Windows® surveillé est désactivé et la charge UC très élevée. La désactivation de l'antivirus

aurait dû générer une alarme. Comme dans le cas précédent, l'opérateur pourrait disposer d'informations complémentaires lui permettant de comprendre l'événement (par exemple, présence d'une personne procédant à une mise à jour sur la machine en question). Néanmoins, sachant que l'antivirus ne doit jamais être désactivé, l'événement est déclaré «incident de sécurité», quelles qu'en soient les circonstances.

L'espace de sécurité 800xA et ses outils d'intégration sont disponibles auprès des services de conseil en sécurité ABB Consult[†]. Pour en savoir plus, contactez Rolf Vahldieck (rolf.vahldieck@de.abb.com) ou les autres auteurs de cet article.

Markus Brändle

Thomas E. Koch

Martin Naedele

ABB Corporate Research

Baden-Dättwil (Suisse)

markus.braendle@ch.abb.com

thomas.koch@ch.abb.com

martin.naedele@ch.abb.com

Rolf Vahldieck

ABB Automation GmbH

Minden (Allemagne)

rolf.vahldieck@de.abb.com

Bibliographie

- [1] Naedele, M., *Addressing IT Security for Critical Control Systems*, 40th Hawaii Int. Conf. On System Sciences (HICSS-40), Hawaii, January 2007
- [2] <http://www.sandia.gov/news/resources/releases/2006/logiic-project.html> (consulté en novembre 2007)
- [3] *Gartner Information Security Hype Cycle Declares Intrusion Detection Systems (IDS) a Market Failure*, Gartner Group, www.gartner.com/5_about/press_releases/pr11june2003c.jsp (consulté en février 2008)
- [4] Naedele, M., Biderbost, O., *Human-Assisted Intrusion Detection for Process Control Systems*, 2nd Int. Conf. On Applied Cryptography and Network Security (ACNS) Tunxi/Huanshan, China, June 2004
- [5] Koch, T. E., Gelle, E., Ungar, R., Hårsta, J., Tingle, L., *L'informatique en mal d'indépendance*, Revue ABB 1/2005, p. 55-57

Lecture complémentaire

Naedele, M., Dzong, D., Vahldieck, R., Oyen, D., *Sécurité des systèmes informatiques en site industriel*, 1^{ère} partie, Revue ABB 2/2005, p. 66-70, 2^{ème} partie, Revue ABB 3/2005, p. 74-78, 3^{ème} partie, Revue ABB 4/2005, p. 69-74



L'avenir sous contrôle

Les services de télésurveillance et de téléconduite ABB passent au crible les systèmes d'automatisation des procédés

Ragnar Schierholz, Bjarte Birkeland, Martin Naedele

Les technologies de l'information (TI) font aujourd'hui florès dans bon nombre d'entreprises qui souhaitent piloter et contrôler efficacement leurs systèmes d'automatisation. Si elles permettent d'accéder, en un clic de souris, à des informations pertinentes et confidentielles sur le site distant, le danger d'intrusion et de piratage informatiques reste omniprésent. Ces entreprises ne ménagent pas leurs efforts pour protéger leurs actifs de la cyberdélinquance tout en se conformant aux normes industrielles et réglementations en vigueur. En contrepartie, il leur faut bourse délier pour acquérir des compétences pointues en sécurité des systèmes d'information !

La parade ? Faire appel à un partenaire de confiance, capable de fournir ces services sans avoir à investir dans de nouvelles ressources. ABB est l'un d'eux ; sa solution de télésurveillance et de téléconduite permet en effet de sécuriser l'exploitation d'un système d'automatisation de procédé, en laissant le client se concentrer sur l'essentiel : accroître ses profits.

¹⁾ <http://www.olf.no/english/news/?52210>
(site consulté en décembre 2007)



Sécurité

établir des liaisons avec les sites distants (plates-formes pétrolières en mer de Norvège ou champs gaziers du cap Nord), pour chaque exploitant et chaque fournisseur, est une ineptie. La solution la plus économique consiste en une infrastructure partagée, sur l'Internet. Or cette connectivité exige un niveau de sécurité bien supérieur à celui des installations de contrôle-commande traditionnellement isolées. Pour y remédier, dans le cadre de la production pétro-gazière, l'OLF a édicté un ensemble d'exigences essentielles, alignées sur les nombreux principes et règles de sécurité des instances internationales.

La solution ABB

ABB est un habitué des technologies de l'information. Son offre Télédagnostic a permis à ses clients d'améliorer le rendement de leurs actifs industriels en optimisant les opérations de production et en allégeant la maintenance. ABB franchit un nouveau cap pour garantir une exploitation sûre des automatismes du procédé. En calquant sa gestion des services informatiques sur la méthodologie

ITIL²⁾, ABB étoffe son offre de services avec la télésurveillance et la téléconduite. L'ensemble couvre des processus aussi divers que la gestion des incidents, la maintenance de la base d'inventaire³⁾ d'un site, la configuration et la maintenance du système, le suivi d'état à distance des équipements ABB et tiers, la gestion sécurisée client/serveur, ou encore la sauvegarde locale ou déportée **1**. En confiant cette infogérance à ABB, l'industriel a la garantie de services de télémaintenance d'automatismes sûrs et conformes à la réglementation, tout en bénéficiant de l'expertise ABB en gestion et sécurité informatique, sans avoir besoin de recruter. En somme, c'est à ABB qu'incombe la responsabilité et l'intendance de l'ensemble.

Des fondations solides

L'infrastructure ABB est bâtie sur quatre piliers :

