

## Electronique de puissance

IGBT : les petites puces font les  
grandes performances

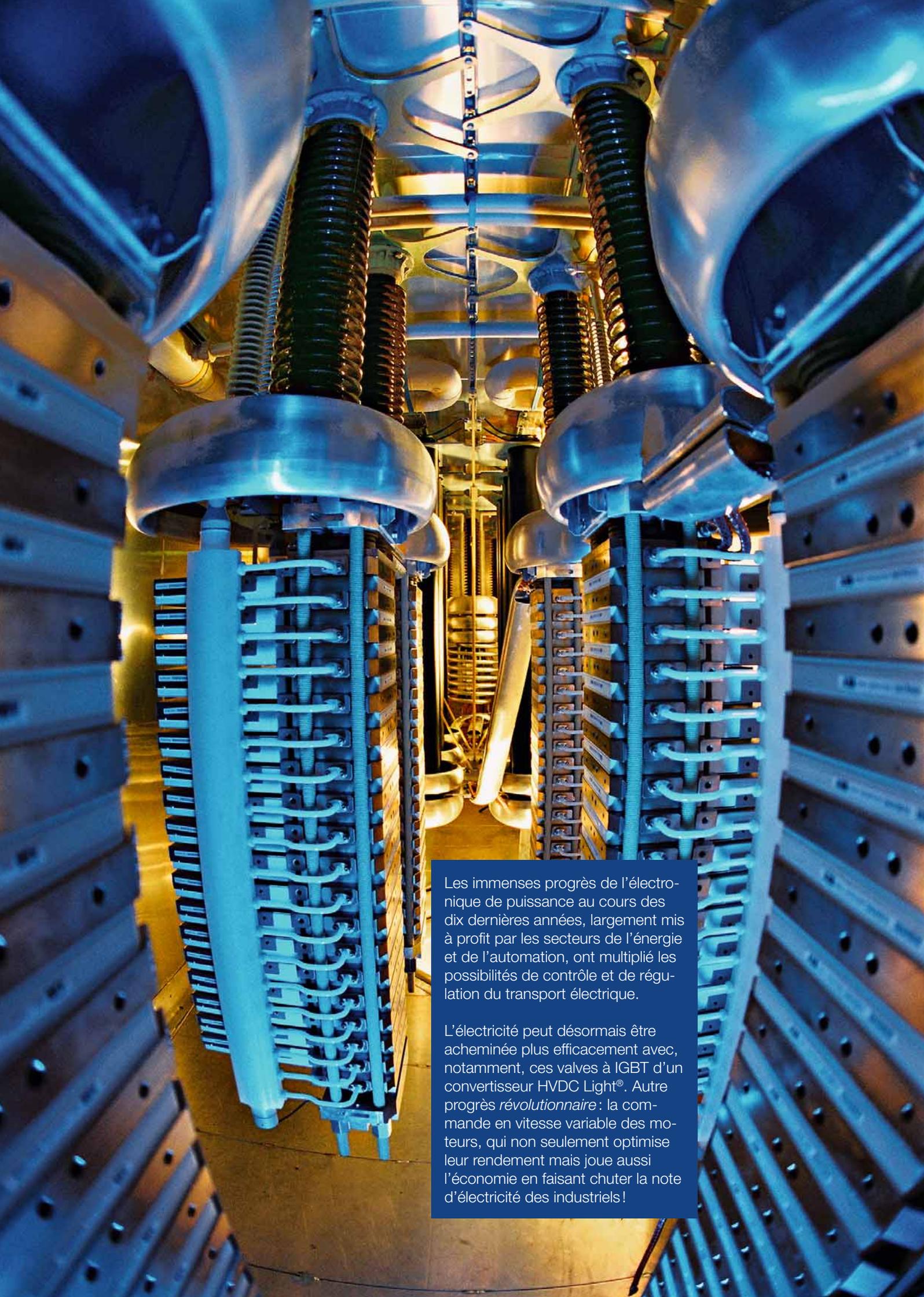
page 19

Variateurs :  
toujours plus puissants et économes

page 30

Convertisseurs éoliens :  
de l'électricité dans l'air !

page 56



Les immenses progrès de l'électronique de puissance au cours des dix dernières années, largement mis à profit par les secteurs de l'énergie et de l'automatisation, ont multiplié les possibilités de contrôle et de régulation du transport électrique.

L'électricité peut désormais être acheminée plus efficacement avec, notamment, ces valves à IGBT d'un convertisseur HVDC Light®. Autre progrès *révolutionnaire*: la commande en vitesse variable des moteurs, qui non seulement optimise leur rendement mais joue aussi l'économie en faisant chuter la note d'électricité des industriels!



## Une révolution silencieuse

L'électronique grand public et la micro-informatique nous ont habitués aux prouesses du silicium et de ses millions de transistors. Mais qui aurait pu imaginer un jour que l'électricité emprunterait elle aussi des milliards de composants à semi-conducteurs ?

Si les premiers redresseurs et onduleurs n'abritaient qu'une poignée de diodes ou de thyristors, une station de conversion moderne *HVDC Light*<sup>®</sup> peut aujourd'hui renfermer 100 milliards de transistors revêtant les formes les plus diverses, des modules d'IGBT aux puces, en passant par les structures microscopiques qui constituent ces dispositifs. Tous ces composants exigent un très haut degré d'intégration qui n'est pas sans poser de fortes contraintes de fiabilité : un défi que les spécialistes de la conception et de la fabrication ABB savent relever.

Au temps de la première diode au silicium ABB de 100 A/600 V, début des années 1960, personne n'aurait pu envisager, même en rêve, de tels niveaux de complexité, de sophistication, de richesse fonctionnelle et de précision. De même, qui aurait pu prédire que le courant produit par nos centrales transiterait sur des jonctions au silicium pour acheminer des centaines de mégawatts, soit 10 000 fois plus qu'il y a à peine 50 ans ?

Logique, dans ces conditions, que les semi-conducteurs de puissance aient investi la quasi-totalité des applications électriques : les variateurs de fréquence, qui optimisent le rendement des moteurs, se déclinent dans une large gamme de puissances (de 10 W à plusieurs centaines de MW) et d'énormes quantités d'énergie électrique (jusqu'à 6 GW) peuvent être transportées sur des lignes à courant

continu haute tension (CCHT) frôlant 1000 kV. C'est encore l'électronique de puissance qui actionne trains et engins de levage avec souplesse, et assure par ses convertisseurs le couplage efficace des énergies renouvelables (éoliennes en tête) au réseau électrique. Sans oublier les systèmes radar des aéroports qui font des semi-conducteurs de puissance les infailibles «pilotes» de la navigation aérienne.

ABB a toujours été le chef de file de ces innovations. Aussi sommes-nous fiers de présenter ici un florilège des applications et technologies qui ont su traduire l'utopie en réalité. Toutefois, le progrès technique n'aspire pas seulement au confort et à la productivité : il permet aussi d'économiser l'énergie. L'offre fournie de produits et systèmes ABB voués à l'amélioration de l'efficacité énergétique s'appuie dans sa quasi-totalité sur des semi-conducteurs de puissance.

S'il nous est possible de «toucher du doigt» les fulgurants progrès des composants électroniques qui équipent nos ordinateurs, MP3, appareils photo numériques... , il est une (r)évolution bien plus insaisissable mais qui force tout autant l'admiration : celle qu'a connue l'énergie électrique. Ce numéro de la *Revue ABB* explore les dessous des infrastructures qui façonnent notre quotidien.

Bonne lecture,

Peter Terwiesch  
Directeur des technologies ABB

# Revue ABB 3/2008

## Electronique de puissance

### Semi-conducteurs

**6**

#### Marque de fabrique

L'usine suisse de Lenzbourg est le fer de lance de la production de semi-conducteurs de puissance ABB.

**9**

#### Emballez, c'est pesé !

La technologie des boîtiers, clé de la qualité et de la fiabilité opérationnelle des modules d'IGBT

**15**

#### IGCT : petit mais costaud

ABB ne cesse de doper la puissance et les capacités de commutation de ses thyristors IGCT.

**19**

#### IGBT : la course aux performances

Comment les formidables avancées réalisées dans la conception des IGBT et de leurs diodes ont révolutionné l'électronique de puissance.

### Variateurs

**25**

#### Duo de choc

Les variateurs de fréquence ABB, en tête de la course à l'efficacité énergétique et à la productivité

**30**

#### Un pour tous, tous pour un

Les solutions multi-entraînements *Multidrive* de l'industrie cimentière optent pour un redresseur commun à pont d'IGBT.

### Convertisseurs

**35**

#### Concentré de puissance

Le processeur PP D104, ticket gagnant des systèmes d'excitation et de traction électriques

**40**

#### De la puissance en réserve

Une conversion à la puissance 3 pour les stations de transfert d'énergie par pompage

**44**

#### Propres et invisibles

L'énergie éolienne est en première ligne pour bâtir un monde énergétique durable.

**49**

#### Un train d'avance

Grâce aux convertisseurs de fréquence ABB, les réseaux électriques ferroviaires passent à la vitesse supérieure !

**56**

#### La tête dans les étoiles et les pieds dans l'eau

Un vent nouveau souffle sur l'énergie éolienne.

62

### Le vent en poupe

Les parcs éoliens prennent le large sans jamais perdre le contact avec HDVC Light®.

## Diagnostic et sécurité

67

### Question pour un champion

Le logiciel de diagnostic ABB a l'œil sur la conduite du procédé!

70

### Atterrir en toute sécurité

Les systèmes radar de navigation aérienne ont toute confiance dans la puissance et la vitesse de commutation des interrupteurs à semi-conducteurs d'ABB.

## ABB, éternel pionnier

72

### Puces savantes

Visite guidée de l'évolution des semi-conducteurs de puissance ABB



# Marque de fabrique

Les semi-conducteurs de puissance ABB creusent  
leur sillon dans le secteur de l'énergie

Sven Klaka

Voici plus d'un quart de siècle qu'ABB fabrique des semi-conducteurs de puissance. Ce qui fut au départ une production limitée à quelques composants avant tout réservés à l'usage de la société d'origine, BBC, est rapidement devenue, après la fusion avec le Suédois ASEA en 1987, une activité de poids. La production de l'usine de Västerås fut alors transférée à Lenzbourg, en Suisse, qui ne tarda pas à mettre au point une gamme fournie de produits compétitifs et commercialisés avec succès.



ABB, en partenariat avec International Rectifier, développa une gamme de transistors bipolaires à grille isolée (plus connus sous l'abréviation anglo-saxonne « IGBT ») destinés à la traction ferroviaire <sup>1b</sup> et au transport électrique en courant continu à haute tension (CCHT). C'est en 1997 qu'ABB commence à investir dans la fabrication de tranches pour ces IGBT, à Lenzbourg. Cette nouvelle unité, spécialiste du BiMOS<sup>1)</sup>, est bâtie juste à côté du bâtiment existant consacré aux transistors bipolaires<sup>2)</sup>. Lenzbourg <sup>1</sup> devient alors la première usine de semi-conducteurs de puissance au monde abritant sous le même toit ces deux grandes familles technologiques.

## Les applications utilisatrices de semi-conducteurs de puissance ABB sont universelles.

À l'heure actuelle, la division Semi-conducteurs d'ABB à Lenzbourg se compose à la fois d'une unité capable de fabriquer et d'assembler à l'année 150 000 de tranches de transistors bipolaires d'un diamètre de 100 mm, et d'une unité de fabrication et d'assemblage de 100 000 tranches BiMOS par an, de 150 mm de diamètre. L'ensemble affiche un carnet de commandes bien garni et bénéficie de gros investissements pour accroître la capacité de production des deux technologies afin de répondre à l'explosion de la

demande dopée par la course à l'efficacité énergétique.

### Discrets mais omniprésents

Si seuls des experts en électronique de puissance seront à même de repérer la présence de semi-conducteurs ABB, les applications utilisatrices de ces composants sont connues de tous. ABB réalise ainsi plus de 30% de part de marché du soudage haute performance. Il est donc très probable que la carrosserie de votre voiture soit soudée non seulement par des robots ABB mais aussi en utilisant des diodes ABB! <sup>2a</sup> De même, en Suisse comme en Allemagne, il y a fort à parier que le train ou le métro de vos déplacements quotidiens soit alimenté par des thyristors blocables par la gâchette GTO (*Gate Turn-Off thyristors*) d'ABB <sup>2c</sup>. Même si ces dispositifs ne datent pas d'hier, ils sont éprouvés, fiables et continuent à s'imposer dans de nombreuses applications. Et jusque dans les transports : automobiles ou trains sont surtout faits d'un acier qui est assurément passé par des laminoirs <sup>3a</sup> mettant en jeu des thyristors IGCT (*Integrated Gate Commutated Thyristors*) d'ABB <sup>2d</sup>.

Tous ces produits ont au moins un point commun : chacun contient un semi-conducteur qui, dans certains cas, peut mesurer jusqu'à 110 mm de diamètre (voire 135 mm, début 2009) tout en n'étant constitué que de silicium monocristallin.

Les autres sont à base d'IGBT <sup>2f</sup>, dont l'électrode de commande ou « grille »

est isolée par une fine couche d'oxyde. La commande du courant de charge repose sur un effet capacitif. La structure latérale de ces composants, plus complexe, limite leur taille à environ 2 à 3 cm<sup>2</sup>. Toutefois, les besoins de montée en puissance obligent à mettre en parallèle un grand nombre de ces puces. Un module HiPak<sup>TM</sup> d'ABB <sup>2e</sup> renferme ainsi jusqu'à 36 semi-conducteurs de diverses topologies, isolés du radiateur. Quel passager de train moderne n'a pas déjà apprécié la souplesse d'accélération de la motrice? Nul doute, les IGBT HiPak<sup>TM</sup> y sont pour quelque chose!

Les composants de puissance ABB remplissent également des missions quelque peu moins visibles, mais tout aussi cruciales. Le transport de l'électricité sur de longues distances est réputé inefficace ; c'est pourtant souvent le passage obligé pour acheminer l'électricité produite par les grands barrages ou les parcs éoliens marins vers les villes très gourmandes en énergie. Là encore, ce sont des semi-conducteurs de puissance (thyristors ou boîtiers d'IGBT StakPak<sup>TM</sup>, par

### Notes

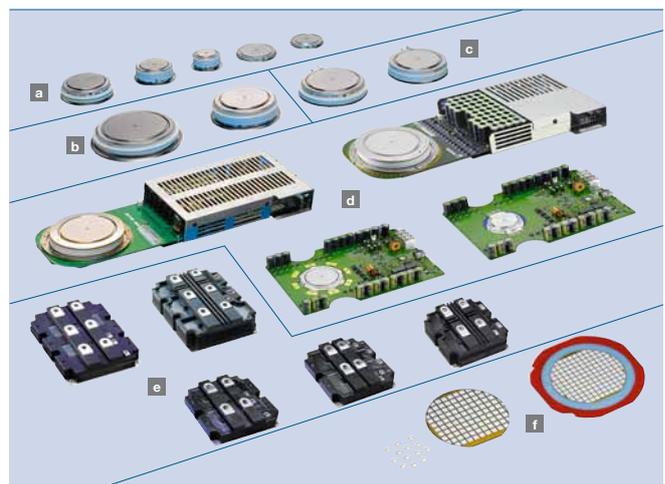
<sup>1)</sup> Acronyme de l'anglais *Bipolar Metal Oxide Semiconductor* : les structures de type MOS (semi-conducteurs à oxyde métallique) permettent de contrôler des courants forts avec des signaux de commande très faibles. Dans ce compromis MOS-bipolaire, le semi-conducteur principal sous-jacent est bipolaire.

<sup>2)</sup> Ces composants utilisent deux types de porteurs de charges (positives et négatives) en conduction, les dispositifs unipolaires un seul.

<sup>1</sup> Pas de relâche pour l'usine suisse de Lenzbourg, qui tourne nuit et jour.



<sup>2</sup> L'offre diversifiée de semi-conducteurs de puissance ABB : diodes <sup>a</sup>, thyristors <sup>b</sup>, GTO <sup>c</sup>, IGCT <sup>d</sup>, modules HiPak<sup>TM</sup> <sup>e</sup> et IGBT <sup>f</sup>



## Semi-conducteurs

### 3 Applications phares des semi-conducteurs de puissance

a Laminage



b Traction électrique



c Transport CCHT (valves)



exemple) qui transforment cette électricité en courant continu pour la transporter sur des milliers de km en minimisant les pertes en ligne. A l'autre extrémité, une seconde station reconvertit le courant en alternatif et le synchronise avec le réseau de distribution.

#### Champions de l'efficacité énergétique ?

S'il est impossible de prédire l'avenir, certaines tendances se dessinent nettement. L'une d'elles paraît inéluctable : les prix de l'énergie ne sont pas près de fléchir ! Il y a dix ans, la flambée actuelle des cours pétroliers, avec un baril de brut à bien plus de 100 \$, aurait entraîné une grave récession.

L'un des secrets de la vitalité de l'économie est que l'envolée des coûts énergétiques, bien que ralentissant la croissance, dope dans une certaine mesure les investissements en efficacité énergétique. Avec des gains de rendement atteignant 40 %, l'électronique de puissance trace le sillon de tout un secteur industriel en forte expansion qui compense les effets des coûts élevés de l'énergie primaire.

Les énergies renouvelables (EnR) pèsent également de plus en plus lourd dans la balance énergétique. Dans l'éolien, la tendance est au déploiement de « mégaparc » au large des côtes, la plupart des implantations à

terre étant saturées ou en butte aux oppositions locales. Cette énergie *offshore* subit jusqu'à 4 opérations de conversion à l'aide de semi-conducteurs de puissance avant d'atteindre le réseau de distribution terrestre. Seule ombre au tableau : les EnR sont habituellement produites là où l'énergie est abondante, mais pas forcément là où elle est consommée. D'où l'obligation d'investir massivement dans les infrastructures de transport.

La filière énergétique s'intéresse aujourd'hui à d'autres moyens de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. Ces multiples initiatives préfigurent un large éventail d'innovations, du moteur hybride à la voiture électrique, des réseaux intelligents au piégeage du carbone... Une fois de plus, les semi-conducteurs de puissance seront au rendez-vous.

### 4 Energies renouvelables : une production naturellement éloignée de la consommation



Pour en savoir plus sur les IGBT et IGBT d'ABB, lire *Emballage, c'est pesé!* p. 9, *IGCT : petit mais costaud* p. 15 et *IGBT : la course aux performances* p. 19.

#### Sven Klaka

ABB Semiconductors  
Lenzbourg (Suisse)  
sven.klaka@ch.abb.com

#### Lectures complémentaires

*Efficacité énergétique, Revue ABB 2/2007*

# Emballez, c'est pesé !

La technologie des boîtiers, clé de la qualité et de la fiabilité opérationnelle des modules d'IGBT

Daniel Schneider, Lydia Feller, Dominik Trüssel, Samuel Hartmann, Sven Klaka

Si, à l'origine, la fonction première des boîtiers des circuits intégrés était de protéger à la fois l'intégrité et les performances des composants, ils jouent aujourd'hui un rôle capital dans le développement des concepts des systèmes électroniques. En réalité, la technologie des boîtiers est un critère de conception prioritaire pour satisfaire aux exigences de plus en plus contraignantes de performance et de fiabilité. En resserrant les tolérances de fabrication, en mesurant avec plus de précision les propriétés des matériaux et en utilisant des outils plus intelligents de conception/simulation des substrats, les entreprises du secteur proposent des boîtiers moins chers et plus efficaces que ceux des générations précédentes.

Plus l'environnement d'exploitation du module est difficile, plus son boîtier doit être robuste. Les impératifs de fiabilité des applications industrielles et de traction imposent aux modules HiPak™ d'ABB des exigences draconiennes de sécurité, d'isolation, de tenue aux courants continus et de durée de vie.

## Semi-conducteurs

Les modules HiPak d'ABB **1** intègrent des transistors bipolaires à grille isolée IGBT de grande puissance dans des boîtiers aux normes industrielles, fabriqués selon ses propres technologies SPT (*Soft-Punch-Through*) et SPT\*. Les deux dimensions de modules (190 × 140 mm et 130 × 140 mm) couvrent une large plage de tension (1200 à 6 500 V) et de courant (400 à 2400 A) [1, 2]. Par ailleurs, trois classes de tension d'isolement sont proposées : 4, 6,2 et 10,2 kV<sub>eff</sub>. Ces modules HiPak sont fabriqués pour fonctionner selon plusieurs modes : IGBT simple, IGBT dual, diode duale et hacheur.

Destiné aux applications industrielles et de traction, le boîtier doit s'acquitter de 4 fonctions principales :

- Assurer le parcours du courant entre les barres et la puce, et vice versa ;
- Refroidir efficacement le module pour éviter tout échauffement excessif ;
- Isoler les contacts électriques les uns des autres ;
- Offrir une robustesse mécanique.

Ces fonctions sont réalisées dans différentes parties du module HiPak dont une vue en coupe simplifiée figure en **2** : en rouge, le parcours du courant (grille, fils de métallisation et bornes principales/auxiliaires) ; en bleu, la fonction de transfert de chaleur (semelle et substrat en céramique) ; en vert, la double fonction d'isolation électrique et d'enceinte de protection (boîtier, gel silicone et résine époxy).

Outre ces fonctions, le boîtier doit également garantir au module une du-

rée de vie minimale de 30 ans. Une vie illimitée est impossible du fait des cycles thermiques (cycles de mise en charge). Ainsi, par exemple, lorsqu'un train s'arrête 2 minutes en gare, la température du module chute de plusieurs dizaines de degrés. S'il s'arrête toute une nuit, cette température passera de plus de 100 °C à la température ambiante. De tels cycles thermiques imposent au boîtier différents types de contraintes. Deux matériaux caractérisés par des coefficients de dilatation thermique (CDT) différents et assemblés par des cordons de brasure, par exemple, subissent de très fortes contraintes à chaque variation de température. Le contact entre les fils de métallisation et la métallisation de la puce est également susceptible de défaillance lors de cycles courts avec de faibles écarts de température.

## Plus l'environnement d'exploitation du module est difficile, plus son boîtier doit être robuste.

### Parcours du courant

L'utilisation d'un contact idéal, constitué d'une large barre de cuivre rigide, est limitée pour deux raisons :

- Une conception modulaire signifie que le parcours du courant doit être scindé en deux. Les fils de métallisation relient les puces au substrat alors que les bornes principales relient le substrat à la barre.
- La différence de dilatation thermique entre le silicium et les autres

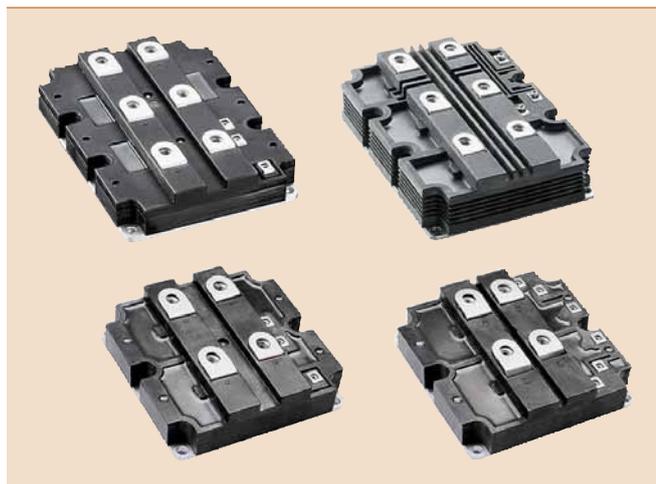
matériaux du boîtier oblige à concevoir des conducteurs souples afin de minimiser les contraintes imposées aux cordons de brasure. Ce besoin de souplesse privilégie les conducteurs longs de section réduite avec, pour résultat, une résistance électrique élevée. Un compromis doit donc être trouvé pour conserver une faible résistance.

Dans les modules actuels, un seul contact de borne peut avoir un courant nominal atteignant 1200 A. Cependant, un fort chauffage ohmique dans la borne signifie que les modules ne peuvent fonctionner à ces courants élevés sur de longues périodes sans refroidissement suffisant de la barre.

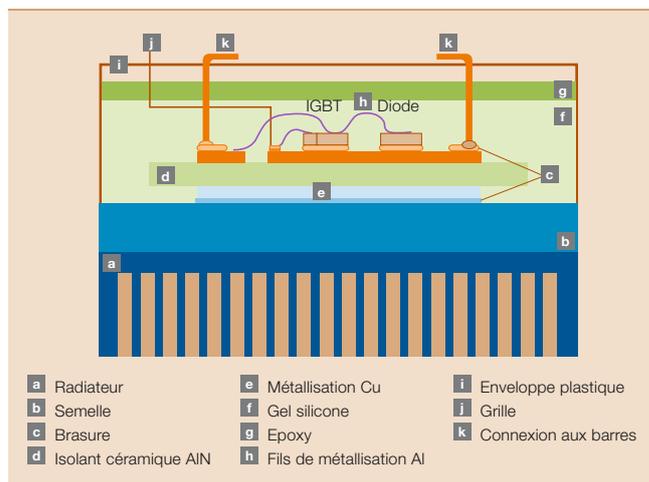
Une conception idéale pour les courants forts, qui vise à maintenir une faible résistance électrique entre la barre et la puce, est primordiale car une large part de la chaleur ohmique générée dans les bornes s'écoule vers la barre<sup>1)</sup>. L'écart de température maximum dans la borne est limité, d'une part, par la température maxi admissible des matériaux du boîtier (ex., gel silicone) et, d'autre part, par la température maxi admissible de la barre. En général, un écart de température maximum de 50 K au sein de la borne est autorisé. Si la résistance des connexions de la borne est trop élevée, le courant continu maxi du module est fortement limité.

Le parcours du courant est défini par un facteur géométrique qui est le rapport entre sa longueur et sa section.

**1** Gamme des modules HiPak



**2** Vue en coupe d'un module d'IGBT HiPak



Les bornes utilisées aujourd'hui par ABB ont un facteur géométrique de l'ordre de  $4500 \text{ m}^{-1}$  <sup>3</sup> alors que pour les bornes de dernière génération, il est de  $3500 \text{ m}^{-1}$ . Sans aucune circulation d'énergie dans la barre, ces valeurs correspondent respectivement à des courants continus maxi de 500 et 650 A.

#### Relaxer les contraintes pour gagner en fiabilité

L'optimisation de la conception des conducteurs des bornes est indispensable pour trouver le bon équilibre entre une faible résistance électrique et une bonne souplesse. La borne qui est fixée au boîtier de plastique et brasée au substrat est soumise aux cycles thermiques qui modifient sa hauteur<sup>2)</sup>. Les cordons de brasure fonctionnant à une température relativement proche de leur point de fusion, les contraintes qu'ils subissent doivent être réduites pour prévenir leur défaillance précoce. Pour ce faire, on insère des relaxations des contraintes<sup>3)</sup> dans les bornes.

La force appliquée au cordon de brasure dans plusieurs conceptions différentes a été mesurée en utilisant une machine standard d'essai à la traction. Les résultats après environ 50 cycles, lorsque la borne est déjà durcie par les efforts, sont donnés en <sup>4</sup>. La courbe bleue est celle d'une borne ancienne avec une force de 100 N pour une déformation de  $\pm 0,5 \text{ mm}$ . Pour la borne moderne (rouge), la même déformation correspond à 50 N. Cette plus grande souplesse permet de satisfaire

aux demandes de fiabilité accrue lors des cycles thermiques passifs et des cycles de charge actifs.

## Trouver le bon équilibre entre une faible résistance électrique et une bonne souplesse est un aspect clé de la conception des conducteurs des bornes.

#### Fils de métallisation

Les fils de métallisation contribuent également à la résistance électrique et, comme pour les bornes principales, les mêmes compromis s'appliquent. Pour autant, dans ces fils, les contraintes ne sont pas induites au travers du boîtier, mais plutôt par l'important écart de CDT entre les fils d'aluminium et la puce de silicium [3, 4]. Le nombre et la taille des fils de métallisation sont limités essentiellement par l'espace disponible sur la surface active de la puce. Toutefois, une densité de courant élevée au sein des fils est source de contraintes thermiques indésirables. En <sup>5</sup>, la fissure dans un fil de métallisation s'est diffusée sur toute sa longueur, le rendant inutilisable.

#### Auto-inductance

Autre élément très important affectant les performances du parcours du courant : la diminution de l'auto-inductance. Ces performances sont satisfaisantes si les conducteurs dans lesquels le courant circule en sens opposé sont aussi

proches que possible les uns des autres, compensant ainsi leur champ magnétique mutuel. Dans les modules HiPak, cela signifie que les conducteurs de l'émetteur et du collecteur sont très proches. Or une distance de séparation minimale doit être maintenue pour éviter de dégrader l'isolant.

#### Pistes de développement

Actuellement, les modules HiPak d'ABB sont calibrés pour des courants de borne de 800 A (IGBT) et 1200 A (diodes). Les nouvelles technologies de puce exigent, cependant, des valeurs nominales de courant de borne supérieures (1200 A pour les IGBT et 1500 A pour les diodes). L'accroissement constant des températures de fonctionnement accentue l'urgence de la conception de bornes caractérisées par une moindre résistance et un meilleur refroidissement.

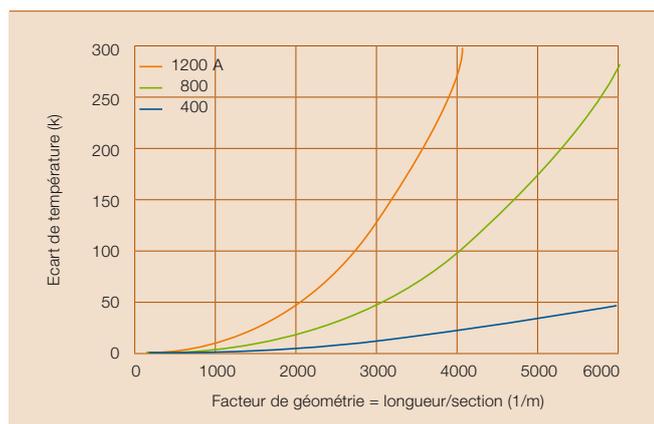
#### Transfert de chaleur

Plus la résistance thermique entre le circuit intégré et l'agent de refroidissement est faible, plus la puissance de sortie du module est élevée. Par conséquent, un bon contact thermique augmentera directement les valeurs nominales du module. Une courbe d'impédance thermique type des IGBT et des

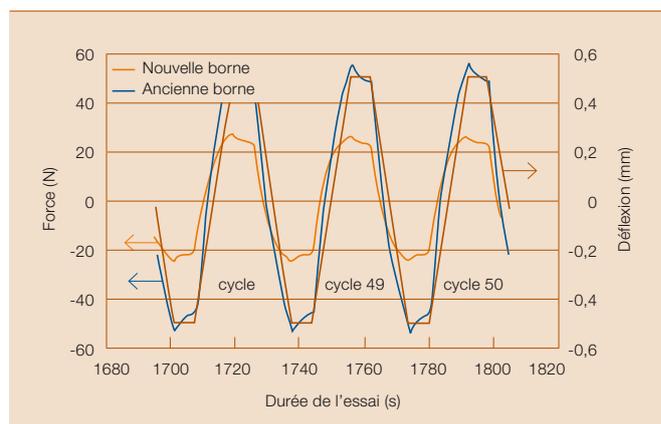
#### Notes

- <sup>1)</sup> En général, des barres laminées de température nominale maxi entre  $105^\circ\text{C}$  et  $125^\circ\text{C}$  sont utilisées.
- <sup>2)</sup> Cette modification de hauteur est déterminée par la conception du boîtier et dépend de l'amplitude de température à laquelle est soumis le matériau du boîtier.
- <sup>3)</sup> Pièces souples de résistance électrique plutôt élevée

<sup>3</sup> Écart de température maxi dans la borne selon sa géométrie ; les courbes bleue, verte et rouge représentent différentes valeurs de courant continu.



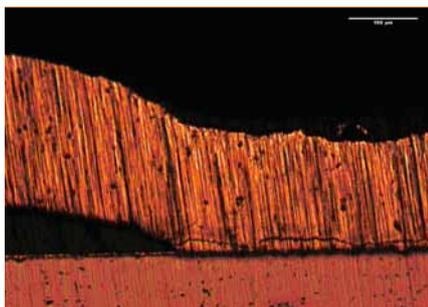
<sup>4</sup> Mesure des cycles sur les bornes principales avec des valeurs de déflexion de  $\pm 0,5 \text{ mm}$



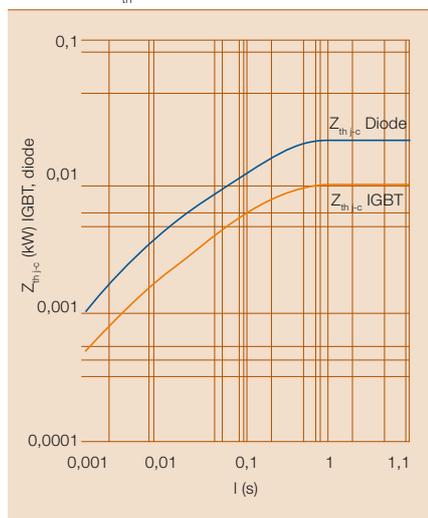
## Semi-conducteurs

diodes figure en **6**. En moins d'une seconde, l'impédance thermique atteint la valeur de résistance thermique statique. Le temps nécessaire pour atteindre des températures stables est déterminé par la capacité calorifique des matériaux. Donc, plus l'inertie thermique à proximité de la jonction de la puce est élevée, plus les ondulations thermiques sont réduites.

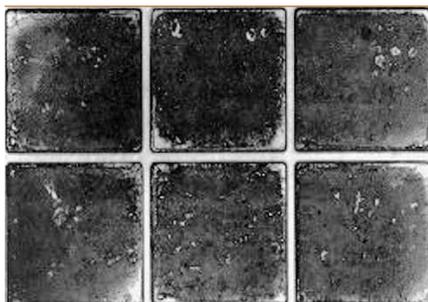
**5** Fissure dans le fil de métallisation après un cycle de charge actif à  $\Delta T = 55$  K



**6** Courbe  $Z_{th}$  d'un module HiPak



**7** Image au microscope acoustique d'un module HiPak d'ABB après 35 000 cycles de charge actifs à  $\Delta T = 80$  K. Dans les angles du substrat, on aperçoit les zones claires de délamination.



### Résistance thermique

Dans un système refroidi à l'eau, on trouve trois résistances en série comparables, de même proportion :

- La première se situe à l'intérieur du module entre la jonction de la puce et l'enveloppe (bas de la semelle) ;
- La deuxième est la résistance de contact avec le radiateur ;
- La troisième se trouve entre la surface du radiateur et l'air ambiant.

Des trois, la première est la plus problématique. Pour atténuer la résistance thermique, comme l'exigent les applications de traction, les matériaux utilisés doivent être aussi minces et conducteurs de chaleur que possible. Pour répondre à ces exigences, tous les modules ABB utilisent de l'aluminium renforcé de particules de carbure de silicium (AlSiC)<sup>4</sup> pour la semelle et des substrats isolants en nitrure d'aluminium (AlN) pour leur excellente tenue aux cycles thermiques et leur faible résistance thermique. L'utilisation de matériaux présentant une forte différence de CDT entraîne la délamination des grandes surfaces brasées sous le substrat, phénomène mis en évidence dans l'image de microscopie acoustique d'un module après 35 000 cycles à  $\Delta T = 80$  K **7**. La délamination est clairement visible dans les angles du substrat. Une brasure de 0,2 mm d'épaisseur fut jugée nécessaire pour obtenir la meilleure tenue possible aux cycles. Des couches brasées plus minces imposent énormément de contraintes à la brasure alors que des couches plus épaisses supposent que la valeur CDT supérieure du matériau de brasure commence à agir sur les niveaux globaux de contrainte.

Certains de ces problèmes ont été résolus. Ainsi, par exemple, les substrats ayant tendance à basculer pendant la fabrication, des écarteurs sont mis en place [5]. De même, l'utilisation de brasures possédant un point de fusion plus élevé est également une solution qui résiste mieux au glissement.

### Inertie thermique

Si des matériaux plus minces entraînent une diminution de la résistance thermique, ils réduisent également l'inertie thermique à proximité de la jonction, ce qui, à son tour, peut dégrader notamment la fiabilité et la

tenue aux courants de surcharge. En d'autres termes, de petites variations d'écoulement de puissance se traduisent immédiatement en cycles thermiques supérieurs car l'effet de lissage de l'inertie thermique sur les pics de température disparaît.

Tous les modules ABB utilisent de l'aluminium renforcé de particules de carbure de silicium (AlSiC).

### Fiabilité

Des essais de cycles actifs et passifs sont menés pour tester la résistance du module HiPak aux cycles thermiques. Lors d'un essai actif, les modules sont chauffés par circulation d'un courant. Pour commencer, chaque essai est divisé en cycles courts de 1 à 5 s. Du fait de l'inertie thermique élevée du module, la puce est soumise à des cycles thermiques destinés à mettre sous contrainte les connexions des fils de métallisation et la métallisation de la puce. Ensuite, la puce et le reste du boîtier sont soumis à des cycles thermiques de 1 à 2 min. Cet essai met les cordons de brasure sous contrainte.

Pour obtenir les résultats les plus précis, chaque mécanisme de défaillance doit être analysé. Une distribution de Weibull détaillant les défaillances de 3 cordons de brasure différents dans les modules HiPak figure en **8**. La délamination, qui survient dans la zone élargie des cordons de brasure entre le substrat et la semelle, est illustrée par le trait bleu, les broches auxiliaires qui raccordent les substrats à la grille sont en violet et les bornes principales qui relient les substrats à la barre sont en vert.

Une distribution de Weibull permet aux ingénieurs de prédire la défaillance d'un certain pourcentage de modules ; on utilise couramment des valeurs de 1, 5 ou 10% de défaillance. Un utilisateur qui recherche un taux de

### Note

<sup>4</sup> Matériau qui conjugue idéalement haute conductivité thermique, faible CDT et rigidité.

défaillance de 1% sur une durée de vie de 30 ans utilisera la valeur de 1% pour ses calculs.

#### Pistes de développement

Développer de nouveaux matériaux est une solution pour renforcer la fiabilité et résoudre les problèmes de résistance et d'inertie thermiques. Les nouveaux matériaux composites à matrice métallique (CMM), où le diamant remplace le carbure de silicium, sont en cours de développement. Les procédés de brasage sont constamment améliorés pour empêcher le basculement. Le brasage pourrait même être remplacé par des techniques de soudage pour les bornes ou par une métallisation à basse température pour les plus grandes surfaces.

#### Encapsulation

L'encapsulation des modules IGBT répond à un triple besoin : isoler les différents potentiels, protéger les dispositifs de l'humidité et des impuretés, et réduire les contraintes mécaniques.

#### Isolation

Dans les modules haute tension, des différences de potentiel de 6,5 kV apparaissent sur une distance de 2 mm seulement. Pour garantir une bonne isolation sous fortes contraintes mécaniques et chimiques sur la durée de vie fonctionnelle de 30 ans du module, les matériaux de ce dernier doivent être minutieusement sélectionnés.

A l'intérieur du module, l'isolation est normalement réalisée en utilisant des matériaux céramiques et plastiques. Pour une isolation durable, ces maté-

riaux doivent être fabriqués avec des interfaces sans vide et adhérer parfaitement les uns aux autres ainsi qu'aux surfaces métalliques. Le polyimide est utilisé là où le champ électrique est le plus élevé mais uniquement dans les couches d'environ 10  $\mu\text{m}$  d'épaisseur. L'espace restant du module est rempli de gel silicone.

### ABB a mesuré les caractéristiques isolantes du module après les essais sans trouver aucune trace de dégradation.

L'extérieur du module doit respecter les distances d'isolement dans l'air et les lignes de fuite des normes sur la coordination de l'isolement (EN 50124-1). Pour les applications haute tension, le choix du matériau du boîtier est sévèrement limité car un indice de résistance au chirement (IRC) de 600 V est obligatoire pour satisfaire aux exigences normatives. Pour autant, même avec des matériaux possédant l'IRC le plus élevé, supérieur ou égal à 600 V, des lignes de fuite très longues sont nécessaires conduisant à la conception de sillons, typiques des modules haute tension **1**.

Les modules devant conserver leurs propriétés isolantes sur toute leur durée de vie, différents essais furent menés pour garantir la qualité de l'isolant. Ainsi, par exemple, l'isolation entre les conducteurs de l'émetteur et du collecteur fut validée par une campagne d'essais de qualification en po-

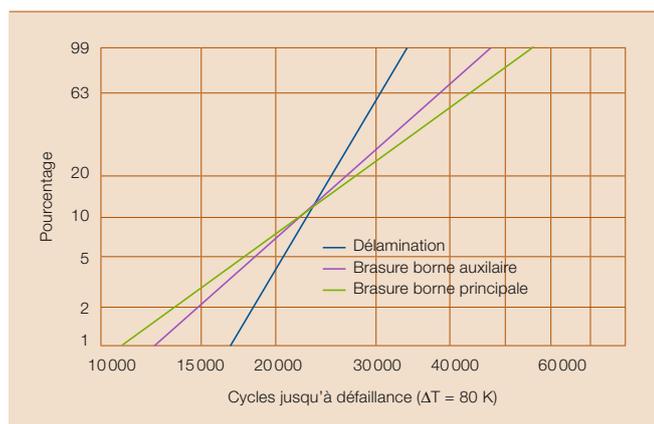
larisation inverse à haute température (125°C) pendant 1000 heures. D'autres essais furent réalisés sur l'isolant entre la semelle, qui est au même potentiel que le radiateur, et les conducteurs. L'essai diélectrique fut réalisé sous 10,2 kV<sub>eff</sub> pour les versions à isolation renforcée, y compris certains modules 3,3 kV et tous les modules 6,5 kV. Les champs électriques étendus qui apparurent pendant cet essai sont donnés en **9**. A proximité de l'intersection céramique-cuivre-polyimide, ce champ dépasse 20 kV/mm. Tous les modules ont subi un essai de décharges partielles qui prévient les dégradations à long terme provoquées par des décharges répétées finissant par éroder les matériaux isolants. Des essais de cycles de charge sévères servirent à simuler la durée de vie d'un module. ABB a mesuré les caractéristiques isolantes du module après ces essais sans trouver aucune trace de dégradation.