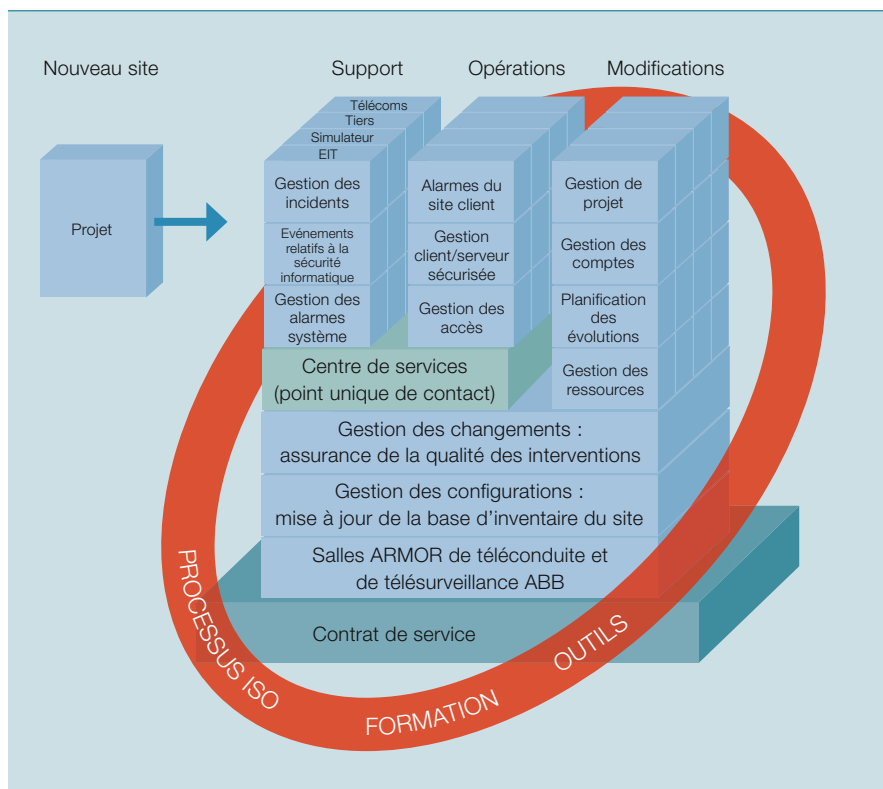
- Un accès distant et interactif aux systèmes d'automatisation du site, par services terminaux et transferts de fichiers ;
- De multiples salles de conduite à terre ultra-sécurisées, répondant à

l'acronyme « ARMOR » (*ABB Remote Monitoring and Operations Room*) ; les interventions sur des installations sensibles ne sont effectuées qu'à partir de ces quartiers de haute sécurité ;

- Une suite applicative remplissant toutes les fonctions d'un centre de services multiclient⁴⁾ (*Service Environment*), en charge des demandes d'intervention et de la gestion des incidents. Ce « SE » intègre une base d'inventaire « CMBD » des configurations du parc (description précise de tous les composants des infrastructures et des services), qui renseigne et alimente aussi d'autres processus (capitalisation des connaissances) ;
- Un environnement bureautique abritant le personnel du centre de services SE et les bancs d'essai des configurations de produits.

Avec la solution de téléconduite et de télésurveillance ABB, l'industriel a la garantie d'une télémaintenance d'automatismes sûre et conforme à la réglementation.

2 Principales fonctions de support client (*Support Services*) et d'amélioration de la qualité des services de la solution ABB



Ces quatre composantes dialoguent sur une liaison sécurisée SOIL (*Secure Oil Information Link*) et des réseaux privés virtuels (RPV) dédiés. SOIL est en

Notes

²⁾ Référentiel des pratiques d'excellence en matière de gestion d'un système d'information, édictées à l'origine par la CCTA (*Central Computer and Telecommunications Agency*), agence gouvernementale britannique chargée d'améliorer l'efficacité et la qualité des services centraux des ministères. ITIL est un cadre méthodologique cohérent, bâti selon une approche par processus décrits à un niveau générique (une définition plus précise, spécifique à chaque activité ou entreprise, restant à élaborer). Pour en savoir plus, consultez les sites <http://www.itil-officialsite.com/>, <http://www.itilfrance.com/> ou <http://www.itil.org/>.

³⁾ Chaque site (plate-forme pétrolière, par ex.) possède son inventaire, l'ensemble étant centralisé dans une base de connaissances.

⁴⁾ Capacité d'un site hôte à héberger et à traiter parallèlement les données de multiples clients, tout en étant perçu comme un système à part entière. Cette organisation a l'avantage d'abaisser les coûts d'exploitation tout en offrant plus d'efficacité opérationnelle et d'évolutivité.

fait un extranet exploité par un consortium rassemblant tous les principaux acteurs du marché pétro-gazier norvégien, auxquels il assure les connexions et services réseau de base. Son champ d'action s'ouvre aujourd'hui à d'autres *majors* du monde.

Les exigences de sécurité de toute infrastructure de services obéissent principalement à deux règles : la sécurité du système d'automatisation client et de son réseau d'automatismes ne doit pas être menacée ; l'infrastructure d'accès à distance (ARMOR et SE) doit être protégée de la malveillance informatique. Ces deux principes imposent une protection du périmètre, une gestion des comptes utilisateurs et un contrôle d'accès, une protection contre l'intrusion et le piratage, ainsi qu'une gestion des correctifs. Ces solutions doivent être conformes à la normalisation et à la réglementation, tant générales que celles applicables à la sécurité des automatismes de procédés. Les contrôles techniques ne suffisent pas ; il faut également mettre en place des processus d'exploitation, dans une logique de gestion continue de la sécurité et de sécurisation des opérations.

Les paragraphes suivants décrivent la mise en œuvre de l'infrastructure ABB dans un environnement de systèmes d'automatisation des procédés.

ARMOR et SE, en pratique

L'accès distant aux systèmes sur site repose sur une architecture multi-niveaux. Au premier échelon figurent les salles ARMOR auxquelles on ne peut accéder que par un badge magnétique à code secret PIN, remis à l'employé ayant suivi une formation *ad hoc*⁹⁾. Toute l'informatique de chaque salle est logée dans une armoire verrouillée. L'accès est réservé au personnel administratif et interdit en cours d'intervention à distance. Les comptes utilisateurs de ces postes de travail sont administrés par le service de gestion client/serveur sécurisée d'ABB. Chaque réseau ARMOR est relié à l'environnement hôte par un RPV dédié et son périmètre protégé par un pare-feu. Seules les connexions réseau entre les salles ARMOR et les serveurs de l'environnement hôte sont autorisées.

Le second niveau regroupe les serveurs de l'environnement hôte : serveurs de terminaux auxquels se connectent les utilisateurs des salles ARMOR, serveurs de fichiers pour les transferts de fichiers entre sites, serveur web, serveur d'applications et serveur de base de données. On y trouve aussi des serveurs à vocation administrative (contrôleurs de domaines, serveurs de sauvegarde...). L'ensemble est protégé par des pare-feu et seuls les postes clients des segments de réseau autorisés (salles ARMOR ou sites clients enregistrés, par exemple) peuvent se connecter aux serveurs, sous réserve d'utiliser les protocoles de transmission acceptés. Ces serveurs aux fonctions diverses sont cloisonnés par des réseaux locaux virtuels, la connexion devant obligatoirement passer par un pare-feu ; ils bénéficient ainsi de plusieurs niveaux de sécurité.