#### Robustesse mécanique

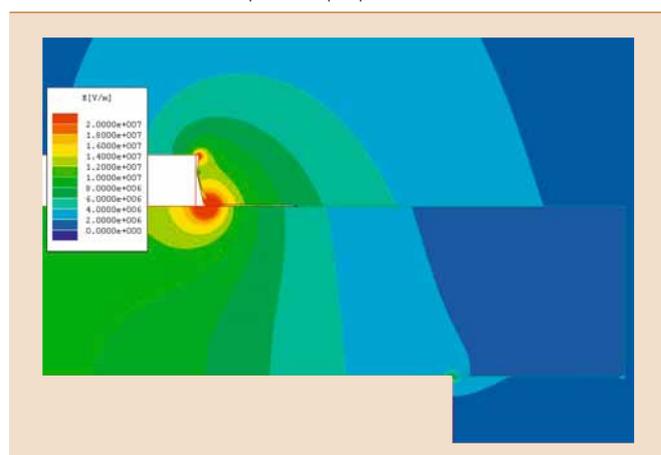
Pour exploiter pleinement la tenue des composants aux différents cycles, le module HiPak doit fonctionner en toute sécurité dans des environnements sévères, humides et chimiques ou sous des contraintes mécaniques externes jusqu'à la fin de sa vie naturelle.

L'impact de l'humidité sur le fonctionnement du module a été vérifié avec un essai de polarisation température-humidité. Des essais plus sévères furent réalisés dans des environnements plus difficiles (brouillard salin ou soufre) où le module survécut. Enfin, l'incidence des contraintes mé-

**8** Différents modes de défaillance lors des cycles de charge actifs à  $\Delta T = 80 \text{ K}$



**9** Simulation 2D du champ électrique pour un substrat



## Semi-conducteurs

caniques fut également testée sur les modules. Les connexions des bornes du module étant en contact avec les commandes de gâchette et les barres, elles peuvent transmettre les efforts mécaniques au module de manière assez aléatoire. Pour tester la résistance des modules à ces efforts, des essais de chocs et de vibrations furent menés. Pour accroître ces efforts, les bornes principales des modules HiPak furent chargées de poids de 2 kg et les bornes auxiliaires de poids de 250 g. En dépit de ces conditions extrêmes, absolument aucun problème ne fut détecté. Ces performances exceptionnelles sont le fait d'une couche époxy épaisse remplie de fibres de verre et de minéraux.

Hélas, une bonne conception et des essais complets ne peuvent garantir zéro défaillance. En fait, les taux de défaillance standard sont de l'ordre de plusieurs centaines de défaillances dans le temps (FIT = une défaillance du module au cours d'un milliard d'heures de fonctionnement du dispositif). Dans ce cas, il est important que la défaillance des modules se fasse de manière sûre, avec le moins d'impact possible sur les équipements adjacents et aucun effet sur les êtres humains. Par conséquent, ABB a choisi une conception robuste avec une couche époxy épaisse qui concourt à absorber l'énergie (tout en la déplaçant latéralement) en cas d'explosion. De plus, les matériaux choisis respectent les exigences normatives d'inflammabilité (UL 94 et NF F 16-102). Ainsi, en cas d'incendie, les matériaux s'éteignent sans dégager de gaz toxiques.

#### Pistes de développement

Deux pistes de développement sont importantes pour l'encapsulation. Pour permettre leur exploitation en Sibérie et au Tibet, la plage de température de stockage et d'exploitation des modules a été abaissée à  $-55^{\circ}\text{C}$ .

**Tableau** Principaux essais du programme de qualification ABB des modules HiPak

Essais	
Conditions	Normes
Cycles de charge actifs (boîtier)	
$t_{\text{cycle}} = 1-2 \text{ min}$ , $\Delta T_{\text{envel.}} = 60-80 \text{ K}$	CEI 60747-9, 60749-34
Cycles de charge actifs (jonction)	
$t_{\text{cycle}} = 1-5 \text{ s}$ , $\Delta T_j = 40-80 \text{ K}$	CEI 60747-9, 60749-34
Cycle thermique passif	
$t_{\text{cycle}} = 4 \text{ h}$ , $\Delta T = 165-200 \text{ K}$	CEI 60068-2-14
Polarisation inverse, haute température	
$V_{\text{ce}} = 5200 \text{ V}$ , $125^{\circ}\text{C}$ , 1000 h	CEI 60747-9.8
Polarisation de grille, haute température	
$V_{\text{ge}} = +/-20 \text{ V}$ , $125^{\circ}\text{C}$ , 1000 h	CEI 60749-9.8
Polarisation température-humidité	
$V_{\text{ce}} = 80 \text{ V}$ , $85^{\circ}\text{C}$ , 85 %, 1000 h	CEI 60749-3.4B
Brouillard salin	
50 g/l NaCl, $35^{\circ}\text{C}$ , 16 h	CEI 60068-2-11
Soufre ( $\text{SO}_2$ , $\text{H}_2\text{S}$ )	
$25^{\circ}\text{C}$ , 75 %, 10 jours	CEI 60068-2-60
Chocs et vibrations	
	CEI 61373
Protection anti-incendie	
UL 94 : V0, NF F 16-101 : I3/F2	

A l'autre extrême, des températures d'exploitation qui ont tendance à atteindre  $150^{\circ}\text{C}$ , voire plus, de même que des courants plus élevés entraînent le chauffage ohmique des bornes. Bref, les matériaux d'encapsulation doivent très bien résister à la fois aux basses et aux hautes températures.

#### Tracer la voie

Pour trouver le bon compromis entre performance et fiabilité, différentes variantes de conception ont été envi-

sagées. La gamme de modules IGBT HiPak d'ABB fixe de nouveaux standards en matière de robustesse pour les applications aux fortes exigences de fiabilité comme la traction. La robustesse se traduit par des marges de sécurité d'exploitation supérieures et autorise une faible résistance de commande de gâchette à l'extinction, ce qui réduit les pertes au blocage. Cette robustesse témoigne de la volonté d'ABB d'offrir des semi-conducteurs de puissance élevée qui affichent une fiabilité exceptionnelle aux régimes d'exploitation les plus difficiles.

Le **Tableau** énonce les caractéristiques de la gamme de produits HiPak.

Pour en savoir plus, lire *IGBT: la course aux performances* p. 19.

**Daniel Schneider**

**Lydia Feller**

**Dominik Trüssel**

**Samuel Hartmann**

**Sven Klaka**

ABB Semiconductors

Lenzburg (Suisse)

daniel.d.schneider@ch.abb.com

lydia.feller@ch.abb.com

dominik.truessel@ch.abb.com

samuel.hartmann@ch.abb.com

sven.klaka@ch.abb.com

#### Bibliographie

- [1] **Rahimo, M. et al.**, *2.5 kV-6.5 kV Industry standard IGBT modules setting a new benchmark in SOA capability*, Proc. PCIM, 314-319, Nuremberg, Allemagne, 2004
- [2] **Rahimo, M. et al.**, *SPT+, The next generation of low-loss HV-IGBTs*, Proc. PCIM, 361-366, Nuremberg, Allemagne, 2005
- [3] **Yamada, Y. et al.**, *Reliability of wire-bonding and solder joint for high temperature operation of power semiconductor device*, Microelectronics Reliability 47, 2147-2151, 2007
- [4] **Horio, M. et al.**, *Investigations of high temperature IGBT module package structure*, Proc. PCIM, Nuremberg, Allemagne, 2007
- [5] **K. Guth, K., Mahnke, P.**, *Improving the thermal reliability of large area solder joints in IGBT power modules*, Proc. CIPS, Naples, Italie, 2006

# IGCT : petit mais costaud

ABB perfectionne sa technologie des thyristors IGCT  
Tobias Wikström, Sven Klaka



Pour améliorer les performances, réduire à la fois la taille et le coût des systèmes à électronique de puissance et offrir plus de souplesse aux concepteurs d'applications, les niveaux en courant et en tension des semi-conducteurs haute puissance ne cessent d'augmenter. Si le thyristor intégré commuté par la gâchette IGCT (*Integrated Gate Commutated Thyristor*) est le composant qui affiche les plus fortes puissances, sa géométrie en fait l'interrupteur le plus difficile à commuter. La technologie HPT (*High-Power Technology*) d'ABB ouvre de belles perspectives pour franchir de nouveaux seuils de puissance.

## Semi-conducteurs

L'IGCT est un interrupteur destiné aux applications haute puissance. Exploitant les propriétés intrinsèques du thyristor, un seul composant peut commuter de très fortes puissances, favorisant son utilisation dans les variateurs moyenne tension (MT), les lignes électriques d'interconnexion, les compensateurs statiques (STAT-COM), les disjoncteurs électroniques et les hacheurs.

Lors de l'introduction de l'IGCT dans les années 1990 comme un thyristor blocable par la gâchette GTO (*Gate Turn-Off thyristor*) à « commande dure », il ressemblait beaucoup à un GTO classique [Encadré], à l'exception précisément de cette commande dure par laquelle l'extinction du thyristor intervient exclusivement en mode transistor *p-n-p*, comme pour l'IGBT<sup>1)</sup>.

La commutation *p-n-p* étant plus homogène que la commutation *n-p-n-p* du GTO, l'IGCT peut fonctionner sans circuit de protection (*snubber*) et utiliser un silicium à faibles pertes. A l'état passant, l'IGCT se comporte comme un thyristor verrouillé avec des pertes en conduction très faibles et une grande souplesse de conception pour adapter ses propriétés à l'application.

#### Aire de sécurité inverse

La technologie IGCT a toujours posé un défi en termes d'aire de sécurité inverse<sup>2)</sup>. Dans les IGCT de petite surface, cette aire pouvait dépasser 1 MW/cm<sup>2</sup>, soit très au-delà de la limite où les autres paramètres (ex., pertes et tenue aux courants de surcharge) sont des facteurs restrictifs. Plus la surface est grande, plus les caractéristiques spécifiques en puissance diminuent. On peut raisonnablement avancer que l'aire de sécurité inverse évolue avec la racine carrée de la surface du dispositif. Pour la génération actuelle d'IGCT ABB de 4 pouces de diamètre (5SHY 35L4510),

elle est de 3500 A à 2,8 kV CC. La nouvelle technologie HPT (*High-Power Technology*) fait bondir sa tenue en courant à 5,5 kA et celle de la prochaine génération de composants HPT devrait dépasser 7 kA.

**Avec son IGCT de technologie HPT, ABB introduit une nouvelle variante conceptuelle : la base P ondulée.**

#### Principe de fonctionnement de l'IGCT

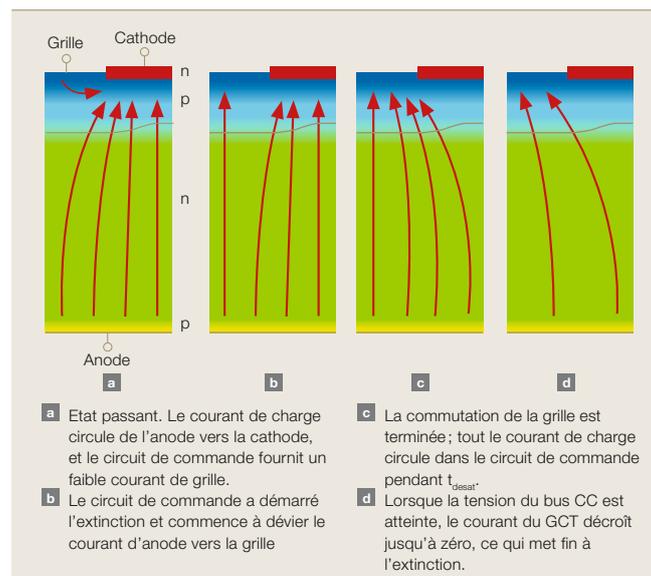
La sous-linéarité de l'aire de sécurité inverse s'explique par le mode d'extinction de l'IGCT. Schématiquement, un IGCT se compose d'un thyristor

GCT, principal élément de commutation, et d'un circuit de gâchette qui commande la polarisation de la jonction *p-n* entre les contacts de la cathode (*n*) et de la grille (*p*). A l'état passant, le circuit de commande fournit un faible courant direct qui maintient le thyristor verrouillé 1. En phase d'extinction, il polarise en inverse la jonction *p-n* en activant son canal de blocage (en rouge sur la figure 3). Ce dernier est une source de tension faiblement inductive, polarisée juste sous la capacité de blocage inverse de la jonction *p-n*. Il force le courant de cathode vers le circuit de gâchette à une vitesse dictée par l'impédance parasite du circuit (2 montre cette croissance du courant pendant  $t_{com}$ ). Tout le courant de charge doit être dévié de la cathode jusqu'à ce que le dispositif fonctionne en transistor *p-n-p*.

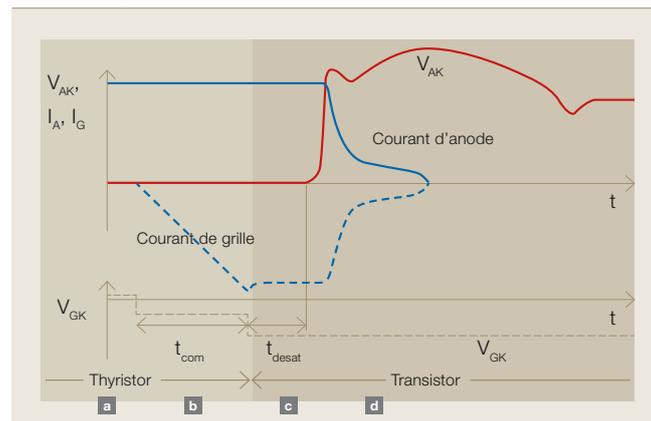
En plus de gérer tous les courants d'anode, la commande de gâchette doit achever la commutation en bien moins de 1  $\mu$ s car, passé ce délai, l'IGCT commence à accumuler de la tension (à la fin de  $t_{com}$  et  $t_{desat}$  2) et il est important, pour le fonctionnement sûr, que le composant se trouve alors en mode transistor *p-n-p*.

En considérant l'IGCT comme un composant de puissance discret, le fonctionnement sûr impose apparemment de satisfaire à une vitesse macroscopique – la limite de commande dure – qui est le point de croisement des courbes en 4. Il s'agit d'une particularité à la fois de la tranche GCT, dont les différentes conceptions réagissent à différentes vitesses ( $t_{com} + t_{desat}$ ), et du circuit de commande de gâchette ( $t_{com}$ ) du fait de son impédance parasite.

1 Circulation du courant (flèches rouges) dans un segment d'IGCT au cours de la phase d'extinction. Pour les séquences a-d voir 2.



2 Formes d'ondes de tension, du courant de grille et du courant d'anode pendant la commutation



#### Notes

- 1) Pour en savoir plus sur les IGBT, lire *IGBT: la course aux performances* p. 19 et *Emballage, c'est pesé!* p. 9.
- 2) Domaine courant-tension à l'intérieur duquel le point de fonctionnement du dispositif doit demeurer. L'aire de sécurité inverse est celle du dispositif en phase d'extinction.

**Défi supplémentaire**

Les composants de grande surface posent un autre défi : plus le courant est élevé, plus les contraintes liées à l'impédance parasite du circuit de gâchette sont fortes.

La tranche GCT 5,5 kA de dernière génération illustrée en p. 15 compte des milliers de GCT connectés en parallèle qui doivent tous fonctionner en

**Encadré Thyristor GTO**

Les thyristors standard sont uniquement commandables à l'amorçage (par un signal de gâchette) et non à l'extinction. Même après disparition du signal, ils restent à l'état passant. Par contre, un thyristor blocable par la gâchette GTO est également commandable à l'extinction par un signal de gâchette de polarité négative.

L'amorçage intervient sur une impulsion de courant positif entre les connexions de la grille et de la cathode. Pour maintenir le GTO à l'état passant, un faible courant de grille positif doit être fourni.

L'extinction se fait par une impulsion de tension négative entre la grille et la cathode. Environ un tiers à un cinquième du courant direct est dévié, induisant une tension cathode-grille et, donc, le passage du GTO à l'état bloqué. La phase d'extinction dure le temps nécessaire à la disparition de toutes les charges du dispositif. La fréquence maximale d'utilisation du GTO est donc limitée à 1 kHz environ.

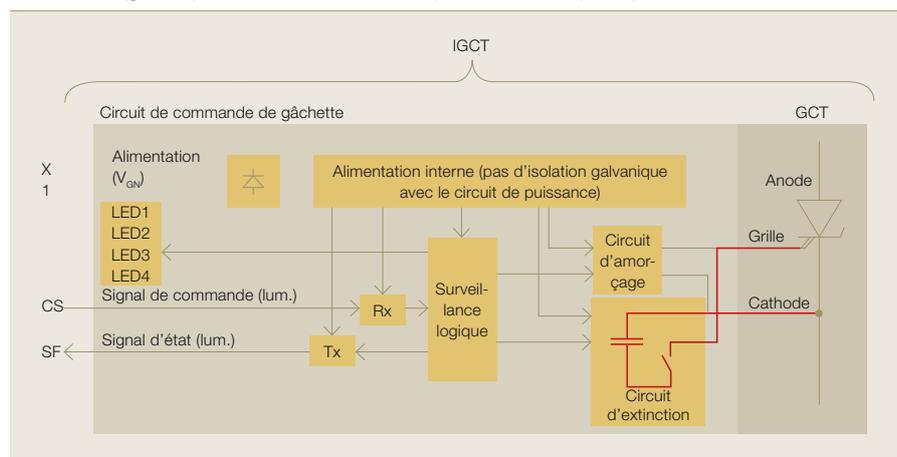
synchrone pour éviter la redistribution de courant. Ces GCT sont répartis sur 10 segments annulaires ; le contact de grille, également en forme d'anneau, est intercalé entre les anneaux des segments 5 et 6.

Inévitablement, ces anneaux possèdent des impédances légèrement différentes par rapport au circuit de commande. Une simulation de la géométrie de la tranche, du boîtier et du circuit de commande permet de connaître la différence d'inductance parasite de chaque anneau de segment en fonction de son numéro [5]. Cette différence est uniquement le fait des modes de circulation du courant entre la tranche et la commande de gâchette. Sachant que la surface active d'un segment annulaire augmente

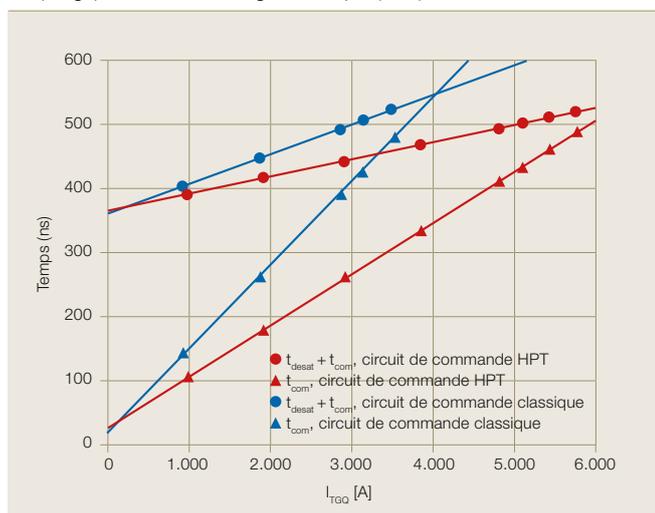
avec le carré de son numéro, le courant est de loin le plus important dans les anneaux externes. On suppose donc que l'impact de cette différence affecte au premier chef les anneaux externes. Cette hypothèse a été validée par expérimentation : la grande majorité des anneaux de segments qui pénalisent l'aire de sécurité inverse se trouve à l'extérieur.

Cette différence d'inductance résulte de contraintes mécaniques à l'intérieur du boîtier de l'IGCT. Ultérieurement, le thyristor GCT connaîtra inévitablement une certaine redistribution du courant au fur et à mesure que le signal de grille se propage dans la tranche. C'est donc la deuxième raison pour laquelle toute augmentation de surface complique la vie de

**3** Schéma de principe de l'IGCT avec le circuit de commande de gâchette et ses connexions externes (gauche) et le semi-conducteur de puissance GCT (droite)



**4** Dépendance du courant de  $t_{com}$  et  $t_{com} + t_{desat}$  de la technologie HPT (rouge) et de la technologie classique (bleu)



**5** Inductance parasite des différents anneaux des segments d'une tranche GCT en fonction de leur emplacement



## Semi-conducteurs

l'IGCT: les cellules les plus éloignées du contact de grille affichent une inductance parasite supérieure. Le seul antidote avec la technologie du silicium est de fabriquer une tranche moins sensible à la différence d'impédance.

Avec son IGCT de technologie HPT, ABB introduit une nouvelle variante conceptuelle: la base *P* ondulée. **6** en illustre les principales caractéristiques: alors que dans la technologie classique, la diffusion de la base *P* est homogène dans toute la tranche, dans HPT la couche de diffusion *P* inférieure est masquée sous les doigts de la cathode, donnant une base *P* ondulée. Combinée au nouveau circuit de commande, cette innovation a un fort impact sur l'aire de sécurité inverse. Ainsi, n'est-il pas remarquable qu'un dispositif aussi petit et faiblement dopé bouleverse à ce point l'ordre établi!

**Le présent...**

Le nouvel IGCT asymétrique de technologie HPT est disponible en versions 4,5 kV et 6,5 kV **7**.

Cette technologie a permis de repousser la limite de destruction de l'IGCT

de 50% à 125 °C et de 80% à température ambiante. Le composant affiche maintenant un coefficient de température négatif du courant commandable maxi; il est désormais limité de la même manière que les IGBT **8**.

L'IGCT HPT offre également une bonne tenue au mode de commutation SSCM (*Switching Self-Clamping Mode*), soit le niveau de robustesse exceptionnel atteint ces dernières années par les IGBT.

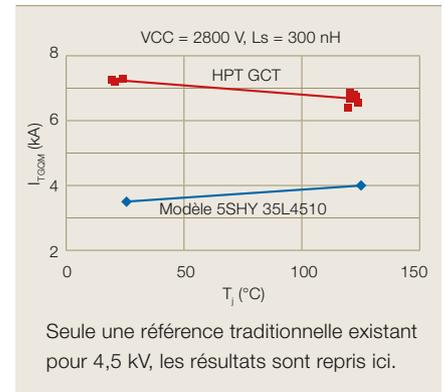
L'IGCT HPT offre également une bonne tenue au mode de commutation SSCM (*Switching Self-Clamping Mode*), soit un niveau de robustesse exceptionnel.

**... et l'avenir**

En plus de ces avantages immédiats, cette nouvelle technologie ouvre des perspectives à la gamme des IGCT:

- Avec leurs courants de blocage, les futurs IGCT 10 kV concurrenceront sérieusement les composants 6 kV;

- 8** Courant de blocage maximum du composant de technologie HPT comparé à celui de l'IGCT classique



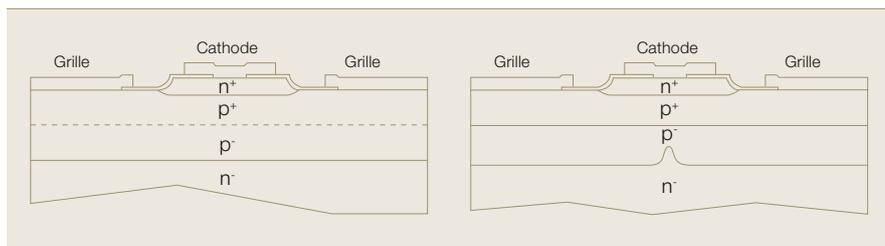
- En principe, la technologie HPT autorisera une phase d'extinction plus homogène sur tout le diamètre de la tranche;
- Une nouvelle augmentation du diamètre des tranches semble réalisable.

En combinant tous ces atouts, nous sommes persuadés que, dans un proche avenir, de plus gros IGCT seront capables de commuter plus de 4 kA sous des tensions continues supérieures à 6 kV, débouchant sur des variateurs MT de 20 MW à trois niveaux pour les moteurs à courant alternatif de 6 kV, sans mise en série ou parallèle.

À l'extrémité opposée, les très bonnes performances au blocage, conjuguées à une chute de tension à l'état passant, identique à celle des thyristors, permettront aux IGCT de défricher de nouveaux champs d'application, notamment dans les disjoncteurs électroniques résistants à l'usure.

Pour une vue d'ensemble de la diversité de l'offre ABB de semi-conducteurs de puissance, lire *Marque de fabrique* p. 6.

- 6** Structure et dopage d'une cellule GCT classique (gauche) et technologie HPT avec la base *P* ondulée



- 7** Nouvel IGCT de technologie HPT d'ABB décliné en versions 4,5 kV et 6,5 kV



Tobias Wikström

Sven Klaka

ABB Semiconductors

Lenzbourg (Suisse)

tobias.wikstroem@ch.abb.com

sven.klaka@ch.abb.com

# IGBT : la course aux performances

Evolution de la technologie des transistors IGBT

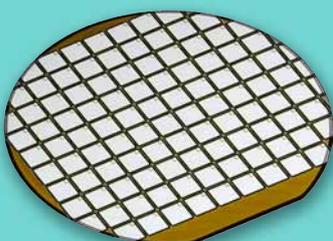
Munaf Rahimo, Arnost Kopta

Il y a une vingtaine d'années, l'avènement du transistor bipolaire à grille isolée IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), variante a priori simple du transistor MOSFET, allait révolutionner les produits à électronique de puissance. En effet, ceux-ci tireront profit des formidables progrès réalisés au cours des années 1990 et au début du XXI<sup>e</sup> siècle par ce semi-conducteur de puissance. Présentant les caractéristiques intéressantes des structures MOS et bipolaires, l'IGBT possède des propriétés très avantageuses pour les concepteurs de systèmes de puissance : faibles pertes, impédance d'entrée élevée autorisant

des commandes de gâchette relativement petites, bonne tenue aux courts-circuits et robustesse au blocage.

Alors que les tensions de blocage des premiers IGBT commercialisés ne dépassaient pas 600 V pour des courants de quelques ampères, les efforts de développement ont porté sur l'accroissement des caractéristiques en puissance. Aujourd'hui, les IGBT haute tension et leurs diodes (avec des tensions nominales jusqu'à 6,5 kV) sont fabriqués avec succès pour des applications de bus continu (bus CC) de 3,6 kV. Par ailleurs, des modules d'IGBT de courant élevé avec un grand nombre de puces en

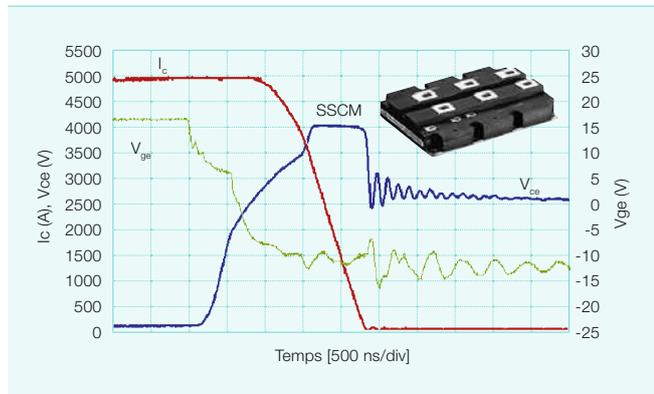
parallèle sont utilisés dans une multitude d'applications avec des valeurs nominales de courant atteignant 3600 A. Cette très large plage de courants et de tensions permet de s'appuyer sur ces composants de puissance pour renforcer les performances d'applications spécifiques : traction, liaisons CCHT, commande des moteurs industriels, etc. Cet article fait le point sur les formidables avancées réalisées dans la conception des IGBT et de leurs diodes qui ont favorisé ces gains de performance. En guise de conclusion, nous tenterons d'anticiper sur l'évolution future de ces composants.



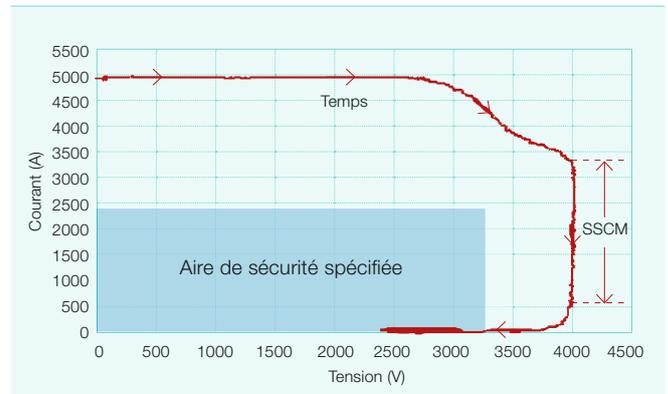
## Semi-conducteurs

**1** Aire de sécurité inverse des modules d'IGBT 3,3 kV/1200 A à 125 °C ( $V_{cc} = 2600$  V,  $I_c = 5000$  A,  $R_g = 1,5 \Omega$ ,  $L_s = 280$  nH)

**a** Formes d'ondes de courant et de tension de l'aire de sécurité inverse



**b** Courbe I/V de l'aire de sécurité inverse carrée



Les performances électriques des dispositifs à semi-conducteurs de puissance font l'objet d'exigences toujours plus fortes des marchés utilisateurs, en dépit des qualités déjà exceptionnelles de l'IGBT. Ces dernières années, les équipes de développement ont cherché principalement à accroître la densité de puissance pour une application ciblée. Trois aspects restreignent les domaines d'utilisation de ces composants :

- pertes totales ;
- aire de sécurité ;
- température maximale de jonction en fonctionnement.

Par ailleurs, leur dissipation thermique pose un autre défi qui est du ressort des spécialistes des boîtiers et des solutions de refroidissement. Les récentes activités de développement d'ABB se sont concentrées pour l'essentiel sur les deux premiers aspects, plus particulièrement pour les composants haute tension.

### Technologie SPT

Pour les IGBT et les diodes, les développeurs n'ont eu de cesse de chercher à étendre l'aire de sécurité pour satisfaire aux exigences de nombreux systèmes à électronique de puissance fonctionnant en régimes de commutation dure. Jusqu'à une date récente, le manque de robustesse, surtout pour les composants haute tension, obligeait les concepteurs à imposer des limites opérationnelles à leurs systèmes pour obtenir le pouvoir de

commutation nécessaire : déclassement et utilisation de circuits d'écrêtage (*clamps*), de circuits d'aide à la commutation (*snubbers*) et de résistances de grille élevées.

La technologie SPT+ réduit non seulement considérablement les pertes mais étend également l'aire de sécurité par rapport à la technologie standard.

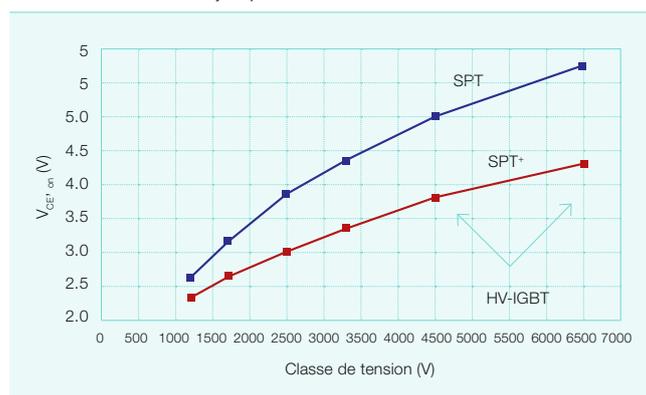
C'est l'introduction de la technologie SPT (*Soft-Punch-Through*) qui, avec un silicium plus mince et une cellule de structure planar très robuste, permet d'accroître considérablement l'immunité de la cellule au phénomène de *latch-up* et donc de réduire les pertes. Cette innovation ouvrit également de belles perspectives d'élargissement des aires de sécurité. En effet, elle permettait aux dispositifs de résister

enfin à la phase critique de l'avalanche dynamique avec, pour résultat, une robustesse accrue. Les IGBT haute tension purent ainsi fonctionner selon le nouveau mode SSCM (*Switching-Self-Clamping-Mode*) car la tension de surmodulation atteint des niveaux proches de celui de la tension de claquage statique. On démontra que l'IGBT offrait une tenue remarquable à de tels régimes de fonctionnement, débouchant sur une aire de sécurité carrée. Ce mode de fonctionnement est visible dans les formes d'ondes de l'aire de sécurité inverse du module d'IGBT 3,3 kV/1200 A **1a** et la courbe I/V de l'aire de sécurité carrée associée **1b**. Des progrès similaires furent réalisés pour l'aire de sécurité en court-circuit de l'IGBT et l'aire de sécurité de recouvrement inverse de la diode en antiparallèle.

### Technologie SPT+

Autre objectif majeur : réduire les pertes totales de l'IGBT et de la diode sans compromettre les performances acquises. A ce titre, la technologie SPT+ fut conçue pour diminuer fortement la tension à l'état passant tout en obtenant une robustesse au blocage beaucoup plus élevée que celle de la technologie SPT. La technologie SPT+ appliquée aux IGBT permet à ABB de redessiner la courbe des pertes sur toute la plage de tension des IGBT entre 1200 V et 6500 V **2**. Les valeurs  $V_{ce(sat)}$  sont obtenues aux mêmes densités de courant avec des pertes au blocage similaires pour chaque classe de ten-

**2** Réduction des pertes en conduction  $V_{ce(sat)}$  de l'IGBT SPT+ à des tensions nominales jusqu'à 6 500 V



sion. Dans la suite de cet article, nous décrivons les performances des nouveaux IGBT et diodes de technologie SPT+, validées sur un module haute tension de 6,5 kV.

**IGBT et diodes SPT+**

Les performances exceptionnelles des IGBT SPT+ furent obtenues en combinant une cellule de technologie planar améliorée avec la structure verticale parfaitement optimisée de la technologie SPT. **3** est une vue en coupe d'un IGBT SPT+. La technologie SPT+ planar utilise une couche dopée *n* qui ceinture le puits *p* dans la cellule IGBT. La couche *n* améliore la concentration de porteurs côté cathode de l'IGBT, réduisant ainsi la chute de tension à l'état passant  $V_{CE,on}$  sans augmenter notablement les pertes au blocage.  $V_{CE,on}$  fut encore réduite en diminuant la résistance du canal par raccourcissement de la longueur latérale du canal MOS. En optimisant la forme de la couche dopée *n*, l'aire de sécurité de la robustesse au blocage de la cellule SPT+ fut étendue au-delà de celle de la cellule SPT standard déjà très robuste. Ainsi, la technologie SPT+ réduit non seulement considérablement les pertes mais élargit également l'aire de sécurité par rapport à la technologie standard.

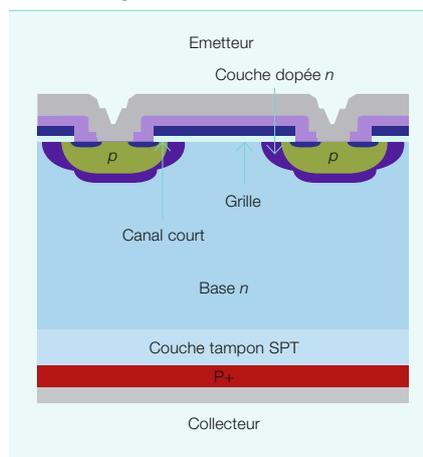
**4** est une vue en coupe d'une diode SPT+. Cette technologie utilise un double contrôle local de la durée de vie des porteurs pour optimiser la forme de la charge stockée. En améliorant

la répartition de la charge, les pertes totales ont été réduites tout en maintenant les caractéristiques de recouvrement adouci des diodes SPT standard.

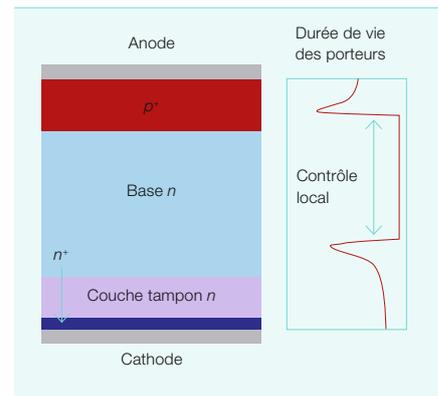
Côté anode, la diode SPT+ utilise la même conception que celle de la technologie SPT standard, avec un émetteur P+ fortement dopé. L'efficacité d'injection de l'émetteur d'anode est ajustée avec un premier pic d'irradiation He++ à l'intérieur de la diffusion P+. Pour contrôler la concentration de plasma dans la région de la base *n* et côté cathode de la diode, un second pic d'irradiation He++ profonde est réalisé dans la base *n* par le côté cathode. Ainsi, on obtient un double profil local de la durée de vie des porteurs tel qu'illustré en **4**. Cette approche rend inutile tout contrôle

supplémentaire de la durée de vie homogène dans la base *n*. La forme améliorée du plasma électron-trou stocké a permis un meilleur arbitrage entre les pertes totales de la diode et l'adoucissement du recouvrement.

**3** Technologie IGBT SPT+



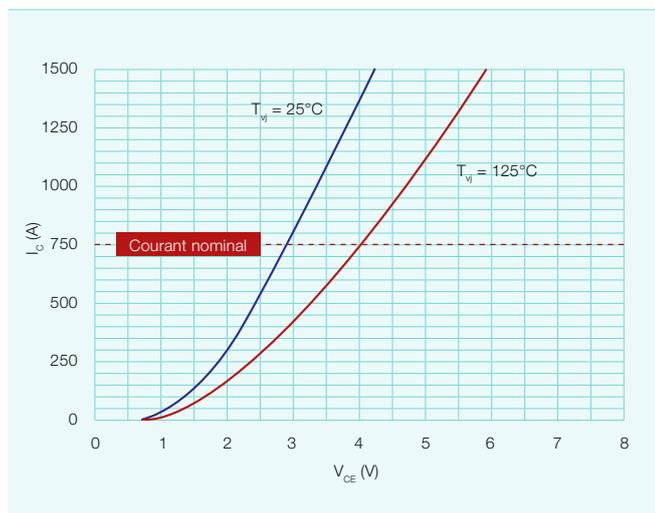
**4** Technologie diode SPT+



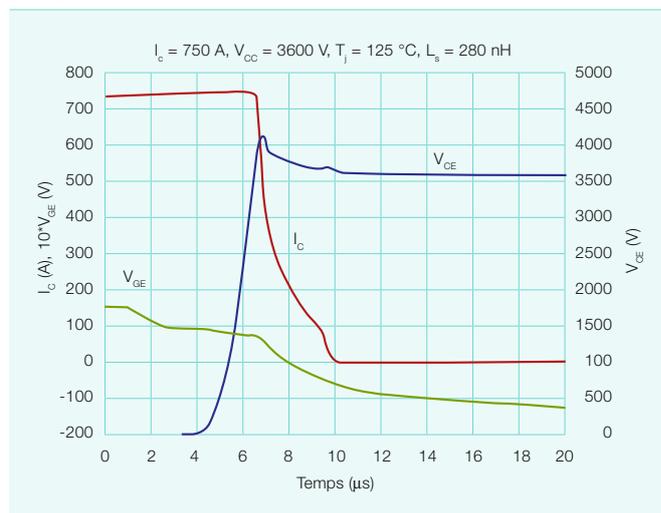
**5** Module 6,5kV HV-HiPak avec les nouvelles puces SPT+



**6** Caractéristiques à l'état passant de l'IGBT SPT+ 6,5 kV (mesures au niveau du module)



**7** Caractéristiques au blocage du module d'IGBT SPT+ 6,5 kV en régime nominal (niveau module)



## Semi-conducteurs

### Module HV-HiPak™ 6,5 kV de technologie SPT+

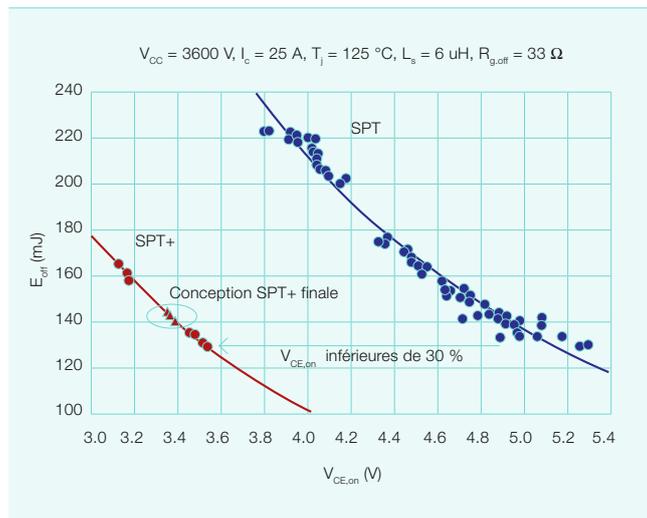
Les pertes en conduction du nouvel IGBT SPT+ 6,5 kV sont inférieures d'environ 30 % à celles d'un composant de technologie SPT standard. Ajoutée à la robustesse accrue de l'IGBT SPT+, cette réduction a permis d'augmenter le courant nominal du module standard HiPak™ 6,5 kV de 600 A à 750 A dans la nouvelle version SPT+. Le module HV-HiPak 6,5 kV **6** est un boîtier aux normes industrielles (190 × 140 mm) dont la semelle en AlSiC (matrice d'aluminium parsemée de particules de carbure de silicium) confère une excellente fiabilité lors des cycles thermiques des applications de traction et l'isolant AlN (nitride d'aluminium) une faible résistance thermique. La version HV-HiPak utilisée pour la classe de tension 6,5 kV supporte des tensions d'isolement de 10,2 kV<sub>eff</sub>.

Pour valider les performances des puces SPT+ 6,5 kV et du module HV-HiPak, de très nombreuses mesures ont été réalisées. Nous présentons ci-après les résultats de cette caractérisation. Pour les mesures dynamiques, la tension nominale du bus CC était de 3600 V, alors que les mesures d'aire de sécurité et d'adoucissement furent effectuées à 4500 V.

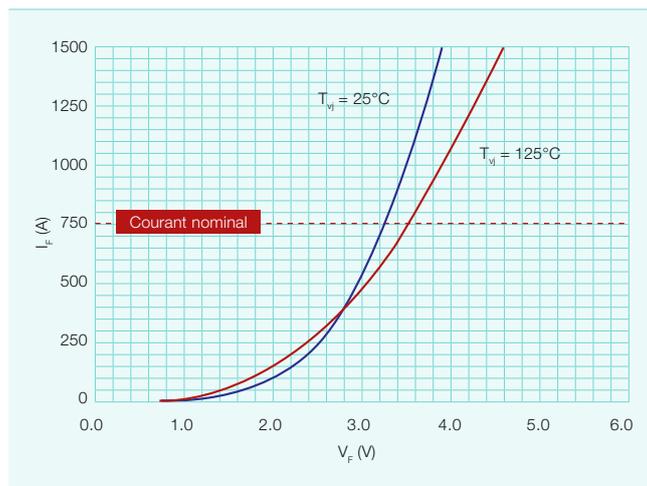
### Caractéristiques et pertes des IGBT

Les courbes de l'IGBT SPT+ 6,5 kV en **6** montrent que la chute de tension type à l'état passant  $V_{CE,on}$  à courant nominal et  $T_j = 125^\circ\text{C}$ , est de 4,0 V. Il affiche un coefficient de température positif de  $V_{CE,on}$  dès les faibles courants, autorisant une bonne répartition du courant entre les différentes puces du module.

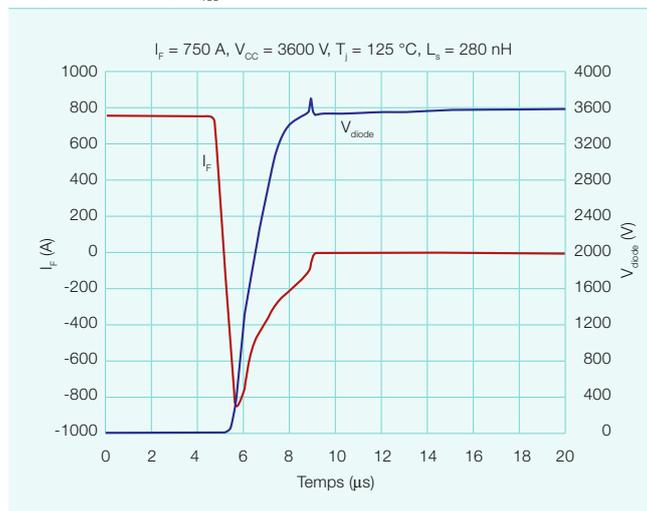
**8** Courbes comparatives des technologies SPT/SPT+ des modules d'IGBT 6,5 kV (niveau puce)



**9** Caractéristiques à l'état passant de la diode SPT+ 6,5 kV (niveau module)



**10** Recouvrement inverse de la diode SPT+ 6,5 kV en régime nominal (niveau module).  $E_{rec} = 2,8 \text{ J}$



**7** montre les formes d'ondes au blocage du module HiPak 6,5 kV mesurées en régime nominal (750 A et 3600 V). Dans ce cas, les pertes au blocage du module totalisent 5,2 J. L'extinction du module s'est faite avec une résistance de grille externe  $R_{g,off}$  de 15  $\Omega$  qui a entraîné une élévation de tension de 2000 V/ $\mu\text{s}$ . La région optimisée de la base  $n$  combinée à la couche tampon SPT permet au courant de collecteur de décroître de manière régulière, garantissant un comportement doux au blocage sans pic ni oscillation de tension problématique, même en cas de tensions de bus CC et d'inductances parasites élevées.

**8** permet de comparer la courbe de la chute de tension à l'état passant en fonction des pertes au blocage de l'IGBT SPT+ à celle de l'IGBT SPT standard mesurée au niveau de la puce. Les différents points des courbes correspondent aux IGBT avec différentes efficacités d'injection de l'émetteur d'anode. Les dispositifs furent mesurés à un courant de collecteur de 25 A, soit le courant nominal des IGBT SPT. La chute de tension à l'état passant  $V_{CE,on}$  du nouvel IGBT SPT+ est inférieure de près de 30 % (à pertes au blocage égales) à celle de la puce STP standard. Le dernier point de la courbe des IGBT SPT+ fut soigneusement sélectionné sur la base d'un compromis entre le courant de fuite inverse et la douceur au blocage tout en maintenant un bon équilibre entre les pertes en commutation et en conduction.

### Caractéristiques et pertes des diodes

**9** donne les courbes caractéristiques à l'état passant de la diode 6,5 kV de technologie SPT+. Du fait de la mise en forme avancée du plasma avec double irradiation He<sup>++</sup>,

la diode possède un fort coefficient de température positif de  $V_F$  déjà très inférieur au courant nominal. A la valeur assignée du courant et à  $125^\circ\text{C}$ , la diode présente une chute de tension à l'état passant type de 3,5 V.

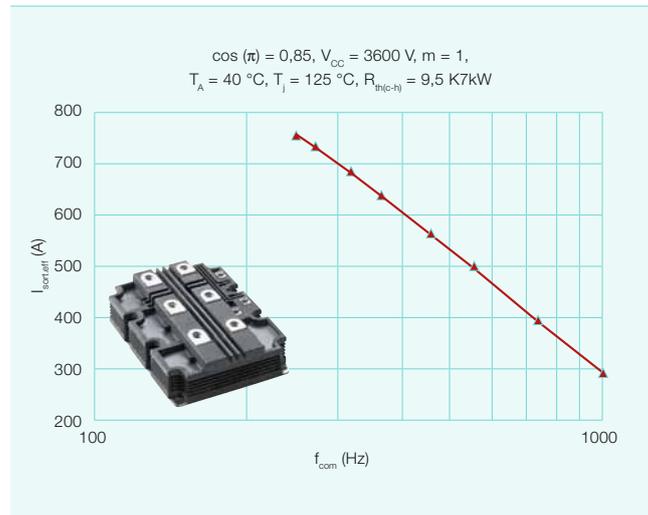
**10** illustre les formes d'ondes en recouvrement inverse de la diode en régime nominal. Avec une irradiation He++ côté cathode soigneusement conçue, on obtient une queue de courant décroissante à la fois courte et régulière. En régime nominal, les pertes en recouvrement de la diode sont de 2,8 J. Grâce à sa robustesse élevée et à son recouvrement adouci, la diode peut être commutée avec un  $di_F/dt$  élevé, ce qui réduit notablement les pertes en conduction de l'IGBT.

Un des avantages majeurs du nouvel IGBT SPT+ 6,5 kV est son extrême robustesse au blocage, fixant un nouveau record pour cette classe de tension.

#### Courant de sortie du module

Afin d'évaluer les performances du

**11** Courant de sortie du module HiPack SPT+ 6,5 kV en fonction de la fréquence de commutation



module 6,5 kV de technologie SPT+ en conditions applicatives réelles, une simulation thermique du courant de sortie fut réalisée en fonction de la fréquence de commutation. Les résultats figurent en **11**. Les IGBT SPT+ 6,5 kV furent optimisés pour fonctionner dans un environnement avec de fortes inductances parasites en utilisant de faibles fréquences de commutation. Afin de garantir une commutation régulière, l'IGBT fut conçu avec une efficacité d'injection de l'émetteur d'anode relativement élevée. Cette conception augmente la concentration électrons-trous côté anode de la base  $n$  et garantit une décroissance régulière de la queue de courant en phase

d'extinction, à des inductances parasites et des tensions de bus CC élevées. On obtient ainsi une puce qui présente peu de pertes en conduction et des pertes au blocage supérieures, ce qui est idéal pour les faibles fréquences de commutation.

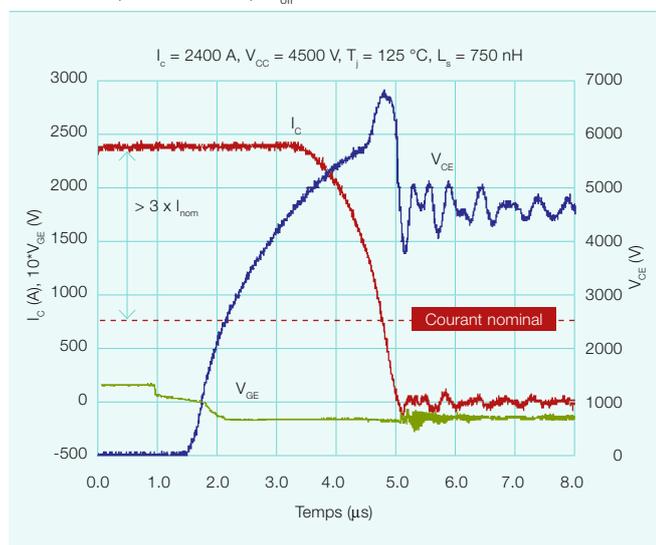
#### Comportement au blocage et recouvrement inverse

Un des avantages majeurs du nouvel IGBT SPT+ 6,5 kV est son extrême robustesse au blocage, fixant un nouveau record pour cette classe de tension. Le graphique **12** montre les formes d'ondes au blocage au niveau du module dans lequel un cou-

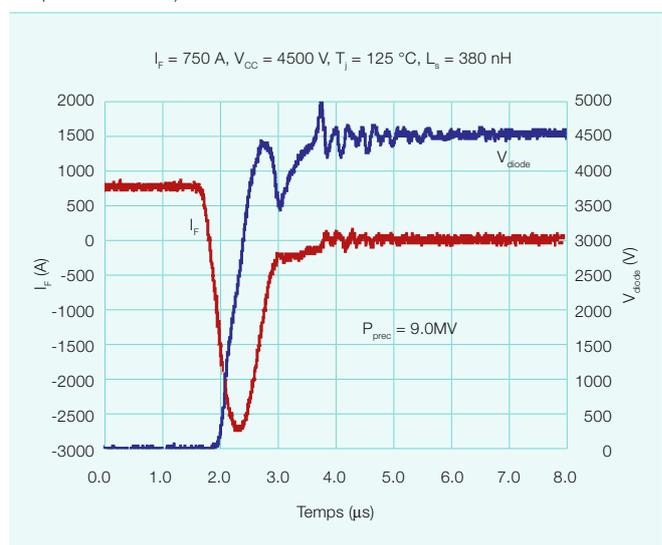
rant de 2400 A (soit plus de 3 fois le courant nominal) fut bloqué avec une tension de bus CC de 4500 V et une température de jonction de  $125^\circ\text{C}$ . L'essai fut réalisé avec une résistance de grille externe de  $1,0 \Omega$  sans circuit d'écrêtage ni d'aide à la commutation. Dans cet essai, l'inductance parasite était de 750 nH, soit plus du double de la valeur qui peut être escomptée dans l'environnement applicatif ciblé, même dans les pires conditions.

Grâce à la robustesse de la cellule SPT+, les IGBT sont capables de résister à une longue période de forte avalanche dynamique pendant le transitoire d'extinction, affichant ainsi une

**12** Caractéristiques au blocage de l'IGBT SPT+ 6,5 kV dans l'aire de sécurité (niveau module).  $P_{off} = 11,7 \text{ MW}$

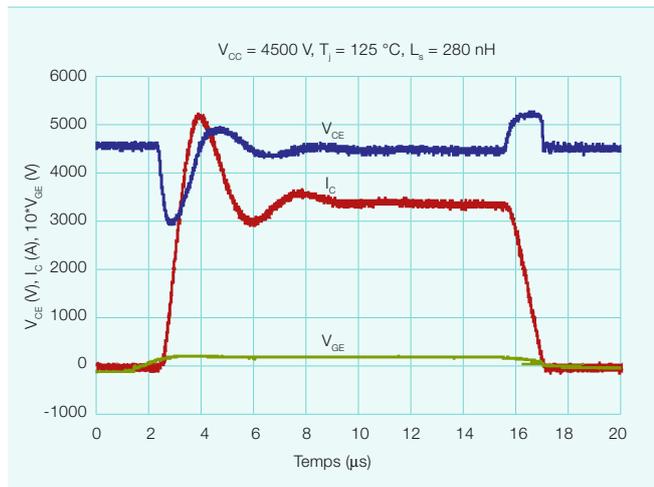


**13** Recouvrement inverse de la diode SPT+ 6,5 kV dans l'aire de sécurité (niveau module)



## Semi-conducteurs

14 Tenue aux courts-circuits de l'IGBT SPT+ 6,5 kV (niveau module)



excellente aire de sécurité. Au cours de l'essai, la puissance crête au blocage atteint 11,7 MW. Lors des essais standard en cours de production, l'aire de sécurité au blocage de tous les modules est testée à trois fois le courant nominal (2250 A) où les modules sont amenés en avalanche dynamique. Cet essai très sévère est le garant de la qualité et de la fiabilité de tous les modules 6,5 kV HV-HiPak livrés.

13 donne les résultats d'un essai d'aire de sécurité en recouvrement inverse d'une diode, au niveau du module, mesuré avec un courant nominal direct de 750 A et une tension de bus CC de 4500 V. Du fait des caractéristiques en conduction de l'IGBT, la puissance crête de la diode atteint sa valeur maximale au voisinage du courant nominal et recommence à décroître à des courants directs supérieurs. La diode fut commutée en utilisant une résistance de grille externe  $R_{g,on}$  de 1,2  $\Omega$  atteignant une vitesse de commutation de 7000 A/ $\mu$ s et une puissance crête de 9,0 MW.

#### Aire de sécurité en court-circuit

Les formes d'ondes en court-circuit du module 6,5 kV SPT+ sont données en 14. L'IGBT fut soigneusement conçu pour résister à un court-circuit sous  $V_{GE} = 15,0$  V pour toutes les tensions de bus CC jusqu'à 4500 V et des températures de jonction entre  $-40$  °C et 125 °C. La tenue aux courts-circuits recherchée fut obtenue en optimisant

la couche tampon SPT et l'efficacité d'injection de l'émetteur d'anode.

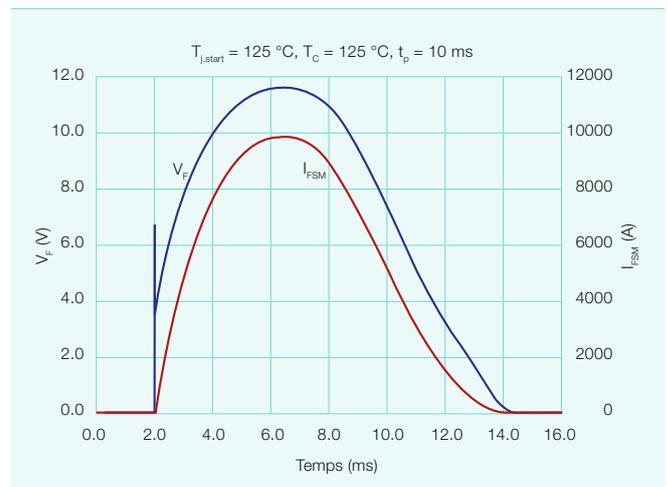
#### Tenue aux surcharges de courant

Pour valider la tenue aux surcharges de courant de la diode SPT+ 6,5 kV, le module HiPak fut soumis à 100 impulsions de 9,9 kA d'une durée de 10 ms ( $I^2t = 523$  kA<sup>2</sup>s) comme illustré en 15. Après la 100<sup>ème</sup> impulsion, les caractéristiques électriques du module furent à nouveau testées pour vérifier l'absence de dégradation. Au cours de l'essai destructif qui suivit, la tenue à une seule impulsion fut déterminée. Les diodes atteignirent un courant crête de 12,3 kA, correspondant à une valeur  $I^2t$  de 705 kA<sup>2</sup>s avant défaillance. Ces excellents résultats découlent de la combinaison de l'émetteur P+ fortement dopé et d'une faible chute de tension à l'état passant facilitée par la répartition optimale de plasma formée par la double irradiation He++.

#### Perspectives d'avenir

Les progrès réalisés dans la structure des IGBT et des diodes modernes posent un nouveau défi aux concepteurs de dispositifs qui ont la lourde tâche d'accroître les performances des IGBT en utilisant des techniques traditionnelles de dopage du plasma et de réduction de l'épaisseur du silicium. Aujourd'hui, des efforts de développement supplémentaires portent sur le renouveau de l'IGBT à conduction inverse RC IGBT (*Reverse Conducting IGBT*) où l'IGBT et sa diode sont intégrés sur une même puce afin d'aug-

15 Formes d'ondes du courant de surcharge de la diode SPT+ 6,5 kV (niveau module)



menter la puissance par taille de module. Les potentiels d'une telle évolution technologique sont énormes.

De surcroît, la température maximale de jonction s'inscrit de plus en plus au centre des préoccupations des équipes de développement. Le fait que le facteur le plus important, à savoir le domaine tension-courant (aire de sécurité) des dispositifs, permet théoriquement aux IGBT d'opérer à des courants qui dépassent de loin les valeurs nominales des systèmes modernes, a encore accru la pression vers un élargissement de la plage de température. Etant donné que la puissance de sortie est proportionnelle à l'écart de température ( $\Delta t$ ) entre la jonction de la puce et le milieu de refroidissement, une température de fonctionnement admissible supérieure du semi-conducteur accroît immédiatement la densité de puissance pour une surface donnée du dispositif. Ainsi, une hausse de 25 °C augmente la puissance nominale de 25 à 35%, selon les conditions de refroidissement.

Pour en savoir plus sur les IGBT, lire *Emballer, c'est pesé !* p. 9.

Munaf Rahimo

Arnost Kopta

ABB Semiconductors

Lenzburg (Suisse)

munaf.rahimo@ch.abb.com

arnost.kopta@ch.abb.com

# Duo de choc

Commandés par les variateurs de fréquence ABB, les moteurs électriques de toutes puissances deviennent les champions de l'efficacité énergétique et de la conduite des procédés

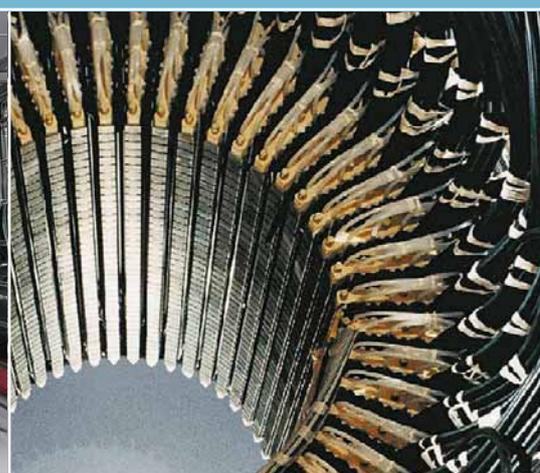
Pieder Jörg, Panu Virolainen, Roelof Timmer

On estime que 65 % de l'électricité consommée dans le monde sont absorbés par les moteurs électriques, véritables bêtes de somme de l'industrie moderne. Alors que ces moteurs convertissent l'énergie électrique avec un rendement élevé, quelque 20 % de cette énergie sont gaspillés du fait d'une modulation mécanique des débits et des pressions en aval du procédé. L'adaptation de la vitesse de rotation des moteurs aux besoins

réels réduit cette surconsommation. Même une faible baisse de la vitesse induit d'énormes économies. En agissant directement sur la puissance fournie aux moteurs, les variateurs de fréquence constituent la meilleure solution pour réguler leur vitesse de rotation.

Les progrès de la technologie, en particulier dans le domaine de l'électronique de puissance, ont considéra-

blement élargi le champ d'application de ces variateurs, aujourd'hui proposés pour des moteurs de 100 W à 100 MW. Dès lors, les clients se focalisent sur les exigences fonctionnelles de leurs applications qui font surtout appel à l'intelligence embarquée d'un variateur pour élaborer des solutions « métier », depuis les applications de pompage jusqu'aux entraînements complexes pour les laminoirs.



## Variateurs

Le moteur électrique est l'actionneur privilégié de tous les systèmes d'automatisation que l'on retrouve dans l'industrie, le tertiaire et le bâtiment. En réalité, les moteurs consomment près de 65% de l'énergie électrique produite dans le monde. On distingue deux groupes de moteurs électriques, les moteurs à courant alternatif (CA) et ceux à courant continu (CC), dont les trois quarts environ entraînent des pompes, des ventilateurs et des compresseurs. Les moteurs CA, en particulier les moteurs à cage d'écuriel, sont les plus répandus dans l'industrie. Or, lorsque vous branchez directement un moteur sur le réseau électrique, il tourne à vitesse constante (donc à plein régime). Pour réguler sa consommation énergétique, il faut donc faire varier sa vitesse de rotation.

Pour cela, on branche le moteur non plus sur le réseau, mais sur un variateur de fréquence (également appelé convertisseur de fréquence ou variateur de vitesse). Ces variateurs se retrouvent dans des applications industrielles très diverses : cimenterie, chimie, papeterie, métallurgie, pétrole-gaz. Ainsi, dans les centrales électriques et les usines chimiques, la vitesse de rotation des moteurs doit être modulée en fonction du procédé principal dont les besoins énergétiques fluctuent au cours de la journée, de la semaine ou de l'année.

Dans ce cas, les variateurs de fréquence sont la solution idéale car ils adaptent la consommation avec une efficacité élevée. En fait, ils peuvent faire chuter jusqu'à 60% la facture énergétique

d'une entreprise! Une étude d'ABB a démontré que si tous les moteurs des pompes, des ventilateurs et des compresseurs étaient équipés de variateurs moyenne tension, les économies au niveau mondial seraient de 227 TWh/an [1], soit la production annuelle de 144 centrales thermiques à flamme<sup>1)</sup> ou la consommation annuelle d'un pays comme l'Espagne.

Les variateurs de fréquence se retrouvent dans des applications industrielles très diverses : cimenterie, chimie, papeterie, métallurgie, pétrole-gaz.

Avec 16% de part de marché, ABB est le numéro un mondial de la variation de fréquence **1**. Son offre couvre toutes les puissances (de 100 W à 100 MW) avec une très grande richesse fonctionnelle. Pour doper les performances des variateurs, les ingénieurs ABB s'appuient sur des technologies clés issues de la recherche académique et industrielle en électronique de puissance. Chaque technologie a été adaptée et perfectionnée au-delà des exigences applicatives. Exemple : le circuit de conversion de puissance utilisé sur toute la gamme de produits est basé sur la technologie de l'onduleur à source de tension et la technique DTC (**D**irect **T**orque **C**ontrol) de commande est intégrée aux moteurs asynchrones basse tension (BT) et aux moteurs synchrones moyenne tension (MT).

Dans le sillage du progrès technologique, les fabricants de variateurs élaborent des produits aux fonctionnalités toujours plus attrayantes. Fort d'une solide expérience de l'automatisation industrielle, ABB a consacré ses efforts à embarquer une intelligence applicative. Ainsi, par exemple, ses variateurs régulent non seulement la vitesse des moteurs selon une consigne externe, mais également selon la charge du moteur. De plus, ils sont capables de compenser le jeu mécanique, d'amortir les oscillations et de coordonner de manière autonome leur fonctionnement avec celui d'autres variateurs, voire de superviser des auxiliaires de production.

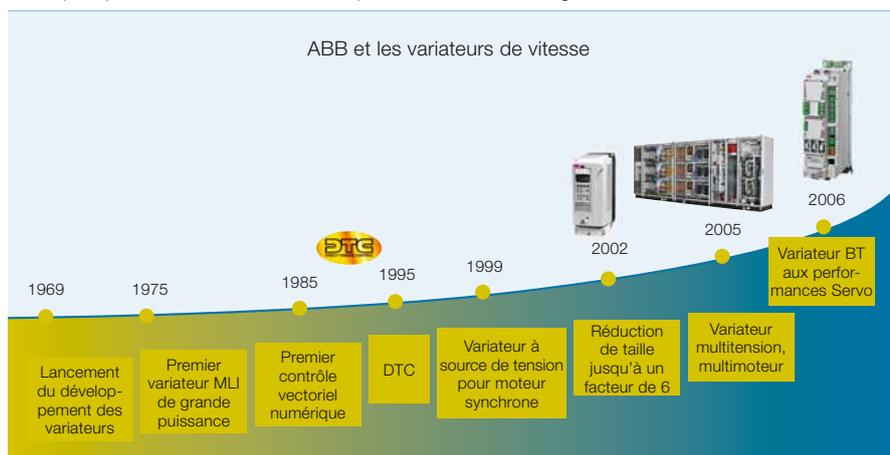
### Conversion de l'énergie électrique

La conversion de l'énergie électrique en énergie mécanique par un moteur CA suit le principe de l'induction électromagnétique. La tension dans les enroulements statoriques crée le courant et le flux magnétique ; c'est le sens de cette tension qui fixe l'orientation du flux. En modifiant le sens de la tension dans les enroulements du moteur triphasé selon une séquence correcte, le flux magnétique du moteur commence à tourner. Le rotor du moteur suit alors ce flux. Ce principe peut être commandé par un variateur de fréquence qui, comme son nom l'indique, fait varier la fréquence et l'amplitude de la tension réseau normalement fixe.

En pratique, les choses ne sont pas si simples! En effet, le flux magnétique crée des courants dans le rotor qui compliquent la commande ; il en va de même des phénomènes perturbateurs d'origine externe (variations de température ou de charge) que la technologie et le savoir-faire permettent de maîtriser efficacement.

Tous les variateurs de fréquence ABB modernes font appel au même convertisseur de base : l'onduleur à source de tension qui comprend trois sous-ensembles : un redresseur, un bus continu commun (bus CC) et un onduleur **2**. Le redresseur convertit le courant triphasé 50 Hz du réseau en

**1** Depuis plus de 40 ans, ABB est un pionnier de la technologie des variateurs de vitesse.



### Note

<sup>1)</sup> En supposant qu'une centrale moyenne produise 350 MW durant 4500 h/an.

courant continu qu'il envoie au bus CC. Celui-ci élimine la tension pulsatoire, créant donc une tension continue. L'onduleur en aval retransforme celle-ci en tension alternative de fréquence et d'amplitude variables, fondamentalement en raccordant chaque phase du moteur au positif ou au négatif du bus CC selon une séquence chronologique spécifique. Cette séquence est déterminée par la commande intelligente du variateur.

■ illustre un convertisseur de base à 2 niveaux de tension, solution optimale pour des tensions alternatives jusqu'à 1 kV. Pour des tensions supérieures, ce circuit est perfectionné en combinant de manière ingénieuse le même convertisseur de base. Exemple : dans la gamme MT, le convertisseur à 3 niveaux de tension est devenu la norme ces 10 dernières années. Récemment, ABB a accru la tension de sortie maxi de ses convertisseurs avec une nouvelle plate-forme qui autorise 5 niveaux différents de tension sur les bornes du moteur. Cette innovation, qui améliore la forme d'onde de sortie et renforce la fiabilité, s'appuie largement sur des concepts et des composants éprouvés [2].

Quelle que soit l'architecture du convertisseur de base, c'est la technique de commande DTC, exclusivité ABB, qui détermine la séquence de commutation. Grâce à une image miroir électronique du moteur, le microcontrôleur embarqué du variateur connaît en permanence son état et le sens de la tension. Il sait ainsi quelle direction le convertisseur doit

prendre pour continuer à faire tourner le moteur. Pour l'utilisateur des variateurs ABB, les avantages se résument à une intégration moteur-variateur transparente sur toute la gamme de puissances.

## Avec 16% de part de marché, ABB est le numéro un mondial des variateurs de fréquence.

### Techniques de régulation des débits

Toutes puissances confondues, moins de 10% des moteurs vendus chaque année sont commandés par des variateurs de fréquence, solution pourtant la moins contraignante sur le plan de la maintenance. Maîtriser sa consommation énergétique avec des variateurs de fréquence est de loin plus avantageux que les techniques classiques et rudimentaires de régulation par étranglement ou dérivation [3]. Certes, ce type d'installation est en général très simple et l'investissement semble, à priori, rentable. Or les inconvénients sont nombreux. Pour commencer, il est très difficile d'optimiser les capacités d'une installation avec ces techniques, alors même que cette optimisation est la clé des performances de l'application. En effet, une augmentation de la capacité de production impose, en général, de revoir toute l'installation.

Outre les surcoûts à l'exploitation, cette régulation mécanique est très énergivore. Imaginons qu'au volant de votre voiture, vous gardiez en perma-

nence votre pied à fond sur l'accélérateur et adaptez votre vitesse exclusivement avec les freins sans jamais toucher à la boîte de vitesses. Faire tourner le moteur d'une pompe à plein régime en régulant le débit sur la sortie de la pompe par étranglement produit le même effet : vous consommez en pure perte ! En réalité, l'énergie surconsommée par des moteurs tournant à vitesse constante et des organes mécaniques de régulation est telle que chaque pays industrialisé pourrait se passer de plusieurs centrales électriques tout simplement en utilisant des variateurs de fréquence.

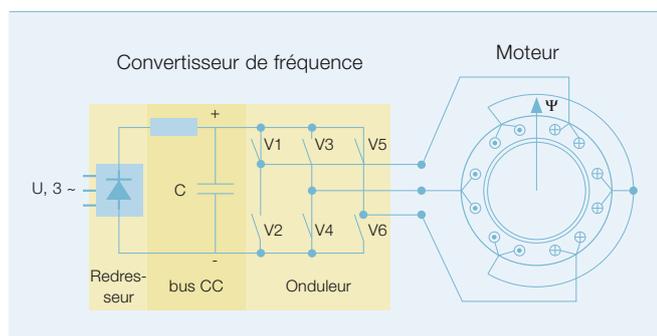
Il est impossible d'agir sur les courbes de capacité de charge d'un moteur qui n'est pas alimenté par un variateur de fréquence. Le moteur produit un couple donné à une vitesse donnée sans pouvoir dépasser son couple maximum. Si une plus grande capacité de charge au démarrage est requise, le moteur doit être surdimensionné.

### Des atouts supplémentaires

Non contents de réguler avec précision la vitesse de rotation des moteurs, les variateurs de fréquence autorisent une meilleure maîtrise de l'outil de production avec des fonctions spécifiques :

- Signaux d'entrée/sortie de supervision et de commande ;
- Inversion du sens de rotation du moteur ;
- Temps de rampe d'accélération et de décélération réglables ;
- Valeurs de couple, de tension et de fréquence réglables ;
- Surcouple ;

■ Pour obtenir l'orientation du flux du schéma, les interrupteurs V1, V4 et V5 doivent être fermés. Pour faire tourner le flux dans le sens anti-horaire, l'interrupteur V6 doit être fermé et l'interrupteur V5 ouvert. Si ce dernier n'est pas ouvert, un court-circuit se produit. Le flux a tourné sur 60° dans le sens anti-horaire.



■ Techniques de régulation les plus simples : peu efficaces et énergivores

Exemple pour le pompage :



- Simplicité de la construction
- Optimisation de la capacité du système difficile à obtenir
- Toute augmentation de la capacité exige de modifier l'installation complète
- Régulation par étranglement, recirculation ou commande en tout-ou-rien
- Contraintes imposées à la mécanique lors des démarrages
- Coûts d'exploitation élevés

## Variateurs

- Suppression des vibrations mécaniques;
- Limites de charge pour prévenir les déclenchements intempestifs;
- Gestion des perturbations réseau;
- Protection contre le blocage du rotor;
- Compensation du glissement du moteur;
- Démarrage par reprise au vol.

Ces fonctions, et bien d'autres, simplifient l'utilisation des variateurs dans beaucoup d'applications. Avec un retour d'expérience de plusieurs décennies dans la conduite des procédés, ABB a développé des fonctions qui

Le variateur ACS800-02 (90 à 150 kW) est six fois plus petit que les produits de la concurrence.



aident l'utilisateur à régler la consigne de vitesse adaptée à chaque procédé et à supprimer efficacement les perturbations. Ces fonctions se retrouvent dans la plage de puissances complète des variateurs ABB. Ainsi, quelle que soit la taille du variateur ou l'application, alléger sa facture énergétique n'a jamais été aussi simple !

**Au cours de la prochaine décennie, une intégration plus poussée des composants électroniques et mécaniques réduira le nombre de pièces constitutives des variateurs.**

### Des technologies en évolution

L'innovation dans les technologies connexes a également permis aux équipes de R&D de réduire la taille et le coût des variateurs qui s'imposent désormais comme une alternative économique aux méthodes mécaniques de régulation. Pour autant, il ne s'agit pas simplement d'une question de taille. Les ingénieurs et les scientifiques conçoivent des variateurs plus intelligents, plus communicants et plus simples à installer et à commander. Ces variateurs ouvriront la voie à de nombreuses nouvelles applications.

Au cours de la prochaine décennie, ABB anticipe une intégration plus poussée des composants électroniques et mécaniques qui réduira le nombre de pièces constitutives, d'interfaces et

de fixations mécaniques des variateurs, débouchant sur une fiabilité accrue.

Prenons, par exemple, les interrupteurs à semi-conducteurs qui sont des composants clés des variateurs de fréquence [2]. Ils sont totalement intégrés sur une mince puce de silicium carrée (1 à 2 cm<sup>2</sup>) ou sur une tranche de silicium ronde de 3 à 10 cm de diamètre. La puce est commandée via une entrée électrique auxiliaire d'un seul côté qui soit bloque la tension entre la partie haute et la partie basse (comme un contact mécanique ouvert) soit, au contraire, laisse circuler le courant dans le silicium d'un côté à l'autre (comme un contact mécanique fermé). En intégrant toute l'électronique auxiliaire, l'interrupteur à semi-conducteurs devient un composant électronique de base au comportement idéal, qui peut être combiné pour former tout type de circuit.

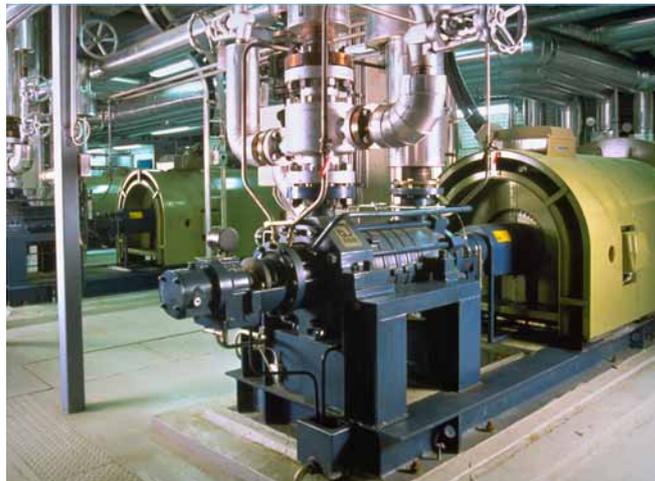
La commande de ces interrupteurs au silicium, mission dévolue à des processeurs, est aussi simple que d'envoyer des données à une imprimante. Les processeurs sont capables en même temps de surveiller le moteur électrique, de mesurer et de contrôler la charge mécanique ou d'envoyer et de recevoir des données d'un système d'automatisation externe.

Si le développement des semi-conducteurs de puissance est un facteur décisif de l'évolution future des variateurs de fréquence, il en va de même des techniques de refroidissement. Même si le refroidissement par air restera

Station de pompage d'eau potable



Pompe d'alimentation d'une centrale à cycle combiné



Du plus grand au plus petit : ACS5000 (2,2 m x 6,5 m) **a** et ACS55 **b**



prédominant, d'importants efforts de R&D sont actuellement consacrés à ce domaine. Ainsi, les progrès de la modélisation numérique permettent d'utiliser des outils logiciels avancés de simulation des écoulements pour concevoir des radiateurs plus performants. Les scientifiques explorent également de nouveaux matériaux et envisagent d'intégrer un radiateur au module de puissance pour améliorer le refroidissement et de commander les ventilateurs en vitesse variable. Le refroidissement par liquide est de plus en plus utilisé dans les éoliennes, les moyens de transport, les applications marines et les environnements poussiéreux ou humides.

ABB réalisa un bond en avant technologique lors du lancement, il y a 14 ans, de sa commande de moteur DTC qui demeure la principale technique exploitée par ses variateurs. Actuelle-

Métal chaud sur le convoyeur d'une installation de coulée continue



ment, les chercheurs utilisent la simulation numérique pour prédire le comportement futur du moteur et

- renforcer le rendement de la chaîne de conversion d'énergie ;
- accroître la tenue aux perturbations ;
- améliorer le diagnostic des moteurs.

Les performances exceptionnelles de la commande DTC sont également exploitées dans de nouvelles applications contraignantes de positionnement et de synchronisation d'axes (*Motion Control*).

#### De l'importance de la communication

Les variateurs tirent profit d'Ethernet qui s'invite aujourd'hui dans les systèmes de contrôle-commande, de maintenance et de surveillance. S'appuyant sur sa large bande passante, ces variateurs intelligents jouent un rôle accru dans la surveillance des équipements industriels, collectant des données d'état sur le procédé piloté.

*DriveMonitor™*, outil logiciel développé par ABB et primé pour ses performances, analyse instantanément les données, au besoin les consigne, et renseigne l'opérateur sur l'état du variateur en texte clair. Une analyse détaillée de ces données permet d'optimiser le procédé et d'améliorer la productivité. Elles peuvent également servir à renforcer la disponibilité de l'outil industriel par une gestion anticipatrice des dysfonctionnements et l'optimisation des actifs.

Les variateurs de fréquence ABB semblent promis à un bel avenir. Avec des niveaux de rendement et de puissance

toujours supérieurs, ils peuvent aujourd'hui piloter des moteurs CA de 100 W à 100 MW. L'innovation se propage rapidement dans toute la gamme de puissances, débouchant très bientôt sur des produits exclusifs qui colent aux besoins du monde industriel.

#### Pieder Jörg

ABB Medium Voltage Drives  
Turgi (Suisse)  
pieder.joerg@ch.abb.com

#### Panu Virolainen

ABB Low Voltage Drives  
Helsinki (Finlande)  
panu.virolainen@fi.abb.com

#### Roelof Timmer

ABB Automation Technologies  
Helsinki (Finlande)  
roelof.timmer@fi.abb.com

#### Bibliographie

- [1] Wikström, P., Tolvanen, J., Savolainen, A., Barbosa, P., *La variation de vitesse au rendez-vous de l'efficacité énergétique*, Revue ABB 2/2007, p. 73-80
- [2] Jörg, P., Scheuer, G., Wikström, P., *Onduleurs de tension multiniveaux*, Revue ABB 4/2007, p. 26-31

#### Lecture complémentaire

ABB Review Special Report Motors & Drives, 2004



# Un pour tous, tous pour un

Solution *Multidrive* à redresseur actif pour l'industrie cimentière et minière

Rolf Hoppler, Urs Maier, Daniel Ryf, Leopold Blahous

Les entraînements électriques de puissance représentent un énorme levier d'économies d'énergie qui peut notamment être exploité par la commande en vitesse variable des moteurs. Dans ce cas, le variateur fournit très précisément au moteur le niveau de courant et de tension pour le faire tourner à la vitesse requise, méthode beaucoup plus efficace que la rotation du moteur à vitesse constante et la régulation aval des débits par registre ou autre organe d'étranglement.

Toutefois, la rentabilité de la vitesse variable n'apparaît qu'au cours de la durée de vie de l'équipement et nombreux sont les clients à refuser le

surinvestissement à l'achat. Comment faire pour le réduire ?

Avec la solution *Multidrive* d'ABB ! En temps normal, un variateur est constitué d'un redresseur et d'un onduleur, le premier servant à convertir le courant alternatif du réseau en courant continu et le second à faire l'opération inverse mais en obtenant le niveau de fréquence et de tension requis. Si chaque moteur d'une installation multi-entraînement doit être alimenté et commandé par son propre onduleur, un seul gros redresseur peut alimenter tous les onduleurs. Tel est le concept de base d'un système *Multidrive*.

L'industrie cimentière et minière utilise des entraînements électriques de puissance placés à proximité immédiate les uns des autres qui peuvent souvent, voire toujours, être avantageusement commandés en vitesse variable. Or, la plupart du temps, l'investissement de départ dissuade les industriels de s'équiper de telles solutions dont les avantages n'apparaissent qu'en exploitation. Autre inconvénient : les variateurs de fréquence engendrent des harmoniques sur le réseau et peuvent nécessiter un filtrage passif ou actif qui suppose une étude complète du réseau afin de prévenir les effets indésirables de cette pollution harmonique.

Lorsque l'application l'autorise, les solutions Multidrive permettent de résoudre certains de ces problèmes tout en compensant une partie de la puissance réactive consommée par les moteurs tournant à vitesse constante, du fait du facteur de puissance élevé des variateurs.

### Mono-entraînements et multi-entraînements

Actuellement, la plupart des variateurs de faible et de moyenne puissances repose sur le concept de tension variable/fréquence variable. **1** montre le schéma de principe d'un mono-entraînement à vitesse variable.

Le courant alternatif triphasé du réseau est redressé ; le condensateur à courant continu (CC) qui relie le redresseur à l'onduleur veille à ce que l'onduleur perçoive une tension continue constante à partir de laquelle il produit la tension et la fréquence fournies au moteur.

Dans les applications BT (tension réseau de 400 à 690  $V_{\text{eff}}$ ), les semi-conducteurs IGBT de l'onduleur avec leur fréquence de commutation extrêmement haute assurent la dynamique élevée de la commande du moteur face à la variabilité des paramètres applicatifs.