Outre les contrôles techniques, les processus de gestion ITIL sont indissociables de la normalisation et de la réglementation en matière de sécurité informatique.

L'accès interactif aux sites clients utilise des applications de redondance d'écran telles que celles de Citrix ou des services terminaux Microsoft. Les connexions internes avec le serveur de terminaux ne sont autorisées que si elles proviennent des salles ARMOR ; les connexions externes ne sont permises qu'avec les serveurs de terminaux enregistrés sur les sites clients, en utilisant le protocole autorisé pour le serveur concerné. Tout utilisateur habilité possède un compte sur le serveur de terminaux. Chaque profil utilisateur contient des informations ne concernant que les serveurs de terminaux du site client auquel l'intervenant a le droit de se connecter. Les procédures d'autorisation et d'enregistrement des sites clients sont gérées par le processus de *gestion des changements*.

Cette autorisation vaut également pour les transferts de fichiers inter-

sites. Les utilisateurs ne peuvent pas saisir de données sur les postes ARMOR ; les informations nécessaires aux interventions sur systèmes clients doivent être transférées dans un serveur de fichiers de l'environnement hôte, par sessions sécurisées SSL. Sur ce serveur, les données sont analysées pour écarter tout virus et programme malveillant. Si l'analyse est négative, les données sont communiquées au serveur de terminaux de l'utilisateur pour être transmises aux systèmes clients.

Ces derniers, au troisième niveau de notre architecture, sont des serveurs (OPC, par exemple) ou des clients et postes opérateur (nœuds) 800xA. Un système type peut se décomposer en plusieurs sous-niveaux. L'accès interactif, de même que le transfert de fichiers en provenance et à destination des sites clients, obéissent aux procédures relevant de la politique sécuritaire du client, qui peuvent notamment imposer des mécanismes de transfert de fichier par extrémités FTP/SSL sécurisées, le détail de la connexion utilisateur étant sous le contrôle et la responsabilité du client.

Outre ces dispositifs techniques, cinq processus de gestion ITIL sont indissociables de la normalisation et de la réglementation en matière de sécurité des systèmes d'information : *gestion des incidents, gestion des changements, gestion des configurations, gestion des alarmes et gestion de la continuité des services* ²⁾. Leurs définition et principes directeurs normalisés s'appliquent aux opérations des salles ARMOR et de l'environnement SE.

Gestion de services informatiques

La *gestion des alarmes* concerne à la fois le système client et l'environnement externe. Grâce à la fonction Optimisation des actifs 800xA, le système d'automatisation de procédés client est contrôlé en permanence pour éviter les dysfonctionnements. Ses données sont envoyées au centre de services pour y être visualisées et traitées. Il peut s'agir d'informations sur l'état de sécurité du contrôle-commande (nombre d'échecs de ten-

Note

⁹⁾ Avec stages de remise à niveau tous les ans

Sécurité

tatives de connexion, de sessions actives, de refus de connexion sur les pare-feu, par exemple). L'opérateur est ainsi avisé de toutes les données remplissant ces conditions prédéfinies ou s'écartant de la normale. Le cas échéant, les données sont traitées par le processus de *gestion des incidents*. Pour ce qui est des incidents d'origine externe⁶⁾, les produits ABB et tiers utilisés sur n'importe quel site client sous contrat sont recensés dans une liste tenue à jour et surveillée (annonce de mise à jour, découverte de vulnérabilités). La diffusion des vulnérabilités, mises à jour ou correctifs est évaluée par l'équipe du centre de services qui en déduit un plan d'action. La consultation de la CMDB permet d'identifier les systèmes en cause et d'amorcer le processus de *gestion des changements* pour prendre des mesures correctives. La gestion des incidents peut aussi être sollicitée par les demandes d'intervention des clients dont le traitement est dicté par la nature de l'événement : certaines sont prises en compte par le centre de services, d'autres par la gestion des changements.

Dans ce dernier cas, toutes les *demandes de changement* et la documentation correspondante (rapport d'essais sur les mises à jour et correctifs, par exemple) sont analysées, puis approuvées ou rejetées par le comité

consultatif des changements (*Change Advisory Board*) du site, chargé d'évaluer le risque et l'impact de ces modifications sur la qualité des services. Autre déclencheur : le processus de gestion des mises en production.

Les modifications effectivement apportées à la configuration d'un système sont traitées par la *gestion des configurations*. Toutes les informations relatives à l'exploitation et à la maintenance du système (configuration des nœuds de réseau, applications ou utilisateurs) sont conservées dans la CMDB. Précisons que la gestion des configurations garantit l'enregistrement et l'actualisation de toutes les configurations d'un système, permettant ainsi à ABB de tenir un inventaire précis du parc d'automatismes.

Les clients des secteurs de l'énergie et du process pourront bientôt bénéficier de ces services.

Vision rapprochée

Ces dernières années, ABB s'est montré très attentif et réactif aux problèmes de sécurité informatique soulevés par les systèmes d'automatisation. Sa solution de télésurveillance et de téléconduite entend déboucher

sur une offre complète de services destinés non seulement à assister les clients du Groupe dans l'exploitation et la sécurisation de leurs automatismes et réseaux industriels, mais aussi à leur garantir la conformité normative et réglementaire, ainsi que l'excellence de leur prestation de services liés aux TIC. Cette assistance pourrait aller jusqu'à la téléconduite, par le personnel ABB, de tout le système d'automatisation. Dans cette optique, le Groupe envisage de déployer des salles ARMOR dans le monde entier, à commencer par les grandes régions pétrolières et gazières que sont le Golfe du Mexique et le Moyen-Orient. ABB prouvera ainsi sa capacité à fournir une assistance pointue et experte, 24 h/24, à un nombre accru de clients.

L'offre ABB ne se cantonne pas à l'industrie pétro-gazière ; d'autres secteurs (énergie, transformation...) en bénéficieront bientôt. Forte de son expertise dans le pétrole et le gaz, la recherche ABB travaille actuellement à la mise en place d'une architecture de référence permettant de sécuriser l'accès distant aux infrastructures d'autres secteurs et activités industriels.

Engagement de confiance avec la signature d'un contrat de services (SLA) entre Bjarte Peterson, directeur de la division Pétrole & Gaz d'ABB, et Gunnar Ervik, directeur des opérations de Shell



Ragnar Schierholz

Martin Naedele

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil (Suisse)
ragnar.schierholz@ch.abb.com
martin.naedele@ch.abb.com

Bjarte Birkeland

ABB AS
Bergen (Norvège)
bjarte.birkeland@no.abb.com

Notes

⁶⁾ Qualifie une information étrangère au composant à l'origine de l'incident (par opposition à une alarme déclenchée par le composant).