Dans l'industrie cimentière et minière, les solutions Multidrive sont en général utilisées dans les applications BT.

La solution technico-économique la plus attrayante consiste à créer un Multidrive en combinant plusieurs entraînements à vitesse variable physiquement proches. On utilise alors un seul redresseur en couplage 6 ou 12 pulses, ou encore un redresseur à pont d'IGBT en mode actif.

La boucle de régulation de vitesse peut être ouverte ou fermée entre l'onduleur et le moteur, en fonction de l'application. La première mission

du redresseur est de maintenir la tension continue à un niveau constant. Dans sa forme la plus simple, il s'agit d'un redresseur à pont de diodes. S'il n'impose aucune restriction à l'accélération du moteur, il n'en va pas de même lors de sa décélération car l'énergie cinétique du moteur et de la machine entraînée doit être diminuée. Elle peut uniquement s'écouler dans le condensateur CC dont la tension s'élève. Dans ce cas, la solution standard est un fonctionnement dans les 4 quadrants (4Q) avec un hacheur de freinage qui renvoie l'énergie mécanique excédentaire du moteur sur des résistances de freinage pour la dissiper sous forme de chaleur : une solution au piètre bilan énergétique lorsque l'entraînement se trouve fréquemment ou continuellement en freinage.

Une alternative technique séduisante consiste à remplacer le pont de diodes du redresseur par un pont d'IGBT qui renvoie sur le réseau l'énergie des entraînements en freinage, laquelle peut être réutilisée par d'autres charges. **2** illustre cette solution où les IGBT sont représentés par des interrupteurs très rapides.

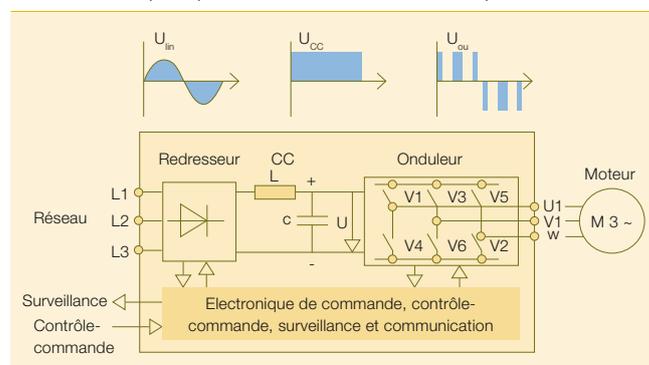
Revers de la médaille : si chacun des variateurs intègre un redresseur actif, l'investissement de départ est supérieur à la solution avec redresseurs à pont de diodes.

La solution technico-économique la plus attrayante consiste à créer un Multidrive en combinant plusieurs entraînements à vitesse variable physiquement proches. On utilise alors un seul redresseur en couplage hexaphasé (6 pulses) ou dodécaphasé (12 pulses) ou encore un redresseur à pont d'IGBT en mode actif, ce dernier ayant l'avantage de maintenir l'investissement à un niveau raisonnable.

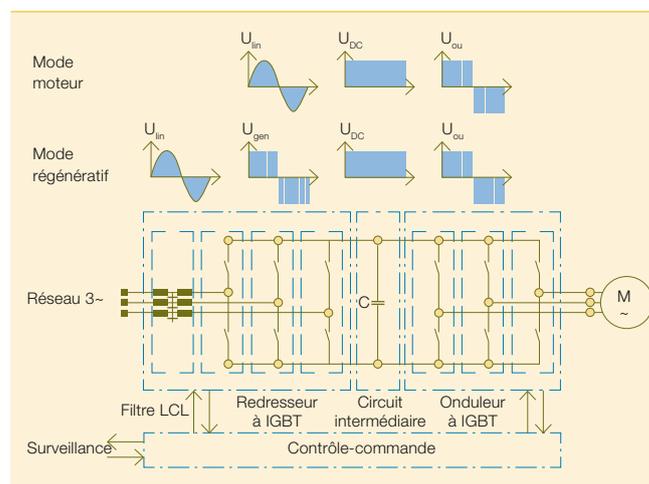
### Concept Multidrive

**3** montre la structure de base d'une solution Multidrive avec tous les onduleurs raccordés à un redresseur com-

**1** Schéma de principe d'un variateur de tension/fréquence

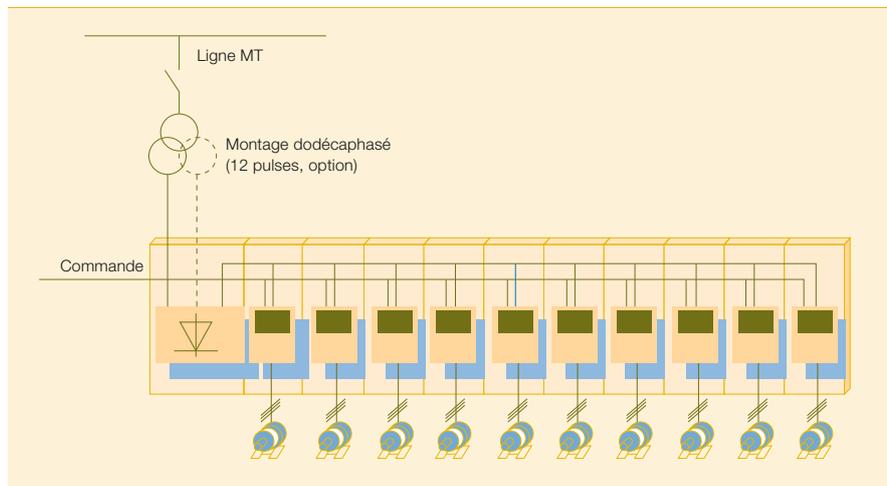


**2** Schéma de principe d'un convertisseur de fréquence à redresseur et onduleur à IGBT



## Variateurs

3 Structure de base de Multidrive



mun en mode actif, 6 ou 12 pulses. Les niveaux de puissance et de performance de chaque onduleur peuvent varier sensiblement car, rappelons-le, la boucle de commande est propre à chaque onduleur. Multidrive permet à un moteur de récupérer l'énergie de freinage des autres moteurs via le bus continu commun (bus CC), indépendamment du type de redresseur utilisé. Le redresseur en 6 est à pont de diodes ; toutefois, dans le cas d'une solution Multidrive, le surinvestissement pour un redresseur à pont d'IGBT est, toutes proportions gardées, très inférieur à une solution où chaque entraînement à vitesse variable dispose de son propre redresseur.

Un transformateur à trois enroulements pour le redresseur à pont de diodes 3 réduit les harmoniques injectés sur le réseau par Multidrive en cas d'utilisation d'un redresseur à pont de diodes en mode 12 pulses. Si l'application nécessite un certain degré de redondance, chaque enroulement secondaire possède son propre pont de diodes 6 pulses qui peut récupérer une partie de la charge du deuxième pont en cas de défaillance. En d'autres termes, la perte d'un pont redresseur ne signifie nullement la perte de tous les entraînements à vitesse variable raccordés au redresseur. Cette architecture à base de modules à semi-

conducteurs du convertisseur triphasé permet également de réduire au minimum le stock de pièces de rechange tout en autorisant le remplacement rapide du module défectueux par un électricien.

D'autres critères et avantages doivent également guider la décision d'investissement dans une solution Multidrive.

### Avantages supplémentaires

#### Récupération de l'énergie de freinage

Nous l'avons dit, le coût relatif du redresseur diminue tout comme les coûts d'investissement en utilisant un redresseur à pont d'IGBT. En mode régénératif (4Q), ce redresseur permet

de renvoyer sur le réseau l'énergie de freinage du moteur et des équipements raccordés, plutôt que de la dissiper en pure perte dans des résistances.

#### Compensation de la puissance réactive

Le convertisseur à IGBT crée activement la tension d'alimentation côté onduleur ; il est donc capable de forcer un décalage de phases prédéterminé pour le courant et la tension dans le réseau. En d'autres termes, il peut faire en sorte que, pour le réseau, le variateur soit perçu comme une charge capacitive 4 ou inductive dans une plage donnée.

Avec un débit d'air qui fluctue en permanence, le refroidisseur du clinker est l'application de prédilection de la solution Multidrive.

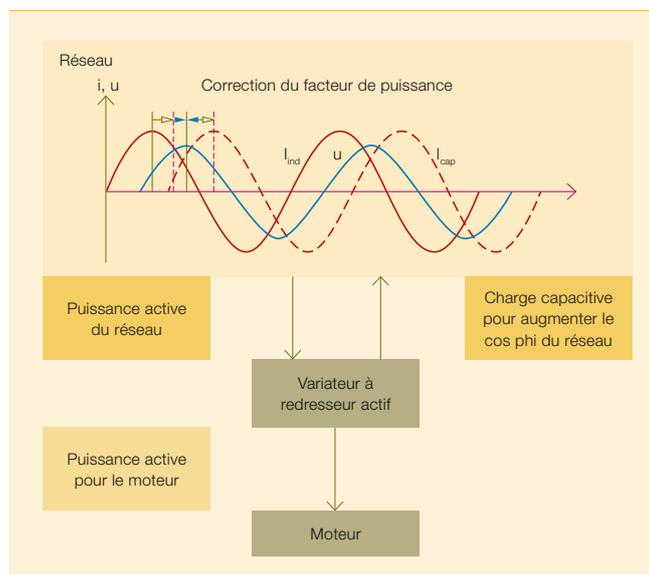
Cela signifie que le redresseur actif peut servir à compenser la puissance réactive consommée par les moteurs tournant à vitesse constante reliés au réseau.

#### Réduction des harmoniques

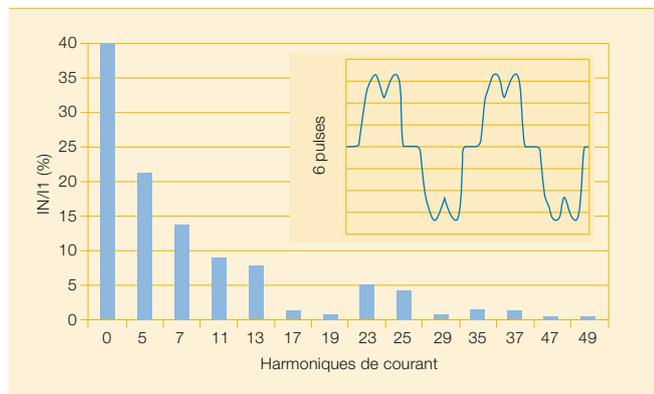
Les variateurs de faible puissance utilisent uniquement des redresseurs à pont de diodes 6 pulses provoquant une distorsion du courant comme illustré en 5. En utilisant un redresseur à pont d'IGBT, on obtient une onde de courant plus proche de la sinusoïde pure 6.

C'est la raison pour laquelle Multidrive pollue très peu le réseau. Il faut souligner que la faible teneur en harmoniques du courant du redresseur actif est obtenue sans transformateur à trois enroulements (requis pour réduire les harmoniques engendrés par un redresseur à pont de diodes 12 pulses). Le filtre L-C-L du redresseur évite tout autre filtrage. Le cas échéant, un simple transformateur à deux enroulements suffit pour satisfaire aux exi-

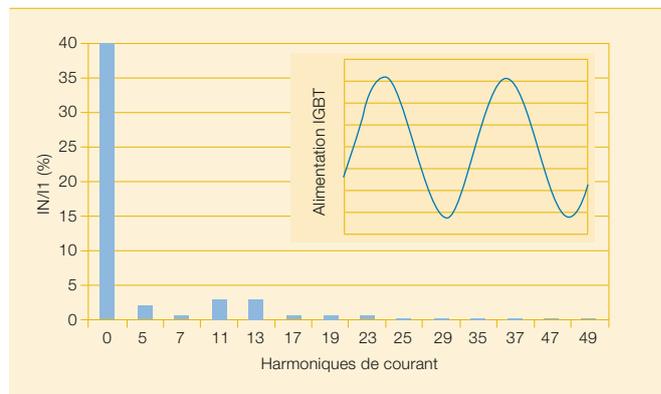
4 Déphasage capacitif du courant et de la tension côté réseau d'un variateur à redresseur actif (IGBT)



5 Harmoniques de courant pour un redresseur à diodes 6 pulses



6 Harmoniques de courant pour un redresseur actif (à IGBT)



gences normatives en matière de distorsion harmonique du réseau. Le transformateur du convertisseur est ainsi plus simple à double titre :

- Il peut être configuré comme un transformateur à deux enroulements, autorisant un stock commun de pièces de rechange pour la distribution électrique et les entraînements à vitesse variable ;
- Les émissions harmoniques sont inférieures à celles des applications standard avec redresseur.

#### Mais encore ...

La compacité de la structure Multidrive évite aux différents onduleurs un câble de puissance séparé jusqu'aux départsmoteurs ou dans les armoires de câblage. La protection du moteur est assurée par l'onduleur lui-même qui peut ainsi être sectionné du bus CC par son propre interrupteur de charge verrouillable.

Les moteurs reliés au même bus CC récupérant l'énergie de freinage, les

fluctuations rapides de charge ne doivent pas être entièrement compensées par le réseau, même en cas de fonctionnement en mode régénératif.

#### Applications

##### Refroidissement du clinker dans une cimenterie

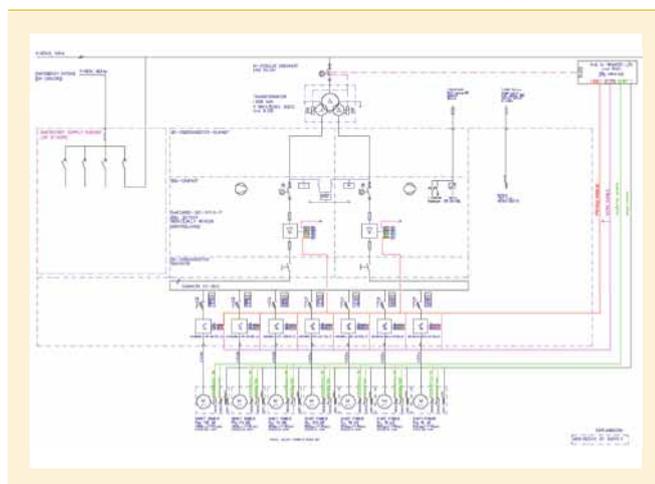
Avec un débit d'air qui fluctue en permanence, le refroidisseur du clinker est l'application de prédilection de la solution Multidrive. La commande en vitesse variable des ventilateurs évite toute surconsommation d'électricité coûteuse par action mécanique sur les débits d'air. C'est en agissant instantanément sur la vitesse de rotation et la puissance des moteurs d'entraînement des ventilateurs que les variateurs allègent la facture énergétique.

7 illustre une solution Multidrive simple pour un refroidisseur. Dans ce cas précis, les deux redresseurs classiques à pont de diodes (6 pulses) confèrent

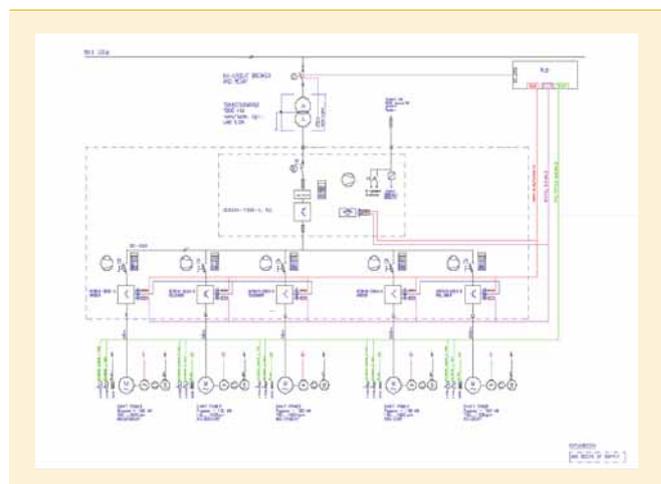
une certaine redondance avec une configuration 12 pulses et un transformateur à trois enroulements avec décalage de phase (vu du réseau CA). Chaque onduleur possède sa propre interface de commande.

Certaines fonctionnalités du refroidisseur de clinker exigent également d'intégrer le ventilateur d'extraction d'air dans le système Multidrive. Lorsque la pression d'air en sortie du four doit être maintenue dans des tolérances extrêmement étroites, l'exploitation du ventilateur d'extraction et des ventilateurs du refroidisseur doit être coordonnée. Cela signifie également que le ventilateur d'extraction doit fonctionner dans les 4 quadrants (4Q) avec une installation compliquée, encombrante et lourde rien que pour les hacheurs et résistances de freinage. Une solution Multidrive permet de récupérer l'énergie de freinage sur le bus CC ou de la renvoyer sur le réseau si un redresseur actif est utilisé.

7 Schéma unifilaire de Multidrive pour un refroidisseur [1]



8 Schéma unifilaire de Multidrive pour une bande transporteuse [2]



## Variateurs

### Acheminement des matières premières

Très souvent, les carrières de calcaire et d'argile sont éloignées des cimenteries et l'acheminement des matières premières par camions n'est pas toujours autorisé. Il se fait alors exclusivement par bandes transporteuses. En 9, celles-ci acheminent les matériaux jusqu'à l'usine située en aval [2]. Ici, les entraînements à vitesse variable se trouvaient à proximité les uns des autres : les entraînements des bandes tubulaires d'évacuation étaient dans le même bâtiment que les entraînements du transporteur à auge d'arrivée.

8 illustre le schéma unifilaire de Multidrive. Dans cet exemple, la technologie du redresseur actif fut retenue car pendant le fonctionnement et au démarrage d'une bande transporteuse en charge, le variateur doit démarrer en mode de freinage. Ce projet précis permet d'utiliser les mêmes moteurs pour tous les entraînements. Le

9 Exemples de bande transporteuse [2]



- a Transporteur à auge avec 3 moteurs
- b Transporteur tubulaire
- c Local électrique avec les variateurs

10 Armoires du système Multidrive de la bande transporteuse [2]



### Encadré Avantages des systèmes Multidrive dans l'industrie cimentière et minière

- Optimisation du procédé avec des systèmes d'entraînement performants ;
  - Moindre usure de la mécanique avec des démarrages et des arrêts sans à-coups ;
  - Diminution de l'impact des démarrages et des arrêts d'un entraînement sur la consommation de puissance active et réactive du réseau ;
  - Simplification de l'installation électrique et réduction du câblage car le système Multidrive intègre la distribution basse tension ;
  - Gain de place ;
  - Test complet de Multidrive en usine ;
  - Réduction des besoins de distribution/transformation des départs-moteurs du fait du transformateur de Multidrive ;
  - Simplification des études techniques avec un nombre réduit de composants et d'interfaces ;
  - Réduction du stock de pièces de rechange ;
  - Limitation des émissions harmoniques des équipements de distribution/transformation et de ceux reliés aux départs-moteurs.
- Avantages supplémentaires avec un redresseur actif**
- Réduction des harmoniques sans filtrage : simplification de l'interaction avec le réseau (pas d'études fastidieuses du réseau) ;
  - Utilisation de transformateurs à deux enroulements qui, de plus, limitent notablement les émissions harmoniques ;
  - Compensation de puissance réactive sans condensateurs ni filtres ;
  - Utilisation optimale de l'électricité, source d'énergie la plus chère de l'usine.

système de commande interne du variateur vérifie que tous les entraînements d'une bande transporteuse fonctionnent en mode de répartition de charge. De plus, le niveau de contrôle-commande supérieur vérifie que chaque entraînement est exactement au couple d'accélération ou de freinage permettant de ne pas endommager la bande transporteuse tout en optimisant le débit de matières premières. 10 montre le faible encombrement de la solution Multidrive mise en œuvre.

Une solution Multidrive permet de récupérer l'énergie de freinage sur le bus CC ou de la renvoyer sur le réseau si un redresseur actif est utilisé.

### Les multiples avantages de Multidrive

Les systèmes Multidrive offrent des avantages techniques significatifs dans des applications clés de la fabrication du ciment, qui sont normalement négligés lorsque seul l'investissement de départ est pris en compte. Certains de ces avantages sont énoncés dans

1 Encadré.

Lorsque tous ces aspects sont pris en compte, la solution Multidrive constitue une alternative technico-économique attrayante aux concepts traditionnels d'entraînements à vitesse variable dans l'industrie cimentière et minière. Les deux exemples présentés dans cet article montrent clairement qu'elle confère un supplément de souplesse pour ce secteur d'activité.

Rolf Hoppler

Urs Maier

Daniel Ryf

Leopold Blahous

ABB Process Automation

Baden-Dättwil (Suisse)

rolf.hoppler@ch.abb.com

urs.maier@ch.abb.com

daniel.ryf@ch.abb.com

leopold.blahous@ch.abb.com

### Bibliographie

- [1] Hoppler, R., *An optimized drive solution for the cooler area*, ZKG International 2, 2005
- [2] Lüchinger, P., Maier, U., Errath, R., *Active front end technology in the application of a downhill conveyor*, Cement Industry Technical Conference, IEEE, Phoenix, AZ, p. 20, 2006



# Concentré de puissance

PP D104 : le petit génie de la plate-forme de contrôle-commande AC 800PEC

Beat Schaerz, Michael Bueckel, Peter Steimer

Notre environnement est envahi de dispositifs électroniques de toutes sortes dont on attend un fonctionnement infaillible et autonome. C'est oublier qu'en électronique de puissance, ils sont assujettis à des exigences particulièrement sévères, sur une vaste plage temporelle allant de la nanoseconde, pour le déclenchement et la surveillance de commutations individuelles, à la seconde, échelle des transitoires de longue durée. Pour piloter ce large éventail multi-domaine, il faut un automate ABB simple, compact et performant... mais difficile à concevoir.

Cette perle rare capable de s'adapter en souplesse à différents créneaux applicatifs et temporels a pour nom «AC 800PEC»; son code est créé à partir de puissants modèles MATLAB/Simulink®.

Les premières générations d'automates AC 800PEC, bâties sur le processeur PP D103, ne conviennent pas aux petits systèmes pour lesquels les économies d'espace et de coût sont primordiales. ABB a donc réalisé un nouvel automate architecturé autour du PP D104, un processeur ultra-compact occupant moins de place qu'une carte de crédit!

## Convertisseurs

L'année 2002 marqua le lancement par ABB de sa plate-forme AC 800PEC visant le vaste marché du contrôle-commande hautes performances.

Il fallait pour cela remplir un ambitieux cahier des charges :

- Grande puissance de calcul
- Courts temps de cycle (<100 µs)
- Mise sur le marché rapide
- Adéquation aux petites séries
- Matériel aux normes industrielles
- Forte intégration des composants

### Principes

L'AC 800PEC est une puissante plate-forme de contrôle-commande. Son matériel conjugue la puissance de traitement en virgule flottante de l'unité centrale (UC) avec la souplesse et la rapidité de programmation d'un FPGA<sup>1)</sup>, tandis que son logiciel ajoute à la richesse de la conception de systèmes *ControlIT*<sup>™</sup> d'ABB les capacités de calcul applicatif et de simulation de MATLAB/Simulink de l'éditeur The MathWorks<sup>2)</sup>.

Pour l'utilisateur, le système se divise en trois niveaux représentant les différentes tâches du cycle de développement d'un produit :

### 1) Système

*ControlIT* utilise un langage de programmation normalisé CEI 61131-3 et le configurateur d'automatismes *Control Builder* d'ABB. C'est à ce niveau que les ingénieurs système implantent les fonctions échappant aux contraintes du temps réel mais devant faire preuve de flexibilité sur l'ensemble du cycle de vie du produit et du système. S'y opère également l'intégration des automates AC 800PEC dans le système de contrôle-commande étendu 800xA d'ABB, au moyen de l'outil *800 Connect* qui fournit aux unités applicatives de l'AC 800PEC un accès natif aux nœuds 800xA.

### 2) Produit

Les applications de contrôle-commande rapide en boucle fermée sont programmées avec MATLAB/Simulink dont le module temps réel *Real Time Workshop*<sup>®</sup> génère automatiquement le code C. Celui-ci est compilé en code exécutable à l'aide d'un compilateur C, puis téléchargé dans l'automate qui, au démarrage, lancera immédiatement l'application. Si cette dernière s'inscrit dans un vaste système de contrôle-commande rapide nécessitant la présence d'une application *ControlIT* conforme CEI 61131-3, le

développement en supervise l'exécution.

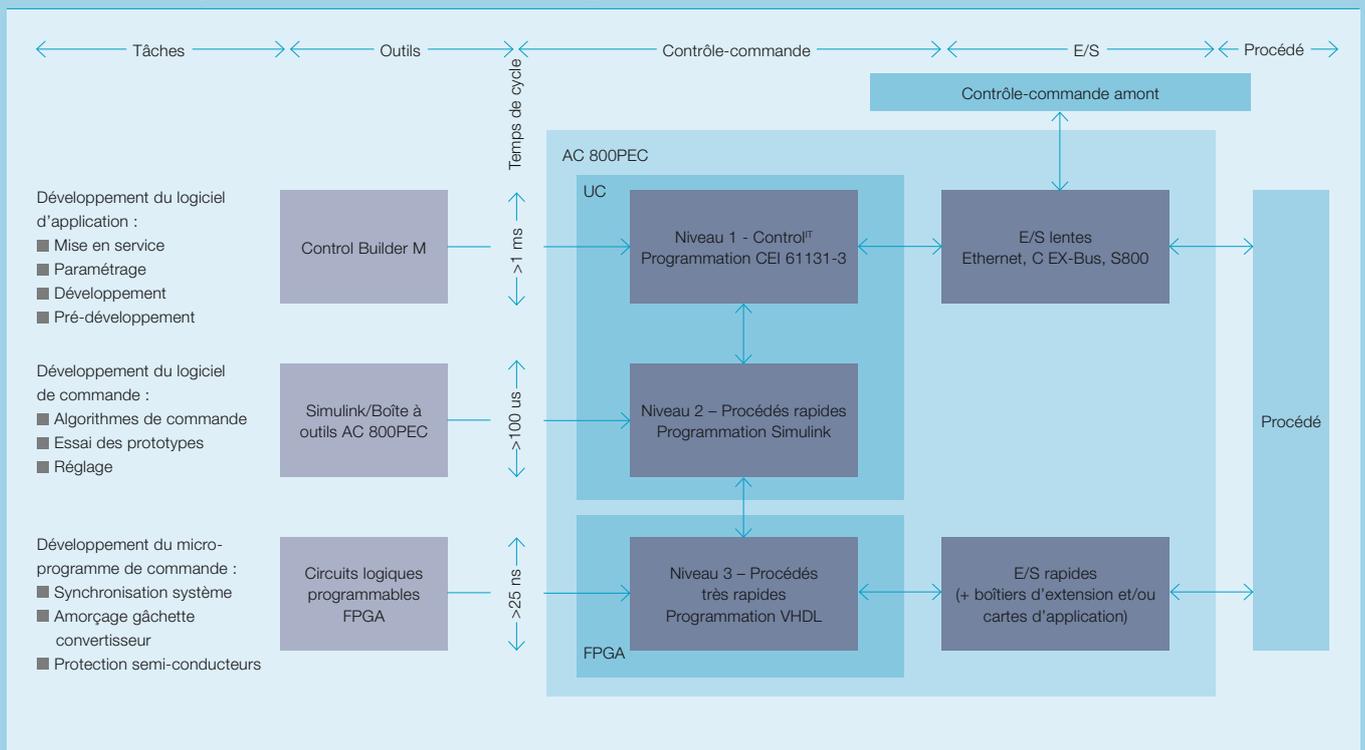
Les composants de la plate-forme AC 800PEC peuvent s'insérer dans un système 800xA pour étendre à toute l'usine les fonctions de commande et d'échange de données.

C'est à ce stade que les développeurs implémentent la commande, la protection, la machine d'états et autres algorithmes. Précisons que cette application de contrôle-commande rapide en boucle fermée tourne en parallèle avec une application CEI 61131 du 1<sup>er</sup> niveau : automatismes et ingénieurs système peuvent ainsi échanger des signaux par l'intermédiaire d'une puissante interface logicielle, réalisée à l'aide du gestionnaire de protocole *ControlIT* standard.

### 3) Technologie

Ce niveau de développement est celui des protocoles et de certaines logiques de commande exigeant de très courts temps de cycle : ces procédés

1 Architecture de la plate-forme de contrôle-commande multi-applicative AC 800PEC



## 2 Automate ABB à base de PP D104 avec E/S intégrées



très rapides sont programmés en VHDL<sup>3)</sup>. Dans bien des cas, le code *ad hoc* existe déjà, prêt à coller aux spécificités du client.

Les deux premiers niveaux peuvent accéder aux signaux (concrètement, par une mémoire double port) et à des blocs spécifiques. Control<sup>IT</sup> dispose d'un gestionnaire de protocole FPGA permettant un accès intermédiaire aux signaux rapides des E/S : une fonction qui vise en priorité les transmissions interautomates AC 800PEC, en poste à poste, dans un temps extrêmement court (à l'échelle de la ms).

Qui plus est, les composants de la plate-forme AC 800PEC peuvent s'insérer dans un système 800xA pour étendre à toute l'usine les fonctionnalités de commande et d'échange de données. Notons que les deux automates décrits ci-après partagent une architecture logicielle commune autorisant l'échange du code de commande et des données de développement système **1**.

### Top modèles

Les premiers automates destinés à des applications haut de gamme furent des PP D113 à base de processeur PP D103 et d'unité centrale PowerPC 750FX cadencée à 600 MHz ; automate et E/S rapides formaient alors deux entités distinctes.

De nos jours, ils sont la clé de voûte des automatismes pour le marché de l'électronique de puissance.

### La relève

Avec le PP D104, sur lequel sont basées les solutions de cet article, automate et E/S rapides sont regroupés dans un même équipement. Cette construction cible les petits systèmes dont le succès obéit à des critères d'économie et de gain de place **2**.

## Le PP D104 est conçu pour partager les tâches d'un système de contrôle-commande.

Le PP D104 intègre un microcontrôleur MPC5200 (Freescale, PowerPC 603) à 396 MHz, une liaison MAC Ethernet à 10/100 Mbit/s, 2 contrôleurs de bus CAN, 3 interfaces série UART et un puissant FPGA, le tout occupant moins de place qu'une carte de crédit.

Le PP D104 prend le contre-pied de l'automate haut de gamme aux commandes de toute l'application ; il est en effet conçu pour partager les tâches d'un système de contrôle-commande dont le « cerveau » concentre un maximum de puissance dans un minimum d'espace. Le PP D104 est donc optimisé pour la performance, dans un encombrement réduit. Il est en cela secondé par des cartes appli-

catives et de communication multi-domaines ou « métier » que l'on peut aussi panacher, selon les besoins. L'ensemble donne un automate taillé aux exigences de l'application.

Cette conception ouvre la voie à un panorama d'applications jusqu'ici bridées par des limites de coût et de puissance, comme le démontrent les deux exemples des pages suivantes.

### Notes

<sup>1)</sup> Circuit logique entièrement programmable (de *Field-Programmable Gate Array*)

<sup>2)</sup> Lire *Flots de conception*, Revue ABB 2/2006, p. 62-65

<sup>3)</sup> Langage ultrarapide de description de circuits intégrés (de l'anglais *Very High speed Description Language*)

## Convertisseurs de traction auxiliaires

Les convertisseurs électriques à bord des trains se répartissent en « convertisseurs principaux » pour la commande des moteurs de traction électrique et en « convertisseurs auxiliaires » chargés des autres fonctions embarquées (chauffage, refroidissement et éclairage).

Intéressons-nous aux seconds, qui ont la particularité d'être produits sur cahier des charges du client final, par lots pouvant ne pas dépasser quelques pièces. Facilité d'adaptation et rapidité de déploiement sont les maîtres-mots de la plate-forme de contrôle-commande.

### Adaptabilité et célérité

La fonction d'édition automatique de code de MATLAB/Simulink pour les applications temps réel rapides répond à cet impératif : quelques modifications effectuées dans l'interface graphique de Simulink permettent d'adapter le logiciel pour tenir compte des spécificités client. Dans un contrôle-commande classique, il faudrait implémenter ces modifications dans le code et multiplier les tests de fonctionnement du système. Rien de tel avec la plate-forme AC 800PEC : le code est automatiquement généré à partir de l'interface graphique.



Autre contrainte applicative : ces convertisseurs auxiliaires sont couramment montés sur le toit ou sous le wagon. Cet emplacement impose un matériel durci, occupant le moins de place possible.

La traction électrique est l'application vedette de l'AC 800PEC ; soumise à un environnement extrême, il lui faut des matériels industriels qui répondent tous à ces exigences draconiennes. Outre le revêtement enrobant, traditionnellement utilisé dans les milieux où l'air est vicié, ces équipements ont une plage de température étendue de  $-40^{\circ}\text{C}$  à  $+75^{\circ}\text{C}$  et doivent tenir aux chocs et aux vibrations, conformé-

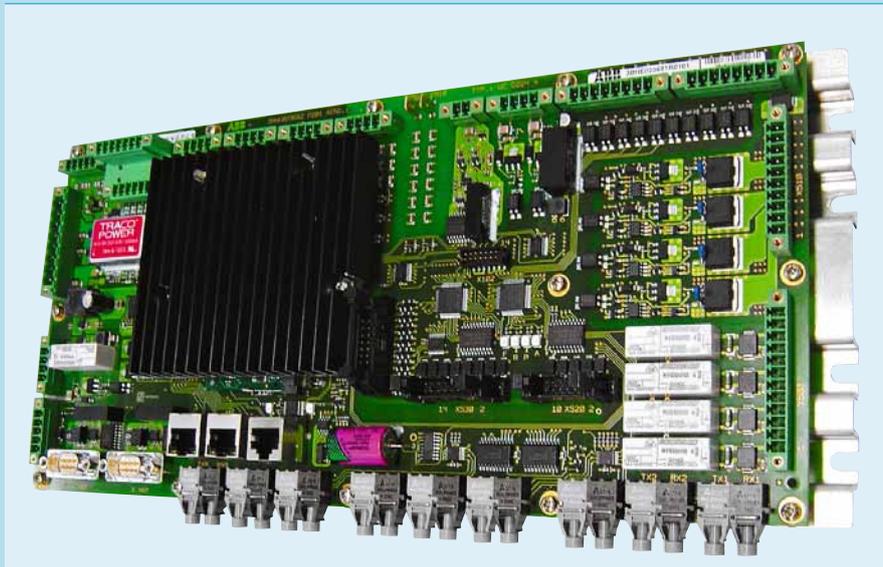
ment à la norme CEI 61373 pour le matériel roulant ferroviaire.

La traction électrique évolue dans un environnement particulièrement hostile.

Le critère du faible encombrement est parfaitement rempli par les solutions à base de PP D104 qui permettent l'intégration de l'UC et de toutes ses E/S dans un même matériel compact **3**.

Le PP D104 ne pilote pas seulement le produit dans sa globalité mais aussi tous les modules de puissance «PEBB» (*Power Electronic Building Blocks*) utilisés pour générer les courants alternatif et continu par l'intermédiaire des signaux de la liaison de puissance.

**3** Processeur PP D104 pour la traction électrique



## Systèmes d'excitation

Ces systèmes sont largement employés dans les centrales d'énergie pour commander les générateurs. En l'espèce, la fiabilité prime ; contrairement à l'application précédente, ses équipements peuvent être volumineux et comporter plusieurs sous-systèmes.

Dans cette optique, l'introduction du PP D104 permet de subdiviser le système global en plusieurs sous-systèmes indépendants, accomplissant chacun un sous-ensemble particulier de tâches, sous contrôle individuel d'un automate distinct. La totalité du système est ensuite pilotée et coordonnée par un puissant automate maître à PP D103.

Cette modularisation réduit considérablement la complexité de l'ensemble et s'accompagne de deux avantages majeurs : évolutivité et fiabilité.

D'ordinaire, les systèmes évolutifs sur une très large plage dimensionnelle le sont au prix d'une architecture complexe qui donne du fil à retordre aux développeurs. La modularité qui caractérise cette variante « entrée de gamme » de l'AC 800PEC autorise une évolutivité toute naturelle sur une vaste plage. Chaque sous-système peut être instancié plusieurs fois sans compliquer davantage le logiciel de l'automate maître.

La fiabilité, rappelons-le, est capitale dans le secteur de la production d'énergie : la redondance totale y est souvent la règle. Si, dans les systèmes plus lents, les automates peuvent eux-mêmes intégrer cette redondance dans leur construction, les temps de cycle imposés par l'électronique de puissance annulent cette possibilité.

La solution n'est plus ici au niveau équipement mais au niveau système. Sur la gamme UNITROL® d'ABB [4], chaque sous-système existe en  $n$  exemplaires. Si l'un d'eux pose problème, l'automate maître bascule sur les autres, qui sont dimensionnés pour prendre la relève.



4 Système d'excitation UNITROL® 6000 avec convertisseurs pilotés par automates basés sur le PP D104



Et si c'est l'automate maître qui tombe en panne, il y a toujours un second automate pour reprendre la main, à chaud !

**Beat Schaerz**  
**Michael Bueckel**  
**Peter Steimer**

ABB Automation Products  
Turgi (Suisse)  
beat.schaerz@ch.abb.com  
michael.bueckel@ch.abb.com  
peter.steimer@ch.abb.com



# De la puissance en réserve

PCS 8000 : une nouvelle technologie de convertisseurs répond aux besoins des systèmes d'excitation des centrales d'accumulation par pompage

Andreas Hämmerli, Bjørn Ødegård

Le PCS 8000 est le dernier-né des convertisseurs modulaires d'ABB. Basé sur la topologie ANPC (*Active Neutral Point Clamped*), il embarque une nouvelle génération de thyristors IGCT permettant d'augmenter la puissance de sortie tout en fournissant un courant continu admissible supérieur, très utile lorsque l'on a besoin d'un courant continu (CC) ou alternatif (CA) à basse fréquence.

C'est le cas des systèmes d'excitation CA des groupes Varspeed qui sont de plus en plus utilisés dans les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) modernes. Une installation de ce type utilisant le PCS 8000 est en cours de réalisation pour équiper la STEP d'Avče (Soške Elektrarne Nova Gorica), en Slovénie.

Àu cours des dix dernières années, le thyristor IGCT a massivement investi les applications de haute puissance à moyenne tension (MT) de l'industrie et de l'énergie. Dans la plupart des cas, l'IGCT fait office d'interrupteur principal dans un convertisseur à source de tension dont la tension de sortie est échelonnée sur trois niveaux **1**, ce qui lui vaut l'appellation de « convertisseur à 3 niveaux ». Celui-ci s'est beaucoup développé dans le domaine de la grande puissance car il permet d'obtenir une tension de sortie supérieure au calibre admissible de chaque interrupteur à semi-conducteurs en s'affranchissant de leur mise en série directe et du courant d'ondulation de sortie relativement faible de la topologie à 2 niveaux.

Dans ce montage, 2 diodes connectées en anti-parallèle bloquent la tension de sortie au point neutre du bus continu (CC) lorsque le niveau de tension nulle est requis, d'où la dénomination « convertisseur *clampé* par le neutre » ou, en abrégé, « NPC » (*Neutral Point Clamped*). Le sens du courant de sortie indique si le courant de point neutre emprunte le parcours supérieur ou inférieur **2**.

### Convertisseur ANPC

L'ajout de 2 interrupteurs (repérés S5 et S6 en **3**) dans la connexion de point neutre offre une alternative intéressante au convertisseur NPC à 3 niveaux. Grâce à une stratégie de commutation appropriée, la sortie peut être activement clampée sur le point neutre du circuit CC, donnant ainsi lieu à une nouvelle technologie dénommée « ANPC » (*Active Neutral Point Clamped*).

La souplesse apportée par S5 et S6 autorise une bonne distribution des pertes en conduction et en commutation dans le convertisseur. Citons deux avantages majeurs :

### Répartition du courant

Les parcours du courant de point neutre du convertisseur NPC sont unidirectionnels **2** ; c'est le sens du courant de charge qui fixe le parcours utilisé. Dans un convertisseur ANPC, on a le choix entre parcours supérieur et inférieur **3**. Même en fonctionnement CC,

le courant peut se répartir équitablement entre le parcours du haut et du bas : la moitié du temps, le courant circule dans le premier, et l'autre moitié, dans le second.

On obtient un courant continu admissible de 33% supérieur à celui de la topologie NPC.

### Distribution des pertes en commutation

Lorsqu'on bascule la sortie entre positif et neutre ou entre négatif et neutre, les dispositifs dissipant les pertes en commutation dans le convertisseur NPC **4** sont déterminés par le sens du courant de sortie. En **4** et **5**, le parcours rouge représente l'écoulement de courant avant commutation, et le bleu après changement d'état de commutation ; le semi-conducteur rouge est bloqué, dissipant ainsi les pertes en commutation correspondantes, tandis que le bleu est passant.

La possibilité de choisir le parcours du courant de neutre acheminant le courant de sortie autorise une bonne distribution des pertes en commutation dans le convertisseur ANPC.

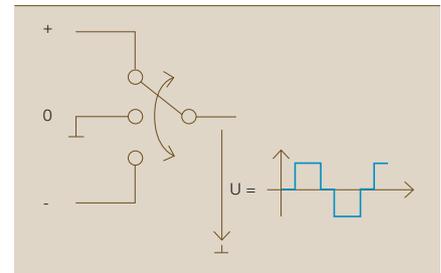
Là encore, la possibilité de choisir le parcours du courant de neutre acheminant le courant de sortie, caractéristique du convertisseur ANPC, favorise la répartition des pertes en commutation dans le convertisseur. **5** illustre cette dissipation par S1 lorsqu'il commute sur le parcours du courant de point neutre supérieur, et par S2, sur le parcours inférieur. On retrouve la même distribution pour les autres changements d'état de la séquence de commutation.