125 ans que ça tourne !

Depuis toujours, ABB est un pionnier de la technologie des moteurs et machines électriques
Sture Eriksson



Les machines électriques tournantes sont un rouage essentiel du développement de nos sociétés. Elles sont à l'origine de la quasi-totalité de l'électricité produite et fournissent le gros de l'énergie mécanique dans les applications industrielles et tertiaires de même que dans nos habitations. Le moteur électrique est, de loin, la machine la plus polyvalente, éclipsant les moteurs à combustion, les moteurs hydrauliques et pneumatiques ou encore les différents types de turbines. Sa prédominance résulte de nombreux atouts : il est simple, non polluant, multi-applicatif et relativement économique ; il affiche un rendement et une fiabilité élevés, et est facile à commander. Ces machines électriques tournantes couvrent une gamme de puissance inégalée, allant de quelques microwatts à plusieurs gigawatts. Dans le droit fil de ses deux sociétés d'origine, ASEA et BBC, ABB a beaucoup contribué au développement des machines électriques destinées, tout particulièrement, aux applications industrielles et aux projets d'infrastructure.

ABB, ÉTERNEL PIONNIER

Les premières découvertes sur l'électromagnétisme, point de départ du développement des moteurs électriques, remontent aux décennies 1820 et 1830. Il faudra attendre le milieu du XIX^e siècle pour voir apparaître quelques formes primitives de machines électriques et, enfin, les années 1870 pour la production de machines utilisables. Ces machines sont à l'origine de la création à la fois d'ASEA et de BBC.

L'entreprise suédoise ASEA fut créée en 1883, suite à l'invention de la dynamo à courant continu (CC) par le jeune ingénieur Jonas Wenström (1855–1893), utilisée pour l'électrification des systèmes d'éclairage ¹. En 1890, Wenström breveta également un système triphasé constitué d'un générateur synchrone, d'un transformateur et d'un moteur asynchrone. Wenström est considéré comme un des rares inventeurs indépendants du moteur triphasé.

En 1891, Charles E. L. Brown (1863–1924) créa, avec Walter Boveri (1865–1924), l'entreprise BBC. Auparavant, il avait dirigé le département d'électrotechnique d'une autre entreprise suisse, Oerlikon, où il développa à la fois des machines à courant alternatif (CA) et à courant continu (CC), en particulier le générateur pour la première ligne de transport en triphasé au monde. Au tournant du siècle, il contribua à plusieurs autres inventions brillantes, notamment le turbogénérateur à rotor cylindrique.

Un peu de technique

Les générateurs comme les moteurs exploitent l'interaction des courants électriques, flux magnétiques et forces mécaniques. A quelques exceptions près, ce sont des machines à flux radial formées d'un rotor et d'un stator. Leur puissance est calculée avec l'^{Equation 1} dérivée des équations de Maxwell.

$$\text{Equation 1 } P = k \cdot n \cdot D^2 \cdot L \cdot A_s \cdot B_g$$

avec :

P = puissance, k = constante, n = vitesse, D = diamètre de l'entrefer, L = longueur active, A_s = charge linéique, B_g = densité de flux dans l'entrefer

L'équation montre que la puissance est proportionnelle à la vitesse de rotation, aux dimensions de la machine, au diamètre de l'entrefer et à sa longueur active, à la charge linéique et à la densité de flux dans l'entrefer. Les concepteurs de machines électriques n'ont eu de cesse de développer des générateurs et des moteurs toujours plus petits et moins chers. Pour une vitesse donnée, l'^{Equation 1} indique que les dimensions de la machine peuvent uniquement être réduites en augmentant la charge linéique et/ou la densité de flux. Or cette dernière est limitée par la saturation magnétique du fer dans le stator et le rotor. Reste donc la charge linéique qui entraîne une augmentation des pertes par effet Joule dans les enroulements. Telle était la méthode traditionnelle pour développer des machines de plus en plus

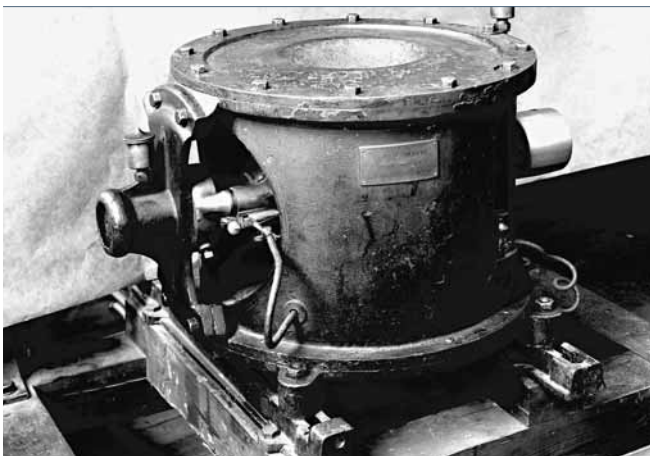
compactes, avec des matériaux capables de résister à des températures supérieures et dotées de solutions de refroidissement plus efficaces.

Les machines électriques subissent différents types de contraintes – électriques, mécaniques, thermiques et chimiques – qui souvent se combinent. Leur isolant doit résister à une forte intensité de champ et leur rotor endurer des forces centrifuges. Parmi les autres contraintes mécaniques, citons celles dues aux forces électrodynamiques constantes et transitoires. Malgré un rendement élevé, les pertes induisent un échauffement important de différents organes de la machine. Les atmosphères explosibles, l'humidité et les poussières entrent aussi en compte. Dans ce contexte, rien d'étonnant à ce que le développement des machines électriques fasse appel à des équipes pluridisciplinaires constituées notamment de spécialistes du génie électrique, de la mécanique et de la science des matériaux.

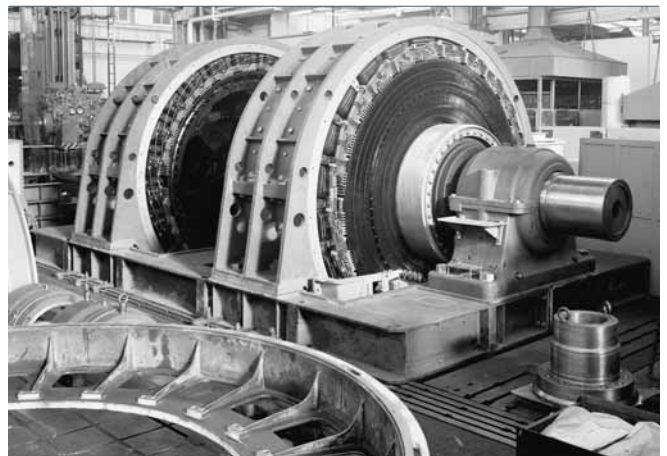
Développement

Ces 125 dernières années, les efforts de développement visaient essentiellement à satisfaire aux impératifs de fiabilité et de rentabilité des utilisateurs. Des machines très différentes aux nombreuses variantes ont donc été conçues pour les besoins de chaque application. La plupart des entraînements industriels doit être commandée en vitesse, avec une grande précision sur une large plage de fonctionnement. D'autres sont installés dans

¹ Première dynamo de Wenström datant de 1882



² Moteur CC réversible à double induit pour laminage
Entraînement tandem BBC de 1956



ABB, ÉTERNEL PIONNIER

des zones à risque où ils doivent être protégés des explosions. Les cahiers des charges des constructeurs de compresseurs ou de pompes, par exemple, spécifient des moteurs dont la conception diffère quelque peu de celle des constructeurs de moteurs. Nous pourrions ainsi multiplier les exemples à l'infini.

Le développement des machines électriques a toujours été tributaire des progrès accomplis dans d'autres domaines. Ainsi, dès le début, la science des matériaux a joué un rôle prépondérant. Plus récemment, l'électronique de puissance et de commande s'est invitée en force, tout comme la CAO et la simulation logicielle.

Moteurs à courant continu (CC)

Les premières activités de développement d'ABB étaient centrées sur les générateurs et les moteurs CC; de même, ces machines représentaient une part majeure de l'offre initiale du Suisse BBC. Le moteur CC a le gros avantage d'être facile à commander en vitesse, ce qui explique qu'il ait survécu si longtemps. Sa vitesse est directement proportionnelle à la tension et inversement proportionnelle au flux magnétique comme l'indique l'Equation 2.

$$\text{Equation 2 } n = k \cdot E / \Phi$$

avec :

n = vitesse, k = constante, E = force électromotrice (tension induite),
 Φ = flux magnétique

Ces moteurs sont souvent commandés en tension jusqu'à une vitesse de base donnée et en flux au-dessus de cette vitesse, donnant une zone de couple constant aux basses vitesses et une zone de puissance constante aux vitesses supérieures.

Les premiers moteurs CC étaient commandés manuellement au moyen de résistances, méthode singulièrement onéreuse. Un progrès majeur fut l'introduction de la commande Ward-Léonard par laquelle l'induit du moteur CC est alimenté en tension variable par un groupe convertisseur constitué d'un moteur CA et d'un générateur CC. Si ce système était avantageux à double titre – bonne commande en vitesse et récupération

de l'énergie de freinage – il était coûteux et volumineux avec ses trois machines. A la fois ASEA et BBC utilisèrent le groupe Ward-Léonard dans la première moitié du XX^e siècle pour alimenter des machines à papier, des laminoirs, des treuils de mine, des engins de levage et des machines-outils. La montée en puissance des moteurs fut rapide : pour preuve la fourniture, en 1915, d'un moteur CC de 7000 kW maxi à un laminoir réversible suédois.

Les entraînements CC à convertisseurs statiques apparurent dans les années 1930 avec l'avènement des redresseurs à vapeur de mercure commandés par grille. On gagna ainsi 4 à 5 % de rendement par rapport au groupe Ward-Léonard, mais les redresseurs coûtaient cher et étaient réservés aux moteurs relativement puissants. Néanmoins, ces deux systèmes d'entraînement restèrent incontournables pour les applications contraignantes (laminoirs et machines à papier) jusqu'à l'apparition des convertisseurs à semi-conducteurs de puissance autour de 1960 (redresseurs à diodes pour commencer et à thyristors ensuite). Les premiers thyristors étaient trop peu puissants pour les très gros systèmes d'entraînement (300 kW maxi). Toutefois, les progrès furent rapides avec des moteurs de 12000 kW fabriqués dès la fin des années 1960. Les moteurs CC ont également investi les moyens de transport : trams et trolleybus, chariots élévateurs et voitures électriques, locomotives et autres matériels roulants. Ces moteurs de traction étaient en général à excitation série jusqu'à ce que l'excitation séparée s'impose pour les moteurs alimentés par convertisseurs.

Toutes les machines CC étaient à pôles extérieurs avec l'enroulement d'induit placé dans le rotor et raccordé au collecteur. Il s'agissait souvent de machines ouvertes ventilées ou fermées, refroidies par un ventilateur externe. Pendant longtemps, la tôle stator et les pôles furent en fer massif. Les besoins de commande rapide et l'introduction des redresseurs à thyristors, qui engendrent beaucoup d'harmoniques, ont abouti à l'utilisation d'acier feuilleté pour le stator. La commutation a toujours été un paramètre

critique et restrictif des performances des machines CC, même après les améliorations apportées par les pôles auxiliaires et les enroulements de compensation début 1900. Les entraînements réversibles (ex., laminoirs) exigeaient des inversions de sens de rotation tellement rapides que de gros efforts furent faits pour développer des moteurs à faible inertie. Dans de nombreux cas, il était même nécessaire de répartir la puissance entre deux moteurs couplés mécaniquement en série (entraînements tandem) [2].

Au milieu des années 70, ASEA livra à l'URSS un moteur CC extraordinaire, destiné à une centrifugeuse pour les tests médicaux des cosmonautes. Capable d'accélérer la centrifugeuse avec un couple de 1100 tm, ce moteur CC à arbre vertical est probablement le plus gros jamais construit. Avant cela, les plus puissants moteurs de laminoirs développaient au maximum 400 tm environ.

Alors que la fin du moteur CC est annoncée depuis des décennies, il résiste encore bien dans un marché qui, certes, s'est fortement réduit. Il est facile à commander avec précision et de nombreux clients lui restent fidèles pour entraîner des équipements comme les engins de levage, les treuils de mine, les mélangeurs, les extrudeuses, les remontées mécaniques, les bancs d'essais, etc. Aujourd'hui, l'offre ABB de moteurs CC va de 1 à 2000 kW. Les plus récents, introduits il y a seulement quelques années, couvrent des puissances de 25 à 1400 kW.