La topologie ANPC permet ainsi une augmentation notable de la puissance de sortie tant en mode redresseur qu'en mode onduleur.

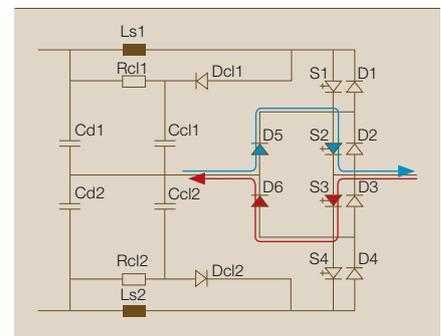
### Convertisseur PCS 8000

La technologie ANPC a donné lieu à un nouveau module de puissance

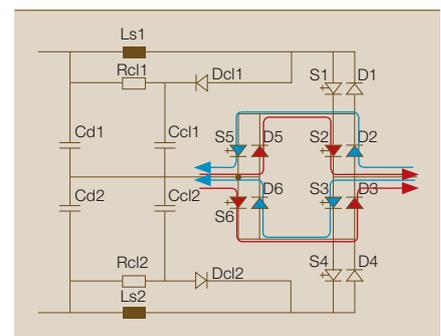
**1** Convertisseur à source de tension à 3 niveaux



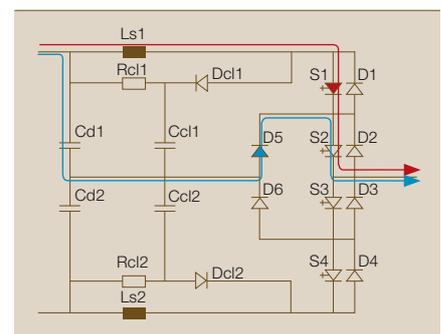
**2** Convertisseur NPC avec parcours de courant unidirectionnels entre phase et neutre



**3** Convertisseur ANPC avec parcours de courant bidirectionnels entre phase et neutre



**4** Convertisseur NPC : seul S1 peut dissiper les pertes en commutation, au passage du positif au neutre.



## Convertisseurs

«PEBB» (*Power Electronic Building Block*) d'ABB. Il comporte deux bras de phase **6** et convient à une configuration de pont en H. Il intègre également de nouveaux semi-conducteurs IGCT mieux commandables au blocage et dotés d'un circuit de protection du/dt (*snubber*) pour accroître encore la puissance et réduire d'autant les pertes en commutation.

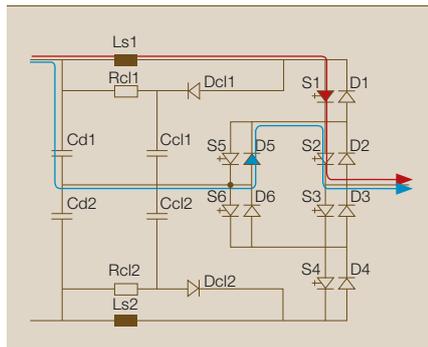
Intégré au PCS 8000, ce PEBB affiche les caractéristiques assignées suivantes :

Tension de sortie CA :  $U_n = 3600 V_{eff}$   
 Intensité de sortie CA :  $I_n = 2500 A_{eff}$   
 Courant continu admissible :  $I_{cc} = 2750 A$

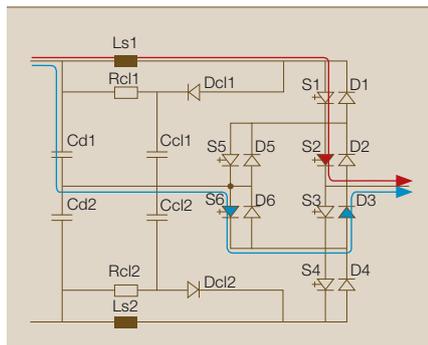
**7** illustre un convertisseur de fréquence statique PCS 8000 à 5 modules de puissance PEBB, 2 côté redresseur (gauche) et 3 côté onduleur (droite). A l'arrière, un jeu de barres CC feuilleté à très faible inductance les relie à la batterie de condensateurs du bus CC.

**5** Convertisseur ANPC : S1 ou S2 peut dissiper les pertes en commutation, au passage du positif au neutre.

**a** Blocage de S1 : le courant de sortie emprunte le parcours de point neutre supérieur.



**b** Blocage de S2 : le courant de sortie emprunte le parcours de point neutre inférieur.



### ANPC et STEP

Les stations de transfert d'énergie par pompage sont indispensables à l'équilibrage et à la régulation des réseaux publics du monde entier : en périodes creuses, elles refoulent par pompage l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur pour la turbiner aux heures de pointe. Dans ce système, la vitesse à laquelle on obtient un rendement maximal est plus élevée en pompage qu'en turbinage, la vitesse optimale variant aussi avec la charge.

Dans les réseaux électriques du monde entier, les STEP garantissent une couverture optimale des pics de consommation.

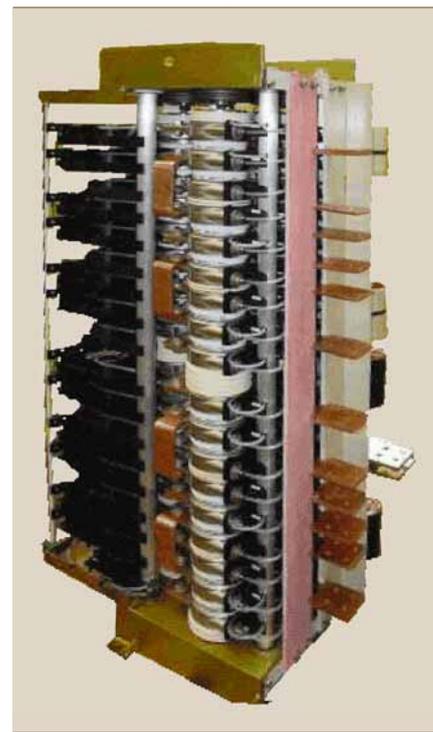
Dans les centrales à turbines Francis, on utilise de plus en plus des groupes Varspeed pour atteindre un rendement maxi sur toute la plage de fonctionnement ; ils sont en effet capables d'adapter la vitesse de la turbine, dans une gamme limitée, indépendamment de la charge et du mode de fonctionnement. Les machines asynchrones à rotor bobiné sont ici préférées aux machines synchrones.

Conséquence : la vitesse rotorique dévie de la vitesse synchrone imposée par la fréquence du réseau public. C'est le système d'excitation de l'entraînement qui le permet en étant capable de fournir aux enroulements rotoriques du moteur de pompe des courants continus mais aussi alternatifs à basse fréquence (0 à ~5 Hz). Ainsi, la vitesse du rotor est décou-

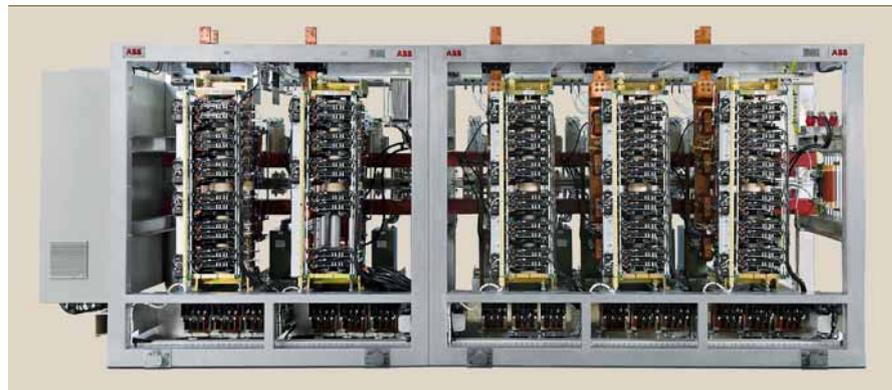
plée de la fréquence réseau mais peut être régulée dans la plage de vitesse limitée requise, autour de la vitesse synchrone donnée par la fréquence réseau.

De plus, ce système offre des fonctions de réglage de puissance/fréquence, aussi bien en pompage qu'en turbinage, augmentant ainsi les possibilités de fournir des « services système » aux gestionnaires de réseaux de transport, ce que les STEP traditionnelles ne peuvent faire qu'en mode turbinage.

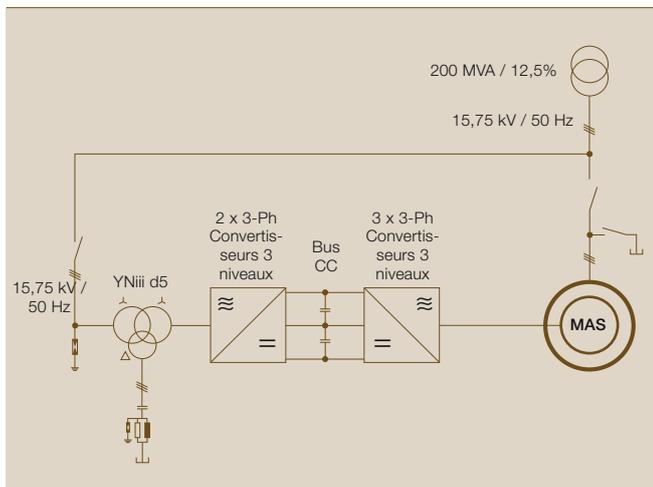
**6** Le module de puissance PEBB de l'ANPC convient à une configuration à pont en H.



**7** Convertisseur PCS 8000 à 5 modules de puissance PEBB



8 Schéma unifilaire d'un groupe Varspeed équipé d'un système d'excitation alternatif PCS 8000



En 8, le convertisseur de fréquence statique est relié par bagues à l'enroulement rotorique.

La centrale slovène d'Avče (Soške Elektrarne Nova Gorica) est un bon exemple de mise en œuvre du système d'excitation alternatif PCS 8000.

Conçue pour une puissance avoisinant 180 MVA, elle est interconnectée à un réseau relativement faible de 110 kV. Pour ne pas dégrader la stabilité de la tension et de la fréquence réseau, elle sera équipée d'une machine asynchrone à double alimentation et vitesse variable, avec rotor alimenté par un convertisseur PCS 8000 Encadré.

La vitesse du rotor est découplée de la fréquence réseau mais peut être régulée dans la plage de vitesse limitée requise.

#### ANPC et Avče

Le système d'excitation alternatif de la centrale d'Avče est alimenté par un transformateur de 11,6 MVA raccordé au réseau de 110 kV. Le convertisseur statique se compose d'un redresseur et d'un onduleur reliés par le bus CC 8.

Encadré Modes de fonctionnement contrôlés par le PCS 8000

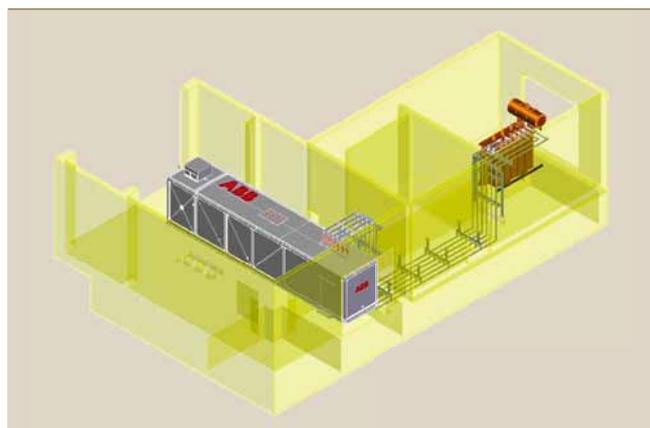
Turbinage	Alimentation du réseau électrique 110 kV ■ Synchronisation tension/fréquence avec le réseau ■ Réglage de la puissance réactive
Pompage	Remontée des eaux de la rivière Soške dans la retenue située à 500 m en amont de la STEP ■ Démarrage progressif à vide ■ Régulation de vitesse
Réactif	Fourniture ou absorption de puissance réactive (sans eau)

#### Sécurisation de l'exploitation

- Protection contre les surtensions du rotor en cas d'incidents sur le réseau
- Protection contre les surintensités du rotor
- Protection contre l'échauffement excessif des enroulements

D'autres fonctions protègent les différents modules de puissance et les auxiliaires de refroidissement tout en servant de « chien de garde » au système de contrôle-commande lui-même.

9 Modèle 3D d'une installation complète avec transformateur de 11,6 MVA et conteneur ABB abritant le convertisseur, le système de refroidissement et les auxiliaires.



Le convertisseur tient entièrement dans un conteneur 9 avec son panneau de contrôle, sa commande en ligne ainsi que le puissant système de refroidissement des semi-conducteurs. Cette modularité permet d'écourter le montage, l'installation et la mise en service de l'ensemble, toutes les fonctionnalités pouvant être testées et pré-réglées en usine.

Pour en savoir plus sur les IGCT d'ABB, lire *IGCT: petit mais costaud* p. 15.

#### Andreas Hämmerli

ABB Automation Products  
Advanced Power Electronics  
Turgi (Suisse)  
andreas.haemmerli@ch.abb.com

#### Bjørn Ødegård

ABB Automation Products  
Technology and Development Power Electronics  
Turgi (Suisse)  
bjoern.oedegard@ch.abb.com

#### Bibliographie

- [1] T. Brückner, T. Bernet, S., *Loss balancing in three-level voltage source inverters applying active NPC switches*, Proc. IEEE-PESC, Vancouver, Canada, p. 1135-1140, 2001
- [2] Apeldoorn, O., Ødegård, B., Steimer, P., Bernet, S., *A 16 MVA ANPC PEBB with 6 kA IGCTs*, Proc. IAS, Shanghai, 2005



# Propres et invisibles

Les énergies renouvelables en première ligne pour bâtir un monde durable

Gunnar Asplund, Bo Normark

Aux premiers temps du transport électrique, voilà plus d'un siècle, les énergies fossiles des sites reculés se sont effacées devant les ressources renouvelables comme l'hydroélectricité. A l'époque, le déploiement du transport était surtout motivé par la quête de nouvelles sources d'énergie; la question environnementale n'était pas encore à l'ordre du jour. Rien à voir avec la situation de ce début de XXI<sup>e</sup> siècle: le réchauffement climatique et la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre (au premier chef, le CO<sub>2</sub>) font du respect de l'environnement le moteur du développement du transport électrique.

L'électricité et le chauffage, par leurs modes de production et de distribution, sont à la fois les plus gros émetteurs de gaz à effet de serre et les meilleures armes pour combattre le changement climatique. Si les combustibles fossiles fournissent encore l'essentiel de l'électricité utilisée dans le monde, les énergies renouvelables (EnR) – hydroélectricité, éolien, solaire – affichent une croissance soutenue. Cette montée en puissance, relayée par les progrès du transport électrique au cours des vingt dernières années, est primordiale pour fortement diminuer, de façon efficace et économique, les rejets de CO<sub>2</sub>.

La solution? Miser sur les technologies ABB pour relier la production électrique issue des sources renouvelables aux consommateurs.

Rares sont les pays dont la consommation électrique n'a pas explosé au cours des deux dernières décennies. Cette évolution et l'impératif de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> remettent en question les centrales au charbon et donnent la préférence aux sources d'énergie de substitution ou renouvelables.

En 2004, l'énergie fossile<sup>1)</sup> fournissait près de 65% des 17 450 TWh mondiaux, suivie de l'hydroélectricité, à hauteur de 18%. Le maintien de cette répartition, même en pleine croissance de la demande, est possible moyennant l'essor de l'hydraulique. A côté, l'électricité tirée du vent reste globalement marginale. Pour autant, son exploitation est techniquement au point et économiquement viable, et sa contribution à la production d'électricité totale progresse vite : 30% par an.

La plus prometteuse des EnR est l'énergie solaire. L'enjeu est de taille, à la hauteur des chiffres : un rayonnement de 1366 W/m<sup>2</sup> à la surface de la Terre fournit 174 millions de gigawatts, soit 60 000 fois la production totale installée. Le potentiel est donc immense, comparé au thermique qui plafonne aujourd'hui à environ 190 W/m<sup>2</sup> ou 460 kWh/m<sup>2</sup> par an. En clair, une surface de 80 km<sup>2</sup> recevant une puissance crête de 1200 GW est à même de produire 3000 TWh renouvelables par an. Personne ne nie le coût relativement prohibitif du solaire ni son retard (estimé à 10 ans) sur l'éolien ; toutefois, des plans réalistes annoncent une chute des coûts qui lui permettra de concurrencer les autres EnR.

#### Question d'emplacement et de distance

Dans cette course à la rentabilité énergétique, le lieu de production est un facteur décisif. Est-ce à dire que les sites particulièrement ventés, ensoleillés ou abondamment arrosés sont tout désignés pour être producteurs d'EnR? Hélas, la réalité veut que les meilleurs emplacements soient éloignés des zones de consommation. A la distance se greffe une autre difficulté : l'efficacité du transport de l'électricité du producteur au consommateur.

Ce passage obligé représente 5 à 15% des coûts de production, lesquels

pourraient chuter de 50% si l'électricité était produite dans les régions riches en EnR. Mais c'est oublier que ces gisements, surtout hydrauliques et solaires, peuvent être à des milliers de kilomètres de leur destination, tandis que les grands sites éoliens fleurissent à des centaines de kilomètres au large. Chercher les meilleurs moyens de transporter l'électricité sur ces longues distances, avec un minimum de pertes, est donc davantage un enjeu technique qu'un problème financier.

### De nos jours, une ligne électrique peut transporter des millions de kilowatts sur des milliers de kilomètres.

Au fil des ans, de nouveaux modes de transport ont été développés pour faire d'une pierre deux coups : lever l'obstacle de la distance et régler les problèmes environnementaux. De nouvelles technologies permettent de fédérer différents marchés de l'électricité, ce qui constitue en soi un grand progrès pour réduire les émissions polluantes. De plus, les mécanismes concurrentiels des réseaux interconnectés dopent les performances de la production.

Le rapport Stern sur l'économie du changement climatique chiffre à 1% la part du PNB mondial (soit l'équivalent

de 1000 milliards de dollars sur le total de 100 000 milliards calculés pour 2050) nécessaire pour stabiliser les concentrations de CO<sub>2</sub> à 550 ppm. Or ce coût peut être considérablement revu à la baisse si les énergéticiens poursuivent leurs efforts pour renforcer le transport de l'électricité produite par les EnR et améliorer l'efficacité des interconnexions.

#### Déploiement du transport

Au tournant du siècle dernier, les lignes électriques ne pouvaient transporter que de maigres kilowatts sur quelques dizaines de kilomètres. De nos jours, elles en acheminent des millions sur des milliers de kilomètres. Pour parcourir ces distances, leur tension est élevée à des niveaux 1000 fois supérieurs au réseau du simple particulier.

L'électricité est véhiculée en courant alternatif (CA) ou continu (CC). Parce qu'il change en permanence de niveau de tension, l'alternatif convient mieux aux réseaux régionaux jalonnés de multiples points d'accès qu'au transport massif de l'électricité sur des distances dépassant 500 km.

#### Note

<sup>1)</sup> Il faut 1 an à la Terre pour reconstituer l'énergie fossile que nous consommons en seulement 10 secondes!

Test d'un équipement CCHT à 800 kV à l'institut d'essais haute tension STRI, en Suède



## Convertisseurs

De son côté, le transport CCHT (courant continu haute tension) peut acheminer davantage d'énergie sur une ligne tout en s'avérant plus performant et rentable sur la longueur. Autre atout : ses très faibles pertes. A l'heure actuelle, les réseaux CCHT transportent jusqu'à 3000 MW sur 1000 à 1500 km ; ils se composent habituellement de deux stations de conversion, CA-CC et CC-CA, et empruntent des lignes aériennes ou câbles à 2 conducteurs (+ 500 kV et -500 kV) totalisant 1 million de volts.

**Le transport CC se prête mieux à l'acheminement de la production électrique des centrales éloignées.**

L'innovation technologique ABB en matière de transport CCHT remonte à quelques années et a pour nom *HVDC Light*<sup>®</sup>. Elle utilise des transistors au lieu de thyristors pour la conversion et des câbles souterrains pour relier les stations de conversion. Pour l'instant, HVDC Light a deux missions : rapatrier le transit de puissance des parcs éoliens marins ; renforcer le réseau électrique dans les régions où les lignes aériennes sont bannies du paysage ou les délais d'octroi des permis de construire et d'exploitation trop longs.

### Raccordement à l'hydraulique

Par sa capacité à acheminer l'énergie sur de longues distances, le CCHT a d'abord servi à relier les grandes villes comme Boston, Montréal, São Paulo, Shanghai et Johannesburg aux ressources hydrauliques distantes.

Aujourd'hui, l'envolée de la demande et le durcissement de la réglementation sur l'environnement accentuent l'intérêt pour ces centrales. Si, à l'évidence, les capacités hydroélectriques de la planète sont suffisantes pour subvenir en partie à ses besoins, leur disponibilité dépend fortement de l'économie du transport. Une puissance hydraulique estimée de 320 GW, par exemple, pourrait alimenter en énergie l'Afrique, l'Amérique latine et l'Asie de l'Est, si l'on consent à investir dans le transport. En Amérique latine, une capacité supplémentaire de 120 GW équivaut à 80% de l'électricité produite sur ce continent. Ces régions du monde pourraient aussi tirer parti de l'immense potentiel d'une énergie solaire exploitée à son maximum ! Reste que ces ressources sont éloignées de 2000 à 3000 km des consommateurs. Il faut donc de nouvelles techniques de transport pour optimiser cette manne naturelle.

Ce défi est déjà relevé par le développement d'une liaison en courant continu à très haute tension de 800 kV, qui se singularise par sa grande capacité de

transit<sup>2)</sup>, sa faible emprise au sol (bien inférieure à celle des techniques traditionnelles) et son économie de matériaux **■** ; à quoi s'ajoutent plus de 94% de rendement !

La Chine a inauguré la construction de réseaux à 800 kV. Le plus imposant, réalisé par l'entreprise d'Etat *State Grid Corporation of China*, transportera 6400 MW sur 2071 km pour relier la centrale hydroélectrique de Xiangjiaba (sud-ouest du pays) à Shanghai.

**La technologie HVDC Light d'ABB raccordera un parc éolien implanté à 128 km du rivage, à un poste situé à 75 km dans les terres.**

### Raccordement à l'éolien marin

L'éolien ne tardera pas à pointer aux premiers rangs de la production élec-

#### Notes

<sup>2)</sup> Sur cette ligne, la tension entre conducteurs s'élève à 1,6 million de volts.

<sup>3)</sup> Décharge haute tension intempestive survenant dans un milieu isolant ; formation d'arc ou d'étincelle entre au moins deux conducteurs voisins (source : site <http://en.wikipedia.org/wiki/Flashover>, consulté en mai 2008).

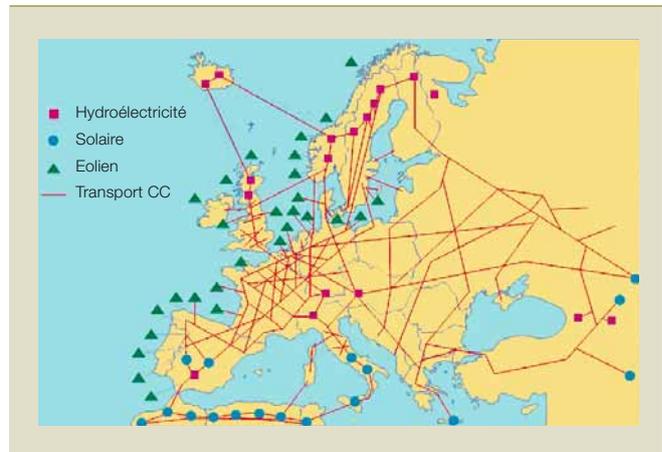
**■** Le réseau CCHT à 800 kV affiche un rendement de 94 % tout en occupant moins de place que les infrastructures de transport classiques.



- 2 Liaison HVDC Light de 400 MW, en mer du Nord (E.ON)



- 3 Un système électrique de source entièrement renouvelable est possible si l'on parvient à maîtriser et à combiner l'énergie solaire à l'hydraulique, à l'éolien et à l'accumulation par pompage.



trique. En 2007, il assurait 40% des nouvelles capacités installées mondiales. Pour autant, de plus en plus de champs d'éoliennes, notamment nord-européens, devront « prendre le large » : 40% des installations des prochaines décennies seront en pleine mer, essentiellement pour des motifs écologiques. Le surcoût de cette implantation *offshore* peut être partiellement compensé par une hausse de la production. Là encore se pose le problème de la connexion au réseau terrestre ; les traditionnelles liaisons sous-marines en courant alternatif ne conviennent qu'aux parcs cantonnés à 50 km du rivage.

Dans les grandes installations, les regroupements d'éoliennes en « mégaparc », nécessitant moins de réseaux de transport mais de plus forte capacité, s'avèrent très bénéfiques. La technologie HVDC Light s'y prête à merveille avec ses convertisseurs relativement compacts et donc plus faciles à installer sur les plates-formes en mer ; ils peuvent aussi assurer les fonctions électriques pour débiter la puissance requise et stabiliser le réseau en tension et en fréquence, en cas de défaut.

Le groupe énergétique allemand E.ON construit à l'heure actuelle le premier grand réseau de transport du genre, en mer du Nord 2. Fort d'une capacité de transit de 400 MW, il raccordera un parc situé à 128 km des côtes à un poste de livraison implanté à

75 km dans les terres. Toute l'infrastructure est invisible et exempte de perturbations électromagnétiques, ce qui renforce l'attrait de la solution. Sont ainsi prévus 4 mégaparc éoliens, chacun pouvant produire au moins 1500 MW.

Les progrès de la production et du transport d'EnR préfigurent un réseau électrique européen de source entièrement renouvelable.

Le développement massif de l'éolien a pour corollaire l'obligation d'équilibrer l'offre et la demande lorsque les vents sont faibles. HVDC Light y réussit par le couplage des centrales marines à différents pays et marchés de l'électri-

cité ; plusieurs projets de ce type sont à l'étude en Europe du Nord.

HVDC Light peut à ce jour acheminer 1100 MW sous une tension de câble de  $\pm 300$  kV. De plus, l'environnement du câble étant parfaitement contrôlé, à la différence d'une ligne aérienne, le risque d'amorçage électrique<sup>3)</sup> est nettement atténué.

#### Raccordement au solaire

Un système électrique de source 100% renouvelable est-il possible en Europe ? La réponse est oui. Le gisement solaire est presque inépuisable ; si l'on savait le maîtriser et le combiner à l'hydraulique, à l'éolien et à l'accumulation par pompage, ce rêve partagé par beaucoup pourrait devenir réalité 3 car sa faisabilité technico-économique n'est plus à démontrer. Que coûterait alors la construction du réseau de transport et quel en serait le rendement ?

Image de synthèse d'une station de conversion de 800 kV



## Convertisseurs

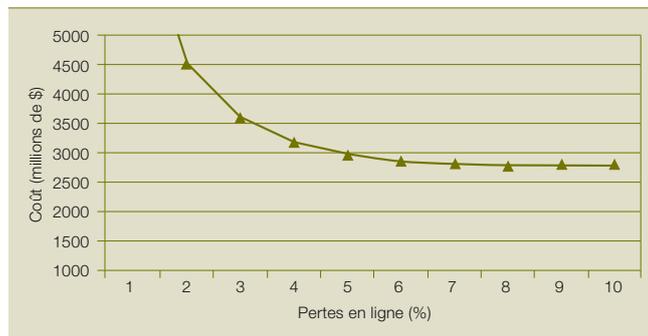
Si l'on se fie aux exemples chinois et indien<sup>4)</sup>, un réseau CCHT transportant 6400 MW sur 3000 km revient à moins de 2,8 milliards de dollars **4**, coût des pertes en ligne compris, évaluées à un peu plus de 5%.

### Elargir le champ des possibles

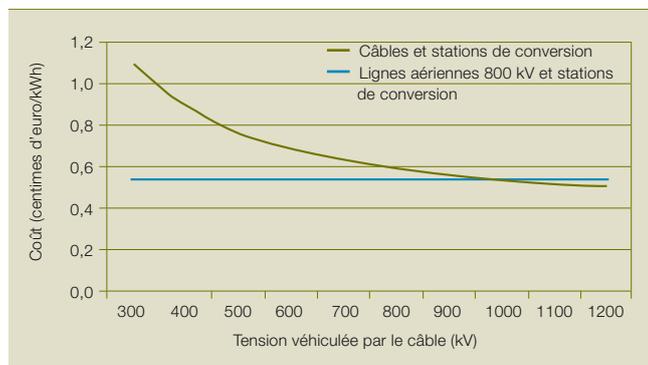
Il y a quelques années, l'idée même d'un réseau électrique à base d'EnR était technique- ment et économiquement impensable. Depuis, les fulgurants progrès de la production et du transport transforment l'« impossible » en « très probable ». Aujourd'hui, on peut acheminer au moins 6 GW par ligne, du Sahara à l'Europe centrale et septentrionale **5**.

En accélérant la recherche-développement, les progrès du câblage peuvent faire chuter ces chiffres. Si nos pronostics de forte augmentation de la puissance et de la tension assignées des câbles HVDC Light<sup>5)</sup> dans les prochaines décennies se confirment, il sera alors possible de transporter, de façon efficace et rentable, plusieurs gigawatts en souterrain. Reste à porter la tension continue à 1200 kV **6** pour atteindre la même capacité de transit que les lignes aériennes. Si les câbles actuels, isolés au papier imprégné d'huile, endurent 500 kV, est-il réaliste d'envisager le quasi-triple- ment de ce niveau de tension? C'est en théorie possible puisque, contrairement aux câbles, les condensateurs ont une isolation capable de résister à des gradients de tension bien supérieurs. Si ces mêmes contraintes pouvaient s'appliquer au câblage, on atteindrait 4000 kV.

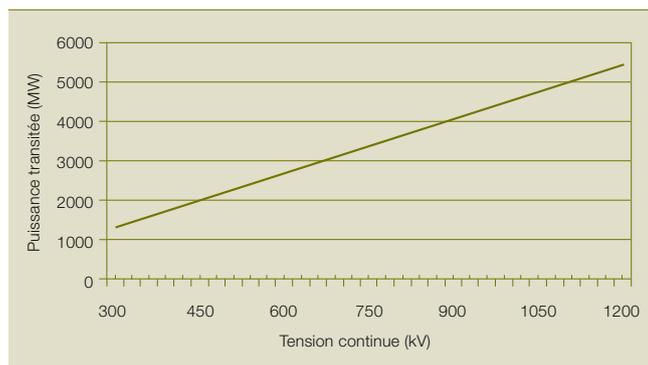
**4** Coût théorique d'un système électrique (lignes, postes et pertes) transportant 6400 MW sur 3000 km



**5** Pour transporter 700 TWh, il faut une capacité de transit approximative de 150 GW coûtant environ 100 milliards d'euros (soit 1 centime d'euro le kWh).



**6** La R&D permettra la montée en puissance du transport CCHT sur paire de câbles HVDC Light.



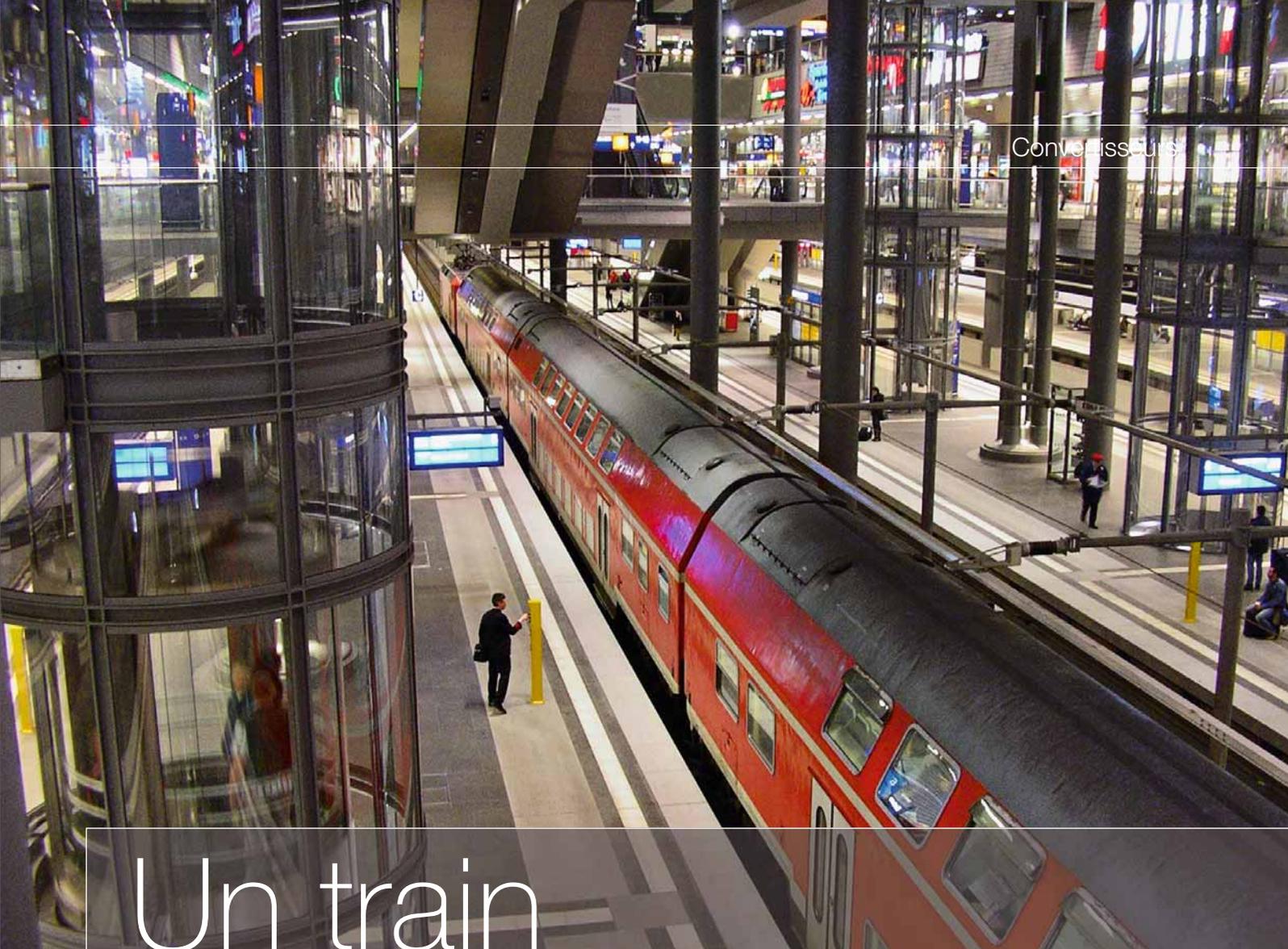
Dans tous les cas, les prévisions de réduction draconienne des émissions de CO<sub>2</sub> imputables à l'électricité sont réalisables, tant sous l'angle technique qu'économique. Plusieurs techniques innovantes de production et de stockage de l'électricité, ainsi que d'exploitation visant à mettre au vert le transport et l'industrie, gagnent du terrain.

Le perfectionnement des mécanismes concurrentiels favorise la performance et l'innovation. En relevant le défi d'acheminer « proprement » l'électricité du producteur au consommateur, le transport détient la clé d'un monde énergétique durable.

**Gunnar Asplund**  
**Bo Normark**  
 ABB Power Systems  
 Västerås (Suède)  
 gunnar.asplund@se.abb.com  
 bo.normark@se.abb.com

### Notes

- <sup>4)</sup> Le coût des lignes aériennes varie d'un pays à l'autre.
- <sup>5)</sup> Cette solution devrait être possible sans avoir à augmenter l'épaisseur de l'isolant.



# Un train d'avance

Les convertisseurs de fréquence pour applications ferroviaires

Gerhard Linhofer, Philippe Maibach, Niklaus Umbricht

La traction électrique est grosse consommatrice d'énergie, à tel point que de nombreuses compagnies de chemin de fer exploitent leurs propres réseaux haute tension (HT) et parfois leurs propres centrales de production. Or rares sont celles à être totalement autonomes, les obligeant à échanger de l'électricité avec les réseaux nationaux. Une situation loin d'être simple car, pour des raisons historiques, de nombreux réseaux ferroviaires fonctionnent à des fréquences différentes de celles des réseaux publics qui, de plus, ne sont pas toujours synchronisés.

A l'origine, des machines tournantes étaient utilisées pour passer d'une fréquence à l'autre en faisant appel, si nécessaire, à des équipements auxiliaires pour compenser le glissement de fréquence dans des limites données. Aujourd'hui, les choses ont complètement changé : les trains modernes embarquent des convertisseurs de fréquence à électronique de puissance qui offrent de nombreux avantages, notamment des temps de réponse plus courts et une meilleure régulation de la puissance réactive.

## Convertisseurs

Les convertisseurs de fréquence à électronique de puissance servant à l'interconnexion de réseaux non synchronisés ou de réseaux fonctionnant à des fréquences différentes existent depuis de nombreuses années. Il s'agit principalement de convertisseurs à base de thyristors commutés par le réseau. Ce n'est que depuis une date assez récente que des convertisseurs à semi-conducteurs blocables sont utilisés dans ce domaine sous la forme de convertisseurs à source de tension sur bus continu commun (bus CC). L'alimentation des réseaux de traction monophasés pose un défi particulier. C'est l'avènement de ces convertisseurs à source de tension qui a permis aux systèmes à électronique de puissance de s'implanter dans ce domaine et de remplacer les commutatrices auparavant très répandues.

### Repères historiques et état de l'art

De nos jours, on distingue principalement trois types de réseaux électriques ferroviaires.

Dans les pays ou régions où les lignes de chemin de fer ont été électrifiées relativement récemment (après l'arrivée des semi-conducteurs de puissance autorisant la régulation de vitesse des moteurs de traction), les caténaires sont souvent alimentées par le réseau public à 50 Hz (ou 60 Hz), principalement sous 25 kV.

Avant que ces semi-conducteurs ne soient disponibles, d'autres systèmes d'alimentation électrique étaient utilisés. Dans certains pays où les lignes de chemin de fer avaient été électrifiées bien plus tôt, on choisit le courant continu (CC), avec des tensions types de 1,5 et 3 kV, qui avait l'avantage de simplifier la régulation de vitesse des moteurs CC. Dans d'autres pays, on privilégia le courant alternatif (CA) et les moteurs à collecteur, également faciles à réguler en vitesse. Toutefois, la fréquence de 50 ou 60 Hz étant trop élevée pour le collecteur, on adopta une fréquence d'alimentation plus basse.

On retrouve ainsi des liaisons ferroviaires fonctionnant en CA monophasé à basse fréquence :

- sur la côte est des Etats-Unis (25 Hz) ;
- en Norvège et en Suède (16 2/3 Hz) ;
- en Allemagne, en Autriche et en Suisse (16 2/3 Hz).

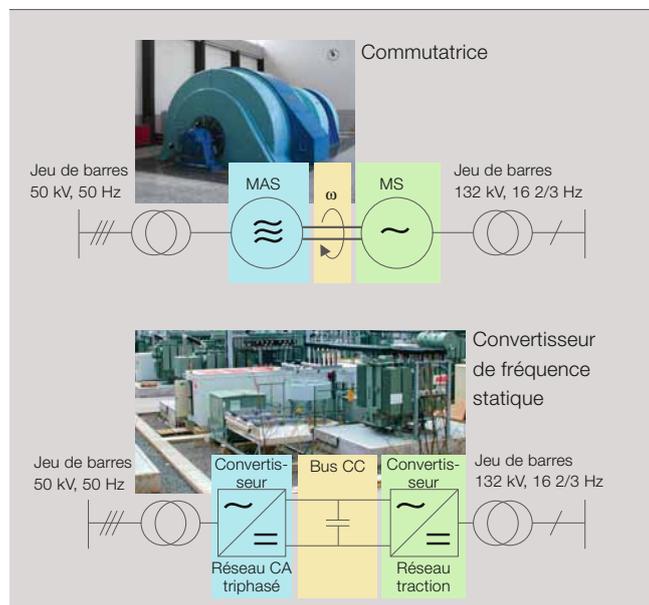
Des convertisseurs de fréquence délivrant une puissance totale proche de 1000 MW ont été mis en service ces quinze dernières années, dont près des deux tiers fournis par ABB.

Par le passé, les commutatrices constituées de deux machines électriques au nombre de paires de pôles différent et montées sur un arbre mécanique commun assuraient l'échange d'énergie entre les réseaux de traction électrique et les réseaux nationaux triphasés. On distingue deux conceptions différentes : aux Etats-Unis et en Scandinavie, des machines synchrones utilisées des deux côtés font que les réseaux sont quasiment synchronisés avec un rapport de fréquence fixe non modifiable ; en Europe centrale, les compagnies de chemin de fer exploitaient leurs propres moyens de pro-

duction d'électricité en utilisant, dès le début, des machines monophasées et leur propre réseau de transport HT indépendamment du réseau national triphasé. Ainsi, les réseaux nationaux et ferroviaires ne sont pas rigoureusement synchronisés, mais le rapport de fréquence varie dans des limites définies. Dans ce contexte, les commutatrices étaient des machines spéciales appelées « machines Scherbius ». Les machines synchrones n'étaient utilisées que côté monophasé alors qu'une machine asynchrone à rotor bobiné et bagues était utilisée côté triphasé. De (petites) machines supplémentaires assuraient la régulation de la fréquence de glissement dans le rotor, autorisant une variation de la vitesse (dans une plage donnée).

Plus récemment, des convertisseurs de fréquence à électronique de puissance sous la forme de convertisseurs de tension ont été développés pour cette application, marquant la fin des commutatrices. En réalité, des convertisseurs de fréquence délivrant une puissance totale proche de 1000 MW ont été mis en service ces quinze dernières années, dont près des deux tiers fournis par ABB. Actuellement des convertisseurs totalisant 600 MW sont en cours de fabrication ou en commande, environ 500 MW de cette puissance revenant à ABB.