Moteurs asynchrones

Les moteurs asynchrones se répartissent en plusieurs groupes selon leur mode de refroidissement, leur forme de montage, leur niveau de tension, etc. On distingue ainsi deux grandes catégories :

- les moteurs à rotor en court-circuit ou moteurs à cage d'écureuil ;
- les moteurs à rotor bobiné ou moteurs à bagues.

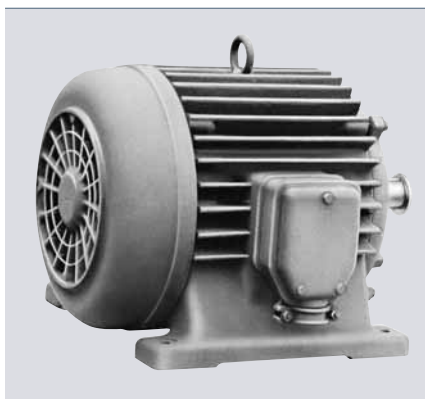
Ces deux catégories étaient déjà fabriquées par ASEA, BBC et plusieurs autres constructeurs avant la fin du XIX^e siècle. Plus économiques et extrêmement robustes, ces moteurs se sont très vite imposés dans l'industrie

ABB, ÉTERNEL PIONNIER

comme de véritables «bêtes de somme». A l'époque, les constructeurs commencent à développer leurs propres gammes standards de petits moteurs, présentées dans des catalogues.

Les anciennes générations de moteurs asynchrones étaient, pour la plupart, des moteurs ouverts ventilés, à carcasse fonte et roulements à coussinet. ASEA introduisit les roulements à billes dans les petits moteurs dès 1910, ce type de roulements se généralisant dans les décennies 1920 et 1930. Pour les atmosphères industrielles poussiéreuses ou explosibles, les besoins de sécurité débouchèrent sur le développement des moteurs fermés, avec déclassement par rapport aux moteurs ouverts. La situation s'améliora cependant avec l'introduction, en 1930, de la ventilation forcée avec un ventilateur externe monté sur l'arbre qui refroidit la carcasse du stator dotée d'ailettes **3**. Dans un premier temps, l'isolant des encoches était fabriqué à partir de carton (presspahn) et de tissu de coton im-

3 Moteur triphasé fermé à cage avec roulements à billes et refroidi par ventilateur externe (1934)



prégné; dès le milieu des années 1920, ceux-ci furent remplacés par des matériaux isolants moins hydrophiles.

Parallèlement, l'isolation de chaque fil de cuivre fut améliorée. Les enroulements rotoriques des moteurs à cage étaient constitués de barres de cuivre placées dans des encoches circulaires et mises en court-circuit à leurs extrémités sur des bagues. Des barres de forme rectangulaire furent introduites au cours des années 1920, améliorant considérablement les performances au démarrage. Le brasage remplaça le soudage pour l'assemblage des barres sur les bagues en court-circuit.

Les moteurs à bagues restèrent très répandus tant que les réseaux électriques étaient trop fragiles pour autoriser un démarrage direct sur le réseau. Une résistance externe raccordée sur l'enroulement rotorique via les bagues limitait le courant et augmentait le couple. La valeur de résistance était progressivement réduite jusqu'à la mise en court-circuit des bagues. Au début des années 1920, BBC développa un démarreur centrifuge constitué d'une résistance tournante et d'un contacteur qui court-circuitait la résistance dès que le rotor avait atteint une certaine vitesse. Cette invention améliora les performances au démarrage comparées à celles des moteurs à cage d'écureuil, facilitant l'utilisation de rotors bobinés et de résistances de démarrage tout en supprimant les bagues et les auxiliaires externes. Ces moteurs se sont banalisés pendant plusieurs décennies.

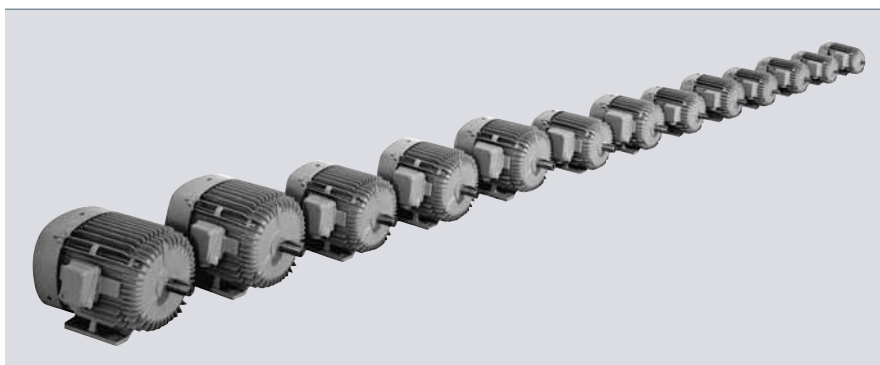
Les moteurs basse tension (BT) et les plus grosses machines haute tension (HT) diffèrent considérablement sur

plusieurs points. Les premiers sont des produits normalisés dont le développement était axé principalement sur les besoins applicatifs. Ils sont fabriqués en grande série à la fois dans des usines ASEA et BBC installées, au fil des ans, dans de nombreux pays. 1935 marque une étape importante dans l'évolution des produits et des procédés de fabrication avec l'introduction, par BBC, d'une cage rotor en fonte d'aluminium pour ses moteurs jusqu'à 3 kW. ASEA lançait en 1945 sa première série de petits moteurs à carcasse stator et cage rotor en fonte d'aluminium. Les systèmes modernes à isolant synthétique à base de polyuréthane et de polyester remplacèrent les anciens systèmes quelques années plus tard.

Les petits moteurs asynchrones se banalisant, les utilisateurs désiraient pouvoir changer de fournisseurs. Ce besoin d'interchangeabilité déboucha sur la normalisation des caractéristiques dimensionnelles (hauteur d'axe, taille, etc.) et électriques (puissance, tension et vitesse). Les normes furent élaborées par la Commission électrotechnique internationale (CEI) en 1959 et par la *National Electrical Manufacturers Association* (NEMA) aux États-Unis quelques-années plus tôt **4**. Au fil des ans, ces normes ont bien évidemment évolué tout en conservant leurs exigences de base. Si la réduction des coûts a toujours été un objectif majeur des projets de développement, les efforts actuels sont principalement axés sur les gains de rendement et la baisse du niveau sonore.

Les méthodes de commande en vitesse des moteurs à bagues par régulation de glissement, longtemps utilisées, présentaient de sérieux inconvénients. Dans ce domaine, la technologie qui connut le plus de succès était le moteur Schrage introduit en 1910 avec des applications types dans les machines textiles, les presses d'imprimerie, etc. **5**. L'arrivée des thyristors dans les années 1960, autorisant la commutation forcée des variateurs, a permis de développer, presque du jour au lendemain, des entraînements à vitesse variable commandés en fréquence. En 1964, deux ingénieurs de BBC présentèrent la technique de

4 Petits moteurs normalisés CEI de 0,12 kW à 7,5 kW (1961)



ABB, ÉTERNEL PIONNIER

modulation par largeur d'impulsions (MLI) qui ultérieurement s'imposa dans les variateurs de fréquence. Plusieurs années de travaux furent nécessaires avant le lancement commercial de cette technique, BBC livrant les premiers systèmes d'entraînement CA au cours des années 1970 alors qu'ASEA préférait se concentrer sur les moteurs CC. L'entreprise finlandaise Oy Strömberg Ab, rachetée par ASEA un an avant la création du Groupe ABB, était un des pionniers de la variation de fréquence. Son savoir-faire et ses ressources permettent à ABB d'être aujourd'hui le leader mondial des variateurs électroniques de vitesse. Ces variateurs, en particulier les premières générations, ont l'inconvénient d'engendrer des harmoniques de courant et de tension, qui mettent à mal les moteurs. Les harmoniques de courant induisent des courants de Foucault, sources de pertes supplémentaires et d'échauffement, et facteurs de déclassement des moteurs. Parmi les autres problèmes, citons les fortes pointes de tension qui dégradent l'isolant et les courants de palier capacitifs qui érodent les roulements à billes. Les dernières générations de variateurs de fréquence et de moteurs se sont pratiquement affranchies de ces défauts.

Dans certaines applications, le moteur synchrone à aimants permanents se substitue au moteur asynchrone, plus spécialement dans les entraînements fonctionnant à vitesse réduite et couple élevé. Cette évolution résulte du développement d'aimants de terres rares très puissants dans les années 1980. ABB a lancé une série de

moteurs de ce type, destinée principalement à l'industrie papetière. Même si des concurrents existent, le moteur asynchrone continuera de dominer le marché pour ses qualités exceptionnelles dans les applications à fréquence constante et pour son prix dans les applications à vitesse variable.

Machines synchrones

Le développement des machines synchrones était axé avant tout sur les grosses machines HT comme les alternateurs de centrale électrique, les moteurs de forte puissance et les compensateurs synchrones. A de nombreux égards, les générateurs (des turbogénérateurs à grande vitesse aux alternateurs de centrales hydroélectriques à petite vitesse) guidaient les travaux de développement. Au cours des ans, ASEA et surtout BBC ont construit un grand nombre de machines imposantes qui marquent des dates importantes à l'échelle mondiale dans l'évolution des générateurs de centrales. Des machines de 30 MVA furent construites au début des années 1920 et les 100 MVA furent dépassés au cours de la décennie suivante. Plus tard, les deux entreprises construiront des générateurs beaucoup plus puissants.

Les carcasses stator, les noyaux et les rotors de même que les supports de palier des anciennes machines à pôles saillants étaient en fonte. Très vite, l'acier moulé remplaça la fonte pour les pièces tournantes, renforçant la résistance à la rupture. Les assemblages soudés firent leur apparition dans les années 1930, augmentant la résistance mécanique et réduisant la masse

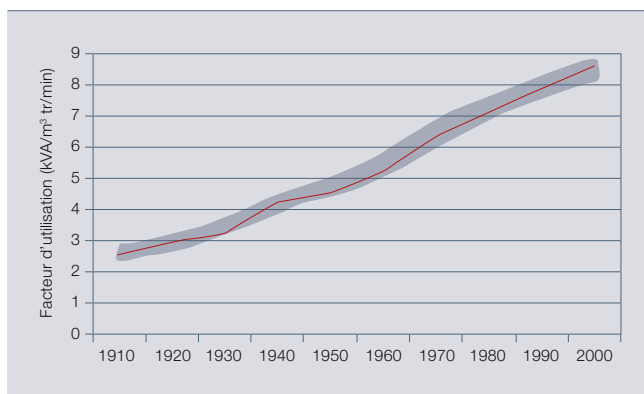
de la structure. Différents types d'enroulement statorique furent utilisés ; les enroulements à bobines concentriques avec un côté de bobine par encoche s'imposèrent dans les machines multipolaires jusqu'à la fin des années 1930, lorsque les enroulements imbriqués avec deux côtés de bobine par encoche se répandirent. Ces enroulements ont longtemps été utilisés pour les turbogénérateurs, permettant de rationaliser la production. Dans les plus grosses machines, les côtés de bobine étaient souvent des barres Roebel dans lesquelles les câbles de cuivre très fins étaient transposés dans le côté de bobine. Cette méthode utilisée dans le monde entier fut inventée et brevetée en 1912 par l'ingénieur de BBC Ludwig Roebel (1878-1934). A l'origine, les entreprises utilisaient des feuilles de mica imprégnées de shellac pour isoler les enroulements statoriques HT. Les isolants bitume et mica furent ensuite utilisés autour de 1930, principalement pour les machines de tensions supérieures. Un nouveau système d'isolant à base de résines synthétiques fut développé et commercialisé par BBC en 1955 sous la marque MICADUR®. ASEA lança des systèmes correspondants au cours des années 1960 : d'une part, un système d'isolant par imprégnation sous vide et pression du ruban mica et verre et, d'autre part, un système à base de ruban pré-imprégné et semidurci.

Le bon refroidissement des machines électriques est crucial : plus elles sont grosses, plus les systèmes de refroidissement sont complexes. On est ainsi passé de machines ouvertes ventilées

5 Moteurs triphasés shunt à collecteur, canalisation d'air et régulateurs du filage (1965)



6 Facteur d'utilisation des grosses machines synchrones à pôles saillants refroidies à l'air



ABB, ÉTERNEL PIONNIER

aux machines fermées à refroidissement forcé soit par ventilateur externe, soit par ventilateur interne monté sur l'arbre avec circulation de l'air au travers d'échangeurs de chaleur intégrés **5** (plus couramment dans les grosses machines synchrones). Plus tard, entre 1940 et 1970, des systèmes très efficaces comme le refroidissement à l'hydrogène ou direct à l'eau, furent développés pour les très grosses machines, à savoir les générateurs et les compensateurs synchrones.