1 Commutatrice composée d'une machine asynchrone (MAS) et d'une machine synchrone (MS) (haut), et convertisseur de fréquence statique pour installation extérieure (bas)



### Comparaison avec les commutatrices

Les convertisseurs traditionnels commutés par le réseau n'ont jamais été des concurrents sérieux pour l'alimentation de ces réseaux monophasés dans lesquels, contrairement aux réseaux triphasés, les stratégies de commutation ne peuvent être équilibrées, donnant des distorsions de tension inacceptables. Pour autant, certains convertisseurs directs (cyclo-convertisseurs) furent construits, engendrant une forte pollution harmonique des deux réseaux et perturbant leur fonctionnement. Autre inconvénient de ces convertisseurs : la puissance injectée sur le réseau monophasé fluctue au double de

2 Thyristor IGCT avec l'élément semi-conducteur en boîtier pressé (gauche) et le circuit de commande de gâchette (droite). Ce dernier est connecté au semi-conducteur par un circuit imprimé multicouche d'inductance extrêmement faible.



la fréquence de ce réseau, entraînant également des perturbations sur le réseau triphasé.

Il fallut attendre l'arrivée du puissant thyristor blocable par la gâchette GTO (*Gate Turn-Off thyristors*) pour pouvoir élaborer des convertisseurs à source de tension autocommutés.

Il fallut attendre l'arrivée du puissant thyristor blocable par la gâchette GTO (*Gate Turn-Off thyristors*) pour pouvoir élaborer des convertisseurs à source de tension autocommutés.

L'interconnexion d'un réseau triphasé et d'un réseau monophasé est plus contraignante à la fois pour les commutatrices et pour les convertisseurs à électronique de puissance que l'interconnexion de deux réseaux triphasés, essentiellement parce que la puissance dans le réseau monophasé oscille à deux fois la fréquence. Dans le cas des commutatrices, ces fluctuations de couple et de puissance sont absorbées et amorties par les masses en rotation. Les vibrations résultantes doivent toutefois être absorbées par leurs fixations mécaniques et leurs fondations, compliquant d'autant la

conception de la machine et de ses fondations.

Lorsque des convertisseurs de tension sont utilisés pour cette application, l'oscillation est filtrée au moyen d'une batterie de condensateurs et d'une inductance, accordée au double de la fréquence d'exploitation du réseau monophasé.

Autre défi : un tel système doit non seulement jouer le rôle de source de tension et de puissance réactive, mais également être capable de gérer, sans interruption, la transition entre le fonctionnement interconnecté et le fonctionnement en îlotage en cas de perturbation sur le réseau. De surcroît, il doit également être capable de fonctionner comme l'unique source d'alimentation d'un secteur isolé de la ligne de chemin de fer et de se resynchroniser sur le reste du réseau ferroviaire après disparition de la perturbation ■.

#### Exemples de convertisseur de fréquence

La technologie des convertisseurs statiques jouit d'une longue tradition chez ABB. Si les premiers convertisseurs de puissance pour la traction ferroviaire furent mis en exploitation en Suède, cette technologie était inadaptée aux pays d'Europe centrale où la structure du réseau de traction électrique était très différente avec de forts impératifs de qualité de tension.

Les deux premiers convertisseurs de fréquence modernes, d'une puissance unitaire de 25 MVA, furent mis en service en 1994, à Giubiasco (Suisse). La réussite du projet incita à poursuivre le développement de la technologie des GTO et, en 1996, un convertisseur de 100 MVA entra en service à Bremen (Allemagne). Celui-ci était équipé de GTO à commande « dure », c'est-à-dire avec une gâchette concentrique et un circuit de commande qui lui transmettait le signal de commande via un fil d'inductance extrêmement faible, débouchant sur une commutation plus performante des semi-conducteurs. Cette technologie fut mise en œuvre en 1999 dans une station de conversion ferroviaire de Karlsfeld (Allemagne) de  $2 \times 50$  MW/67 MVA.

L'étape suivante fut le développement d'un nouveau composant semi-conducteur, le thyristor intégré commuté par la gâchette IGCT (*Integrated Gate-Commutated Thyristor*)<sup>1)</sup>. Partant d'un GTO, il offre de bien meilleures performances en commutation et des pertes inférieures, et intègre un circuit de commande de gâchette de faible inductance. Sa compacité permet de développer des modules convertisseurs standard et de fabriquer des convertisseurs de différentes puissances.

#### Note

<sup>1)</sup> Pour en savoir plus sur les IGCT, lire *IGCT : petit mais costaud* p. 15.

## Convertisseurs

Aujourd'hui, 21 convertisseurs entre 15 et 20 MW sont en exploitation, à la grande satisfaction des clients. Leur conception modulaire permet de proposer très facilement différents niveaux de puissance, opportunément par multiple de 15 MW, par la mise en parallèle, d'une part, des modules convertisseurs et, d'autre part, des convertisseurs.

Cette génération de convertisseurs instaure de nouvelles références en matières de performance, de dimensions et de délais de montage/mise en service. Les échos positifs des clients confirment que le convertisseur de traction standardisé d'ABB répond parfaitement à leurs besoins.

### Module de base

L'IGCT **2**, véritable « cœur » du module convertisseur, conjugue les avantages du thyristor GTO et du transistor IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) en termes de robustesse, de pertes en commutation et en conduction, et de rapidité de commutation. Les qualités de ce composant semi-conducteur restent inégalées pour le domaine du ferroviaire (forte puissance, moyenne tension). L'IGCT, IGBT de haute tension utilisé dans cette application, par exemple, affiche des per-

tes en conduction comparables pour la même surface de silicium, mais des pertes en conduction beaucoup plus élevées. Qui plus est, l'IGCT permet de concevoir un convertisseur avec un minimum de circuits supplémentaires. Ainsi, si un module de phase se contente d'un simple circuit de protection (*snubber*), chaque GTO nécessite de nombreux circuits. Les avantages en termes de coût, de compacité et de pertes sont légion.

L'IGCT conjugue les avantages du thyristor GTO et du transistor IGBT en termes de robustesse, de pertes en commutation et en conduction, et de rapidité de commutation.

Les pertes en conduction et en commutation d'un semi-conducteur peuvent être minimisées en abaissant la fréquence de commutation. Pour autant, celle-ci ne doit pas être trop basse pour ne pas générer d'harmoniques. Il s'agit donc de trouver le juste équilibre entre pertes et harmoniques. Une manière élégante de résoudre partiellement ce problème est une topologie multini-

veau qui permet d'exploiter le convertisseur à une fréquence de commutation relativement faible tout en minimisant les harmoniques.

Des modules de phase à 3 niveaux sont utilisés pour produire une tension alternative à partir d'une tension continue. Ces modules s'apparentent à des commutateurs à 3 positions : la sortie peut être basculée sur le potentiel positif (+), neutre (0) ou négatif (-) du bus CC **3**.

Deux modules de phase de ce type sont combinés pour former un module double phase à 3 niveaux dont tous les IGCT sont refroidis par les deux côtés. Le fluide de refroidissement (eau glycolée) circule dans des tuyaux jusqu'aux radiateurs. La structure mécanique du double bloc autorise une conception très compacte qui contribue aux faibles valeurs d'inductance parasite au sein d'un bloc et à l'utilisation optimale des semi-conducteurs. Toutefois, tous les semi-conducteurs d'un bloc restent accessibles et sont donc facilement remplaçables. Chaque semi-conducteur peut être remplacé avec un outil simple sans couper le circuit de refroidissement. **4** est un exemple de configuration à deux blocs.

### Exemple :

#### station de conversion 15-20 MW

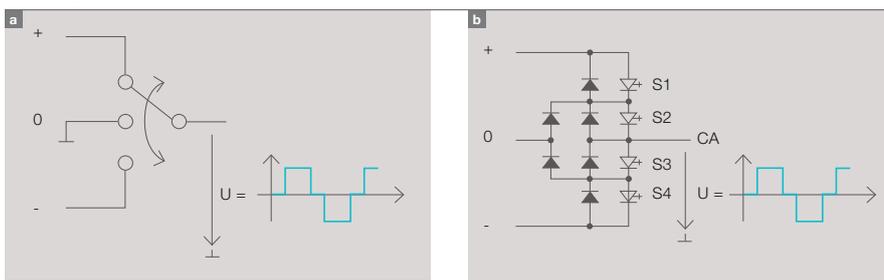
**5** illustre le schéma de principe d'une station de conversion complète.

#### Convertisseur 50 Hz (SR50) **5a**

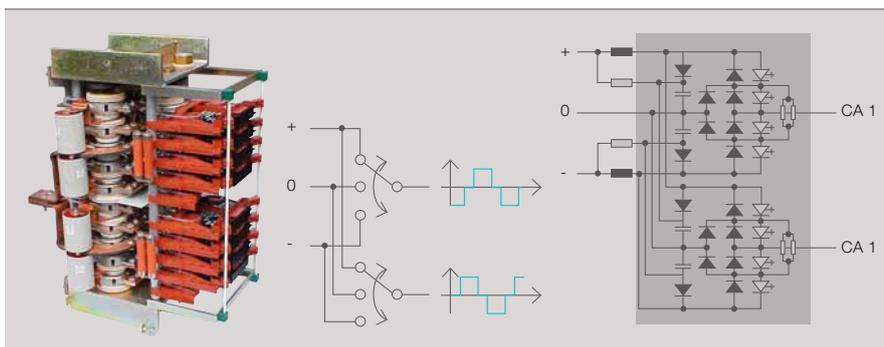
■ **Conception :** le convertisseur 50 Hz est constitué de deux modules standard triphasés à trois niveaux. Deux phases sont combinées dans un bloc pour former un module double phase. Chaque module double phase d'un appareil à trois niveaux comprend 8 IGCT avec leurs 8 diodes de roue libre et 4 diodes de roue libre sur le conducteur neutre. Le circuit de commande de gâchette et le GCT forment l'IGCT intégré. Le circuit d'écrêtage assure le rôle de limiteur di/dt et de limiteur de tension. Il est composé de bobines d'inductance de protection, de condensateurs et de diodes de limitation avec résistances.

■ **Configuration et commande :** le convertisseur 50 Hz est en vraie configuration 12 pulses, donc seuls

**3** Principe de fonctionnement du convertisseur à 3 niveaux et mise en œuvre avec des composants semi-conducteurs



**4** Structure mécanique et schéma de raccordement d'un double bloc





les harmoniques caractéristiques de cette configuration sont générés ( $n = 12k \pm 1$ , avec  $k = 1, 2, 3, 4 \dots$ ). Selon la fréquence de commutation choisie des semi-conducteurs et la stratégie de modulation, certains harmoniques résiduels peuvent être annulés. Au besoin, les harmoniques sont encore atténués au moyen d'un filtre réseau.

Une topologie multiniveau permet d'exploiter le convertisseur à une fréquence de commutation relativement faible tout en minimisant les harmoniques.

**Convertisseur 16 2/3 Hz 5b**

- **Conception:** le convertisseur 16 2/3 Hz se compose de 4 modules standard diphasés à 3 niveaux. Deux phases sont combinées dans un bloc pour former un module double phase pouvant servir à créer un pont en H monophasé. Un module double phase est constitué des mêmes éléments que ceux décrits pour le convertisseur 50 Hz.
- **Configuration et commande:** le convertisseur 16 2/3 Hz est configuré en 8 étapes. Ses niveaux de tension de sortie sont additionnés par le raccordement en série des enroulements du transformateur réseau des 4 ponts en H 3 niveaux à impulsions décalées. Chaque pont en H fonctionne en mode 3 pulses selon une technique classique de modulation de largeur d'impulsion (MLI).

**Limiteur de tension**

Si la tension du bus CC franchit une limite haute, il est déchargé via une résistance jusqu'à revenir à une limite basse 5d. La commande du limiteur de tension est indépendante du système de commande du convertisseur côté réseau ferroviaire (CA diphasée) et côté réseau national (CA triphasé). Ainsi, la tension du bus CC reste toujours dans la plage définie.

**Bus CC**

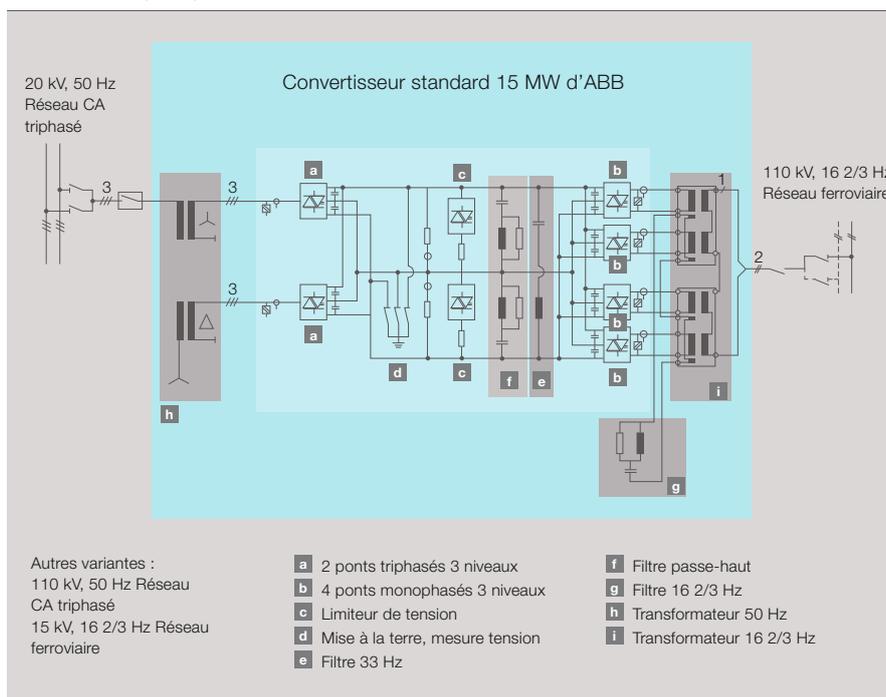
Tous les modules double phase du convertisseur sont interconnectés côté CC par une barre collectrice commune qui comporte les connexions des modules convertisseurs individuels

(condensateurs à couplage direct, batteries de filtres et mesures de tension).

Le bus CC qui relie les convertisseurs 50 Hz et 16 2/3 Hz comprend principalement :

- Une batterie de condensateurs à couplage direct pour le stockage d'énergie ;
- Un filtre 33,4 Hz pour absorber la fluctuation de puissance du réseau ferroviaire 5e ;
- Un filtre passe-haut pour absorber les harmoniques de fréquence plus élevée du réseau ferroviaire, en particulier ceux de rangs 3 et 5 5f.

5 Schéma de principe d'une station de conversion



## Convertisseurs

Les deux filtres, en plus des condensateurs à couplage direct, servent également au stockage d'énergie, ceci pour des raisons de régulation. La capacité de stockage d'énergie est suffisante pour faire face à un délestage intempêtif de  $P = 100\%$  suffisamment rapide pour maintenir la tension du bus CC dans les limites spécifiées.

### Filtre 33,4 Hz

Le filtre d'encoche 33,4 Hz sert à absorber les pulsations de puissance provenant du réseau ferroviaire [5e]. Malgré un facteur de qualité élevé d'environ 200 (faible amortissement), le filtre est caractérisé par une largeur

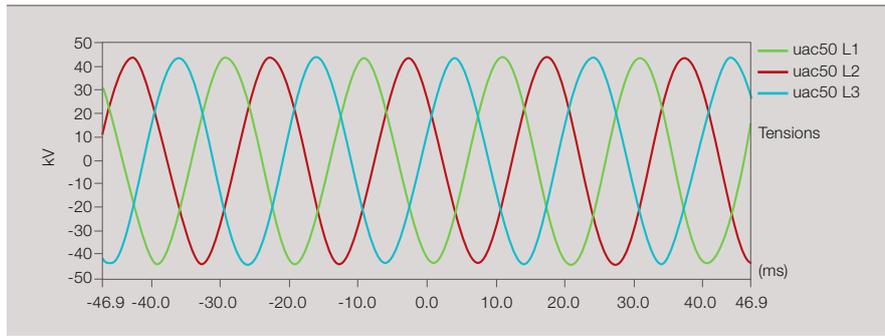
de bande relativement importante autour de sa fréquence nominale du fait de sa capacité élevée, permettant d'absorber les écarts de fréquence donnés du réseau ferroviaire. De plus, ses pertes sont relativement faibles car les pertes des condensateurs sont généralement inférieures à celles des inductances.

### Filtre passe-haut

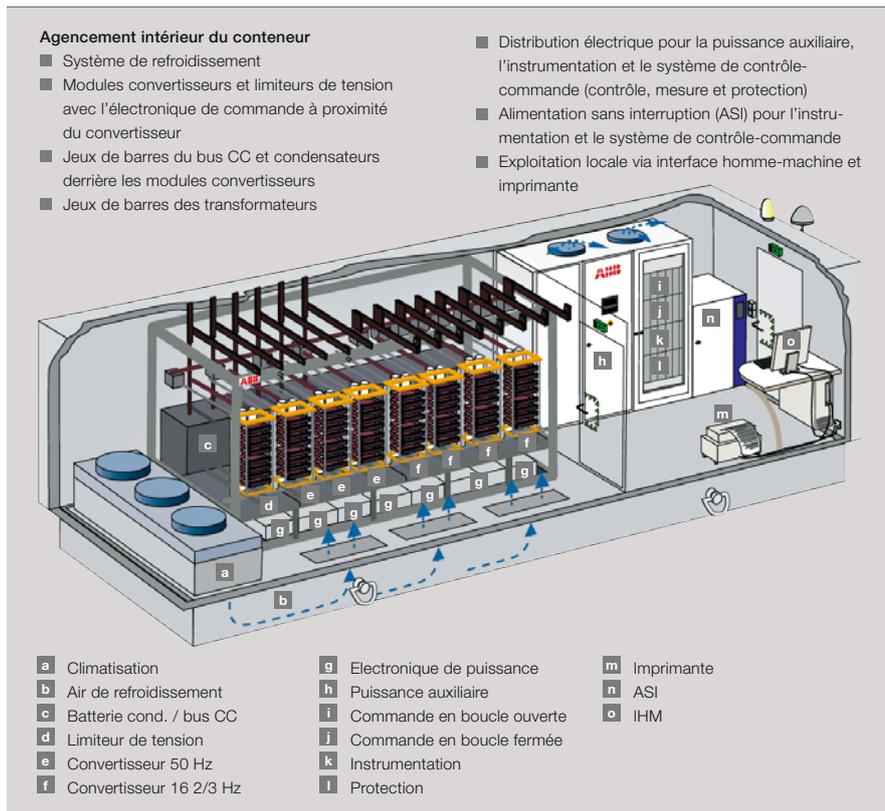
Ce filtre absorbe les harmoniques de fréquence plus basse provenant principalement du réseau ferroviaire [5f]. Il est configuré comme un circuit d'absorption amorti de deuxième ordre accordé sous l'harmonique de

rang 5 de la fréquence fondamentale du réseau ferroviaire. En effet, les harmoniques de rang 3 et 5 de la tension du réseau ferroviaire correspondent à ceux des rangs 2, 4 et 6 dans le bus CC. Les harmoniques de fréquence supérieure provenant du réseau triphasé et du réseau ferroviaire, de même que ceux provoqués par les pulsations, sont en partie absorbés par ce filtre et principalement par les condensateurs à couplage direct du convertisseur. Ainsi, les harmoniques prévus dans ces réseaux sont également pris en compte lors du dimensionnement de ces composants.

7 Tensions triphasées au point de raccordement au réseau 50 Hz



6 Conteneur du convertisseur



### Conteneur du convertisseur

Le convertisseur et son système de commande sont intégralement câblés et testés dans un conteneur protégé des intempéries. Le système de refroidissement est livré dans un conteneur à part. Les deux conteneurs sont montés sur un même support [6].

**Encadré** Avantages des convertisseurs de fréquence statiques (à électronique de puissance) par rapport aux commutatrices

### Coûts

En incluant tous les éléments de coût, y compris ceux des auxiliaires, de construction et d'assemblage, les coûts d'investissement et d'exploitation des convertisseurs statiques sont beaucoup plus faibles.

### Rendement

Les convertisseurs statiques possèdent un rendement approximatif de 97 % (transformateurs de raccordement aux deux réseaux électriques compris) sur une large plage de fonctionnement. Le rendement des commutatrices varie en-dessous de 90 à 95 %, en fonction de la taille et du point de fonctionnement..

### Disponibilité

Des délais de maintenance et de réparation plus longs pénalisent fortement la disponibilité des commutatrices.

### Comportement en exploitation

L'absence de masses en rotation dans les convertisseurs statiques raccourcit considérablement les temps de réponse. Les problèmes potentiels de stabilité en cas de perturbations sur le réseau du fait des oscillations du rotor n'existent pas.

**Transformateurs des convertisseurs**

■ **Transformateur 50 Hz**: le transformateur 50 Hz du convertisseur 50 Hz alimente les deux ponts triphasés à IGCT. Un transformateur triphasé est constitué soit d'un circuit magnétique à 3 colonnes selon une conception à 2 plans avec culasse intermédiaire, soit de deux circuits magnétiques à 3 colonnes renfermés dans une cuve. Chaque colonne porte un enroulement HT et un enroulement côté électronique. Les deux fractions d'enroulement HT sont connectées en série. L'enroulement HT est couplé Y alors que les deux enroulements côté électronique sont décalés de 30° électriques (couplage Y/D) pour permettre le fonctionnement en mode 12 pulses des convertisseurs. Le raccordement résultant est YN y0 d11.

■ **Transformateur 16 2/3 Hz**: le transformateur 16 2/3 Hz du convertisseur 16 2/3 Hz totalise les 4 tensions partielles en une tension monophasée quasi sinusoïdale de 16 2/3 Hz de fréquence nominale. Il est composé de 4 unités monophasées. Les tensions partielles rectangulaires sont produites à partir d'une source de tension continue (bus CC) au moyen de 4 ponts d'IGCT monophasés utilisant la modulation MLI et envoyées aux

4 enroulements côté électronique du transformateur. L'addition et l'adaptation à la tension du réseau de traction se font dans l'enroulement HT. Un filtre est connecté aux enroulements tertiaires en série ou au réseau de traction.

**Filtre réseau**

Côté 16 2/3 Hz, un filtre est utilisé pour réduire encore la très faible distorsion harmonique provoquée par le convertisseur. Côté 50 Hz, ce filtrage peut, dans certains cas, s'avérer aussi utile.

Les tensions de sortie des convertisseurs à IGCT forment des impulsions rectangulaires de largeur contrôlable. Comparé au spectre de fréquence type des machines, celui de la tension de sortie formé par les niveaux individuels est à très faible teneur en harmoniques dans la plage des basses fréquences. Le réseau perçoit le convertisseur comme une source de tensions harmoniques. L'inductance du transformateur a un effet amortisseur particulièrement marqué pour les harmoniques de courant supérieurs, avec un impact positif sur la qualité de la tension du réseau. Pour encore améliorer l'impact de l'inductance du transformateur, un filtre est fourni qui réduit davantage les tensions harmo-

niques. Les valeurs de distorsion harmonique qui en résultent restent sous les valeurs requises. 7 montre la bonne qualité de la tension au point de raccordement au réseau d'un convertisseur (oscillogramme enregistré pendant la mise en service).

8 montre une sous-station avec 4 convertisseurs de 15 à 20 MW.

**Perspectives d'avenir**

La part de marché relativement importante d'ABB pour ce type de système prouve que le développement ciblé de la technologie des convertisseurs est en adéquation avec les besoins des clients. De surcroît, l'approche modulaire apporte la souplesse indispensable aux exigences différenciées de puissance. Des convertisseurs de 30 MW et plus sont actuellement en fabrication et des efforts considérables sont déployés par ABB pour continuer de s'imposer sur ce créneau avec une technologie extrêmement pointue.

**Gerhard Linhofer**

**Philippe Maibach**

**Niklaus Umbricht**

ABB Automation Products

Turgi (Suisse)

gerhard.o.linhofer@ch.abb.com

philippe.maibach@ch.abb.com

niklaus.umbricht@ch.abb.com

8 Sous-station de conversion 15–20 MW pour l'échange d'électricité entre le réseau national à 50 Hz et le réseau de traction électrique monophasé à 16 2/3 Hz. A gauche, le transformateur 50 Hz avec les filtres CA triphasés montés sur le dessus; au centre, le conteneur du convertisseur; à droite, le transformateur basse fréquence monophasé

**Bibliographie**

- [1] Gaupp, O., Linhofer, G., Lochner, G., Zanini, P., *Convertisseurs de fréquence GTO de haute puissance pour le trafic ferroviaire à travers les Alpes*, Revue ABB 5/95, p. 4–10
- [2] Lönard, D., Northe, J., Wensky, D., *Statische Bahnstromrichter – Systemübersicht ausgeführter Anlagen*, Elektrische Bahnen 6/95, p. 179–190
- [3] Mathis, P., *Statischer Umrichter Giubiasco der Schweizerischen Bundesbahnen*, Elektrische Bahnen 6/95, p. 194–200
- [4] Steimer, P., Grüning, H., Werninger, J., Dähler, P., Linhofer, G., Boeck, R., *Couplage série de thyristors GTO pour convertisseurs de haute puissance*, Revue ABB 5/96, p. 14–20
- [5] Steimer, P., Grüning, H. P., Werninger, J., Carroll, E., Klaka, S., Linder, S., *IGCT – Une nouvelle génération de thyristors pour onduleurs de forte puissance*, Revue ABB 5/1998, p. 34–42
- [6] Meyer, M., Thoma, M., *Netzkompatibilitätsstudie und -messungen für die Umrichteranlage Wimmis*, Elektrische Bahnen 12/2006, p. 567–574
- [7] Jampen, U., Thoma, M., *Statische Frequenzumrichteranlage Wimmis*, Elektrische Bahnen 12/2006, p. 576–583

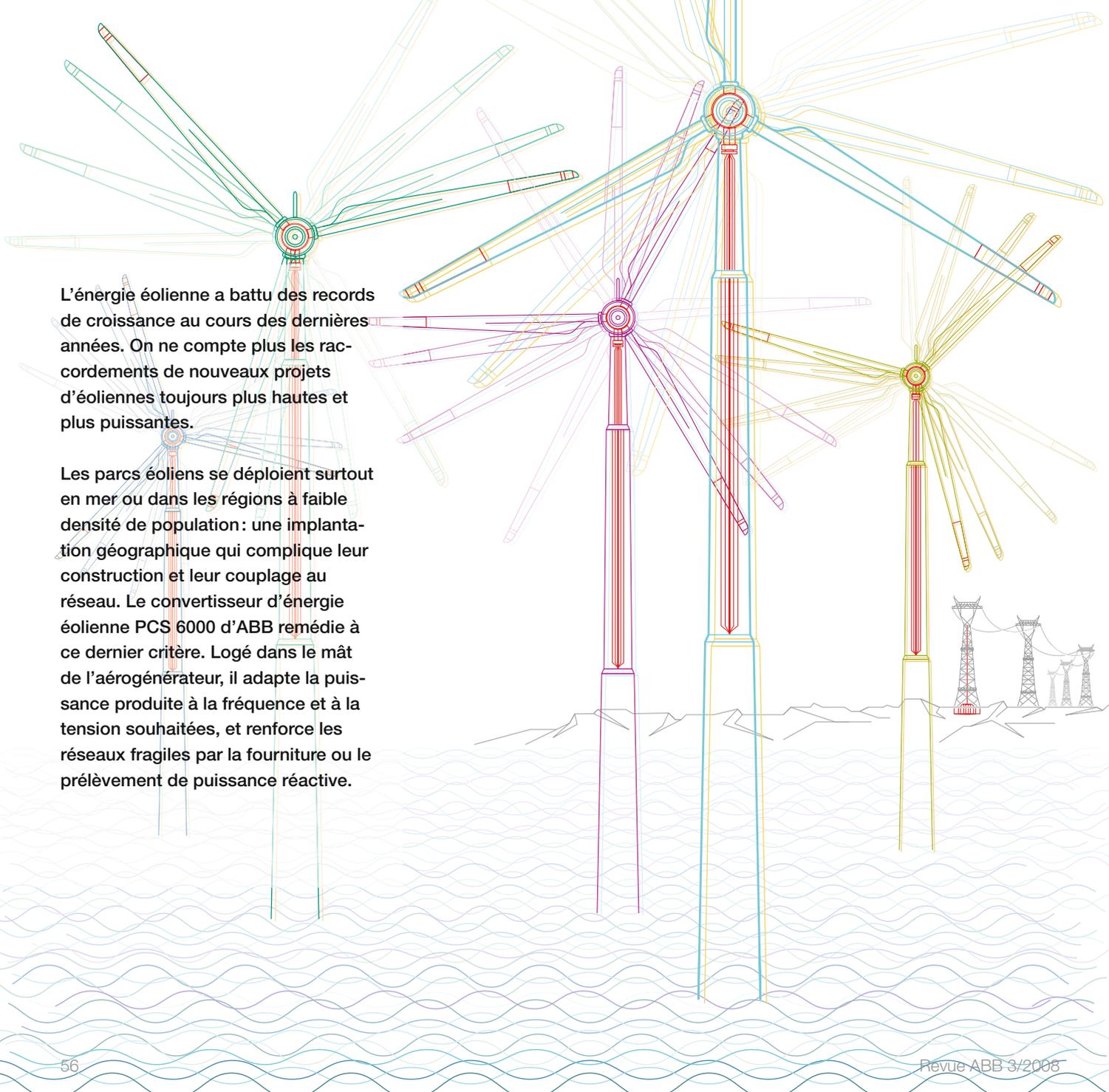
# La tête dans les étoiles et les pieds dans l'eau

Des éoliennes *offshore* de 5 MW s'équipent du convertisseur de puissance PCS 6000

Markus Eichler

L'énergie éolienne a battu des records de croissance au cours des dernières années. On ne compte plus les raccordements de nouveaux projets d'éoliennes toujours plus hautes et plus puissantes.

Les parcs éoliens se déploient surtout en mer ou dans les régions à faible densité de population : une implantation géographique qui complique leur construction et leur couplage au réseau. Le convertisseur d'énergie éolienne PCS 6000 d'ABB remédie à ce dernier critère. Logé dans le mât de l'aérogénérateur, il adapte la puissance produite à la fréquence et à la tension souhaitées, et renforce les réseaux fragiles par la fourniture ou le prélèvement de puissance réactive.



Le parc marin Alpha Ventus est un projet pilote réalisé conjointement par les sociétés E.ON Climate & Renewables, EWE et Vattenfall Europe. Ancré à quelque 45 km au nord de l'île allemande de Borkum en mer du Nord, par environ 30 m de fond, Alpha Ventus est le premier aménagement éolien réellement soumis aux dures conditions de la haute mer. La conception, la construction, l'exploitation et l'intégration au réseau de ce projet expérimental permettront d'acquérir un savoir-faire inestimable en vue de l'exploitation commerciale de l'offshore éolien.

Le projet prévoit 12 aérogénérateurs dont 6 Multibruid M5000 et 6 REpower 5M, ainsi qu'un poste de transformation, au sud-est du parc. A terre, une salle de conduite supervisera le fonctionnement des éoliennes. L'alimentation du réseau électrique allemand sera confiée au gestionnaire de réseau de transport E.ON Netz GmbH.

L'installation devrait produire au total 20 à 40 GW, pour desservir l'Union européenne d'ici à 2020.

Les 6 premiers aérogénérateurs seront bâtis sur une superficie de 4 km<sup>2</sup> et disposés selon 4 lignes parallèles,

dans un axe nord-sud, de 3 aérogénérateurs espacés d'environ 800 m.

La hauteur totale de chaque machine en bout de pale avoisinera 150 m, soit autant que la cathédrale de Cologne. Les 6 Multibruid M5000 seront ancrées sur un tripode, à une trentaine de mètres de profondeur. Le tripode occupe à lui seul 255 m<sup>2</sup>. Ces tours d'acier de près de 1000 t pèsent l'équivalent de 200 éléphants ou 22 wagons de chemin de fer. Le rotor balaie une surface égale à près d'une fois et demie la taille d'un terrain de football américain. A vitesse maxi, l'extrémité des pales griffe le ciel à plus de 300 km/h.

**Technologie ABB**

Les turbines éoliennes équipées de génératrice synchrone (GS) à aimants permanents sont reliées au réseau électrique par l'intermédiaire d'un convertisseur électronique de puissance qui permet d'extraire le maximum de puissance de la machine pour l'injecter dans le réseau avec un rendement énergétique optimal. Sur les grands aérogénérateurs, des systèmes de conversion moyenne tension (MT) sont mieux aptes à gérer les fortes puissances correspondantes. La souplesse des systèmes à base de

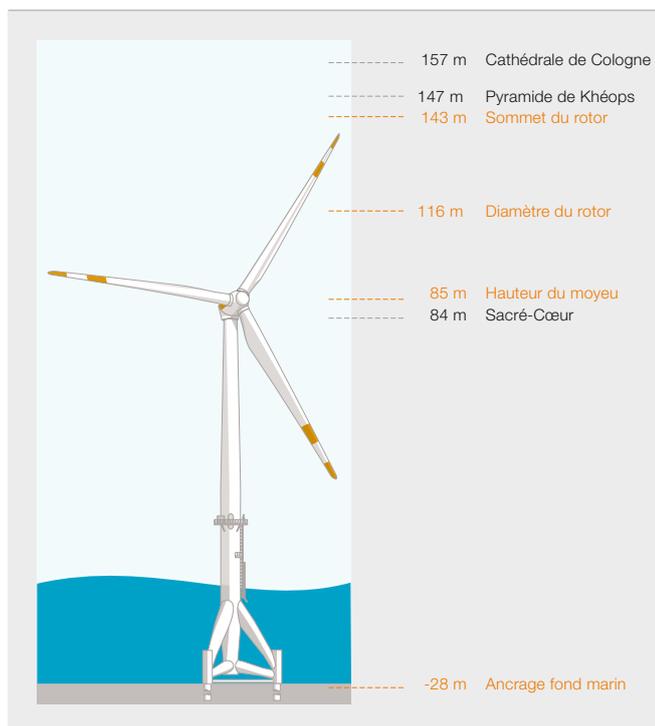
**Encadré 1** Projet Alpha Ventus

- Nombre d'aérogénérateurs : 12
- Puissance totale : 60 MW
- Rendement énergétique annuel escompté : env. 180 à 200 GWh (équivalent à la consommation annuelle de 50 000 foyers de 3 personnes)

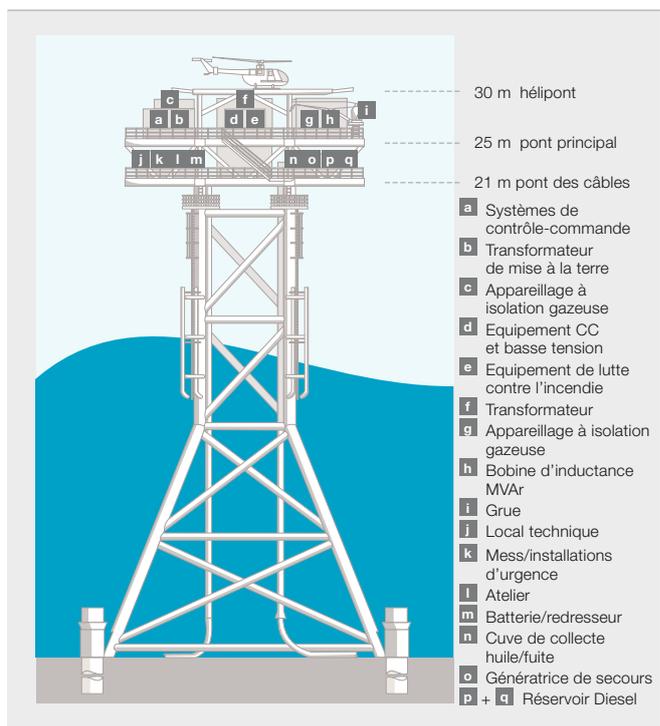
**Encadré 2** Fiche technique Multibruid M5000

- Diamètre de rotor : 116 m
- Hauteur de moyeu : 90 m
- Puissance assignée : 5 MW
- Vitesse de rotation : 5,9 à 14,8 tr/min
- Vitesse de vent de démarrage : 3,5 m/s (force 3)
- Vitesse nominale de vent : 12,5 m/s (force 6)
- Vitesse de vent de coupure : 25 m/s (force 10)
- Vitesse périphérique en bout de pale : 90 m/s (324 km/h)
- Masse de la nacelle sans rotor ni moyeu : 200 t
- Masse de la nacelle avec rotor et moyeu : 309 t
- Masse d'acier du tripode, du mât et de la nacelle : 1000 t

Les éoliennes se dressent de plus en plus haut dans le ciel.



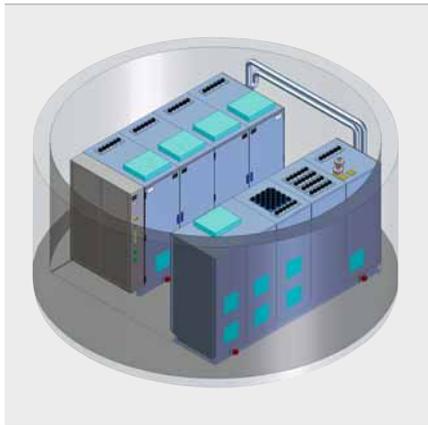
Les convertisseurs sont montés sur une plate-forme à part.



## Convertisseurs

convertisseurs de puissance industriels permet de s'adapter aisément aux différents régimes et caractéristiques du réseau tout en relevant trois défis : fiabilité, rendement et coût.

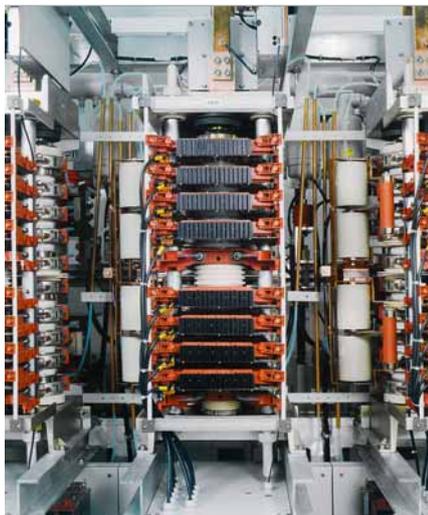
1 Convertisseur PCS 6000 intégré dans le mât de l'éolienne



2 Convertisseur 4Q moyenne tension PCS 6000 et armoire de commande



3 Module IGCT biphasé à 3 étages du PCS 6000



### Fonctionnement

De nos jours, les turbines délivrant une puissance supérieure à 2 MW sont principalement à vitesse de rotation variable. Les applications offshore, qui exigent une maintenance minimale, privilégient la turbine à génératrice excitée par aimants permanents associée à un convertisseur à 4 quadrants (4Q). La solution offre un rendement de conversion très élevé, notamment en charge partielle.

Pour bénéficier de la grande expérience acquise dans ce type d'application, le convertisseur est de conception industrielle standard, dont la simplicité, garante d'un faible taux de défaillances, permettra de fiabiliser la nouvelle génération de turbines.

Bâti sur des modules électroniques «PEBB» (*Power Electronics Building Blocks*) intégrant des semi-conducteurs de grande puissance, le convertisseur d'énergie éolienne PCS 6000 affiche une remarquable compacité!

Pour les aérogénérateurs de 5 MW, ABB a réalisé un convertisseur 4Q basé sur le PCS 6000 et des modules PEBB utilisant des thyristors intégrés commutés par la gâchette (IGCT) classiques. Le convertisseur complet est basé sur une triple plate-forme (électronique de puissance PEBB, commande et mécanique), très avantageuse en termes de coût, de qualité et de fiabilité. Le PCS 6000 combine deux phases reliées au point neutre qui lui procurent une bonne densité de puissance, particulièrement appréciée pour les convertisseurs logés dans l'aérogénérateur. Les figures 1 et 2 illustrent un PCS 6000 de 5 MW intégré au mât de l'éolienne offshore.

Le PCS 6000 se contente d'une plate-forme intégrée au mât avec tous les auxiliaires nécessaires (système de refroidissement à eau, filtre réseau et filtre du/dt de la génératrice). Sa très grande compacité permet au personnel de maintenance d'accéder à tous les côtés du système. Il est piloté par l'automate programmable AC 800PEC<sup>1)</sup> d'ABB. Toutes les connexions de mesure et de commande reliant le système de conduite au compartiment MT sont isolées par liaisons optiques; une seule paire de fibres optiques suf-

fit aux transmissions entre la commande du PCS 6000 et l'armoire auxiliaire abritant les fonctions de refroidissement et de filtrage. Le système est ainsi totalement insensible aux perturbations électromagnétiques. Une étanchéité IP54 garantit la longévité des armoires et leur résistance à la condensation, à l'intérieur du mât. La conception de l'ensemble des composants fait l'objet d'une attention particulière pour assurer leur tenue aux éventuelles vibrations de la structure. De même, un sectionneur de terre et des verrouillages de portes à sécurité intrinsèque veillent à la sécurité du personnel.

Le concept PEBB a considérablement amélioré la maintenabilité du système 3 : les composants sont rapidement et facilement remplaçables, sans déconnecter les jeux de barres ou déposer les tuyaux de refroidissement. L'ouverture du double empilement est très aisée : il suffit de dégager un ressort puis les radiateurs à l'aide d'un outil pour libérer l'IGCT 4. Le PCS 6000 s'affranchit même des fusibles : le système de protection intelligent le prémunit de toute détérioration mécanique causée par un semi-conducteur défaillant. Les composants cassés ne peuvent pas provoquer d'arcs électriques. Autant d'avantages qui vont dans le sens de l'éolien offshore dont les installations peuvent être plusieurs jours inaccessibles en raison de la météo.