Le courant d'excitation des machines synchrones était généralement fourni à l'enroulement rotorique, via des balais et des bagues, par des excitatrices entraînées par l'arbre ou séparées (génératrices CC). Dans les années 1960, l'avènement des diodes au silicium permit à ASEA et à BBC de fabriquer des systèmes d'excitation sans balais «zéro maintenance» composés d'un générateur triphasé avec un enroulement d'induit tournant et un redresseur tournant raccordé directement à l'enroulement rotorique de la machine principale. Ces diodes devaient supporter des forces centrifuges élevées, atteignant parfois 5 000 g. Ce type de système d'excitation devint très répandu.

Les grosses machines synchrones sont utilisées comme des générateurs entraînés par des turbines à vapeur et

à gaz, des turbines hydrauliques, des moteurs Diesel et des turbines éoliennes. Elles servent principalement à entraîner des compresseurs, des pompes et des ventilateurs de grosses puissances, des raffineurs, des laminoirs, des treuils de mine et les hélices des navires. Leur rendement est supérieur à celui des moteurs asynchrones ; si leur facteur de puissance peut être régulé, elles sont cependant plus difficiles à démarrer. Par le passé, ASEA et BBC développèrent des méthodes de démarrage asynchrone des moteurs synchrones qui les amenaient à leur vitesse de synchronisme en les excitant pratiquement à vitesse nominale. Ces méthodes sont encore utilisées pour les grosses machines à pôles saillants avec plaques polaires massives, malgré un mode de fonctionnement très contraignant.

Les valeurs de puissance, de vitesse et autres paramètres des grosses machines couvrent un champ tellement large qu'il était difficile de les normaliser. Alors qu'au départ elles étaient intégralement fabriquées sur mesure, l'évolution va dans le sens de la modularité et de la standardisation des éléments constitutifs avec une baisse des coûts et une hausse de leur puissance spécifique **6**. Les plus gros moteurs synchrones qu'ABB ait jamais construits atteignent 55 MW. (Le Groupe

a construit des turbogénérateurs de 1 350 MVA et des générateurs à pôles saillants de 850 MVA.)

En 1998, ABB lançait un type de générateur synchrone radicalement différent pour des tensions très élevées, baptisé Powerformer®, suivi, deux ans après, d'un moteur de technologie correspondante, le Motorformer™. Leur enroulement statorique est composé d'un câble HT isolé au polyéthylène réticulé (PR) autorisant des tensions entre 50 et 200 kV, très supérieures à celles des machines traditionnelles **7**. Ces machines peuvent ainsi être raccordées directement à une ligne électrique et un transformateur abaisseur (ou élévateur), supprimant les jeux de barres et une partie de l'appareillage de connexion. Avant cette date, la plus haute tension atteinte pour un générateur de centrale hydroélectrique était 155 kV. Des années plus tôt, les champions toutes catégories incluaient un générateur 20 kV livré par ASEA en 1906 et une machine 36 kV conçue par BBC en 1930.

A plusieurs reprises, ces dernières décennies, des efforts ont été entrepris pour développer des machines synchrones à enroulements d'excitation en matériaux supraconducteurs. L'arrivée de supraconducteurs à haute température refroidis par azote liquide a récemment entraîné un regain d'intérêt pour ces machines, ces matériaux montrant peut-être la voie à suivre pour l'avenir des machines électriques. Pour autant, leur arrivée sur le marché n'est pas pour demain et leur avenir à court terme passe par l'amélioration de leurs performances tant techniques qu'économiques.

7 Type de moteur HT bobiné à câble utilisé pour alimenter la plate-forme Troll en mer du Nord.



Sture Eriksson

Anciennement chez ABB Generation à Västerås (Suède)
sture.ja.eriksson@telia.com

Lecture complémentaire

Eriksson, S., 2007, *Electrical machine development: A study of four different machine types from a Swedish perspective*, Universitetsservice US-AB

Rédaction

Peter Terwiesch
Chief Technology Officer
Group R&D and Technology

Clarissa Haller
Head of Corporate Communications

Ron Popper
Manager of Sustainability Affairs

Frank Duggan
Region Manager, Middle East & Africa

Friedrich Pinnekamp
Chief Editor, ABB Review
friedrich.pinnekamp@ch.abb.com

Andreas Moglestue
Deputy Chief Editor, ABB Review

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.

La Revue ABB 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 correspon-
dant ABB ou directement le bureau de la
rédaction de la revue.

La reproduction partielle d'articles est autori-
sée sous réserve d'indiquer l'origine. La re-
production d'articles complets requiert
l'autorisation écrite de l'éditeur.

Publisher and copyright ©2008
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 publi-
cation 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 profes-
sionnel. 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 responsa-
bilité 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 2/2008



Le bien-être made in ABB

La Revue ABB présente, tour à tour,
divers aspects des activités du Groupe,
vues sous des angles plus ou moins
convenus.

Plutôt que de s'intéresser *stricto sensu*
aux produits ou aux techniques de fa-
brique, le prochain numéro passera
en revue leur impact sur notre quoti-
dien.

Tout commence au sein de nos foyers.
Le réseau électrique, si complexe soit-
il, est d'une simplicité enfantine et
hautement fiable pour chacun d'entre
nous. Les produits ABB ne se conten-
tent pas de garantir la fourniture
d'électricité, mais facilitent également
son utilisation. En effet, nous propo-
sons une gamme complète de produits
pour la maison, du simple interrupteur
au système domotique avancé. Cepen-
dant, notre contribution à votre bien-
être ne se limite pas à l'électricité

puisque nous sommes également pré-
sents sur le marché du traitement et de
la distribution de l'eau.

Les technologies ABB permettent à des
millions de personnes de se rendre au
travail, de profiter de leurs vacances
ou de s'approvisionner en produits
alimentaires et autres marchandises
dans les meilleurs délais et à prix
raisonnables. Dans le domaine du
transport ferroviaire, les variateurs de
fréquence ABB ouvrent des horizons
nouveaux en termes d'économie et
de confort. Il en va de même pour
de nombreux autres composants des
systèmes de traction, notamment les
transformateurs.

Les navires équipés de turbocompres-
seurs ou de système Azipod® ABB sont
à la fois plus rapides et moins gour-
mands en carburant. De l'utilisateur au
consommateur, ABB fait la différence.

What happens when the power goes out?



As an employee at ABB you are ultimately assisting in supplying safe and reliable power network systems across the globe. For more information on ABB's products, technologies and career opportunities, please visit **www.abb.com**