### Schéma électrique

Le PCS 6000 se compose principalement d'un onduleur «INU» et d'un

#### Note

<sup>1)</sup> Lire *Flots de conception*, Revue ABB 2/2008, p. 62-65.

4 IGCT d'un module PEBB 9 MVA

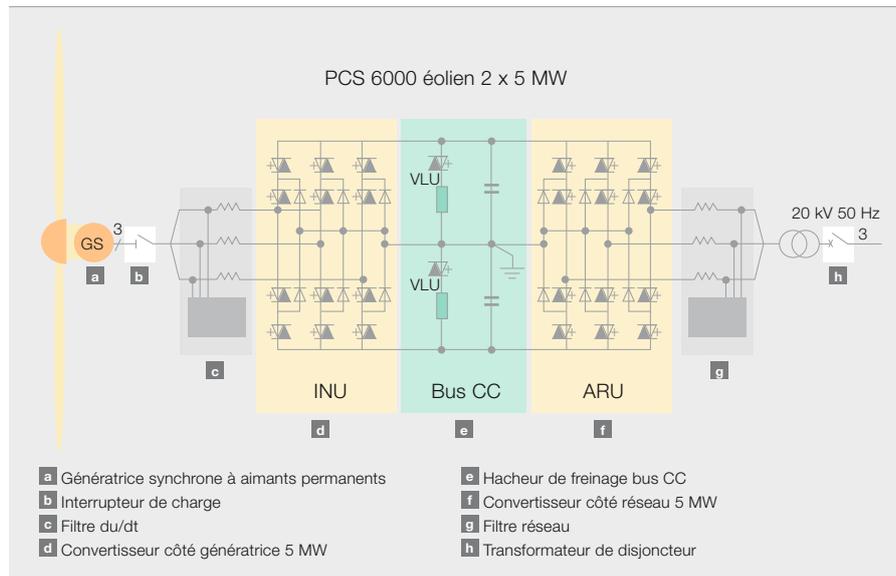


redresseur «ARU» reliés par le bus continu (bus CC) **5**, auxquels s'ajoutent les circuits auxiliaires comme le filtre réseau et le filtre du/dt côté génératrice. Des unités à 3 étages sont couramment utilisées dans les convertisseurs industriels MT. Le transformateur peut être conçu pour supporter sans difficulté la du/dt des IGCT de commutation. Il faut néanmoins un filtre réseau principalement destiné à limiter les courants harmoniques à un niveau conforme à la norme IEEE 519-1992, même sur des réseaux très faibles. L'emploi d'un filtre étendu garantit aussi le respect des directives allemandes VDEW. Il s'agit d'un filtre LC associé à un circuit d'amortissement spécial pour les harmoniques de faible rang. Côté génératrice, un petit filtre du/dt limite la vitesse de montée en tension aux bornes de la génératrice.

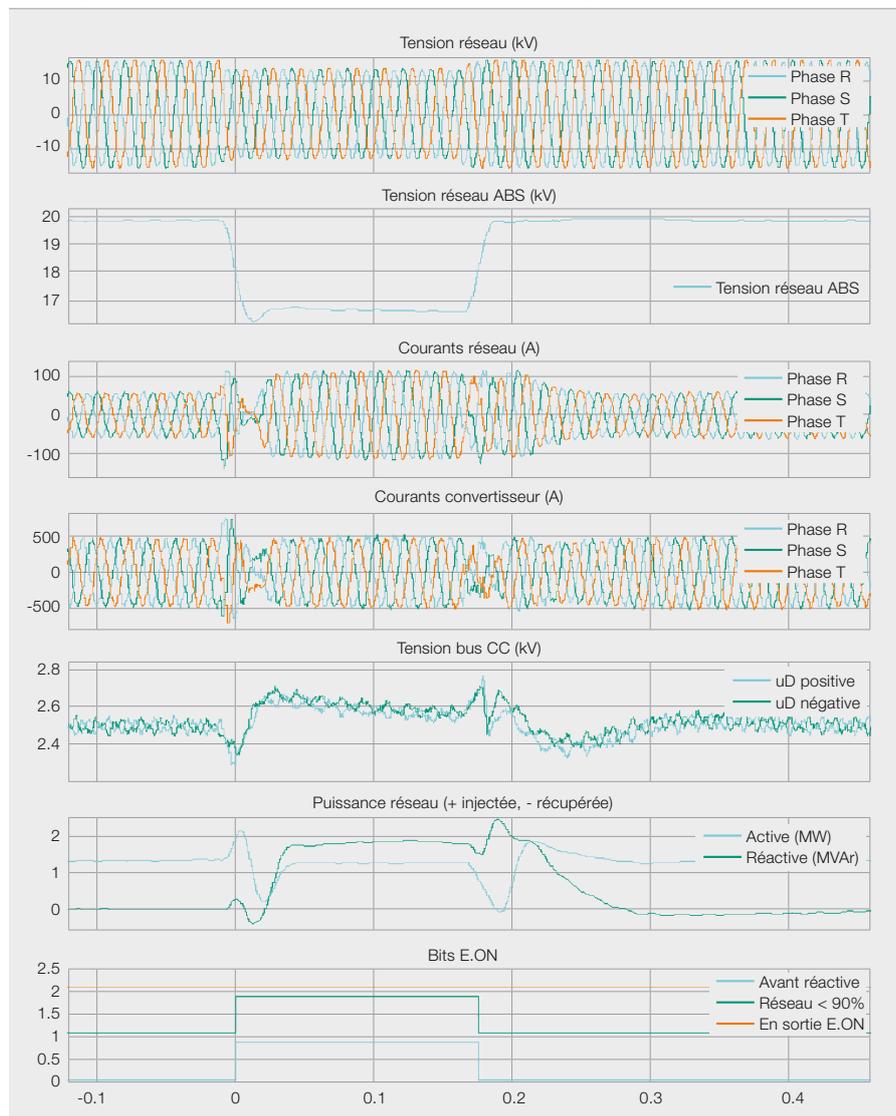
**5** reproduit le schéma électrique de ce convertisseur d'énergie éolienne 4Q à 3 niveaux. La puissance en sortie de l'onduleur INU est envoyée sur le bus CC, puis du bus CC au réseau via le redresseur actif ARU. Le bus CC est protégé par le limiteur de tension VLU qui garantit le maintien en fonctionnement de la turbine pendant un creux de tension et lui évite les oscillations de couple lors d'une perturbation affectant le réseau.

En régime normal, 2 interrupteurs à semi-conducteurs dans chaque phase sont toujours à l'état bloqué, permettant un fonctionnement au double de la tension de bus CC d'un convertisseur à 2 niveaux doté des mêmes éléments. La configuration à 3 niveaux est bien plus intéressante que la mise en série des éléments : les diodes de point neutre garantissent le partage de tension entre les 2 IGCT de blocage en s'affranchissant des réseaux spéciaux de partage de tension. De plus, le potentiel de point neutre peut aussi être commuté sur les bornes de sortie. Résultat : de plus faibles pas de tension en sortie et une ondulation de courant 4 fois moindre que celle d'un convertisseur à 2 niveaux, chaque IGCT ayant la même fréquence de commutation moyenne. Cela réduit énormément les ondulations de couple côté génératrice et, par voie de conséquence,

**5** Schéma électrique du convertisseur de puissance 4Q à 3 niveaux



**6** Enregistrement d'un flicker sur le réseau d'E.ON avec un enregistreur de transitoires DIAS d'ABB



## Convertisseurs

la charge sur l'engrenage planétaire (multiplicateur).

### Avantages du convertisseur 4Q

Le convertisseur éolien d'ABB est un convertisseur 4Q, donc bidirectionnel. L'application en soi n'a pas vraiment besoin de ce flux bidirectionnel : la partie conversion de la génératrice pourrait prendre la forme d'un convertisseur unidirectionnel. Le montage de l'aérogénérateur en haute mer est précédé d'essais approfondis du multiplicateur et de la génératrice. Le PCS 6000 démarre la génératrice en mode moteur, alimentant le multiplicateur par la couronne d'entraînement tout en fournissant un courant réactif aux bobinages de la génératrice afin de réaliser un essai d'échauffement. Ces tests en usine sont l'occasion de vérifier et de régler tous les systèmes importants de protection et de refroidissement. Le flux de puissance bidirectionnel permet un positionnement très précis du rotor de la turbine pour son blocage par le frein hydraulique afin de tester les pales ou le système à calage variable. Le niveau de commande supérieur détermine la position désirée du rotor ; il communique avec l'automate du convertisseur sous protocole Profibus. Le PCS 6000 peut doucement placer le convertisseur

dans la position souhaitée avec une grande précision, même par vents très forts.

Les codeurs sont connus pour leur manque de fiabilité ; le PCS 6000 en est dépourvu, ce qui allège la maintenance et garantit la haute disponibilité de l'aérogénérateur. Le transformateur de raccordement se singularise par un démarrage progressif : le bus CC du PCS 6000 est préchargé par un petit circuit de précharge pour amener la tension au niveau nominal du bus CC. Puis le redresseur ARU élève lentement la tension et synchronise le transformateur avec le réseau sans provoquer d'appel de courant. Cette technique permet de raccorder de gros transformateurs à des réseaux faibles et évite les creux de tension dus aux transformateurs à commutation directe dans un parc éolien. Ce convertisseur 4Q a un autre atout dans sa manche : la fourniture de réactif au réseau.

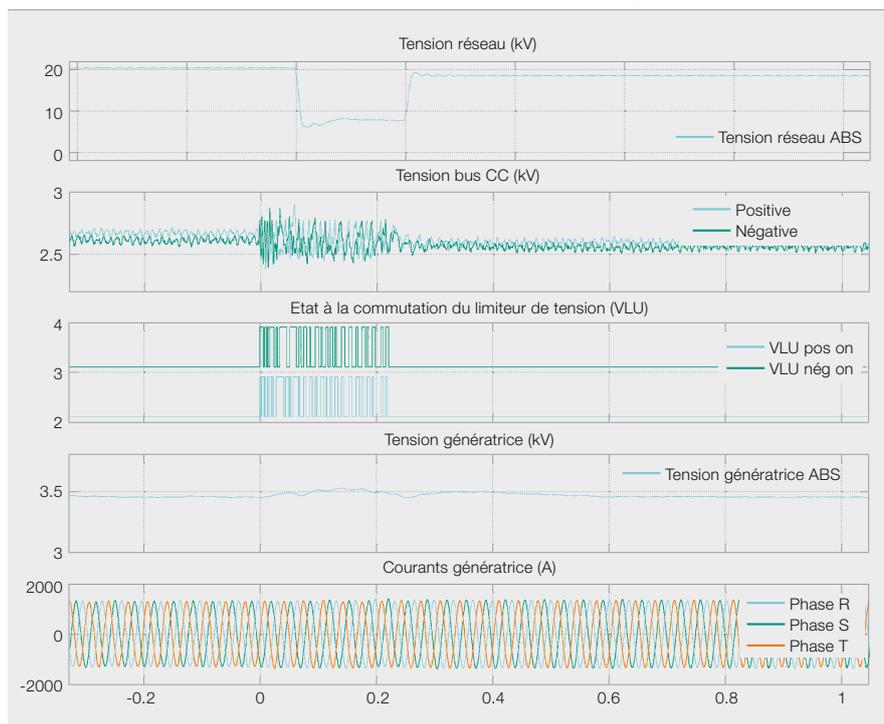
Contrairement aux turbines traditionnelles équipées de génératrices asynchrones à double alimentation, cette solution ne nécessite pas de compensateur de puissance réactive. Le PCS 6000 est en effet capable d'injecter et d'absorber de la puissance réactive pour contrôler la tension au point de raccordement au réseau.

### Respect des réglementations des interconnexions

Le convertisseur PCS 6000 garantit la continuité de la production éolienne même lorsque des incidents surviennent sur le réseau. Il possède à cette fin une fonction de régulation dynamique de la tension lors de défauts réseau équilibrés et déséquilibrés, indispensable pour satisfaire aux règles et normes imposées par les gestionnaires de réseau de transport. **6** reproduit la mesure réelle d'un creux de tension sur la turbine en fonctionnement du prototype de Multibrid M5000 à Bremerhaven (Allemagne).

En cas de défauts graves, le convertisseur 4Q doit fournir 100% de courant réactif pour soutenir le réseau. C'est pourquoi le redresseur ARU ne peut pas injecter la puissance active de la génératrice dans le réseau au risque d'entraîner une surtension au niveau du bus CC et la décharge mécanique de la génératrice par les fonctions de protection normales. Le PCS 6000 est donc équipé d'un limiteur de tension (hacheur de freinage) capable de dissiper cette énergie active durant le défaut réseau de façon à maintenir la turbine en fonctionnement **7**. La génératrice ne « verra » ainsi aucune oscillation de courant (ce dernier étant un indicateur du couple de charge réel).

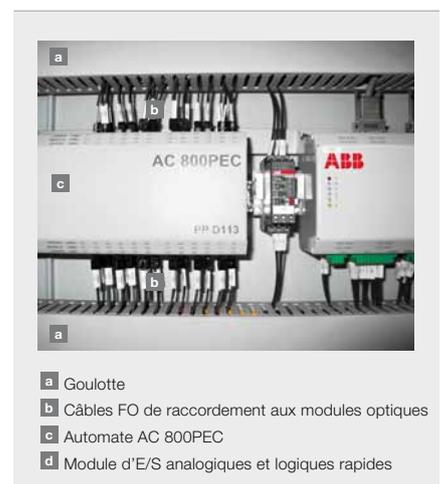
**7** Fonctionnement du hacheur de freinage en cas de défauts réseau graves



### Commande du PCS 6000

L'automate du convertisseur PCS 6000 reçoit les signaux marche/arrêt de

**8** Automate du convertisseur de puissance AC 800PEC avec liaisons à fibre optique (FO)



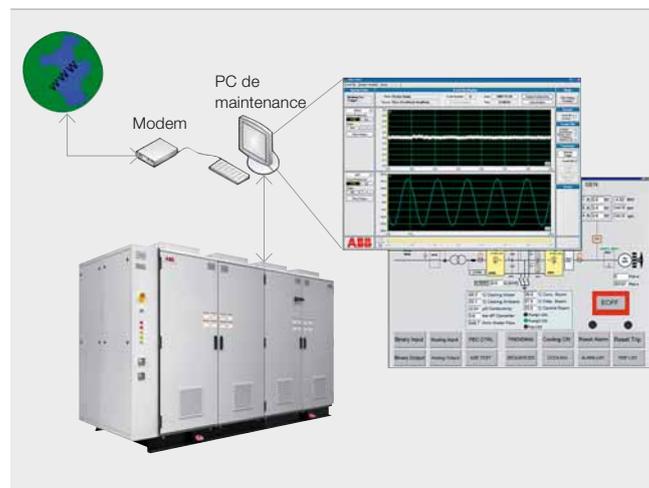
l'automate de l'aérogénérateur (en configuration maître/esclave) sur une liaison numérique Profibus. Les commandes de couple destinées à la génératrice synchronisée à aimants se basent sur des mesures de vitesse rafraîchies au moins toutes les 10 ms. L'automate maître et l'automate esclave AC 800PEC du convertisseur sont reliés par une liaison série [9].

Le redresseur actif ARU doit être capable d'exploiter la génératrice au couple maximal par ampère sur toute la courbe de puissance jusqu'à ce que la tension aux bornes de la machine atteigne la limite du redresseur. A partir de ce point, celui-ci doit limiter la tension aux bornes pendant que la machine continue sa montée en puissance. L'onduleur INU fournit de la puissance active au réseau tout en régulant la tension CC. Pour atteindre ces objectifs, une stratégie de régulation du champ est proposée sans utiliser de capteurs de position de rotor. L'algorithme sans capteur se fonde sur une boucle à verrouillage de phase qui synchronise la force électromotrice interne et contre-électromotrice de la génératrice, en phase et en fréquence avec le flux magnétique permanent. Les valeurs de courant de la génératrice servent de grandeurs de régulation et les sorties de commande (vers le modulateur) sont des références triphasées pour la tension aux bornes du stator. L'alimentation du système de commande et de toutes les cartes d'E/S importantes est secourue par une alimentation sans interruption (ASI) qui intervient en cas de perte de l'alimentation d'énergie auxiliaire. La commande du PCS 6000 est parée pour affronter les longues pannes générales de réseau : l'AC 800PEC détecte en effet la condensation après une coupure longue et lance un programme d'anti-condensation avant redémarrage de la turbine.

#### Maintenance

Fiabilité et maintenabilité sont les critères fondamentaux d'un convertisseur de puissance aguerri au milieu marin. Le PCS 6000 est pour cela doté de logiciels certifiés qui permettent d'inter-

9 Accès distant au PCS 6000 sur l'Internet



venir à distance. Le système ABB d'analyse des données de diagnostic «DIAS» (*Diagnostic Information Analysis System*) est un outil intelligent de supervision du procédé. En cas de problème, le personnel de maintenance ABB est capable d'épauler efficacement les équipes sur site. L'AC 800PEC enregistre tous les signaux importants et l'état du convertisseur avec horodatage du défaut. Le personnel ABB est à même d'analyser ces données à l'aide de l'enregistreur de transitoires intégré qui consigne à distance les événements et guide directement l'équipe sur place. En outre, une interface homme-machine (IHM) simple, installée sur des sites distants, donne un rapide aperçu du PCS 6000. Le système peut automatiquement envoyer à ABB ou au service de maintenance du client des courriels comportant en pièce jointe des rapports d'anomalies. [9] schématise la portée mondiale de cette chaîne de télésurveillance et de télédiagnostic.

**Des aérogénérateurs de 5 MW sont déjà produits en série et des turbines encore plus puissantes sont en développement ou au stade de prototype.**

#### Génération montante

Des aérogénérateurs atteignant 5 MW de puissance sont déjà produits en série et des turbines encore plus puissantes sont en développement ou au

stade de prototype. Les éoliennes de demain sont en majorité vouées à se déployer dans de grands parcs éoliens implantés en mer ou dans des régions faiblement peuplées. Des puissances s'échelonnant de 7 à 10 MW sont attendues ; pour cela, les impératifs de commande des turbines diffèrent du traditionnel cahier des charges des machines actuelles. Qui plus est, les sites éoliens sont aujourd'hui exploités pour injecter le maximum de puissance dans le réseau, même si le vent souffle en rafales. Les futurs aérogéné-

rateurs des grands parcs éoliens devront satisfaire à de nouvelles exigences de commande et de régulation. Le parc offshore est désormais considéré comme une grosse centrale d'énergie : en cas de chute de fréquence sur le réseau, par exemple, les turbines doivent maintenir le niveau de puissance pour lui prêter main forte. D'autres obligations se profilent : limiter la puissance produite à un niveau inférieur au niveau maximal réel et maintenir la turbine en fonctionnement lors d'opérations de réenclenchement, notamment en cas de court-circuit sur le réseau.

ABB a réussi à adapter sa technologie de convertisseurs MT fiables et performants à l'énergie éolienne.

L'association d'un matériel puissant et d'une architecture de contrôle-commande souple, étayée par des fonctions de simulation évoluées, convient parfaitement aux besoins de l'industrie éolienne et à l'interfaçage des plus gros aérogénérateurs avec des réseaux présentant de fortes contraintes de raccordement. Et si les éoliennes du futur exigent de plus fortes puissances, ABB possède d'ores et déjà des convertisseurs MT capables d'atteindre 14 MVA !

#### Markus Eichler

ABB Automation Products  
Turgi (Suisse)  
markus.eichler@ch.abb.com

# Le vent en poupe

*HVDC Light*® facilite l'intégration massive de l'éolien marin  
Ambra Sannino, Peter Sandeberg, Lars Stendus, Raphael Görner

L'éolien compte aujourd'hui parmi les plus importantes sources d'énergie renouvelables (EnR) de la planète. Fin 2007, elle totalisait une puissance de 94 GW, dont 1 GW seulement provenait des installations en mer. L'éolien devrait progresser de plus de 1 GW par an au cours des 5 années à venir, une bonne part de cette énergie étant fournie par quelque 100 projets de parcs éoliens *offshore* en Europe. Sachant que bon nombre de ces sites seront implantés très au large, dans un environnement particulièrement hostile, il n'est pas étonnant que leur conception, leur construction et leur exploitation soient affaire de spécialistes!

Acteur majeur de la filière depuis plus de 20 ans, ABB a acquis une grande expertise des aérogénérateurs et des systèmes électriques éoliens. Ces acquis lui ont permis de mettre au point le raccordement au réseau électrique allemand du plus grand parc au monde (mais aussi le plus éloigné du littoral) en utilisant, grande première dans l'éolien, sa technique novatrice de transport *HVDC Light*®, réputée pour ses qualités environnementales.



Fin 2007, l'Europe disposait d'une capacité installée de plus de 56 GW sur un total mondial cumulé de 94 GW [2]. Pour autant, la palme de la puissance installée annuelle revient à la Chine et aux Etats-Unis, ces derniers ayant à eux seuls déployé près de 2,5 GW supplémentaires en 2006 et plus de 5 GW en 2007. D'un pays ne disposant pas ou de peu de volumes éoliens, la Chine s'est hissée au second rang mondial de ce marché en 2007, avec plus de 3 GW. Mieux, certains [1] annoncent le triplement de la puissance installée nord-américaine et asiatique, à l'horizon 2012 [3]; de même, en Europe, elle fera plus que doubler grâce notamment au remplacement des aérogénérateurs d'ancienne génération par des machines plus grosses, plus hautes et plus puissantes.

En cumulant à peine plus de 1 GW fin 2007, concentré essentiellement dans une poignée de pays européens [1], l'*offshore* reste la portion congrue du marché mondial de l'éolien. Les 5 prochaines années devraient enregistrer une progression annuelle supérieure à 1 GW. Néanmoins, le réel décollage du marché n'est attendu que pour 2011/2012, avec des aménagements de grande envergure, au large du nord de l'Allemagne.

### Mer ou terre ?

En règle générale, une installation éolienne en mer exige davantage de nouvelles infrastructures électriques au MW qu'un parc à terre. Qui plus est, la conception et l'installation du système électrique sont bien plus ardues et contraignantes en raison de l'environnement hostile et des impéra-

tifs de haute disponibilité des sites : la réparation et le remplacement des équipements coûtent très cher et sont tributaires des caprices de la météo.

### Sur les longues distances, la forte capacité du câble pénalise le transport CA au profit du transport CC.

Les éoliennes installées sur les fonds marins sont habituellement plus volumineuses que leurs équivalentes terrestres et plus dispersées puisqu'il faut les espacer d'une distance souvent supérieure à 500 m. Elles sont reliées par un réseau câblé sous-marin moyenne tension (souvent 24 ou 36 kV CA) qui capte leur puissance et la rapatrie jusqu'au point de raccordement correspondant du réseau de transport à terre. Selon l'étendue du parc et sa distance au rivage, cette connexion peut s'effectuer en moyenne ou haute tension (130 kV CA, par ex.). Toutefois, le courant alternatif ne

convient pas au transport de l'énergie fournie par les grands parcs éoliens implantés au large, en raison de la capacité élevée des câbles sous-marins. En fait, il faudrait utiliser toute la capacité de transit de la liaison pour charger ne serait-ce que le câble, ce qui rendrait impossible le transport de toute énergie. Le courant continu haute tension (CCHT) lève cet obstacle. Mieux, pour les « mégaparc » éoliens situés de 50 à 100 km du réseau de transport terrestre, le système HVDC Light d'ABB est LA solution par excellence.

### Aperçu de HVDC Light

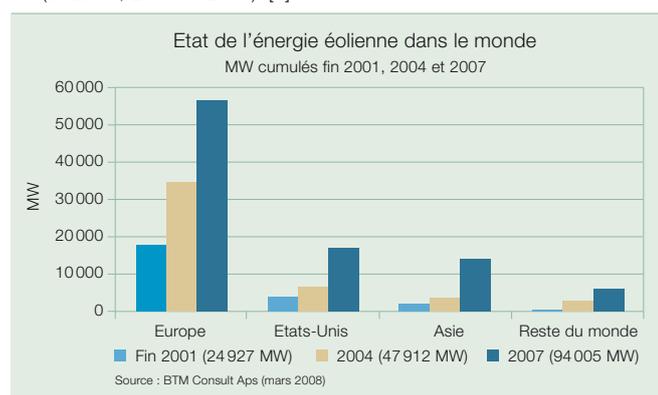
Le socle technologique de HVDC Light est le convertisseur à source de tension, dont les transistors de puissance connectés en série autorisent des couplages réseau à des niveaux de tension jusqu'ici hors de portée. Ces composants ont trois vocations : transport de l'électricité, compensation de la puissance réactive, atténuation des harmoniques et du *flicker*.

1 Puissance éolienne offshore installée en Europe (2006-2007)

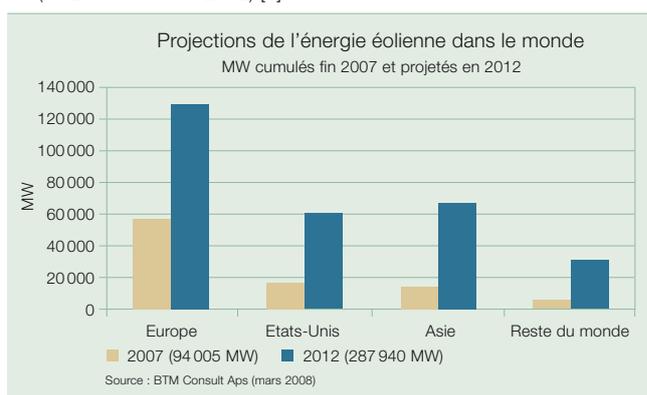
Pays	MW installés en 2006	MW cumulés en 2006	MW installés en 2007	MW cumulés en 2007
Danemark	0	397,9	0	397,9
Irlande	0	25	0	25
Pays-Bas	108	126,8	0	126,8
Suède	0	23,3	110	133,3
Royaume-Uni	90	304	90	394
<b>Puissance totale (Europe)</b>	<b>198</b>	<b>877</b>	<b>200</b>	<b>1077</b>

Source : BTM Consult Aps (mars 2008)

2 Total de la capacité éolienne installée mondiale (fin 2001, 2004 et 2007) [1]



3 Cumul de la capacité éolienne installée par région (fin 2007 et d'ici à 2012) [1]



## Convertisseurs

Une station de conversion HVDC Light est constituée d'un convertisseur, de postes CA et CC, de filtres et d'un système de refroidissement **4** **5**. La conception du convertisseur HVDC Light d'ABB est basée sur un pont à deux étages mis à la terre par l'intermédiaire d'un condensateur de neutre assurant un fonctionnement à la fois en régimes établi et dynamique à des niveaux extrêmement faibles de courants à la terre induits : une caractéristique fondamentale quand on veut installer un système CCHT en pleine mer. L'installation ne nécessite aucune protection cathodique.

Dans ce cas, c'est une modulation de largeur d'impulsions (MLI) qui produit la tension fondamentale **6**, permettant de réguler librement et en quasi-instantané l'amplitude et la phase de la tension, dans les limites constructives du système. Puissances active et réactive sont alors contrôlées indépendamment et rapidement, avec de faibles taux d'harmoniques, même dans des réseaux faibles. Normalement, chaque station gère elle-même sa contribution à la puissance réactive, tant inductive que capacitive. La puissance active peut presque passer instantanément et en continu d'un régi-

me de « pleine exportation » à celui de « pleine importation ». Au demeurant, le flux de puissance active dans le système CCHT doit être équilibré<sup>(1)</sup>. Sinon, la tension continue augmentera ou baissera rapidement si la puissance captée entrante est différente de la puissance débitée sortante. Cet équilibre est obtenu non à l'aide des télécoms mais par de simples mesures de tension continue : une station contrôle la tension CC en ajustant sa puissance, tandis que l'autre règle arbitrairement la puissance transmise dans la limite de capacité de transit de la liaison HVDC Light.

Sous l'angle système, le convertisseur à source de tension agit comme un moteur ou générateur à inertie nulle, capable de contrôler la puissance active/réactive presque instantanément, sans pour autant contribuer à la puissance de court-circuit puisque le courant alternatif est contrôlable.

### HVDC Light et l'intégration de l'éolien marin

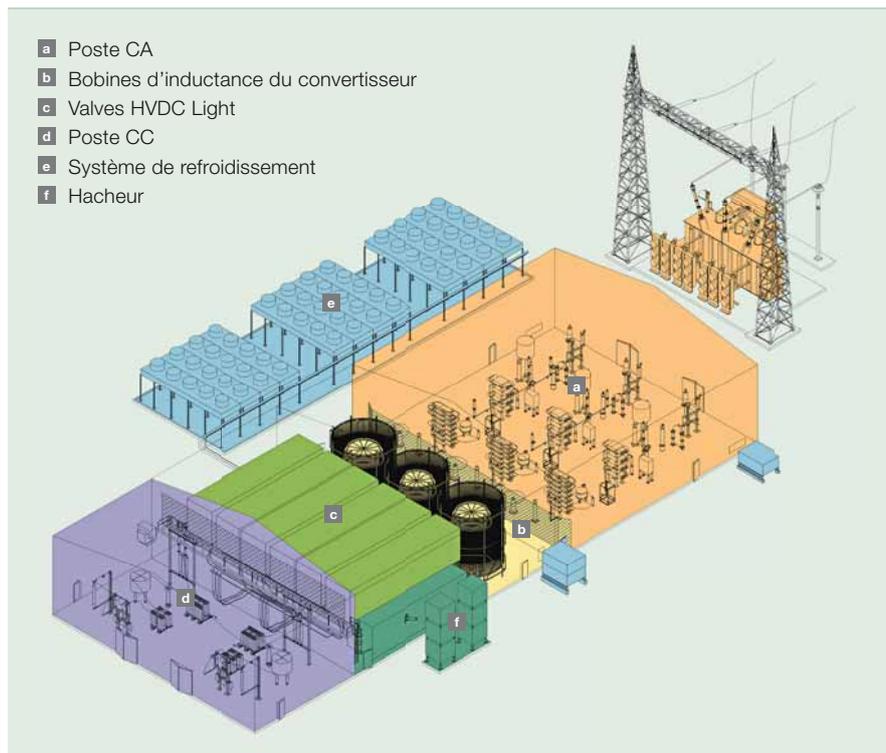
Une station HVDC Light à convertisseur à source de tension peut produire une tension d'amplitude et de phase modulables à loisir. Cette caractéristique est particulièrement utile pour démar-

rer un réseau en mer. Le convertisseur de la station offshore peut au début servir de générateur en mode réglage de fréquence, puis créer une tension alternative d'amplitude et de fréquence souhaitées, qui augmente tout doucement pour éviter les surtensions transitoires et les appels de courant. Les aérogénérateurs se raccordent automatiquement au réseau offshore après avoir détecté la tension alternative correcte, à un instant donné.

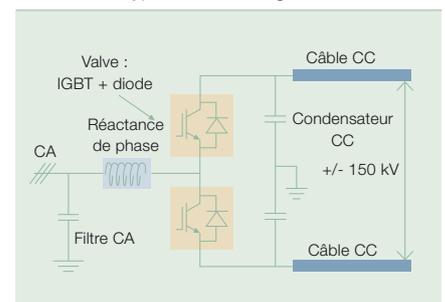
### Avec HVDC Light d'ABB, le contrôle des puissances active et réactive est indépendant et rapide.

Cette fonction est impossible dans le CCHT classique à thyristors car elle requiert une forte tension de ligne pour permettre aux thyristors de commuter. Pour pallier cet inconvénient, le système de transport doit être complété d'un générateur auxiliaire, d'un compensateur synchrone ou d'un compensateur statique synchrone (STATCOM) dans le parc éolien. Or ces appareils sont aussi chers qu'encombrants.

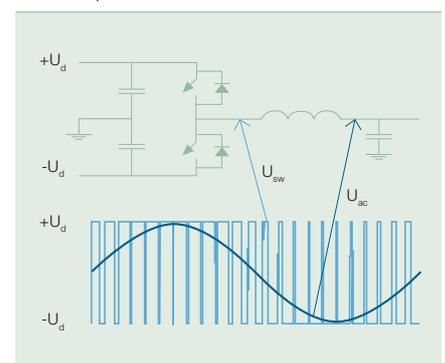
**4** Structure d'une station de conversion CCHT



**5** Schéma type de HVDC Light



**6** Principe de la modulation MLI



Une liaison HVDC Light permet aussi de rétablir le réseau après une panne générale. Dans ce cas, le convertisseur se déconnecte automatiquement du réseau et continue à fonctionner en îlotage, grâce au transformateur du convertisseur dont l'enroulement auxiliaire spécial alimente la station de conversion. Au besoin, le convertisseur peut aussi démarrer manuellement en mode de reprise de service sur défaut<sup>2)</sup>.

#### Respect des «codes de réseau»<sup>3)</sup>

Face à la croissance de la part mondiale de la puissance éolienne installée, les critères imposés par les normes de raccordement des parcs aux réseaux de distribution sont de plus en plus sévères. L'évolution la plus significative concerne la tenue aux creux de tension et la reprise au vol qui obligent les aérogénérateurs ou parcs éoliens à rester connectés pendant un creux de tension pouvant descendre à 15% de la tension réseau nominale (voire à 0), durant 150 ms, et à recommencer à produire après défaut. On escompte aussi un durcissement des exigences dans le domaine de la réponse en fréquence (augmentation de la puissance débitée par le parc proportionnellement à la baisse

de fréquence réseau et inversement). Dans un parc couplé à une liaison HVDC Light, ce contrôle de la réponse en fréquence peut être assuré par une ligne télécoms qui transmet également la fréquence réseau instantanée ainsi que d'autres variables, entre le réseau terrestre et le parc. Sachant qu'amplitude, fréquence et phase de la tension sur le bus du parc éolien sont totalement contrôlables par le convertisseur à source de tension, la fréquence réseau peut être sans grand délai «reproduite» dans le réseau éolien.

En cas de baisse de la tension réseau, la capacité de transit est réduite d'autant, à cause de la limite de courant du convertisseur onduleur. Dans un HVDC Light classique reliant deux réseaux de distribution, ce problème est résolu en abaissant instantanément la puissance d'entrée du convertisseur redresseur, par réglage du courant en boucle fermée. Néanmoins, si, sur un réseau de parc éolien relativement faible, cette puissance décroît rapidement, la tension du bus du parc risque de monter brutalement, obligeant le convertisseur et/ou les aérogénérateurs à finalement déclencher. Une stratégie consiste à signaler aux aérogénérateurs, via la tension réseau du parc, qu'il leur faut réduire au plus vite leur puissance sortante. Pourtant, vu la faible capacité CC, cette tension continue risque d'atteindre un niveau inacceptable (comme une surtension de 30%, seuil d'intervention des protections) en seulement 5 à 10 ms si le transfert de puissance est interrompu. Les générateurs doivent donc pouvoir détecter ce défaut et réduire dans l'intervalle la puissance délivrée au réseau. Autre solution : dissiper l'excédent de puissance que l'onduleur ne peut transmettre, à l'aide d'un hacheur CC<sup>4)</sup>. Il n'y aura alors pas de brusque modification de la puissance sortante des aérogénérateurs et le défaut qu'ils auront perçu pourra être minimisé.

Réduire la puissance débitée par les aérogénérateurs est une méthode jugée assez rapide et efficace, en fonction bien sûr de la réaction des turbines aux fluctuations de tension. Il n'empêche qu'un hacheur CC s'avère plus robuste dans la mesure où son fonctionnement est le même pour tous les types d'éoliennes. De surcroît, une

liaison HVDC Light dotée d'un hacheur découple le réseau éolien du défaut et des transitoires électriques sur le réseau principal, réduisant ainsi la fatigue mécanique des composants des aérogénérateurs. Cette innovation ABB équipera l'un des plus grands aménagements offshore au monde de l'énergéticien allemand E.ON.

#### NordE.ON 1 : une première

Le futur mégaparc de Borkum 2 sera le premier déploiement commercial éolien en haute mer, à environ 130 km des côtes de la Mer du Nord. Ce sera aussi le premier exemple de connexion de l'éolien offshore au réseau par liaison CCHT. Cette technologie moderne, respectueuse de l'environnement et des territoires, se caractérise par de très faibles champs électromagnétiques, des câbles secs, des stations de conversion compactes et modulaires, et une réduction de 25% des pertes en ligne. La liaison, de 400 MW au départ, jouera un rôle déterminant dans l'objectif allemand d'accroître la proportion d'énergies renouvelables dans la production d'électricité, de 15% actuellement à 25-30% à l'horizon 2030 ; elle devrait être pleinement opérationnelle en septembre 2009, au terme d'un chantier de 24 mois.

Cette plate-forme maritime **7** est constituée d'un poste CA abritant les transformateurs, disjoncteurs et filtres d'harmoniques. Les transformateurs HVDC Light se contentent de quelques petites modifications constructives par rapport aux transformateurs de puissance classiques de cette taille puisque le filtre d'harmoniques supprime presque totalement les perturbations électriques induites par le

#### Notes

<sup>1)</sup> Autrement dit, la puissance active en sortie du bus continu doit être égale à celle en entrée du bus continu, minorée des pertes du système HVDC Light.

<sup>2)</sup> La ligne de transport peut démarrer après déconnexion, sans production de puissance par les éoliennes offshore.

<sup>3)</sup> Ensemble de règles définissant la manière dont les parcs éoliens raccordés aux réseaux de transport et de distribution doivent fonctionner pour maintenir la continuité de production.

<sup>4)</sup> Résistance à forte capacité énergétique, dans le bus CC, servant à évacuer l'excès de puissance lors de défauts interrompant le transit d'énergie.



## Convertisseurs

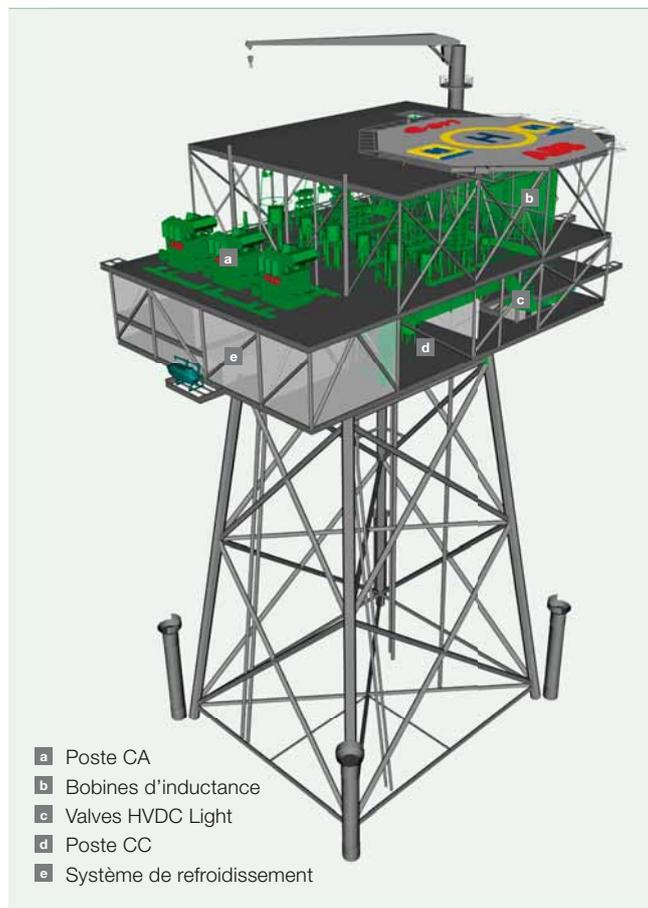
convertisseur. Les inductances du convertisseur servent au filtrage mais aussi à la fourniture de la réactance pour contrôler le système HVDC Light. Le courant alternatif est redressé par les valves HVDC Light. Chaque phase possède deux conteneurs recevant les valves IGBT, condensateurs CC et traversées. Le système évolué de protection, d'instrumentation et de commande MACH 2™, à redondance intégrée, est logé dans deux conteneurs sous les valves. Côté CC, 128 km de câble sous-marin et 74 km de câble terrestre assurent la liaison avec l'autre station de conversion HVDC Light. Un système de refroidissement régule la température de fonctionnement des valves HVDC Light. Le hacheur fait rapidement chuter la puissance active en cas de défauts sur le réseau alternatif.

### Perspectives de déploiement des parcs raccordés par CCHT

Les performances des systèmes de conversion éoliennes-réseau ont beaucoup progressé au fil des ans. Pourtant, certains des équipements types des éoliennes actuelles pourraient bien s'avérer redondants puisque HVDC Light est capable de découpler les aérogénérateurs du réseau de transport. En tirant parti de la souplesse de commande qui caractérise HVDC Light et sa capacité à optimiser le système électrique d'un parc éolien, il est possible d'utiliser des systèmes de conversion à la fois plus simples (donc, moins chers) et plus robustes.

Cette capacité de découplage multiplie les possibilités de réseau de collecte interne dans un parc éolien. Une station de conversion HVDC Light suit normalement la tension alternative des réseaux raccordés. L'amplitude et la fréquence de cette tension sont données par les systèmes de commande des unités de production. Pour autant, la station de conversion offshore pourrait aussi servir à optimiser

7 Plate-forme offshore du grand parc éolien Borkum 2



- a Poste CA
- b Bobines d'inductance
- c Valves HVDC Light
- d Poste CC
- e Système de refroidissement

la production de puissance éolienne en réglant la fréquence et la tension réseau sur une valeur de consigne fixée par un système de commande du parc. Ce fonctionnement à fréquence variable, à une extrémité de la liaison, et à fréquence réseau fixe, à l'autre bout, ne demande aucun équipement supplémentaire. D'ordinaire, les principes de conception adoptés pour les applications de transport classiques s'appliquent aussi à l'éolien.

De même, le réseau interne d'un parc éolien pourrait être conçu pour fonctionner en courant continu, à un niveau de tension adéquat. Cette possibilité autorise un meilleur usage des câbles et une réduction des pertes par MW

produit, surtout à cause de l'absence de réactif. Seul bémol : l'effort de développement requis est considérable puisqu'il n'existe pas à ce jour de réseaux CC en exploitation, hormis quelques applications particulières.

### Bon vent !

La conception, la construction et l'exploitation de mégaparc éoliens, dans l'environnement particulièrement rude de la haute mer, exigent des connaissances et des compétences d'exception. Le transport de cette énergie vers les lieux de consommation fait appel à des techniques hautement innovantes, comme HVDC Light. Cette solution unique en son genre ouvre la voie à la production de plusieurs GW d'éoliens marins en Europe. Espérons que les précieux enseignements tirés de ce projet permettront aux ingénieurs de réduire les risques techniques et, à terme, financiers auxquels se heurtent les développeurs de projets offshore au moment de

choisir un système de transport adapté et fiable.

#### Ambra Sannino

ABB Corporate Research  
Västerås (Suède)  
ambra.sannino@se.abb.com

#### Peter Sandeberg

Lars Stendius  
ABB Power Systems  
Ludvika (Suède)  
peter.sandeberg@se.abb.com  
lstendius@imerapower.com

#### Raphael Görner

ABB AG  
Mannheim (Allemagne)  
raphael.goerner@de.abb.com

#### Bibliographie

- [1] BTM Consult, *World Market Update 2007*, March 2008
- [2] Wensky, D., Hanson, J., Sandeberg, P., Grünbaum, R., 2006, *FACTS and HVDC for grid connection of large offshore wind farms*, European Wind Energy Conference (EWEC)
- [3] Jones, P., Westman, B., *From generation to grid*, Renewable Energy Focus, November 2007
- [4] Stendius, L., Sandeberg, P., 2008, *Large scale offshore wind power energy evacuation by HVDC Light*, European Wind Energy Conference (EWEC)

# Question pour un champion du diagnostic

La solution logicielle ABB est au bout du tunnel

Martin Olausson, Magnus Larsson, Jan Lagnelöv



Les grands systèmes de contrôle-commande pilotant des sites industriels complexes alignent des millions de lignes de code informatique et un certain nombre de logiciels tiers du commerce régissant les aspects généraux de la gestion de procédé. A chaque nouvelle version, les exploitants de ces systèmes de pilotage de l'usine doivent effectuer les mises à niveau de rigueur, mais aussi parfois installer d'autres programmes n'ayant pas de lien direct avec le contrôle-commande. Autant de modifications du parc logiciel qui peuvent entraver la stabilité de l'exploitation.

ABB n'est certes pas à l'origine de ces perturbations mais se sent tout de même responsable de la performance globale des systèmes installés par ses soins : ses techniciens et ingénieurs de maintenance sont jour et nuit sur le qui-vive pour aider les opérateurs de production à traquer et réparer les erreurs des installations logicielles du client.

Pointer la source d'un défaut est une tâche fastidieuse en raison de la complexité des multiples systèmes interagissant sur le site ; régler le problème peut nécessiter des semaines d'intense

coopération entre opérateurs. Et pour cause : la sécurité des systèmes de contrôle-commande sensibles interdit la connexion directe à l'Internet et donc toute possibilité d'analyse en ligne du défaut pour en accélérer la résolution.

Bien décidé à améliorer ce scénario loin d'être idéal, ABB a développé une offre de logiciels intelligents qui ramènent à quelques heures le temps nécessaire pour éliminer le défaut tout en minimisant l'interaction des opérateurs de production.

## Diagnostic et sécurité

Imaginez la scène : dans une usine tournant sur le système 800xA d'ABB, un opérateur constate un très net ralentissement des échanges avec le système doublé d'un manque de réactivité. L'urgence de la situation l'amène à contacter de suite l'assistance technique ABB. Or, faute d'accès au 800xA, l'ingénieur ABB est dans l'incapacité d'obtenir davantage d'informations sur la configuration du système pour régler le problème.

Dans pareil cas, un utilisateur de PC appellerait son service d'assistance téléphonique et, à l'autre bout de la ligne, un informaticien se connecterait au système pour apporter une solution en temps réel. Rien de tel dans l'industrie : les systèmes de contrôle-commande sont aux commandes de toute la production et les utilisateurs n'ont aucune envie de courir le risque d'une attaque virale qui risquerait de coûter cher. Résultat : pas question d'accéder au système directement de l'extérieur !

À la demande du support technique, l'opérateur passe alors un temps fou à collecter les données des différents nœuds du système : une tâche complexe et sujette à l'erreur. Il doit ensuite transmettre ces informations à partir d'un point d'accès à l'Internet : le spécialiste en ligne peut enfin débiter l'analyse du défaut. Autre obstacle : il est d'ordinaire impossible de rassembler du premier coup toutes les données pertinentes sur la défaillance. Il faut alors recommencer le processus.

L'analyse traditionnelle des dysfonctionnements d'un système de contrôle-commande complexe est donc fastidieuse, peu probante et chère ; bref, inacceptable. Pour y remédier, pourquoi ne pas recueillir automatiquement les données utiles à l'analyse du défaut, sans faire quasiment appel à l'utilisateur ? C'est chose faite avec le nouvel outil ABB de collecte de diagnostics « DCT » (*Diagnostics Collection Tool*).

Pour autant, le développement de ce logiciel « intelligent » n'est pas une mince affaire. Grande est en effet la quantité de défauts potentiels pouvant entacher les systèmes de contrôle-commande industriels ; il faut alors

compter sur l'effort collectif des ingénieurs du support technique et des opérateurs d'atelier pour déterminer les événements les plus susceptibles de se produire. La mise au point de l'outil DCT s'est donc accompagnée d'un travail d'équipe entre ingénieurs support, opérateurs et développeurs informatiques pour trouver une solution pragmatique et efficace.

## L'analyse traditionnelle des dysfonctionnements d'un système de contrôle-commande complexe est fastidieuse, peu probante et chère.

Lorsque DCT<sup>1)</sup> est installé dans 800xA, les informations utiles sur les performances du système, au moment du défaut, sont automatiquement collectées et triées. L'opérateur n'a plus qu'à les communiquer au support technique : finies les recherches laborieuses et répétitives.

### Concertation

La résolution d'un problème sur un site client fait intervenir plusieurs spécialistes. Le développeur du logiciel est le mieux placé pour connaître à fond le produit et les informations précises dont il a besoin en cas de défaut. Par contre, il ne sait rien de la mise en œuvre du logiciel sur le site en question, celle-ci pouvant varier d'un jour à l'autre sans qu'il soit informé des autres progiciels tournant sur le système client. Inversement, les ingénieurs support savent parfaitement ce qui se passe sur le 800xA de l'utilisateur. Dans chaque cas de figure, développement logiciel et maintenance doivent donc partager leur savoir.

Pour faciliter l'accès aux informations requises, DCT a été conçu dans une optique évolutive : il est bâti sur des extensions logicielles (*plug-ins*) qui recueillent les données nécessaires au logiciel spécifique installé dans 800xA. Un kit de développement simplifie au maximum l'implantation d'une nouvelle extension.

Supposons, par exemple, qu'un programmeur développe un nouveau

module ; le kit fournit alors une extension sur mesure au DCT installé avec ce nouveau logiciel. Si un problème survient ultérieurement, l'extension est appelée dans DCT pour récolter les données nécessaires à l'ingénieur support afin d'y remédier.

### Souplesse et richesse fonctionnelle

À démarrage de DCT, plusieurs fonctions de collecte, de recherche et d'analyse sont possibles. Toutes sont accessibles par une interface utilisateur garantissant une bonne facilité d'usage.

#### Collecte à distance des diagnostics

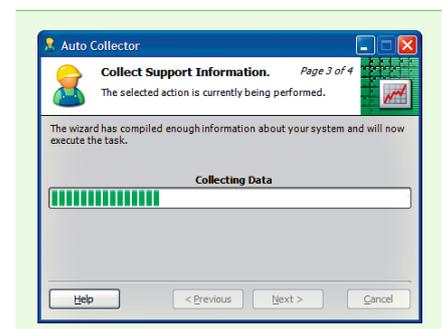
Pour pallier l'absence d'accès du support technique au 800xA d'une usine, DCT permet l'édition d'un fichier de collecte automatique, dénommé *Auto Collector*, qui précise les données de diagnostic à récupérer.

Celles-ci peuvent être envoyées par messagerie électronique ou tout autre moyen à l'utilisateur du 800xA qui lance *Auto Collector* sur n'importe quel nœud du système **1**. DCT re-

Menu principal de DCT



**1** Collecte automatique des données par *Auto Collector*



## 2 Signalement des incohérences logicielles par DCT

Software	SEVST-L-CRC5512	SEVST-W-CRC5513	SEVST-W-CRC5514
ABB 800xA for Advent Master 4.0.0/1	4.0.1798.13384	4.0.1798.13384	4.0.1798.13384
ABB 800xA for Advent Master 4.0.0/1 Servi...	4.1.1999.18878	4.1.1999.18878	4.1.1999.18878
ABB 800xA for Advent Master 4.0.0/1 Servi...	4.1.2140.22273	4.1.2140.22273	4.1.2140.22273
ABB 800xA Instructions	4.1.2000.34679	4.1.2000.34679	4.1.2000.34679
ABB 800xA System Checker Tool	Not Installed	Not Installed	1.1.1984.15960
ABB AC 800M Connect 4.1.0/2	4.1.5.4	4.1.5.4	4.1.5.4
ABB Batch Management Client 4.1.0/0	Not Installed	4.1.60217	4.1.60217
ABB Batch Management Environment 4.1.0/0	4.1.60217	4.1.60217	4.1.60217
ABB Batch Management Primary Server 4.1....	4.1.60217	Not Installed	Not Installed
ABB Central Licensing System 4.1.0/0	4.1.0.1086	4.1.0.1086	4.1.0.1086

cueille et interprète ces données, et produit un fichier renfermant toutes les informations réclamées par l'assistance technique. L'utilisateur renvoie alors ce fichier résultat compressé à l'ingénieur support concerné.

### Comparaison des configurations logicielles

L'ingénieur support tient souvent à connaître les logiciels résidant sur le système de l'utilisateur. DCT intègre pour cela une fonction de consultation et de comparaison des logiciels installés par rapport à une configuration de référence utilisée à la première installation du système ; toutes les modifications sont enregistrées et comparées à ce référentiel. Un descriptif détaillé permet de débusquer les éventuelles incohérences **2**.

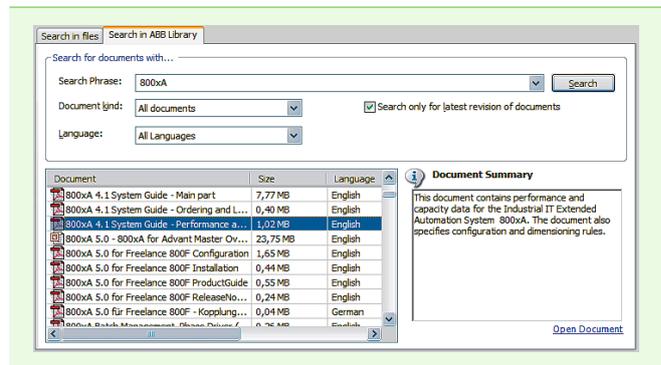
### Comparaison des logiciels en exploitation

Les ingénieurs support doivent aussi pouvoir comparer les logiciels exécutés sur certains nœuds pour repérer les incohérences. Deux serveurs redondants, par exemple, sont normalement censés héberger en permanence le même logiciel.

### Recherche textuelle avec bibliothèque ABB

Après avoir obtenu de DCT l'information demandée, les ingénieurs support doivent s'y retrouver dans cette somme de données ; il leur faut pouvoir rechercher ces fichiers à l'aide de chaînes de textes (messages d'erreur, avertissements...). La fonction Recherche de DCT est une aide extrêmement précieuse qui balaie également la base documentaire ABB pour permettre au support technique d'accéder à une bibliographie complémentaire **3**.

## 3 Recherche dans de multiples fichiers et la bibliothèque ABB



### Fréquence de collecte

DCT peut être configuré pour intervenir automatiquement, selon une périodicité donnée. Cette fonction est utile à la maintenance préventive : l'ingénieur support dispose à l'avance des données lui permettant de résoudre un problème.

### Extensions logicielles standards (hors 800xA)

DCT comporte également plusieurs extensions standards utilisables sur les nœuds exploitant Windows®, avec ou sans 800xA. Il peut s'agir, par exemple, d'extensions chargées de collecter des informations sur l'usage partagé de la bibliothèque ou de renseigner l'utilisateur sur le registre ou les journaux d'événements Windows®.

Lorsque DCT est installé dans 800xA, les informations utiles sur les performances du système, au moment du défaut, sont automatiquement collectées et triées.

### Mission accomplie

Toutes ces fonctions accélèrent et simplifient énormément la résolution d'un problème. Un utilisateur 800xA détecte une réaction anormale du système ? Il appelle d'urgence le support technique ABB qui lance alors DCT pour préciser les données de diagnostic dont il a besoin. DCT complète son intervention en fournissant un fichier Auto Collector qui, après envoi à l'utilisateur, récupère automatiquement les données pertinentes. Au terme de ce processus, l'utilisateur est informé de la manière dont

il doit renvoyer ces informations à l'ingénieur support. Ce dernier reçoit les données collectées pour analyse... et règle le problème en un temps record.

### Satisfaction client

DCT n'est pas seulement utile aux ingénieurs de maintenance mais aussi aux clients d'ABB. «DCT nous permet de rapatrier de précieuses informations sur la totalité des quelque 250 nœuds de notre site, sans avoir à nous connecter à chacun d'eux. Nous gagnons ainsi du temps tout en rassemblant l'information utile sans interrompre la production» se félicite Lee Tolman, administrateur système de Hemlock Semiconductor (coentreprise de Dow Corning) et fidèle utilisateur du logiciel d'ABB.

D'autres fonctionnalités sont à l'étude : contrôles de cohérence des configurations système, vérification automatique de la conformité des installations logicielles aux bonnes pratiques ABB, déclenchement d'alarme en cas de modifications particulières sur des nœuds spécifiques...

Martin Olausson

Magnus Larsson

ABB Corporate Research

Västerås (Suède)

martin.olausson@se.abb.com

magnus.larsson@se.abb.com

Jan Lagnelöv

ABB Process Automation

Västerås (Suède)

jan.lagnelov@se.abb.com

### Note

<sup>1)</sup> DCT est disponible à partir de la version SV5.0 Service Pack 1 du système 800xA d'ABB.

# Atterrir en toute sécurité

Les interrupteurs à semi-conducteurs ABB fiabilisent les systèmes radar des aéroports américains

Adriaan Welleman

Quel aéroport pourrait se passer de la détection radar pour garantir la sécurité de l'espace aérien ? Le principe est simple : un radar émet des impulsions de forte intensité qui sont réfléchies par l'aéronef et renvoyées vers leur source. Le composant chargé d'émettre ces signaux très puissants, traditionnellement produits par des tubes électroniques de type thyratrons, est déterminant. Or cette technologie, utilisée dans plusieurs autres applications, voit ses jours comptés avec les interrupteurs à semi-conducteurs de haute puissance qu'ABB vient de développer pour les circuits électriques impulsionnels.

Ces progrès de l'électronique de puissance, très bénéfiques à l'utilisateur, sont au cœur de la modernisation des systèmes radar des aéroports nord-américains ; une commande de 300 systèmes pour équiper les 132 aéroports civils que comptent les Etats-Unis concrétise les immenses débouchés de cette technologie d'avenir.



Le tube électronique n'a pas son pareil pour adapter l'important flux d'énergie d'un système électrique ; une propriété que lui a longtemps envié l'interrupteur à semi-conducteurs ! Augmenter rapidement un fort courant électrique en quelques microsecondes tout en maintenant ce flux de puissance dans le composant au silicium n'est pas banal.

ABB a donc habilement développé et associé un GCT<sup>1)</sup> et un circuit de commande rapide pour satisfaire aux exigences de vitesse de commutation et de fort courant admissible. Ces éléments peuvent amorcer (mais pas bloquer) une impulsion de puissance, ce

#### Encadré Fiche technique

L'interrupteur à semi-conducteurs d'ABB est un montage de 3 IGCT en série. Ce dispositif, qui fonctionne en conduction inverse, intègre une partie commutation de puissance (GTO<sup>3)</sup>) et une diode de roue libre, sur une seule pastille de silicium de 51 mm **1**. Le circuit de commande est conçu pour commuter très rapidement ; le but étant de décharger un condensateur, l'extinction n'est pas nécessaire. Trois de ces éléments, d'une tension de blocage unitaire de 4500 V, sont pris en sandwich entre des radiateurs refroidis par air. Les 3 circuits de commande sont alimentés en couplage inductif par une seule source de courant de 25 kHz/4 A fourni par un câble haute tension. Le circuit de commande est enclenché par un signal optique émis par une boîte de distribution lumineuse. Ce type d'interrupteur fonctionne à une tension continue de 6,5 kV, avec un courant de crête de 1,4 kA. Autres caractéristiques : durée d'impulsion de 2,5 µs, vitesse de montée en courant de 6 kA/µs, fréquence de répétition d'impulsion de 1200 Hz et température ambiante comprise entre -10 °C et +50 °C.

**1** IGCT et circuit de commande : fidèles à l'intégration monolithique, commutation de puissance et diode de roue libre sont sur une même pastille de silicium.



qui est tout à fait acceptable en cas de condensateur déchargé. La décharge génère en effet automatiquement le front descendant de l'impulsion de courant. Cet interrupteur permet d'injecter une énergie très élevée dans une charge (transformateur d'impulsion ou klystron) pour émettre les impulsions radar.

Partant de ce principe, ABB a réalisé un ensemble de commutation complet constitué de 3 IGCT<sup>2)</sup> en série, d'une alimentation intégrée, d'un déclenchement optique et de radiateurs refroidis par air **Encadré**. Ce montage fut amplement testé en laboratoire et sur le terrain par des chercheurs du MIT (*Massachusetts Institute of Technology*) qui le recommandèrent à l'avionneur Northrop Grumman, fournisseur des systèmes radar de contrôle aérien aux Etats-Unis.

#### Première mondiale

Début 2007, Northrop Grumman commande à ABB 296 de ces ensembles de commutation complets à base d'IGCT **2**, pour un montant de plusieurs millions de dollars. En décrochant l'un des plus gros marchés de cette application, ABB signe une percée technologique et commerciale. Cette innovation à base de semi-conducteurs a permis de moderniser les systèmes radar des 132 aéroports

**2** Commutateur de puissance d'un système radar d'aéroport



civils des Etats-Unis, en remplacement des traditionnels thyatron, moins fiables sur la durée.

De son côté, l'interrupteur à semi-conducteurs d'ABB affiche une durée de vie bien plus longue et une maintenance quasi nulle. Les thyatron devaient en effet être régulièrement changés, avec les inconvénients que l'on connaît en termes de coûts d'exploitation, de personnel de maintenance et de temps d'arrêt. Les économies réalisées avec les interrupteurs à semi-conducteurs compensent leur coût initial, plus élevé, et écourtent les délais de retour sur investissement. L'interrupteur ABB étant construit sur des IGCT bipolaires monolithiques (soit une tranche par dispositif), il surpasse les autres technologies à semi-conducteurs par sa très haute fiabilité, surtout pour les applications de génération d'impulsions. Et s'il est évident qu'une fiabilité élevée est cruciale pour le contrôle de trafic aérien, c'est aussi un atout extrêmement apprécié dans d'autres domaines comme le médical et la protection de l'environnement.

## La technologie à semi-conducteurs d'ABB a permis de moderniser les systèmes radar des 132 aéroports civils des Etats-Unis.

Pour répondre à l'essor rapide de la demande technologique, ABB travaille sur plusieurs autres projets et commandes mettant en œuvre des semi-conducteurs pour applications électriques impulsionnelles.

**Adriaan Welleman**

ABB Semiconductors

Lenzbourg (Suisse)

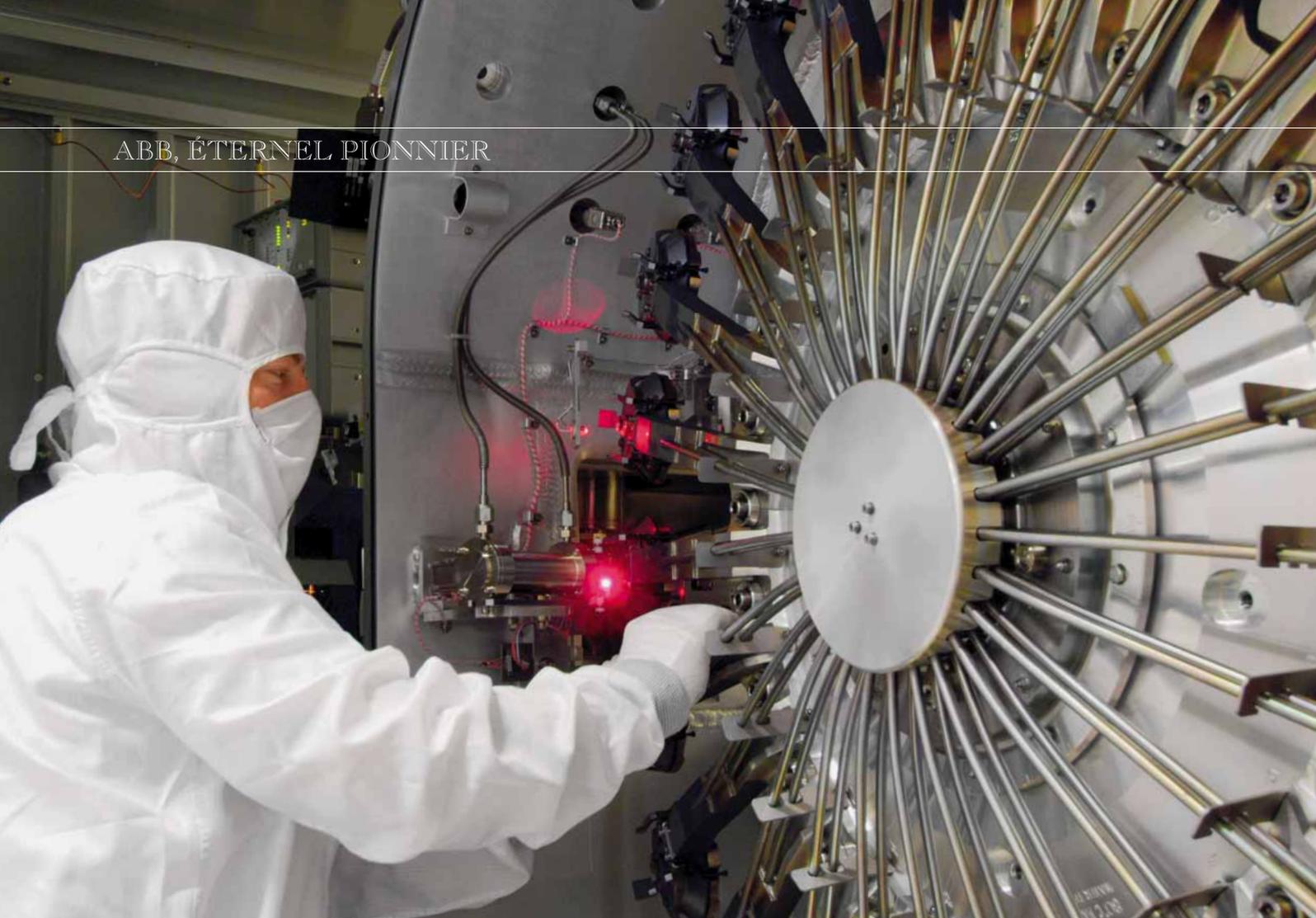
adriaan.welleman@ch.abb.com

#### Notes

<sup>1)</sup> Thyristor commandé par la gâchette

<sup>2)</sup> Thyristor intégré commuté par la gâchette

<sup>3)</sup> Thyristor blocable par la gâchette



# Puces savantes

ABB et les semi-conducteurs de puissance : une révolution silencieuse

Hansruedi Zeller

Imaginez un dispositif électronique avec 100 milliards d'interrupteurs qui doivent simultanément conduire et bloquer un courant électrique en un peu plus d'une microseconde et cela plusieurs centaines de fois par seconde. Sachant qu'une redondance complexe est obligatoire pour garantir son bon fonctionnement, même si certains des 100 milliards d'interrupteurs ne basculent pas correctement à l'état bloqué, un tel dispositif est-il envisageable ? et si oui, pour quelles applications : supercalculateurs, équi-

pements militaires ou laboratoires scientifiques géants comme celui du CERN ?

Paradoxalement, rares sont ceux qui associent les semi-conducteurs de très forte puissance aux réseaux de transport d'électricité. Or le dispositif en question existe bel et bien dans une station de conversion d'une liaison en courant continu à haute tension (CCHT) équipée de modules d'IGBT ABB.

A l'aube de l'histoire des semi-conducteurs de puissance, nul n'aurait imaginé, même dans ses rêves les plus fous, qu'un tel degré de complexité, de sophistication et de précision fonctionnelles serait possible. De même, personne n'aurait anticipé qu'entre la centrale électrique et le consommateur, le courant emprunterait des puces au silicium.

L'aventure des composants à semi-conducteurs de puissance au sein des deux sociétés mères du Groupe ABB, BBC et ASEA, débuta quelques années après l'avènement du transistor. A l'époque, les redresseurs et les interrupteurs étaient constitués de dispositifs de commutation à vapeur de mercure volumineux, coûteux et aux pertes élevées. A l'évidence, il fallait faire mieux ! Même si, en 1950, le fossé entre la technologie du silicium et celle des dispositifs à vapeur de mercure arrivés à maturité était énorme, le développement des composants à semi-conducteurs de puissance débuta vers 1955 à la fois chez ASEA (Ludvika, Suède) et BBC (Ennetbaden, Suisse). Rapidement, on comprit que le germanium (Ge), matériau dominant de la technologie des transistors au début des années 1950, n'était pas le choix idéal. En effet, la température maximale de fonctionnement d'une diode Ge à des tensions de blocage de quelques centaines de volts était limitée à environ 80 °C, ce qui était insuffisant pour les applications industrielles. Le silicium offrait des propriétés physiques beaucoup plus intéressantes, notamment des tensions de blocage très supérieures à des températures de fonctionnement raisonnables. Le premier composant commercial à semi-conducteur fabriqué par BBC était une diode au germanium 100 A/100 V introduite en 1956 pour des applications d'électrolyse. Elle fut intégrée à deux postes redresseurs fournis par BBC.

A l'époque, la technologie du silicium (Si) en était à ses balbutiements, aucun procédé industriel structuré et à valeur ajoutée n'existant. Ainsi, la fabrication incluait plusieurs étapes : obtention du silicium brut, tirage du lingot monocristallin dopé, découpe en tranches et opérations successives. L'étape du tirage du monocristal était particulièrement difficile.

En 1961, ASEA et BBC introduisirent chacun des diodes Si de 100–200 A et 600 V. La DS 200 de BBC (200 A/600 V) était destinée aux installations d'électrolyse pour la production d'aluminium. A titre d'exemple, citons un redresseur de 34,5 kA/350 V mis en service en 1962 et un plus gros appareil de 108 kA de tension secondaire

variable (85–485 V) mis en service en 1963. En se concentrant sur la technologie silicium, BBC et ASEA devinrent rapidement des acteurs majeurs du marché des composants haute tension.

En 1958, BBC démarrait également le développement de composants semi-conducteurs à Mannheim en Allemagne, investissant des moyens considérables dans le projet. Rapidement, BBC Allemagne proposa un large choix de produits.

#### Du mercure au silicium

L'ère des interrupteurs de forte puissance débuta lorsque BBC présenta un thyristor de 100 A/1200 V à la Foire de Hanovre en 1961. La même année, ASEA concevait le premier convertisseur à thyristors pour un variateur industriel et annonçait un thyristor 130 A/800 V en 1962. Au fil des ans, ASEA et BBC firent œuvre de pionniers dans la technologie des semi-conducteurs de puissance de manière concomitante **Encadré 1**.

### Le développement des composants à semi-conducteurs de puissance débuta vers 1955 à la fois chez ASEA et BBC.

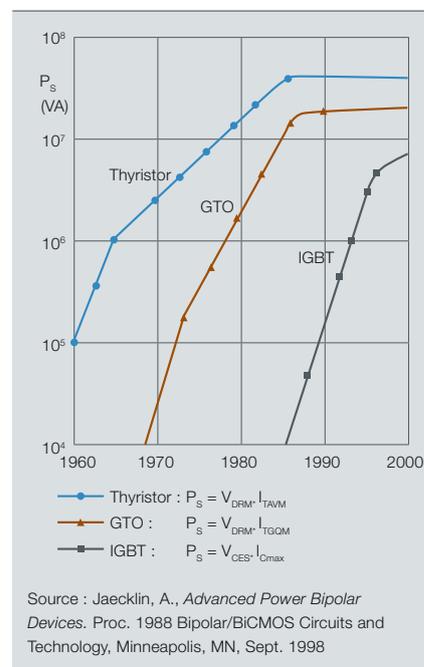
Après l'acquisition par BBC de l'entreprise genevoise Sécheron, dont la gamme de produits était très proche de celle de BBC (y compris les composants à semi-conducteurs de puissance), BBC envisagea de construire une usine dans la commune de Gland sur un terrain appartenant à Sécheron. A la suite d'une bataille politique, le projet fut abandonné ; une usine ultramoderne fut alors bâtie par BBC à Lampertheim en Allemagne, à la fin des années 1960.

Au cours de cette décennie, l'offre de semi-conducteurs de puissance et leurs domaines d'application s'élargirent rapidement alors que les dispositifs à vapeur de mercure étaient sur le déclin. Les produits à électronique de puissance exigeaient des valeurs de tension et de courant toujours plus élevées. Vitesse et pertes de commutation devinrent une préoccupation majeure pour les convertisseurs de

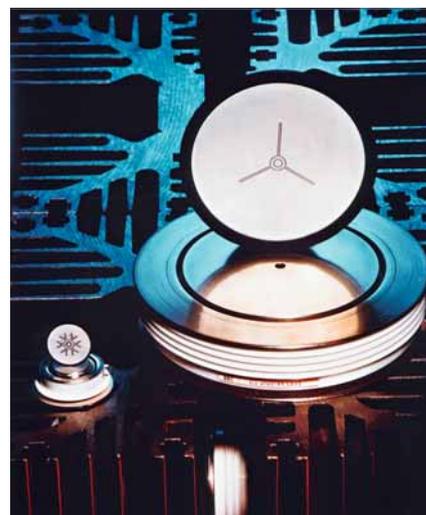
#### Encadré 1 Thyristor

Un thyristor est un interrupteur commandable à l'amorçage par la gâchette avec une impulsion de courant. Il n'est pas commandable à l'extinction, mais passera à l'état bloqué au passage à zéro suivant du courant. Par analogie, aux toilettes vous pouvez tirer la chasse autant de fois que vous le désirez, mais lorsque la cuve est vide, l'eau s'arrête de couler. Le thyristor peut donc uniquement être utilisé dans des applications où une forme d'onde de courant alternatif existe déjà.

Evolution de la puissance de commutation des trois principaux semi-conducteurs de puissance



Pastilles de silicium et boîtiers de thyristors 1,5 et 5 pouces de 5,5 kV (1983)



## ABB, ÉTERNEL PIONNIER

moteurs. La complexité croissante des convertisseurs imposait des thyristors avec une diode antiparallèle intégrée (thyristors en conduction inverse) et des composants de protection comme les diodes à avalanche. BBC devint un leader du marché des composants à semi-conducteurs de protection.

ASEA, pour sa part, mit au point les thyristors commutés par le réseau pour les applications de transport d'électricité. Bien que jugée irréalisable quelques années plus tôt, ASEA installa la première liaison électrique en courant continu à haute tension (CCHT) à semi-conducteurs avec l'île de Gotland. Longue de 96 km pour une tension de  $\pm 150$  kV et une puissance de 30 MW, cette liaison posa le premier jalon du leadership mondial d'ASEA dans la technologie CCHT.

### ASEA installa la première liaison électrique en courant continu à haute tension (CCHT) à semi-conducteurs avec l'île de Gotland.

La contribution technique majeure de BBC au développement des semi-conducteurs de puissance au cours de cette décennie fut la technologie du «silicium flottant» dans laquelle la pastille de silicium est pressée sur un disque de molybdène pour réaliser le

contact électrique. Les autres technologies comme le brasage ou les alliages donnaient de bons résultats pour les pastilles de petites dimensions, mais ne conféraient pas aux composants de grande surface une robustesse suffisante aux cycles thermiques. Pour autant, le boîtier pressé n'est pas aussi simple qu'il en a l'air car il exige une parfaite maîtrise des aspects mécaniques. Rapidement, les concurrents prirent conscience que cette technologie était incontournable pour les composants de grande surface. Les nombreux brevets déposés par BBC lui permirent de proposer sa technologie à la concurrence dans le cadre de contrats de coopération et d'accords de licence.

Tous les grands noms de l'électrotechnique conclurent que les composants à semi-conducteurs de puissance revêtaient une importance stratégique pour leurs marchés et finirent par créer des activités internes de développement et de fabrication de tels composants. La production était essentiellement destinée à un usage interne et – pour le moins chez BBC – la vente à des clients externes était pratiquement jugée contraire à l'éthique! Par conséquent, la fabrication de semi-conducteurs s'inscrivait principalement dans une logique de projet. Lorsque BBC ou ASEA répondait à un appel d'offre pour un gros projet, les entreprises demandeuses spécifiaient des semi-conducteurs aux performan-

ces fonctionnelles bien précises. En cas de commande, le composant en question était développé et fabriqué dans la quantité requise. Tout au moins pour les composants pointus, la fabrication en série n'existait pas et n'était même pas envisagée. L'usine BBC de Lampertheim était une exception : elle vendait sur le marché un volume relativement fixe de composants de moyenne puissance. A cette époque, la relation entre stabilité de fabrication, rendement, fiabilité et volumes de production n'était pas établie.

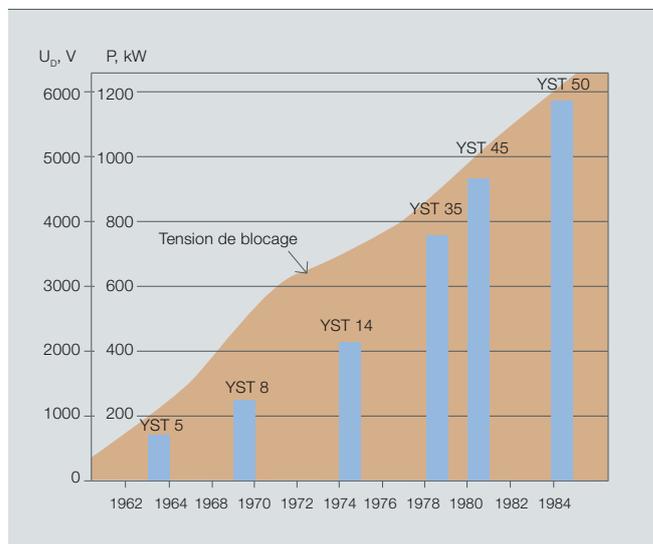
A la fin des années 1960, BBC s'intéressa brièvement au carbure de silicium (SiC), matériau aux propriétés très supérieures à celles du Si pour les composants de forte puissance. Le projet fut abandonné dès lors qu'on se rendit compte que la qualité des monocristaux de SiC devait encore faire d'énormes progrès. Il fallut attendre les années 1990 et des gains substantiels de qualité pour utiliser ce matériau en grandes quantités comme substrat pour les diodes électroluminescentes.

ABB envisagea de nouveau de développer des composants haute tension (HT) au SiC dans les années 1990. Là encore, les spécifications des composants bipolaires de très haute tension ne pouvaient être satisfaites et le programme fut arrêté.

Première génération de convertisseur CCHT à thyristors d'ASEA



Evolution des tensions de blocage et des puissances des thyristors CCHT chez ASEA (source : ASEA Journal 1983, n° 2, p. 9)



## ABB, ÉTERNEL PIONNIER

En 1970, BBC décida de regrouper la production à Lampertheim. Les activités du site suisse de Ennetbaden furent transférées à Birr qui devint un centre de développement et de production pilote. Cependant, Birr continua de produire des composants en petites séries.

Lampertheim ne disposait pas de tous les équipements requis pour fabriquer des composants soumis à de forts cycles thermiques. Le gros de la demande interne de thyristors rapides pour les convertisseurs de moteurs était couvert par l'usine allemande. Birr embraya sur le développement de thyristors pour applications CCHT. En 1968, BBC prit pied sur ce marché dans le cadre d'un consortium avec AEG et Siemens. Le partenariat déboucha sur deux gros contrats : la liaison de Cabora Bassa au Mozambique (1450 km de long pour 1920 MW, mise en service en 1977) et celle de Nelson River au Canada (940 km pour 900 MW en 1978 et 2000 MW en 1985). Le volume de semi-conducteurs fut réparti à parts égales entre les partenaires. La part de marché revenant à BBC fut d'abord fabriquée à Birr et ensuite dans une toute nouvelle usine construite à Lenzbourg en Suisse en 1979.

Actuellement, ABB est le seul fournisseur au monde à garantir la survie prolongée d'un module défaillant connecté en série.

BBC Corporate Research lança un programme de R&D dans les semi-conducteurs de puissance en 1970. Au cours de cette décennie, le programme déboucha sur plusieurs innovations majeures : introduction du Si dopé par neutrons (une première en Europe), travaux précurseurs dans la modélisation numérique des semi-conducteurs de puissance et métallisation directe du cuivre pour les modules de puissance. Dans le dopage par neutrons, un monocristal de Si est exposé à un flux de neutrons lents provoquant la transformation de quelques noyaux de

Thyristors à tige (1966)



Si en phosphore qui est un dopant. On obtient ainsi une concentration de dopants très homogène. La métallisation directe exploite le fait que l'oxyde de cuivre forme avec le cuivre un eutectique à bas point de fusion et permet la métallisation des électrodes de cuivre directement sur les substrats céramiques. La métallisation directe conféra un avantage concurrentiel important à l'activité Modules de puissance du site de Lampertheim de BBC.

ASEA réalisa des progrès remarquables dans les thyristors pour ses solutions CCHT. Entre 1960 et 1980, la tension de blocage et la puissance maximales qu'un composant pouvait gérer augmentèrent presque linéairement, passant pour ainsi dire de 0 avant 1960 à 6000 V et 600 kW en 1980. ASEA fit une brève incursion dans les thyristors déclenchés par signal lumineux, pour conclure que ce mode de déclenchement n'offrait pas d'avantages sur le déclenchement électrique.

Les divisions Electronique de puissance d'ASEA et de BBC étaient fermement opposées à l'introduction de la technologie des GTO dans leurs convertisseurs de moteurs, leur préférant des thyristors rapides de plus en plus complexes. Conséquence : la fabrication de composants GTO accusait un retard sur la concurrence japonaise. En 1985, BBC conclut un accord de transfert de technologie avec Toshiba pour accélérer l'introduction des GTO. Cette entrée tardive sur le

marché ne l'empêcha pas de devenir un leader mondial des GTO dès les années 1990 et de maintenir depuis sa position **Encadré 2**.

**ABB fédère ses ressources**

Après la fusion ASEA-BBC en 1987, il était clairement impossible de relever les défis technologiques et économiques permanents avec trois sites de production séparés. La décision de vendre le site de Lampertheim à l'Américain IXYS fut donc prise. En 1991, les activités suédoises de Västerås furent fermées et la production de semi-conducteurs au sein d'ABB fut regroupée

sur le site suisse de Lenzbourg. La nouvelle entreprise, ABB Semiconductors, connut une expansion rapide et réussie sur le marché. Une équipe so-

**Encadré 2** Thyristor blocable par la gâchette (GTO)

Le GTO est un thyristor commandable à l'extinction en tout point de la forme d'onde de courant. Une instabilité filamentaire inhérente de la répartition de courant pendant la phase d'extinction oblige à recourir à un circuit de protection (*snubber*).

**Encadré** Transistor bipolaire à grille isolée (IGBT)

Ce transistor bipolaire reçoit son courant de grille d'un canal MOS. Hors conditions d'exploitation extrêmes, le composant ne fait preuve d'aucune instabilité et peut fonctionner avec un minimum de circuits de protection, voire sans.

**Encadré** Transistor intégré commuté par la gâchette (IGCT)

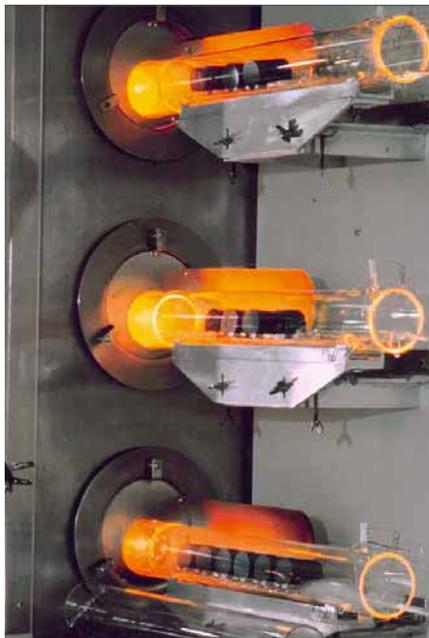
Il s'agit fondamentalement d'un GTO dans lequel on évite l'instabilité du courant filamentaire en commutant le courant d'anode depuis la cathode jusqu'à un condensateur externe pendant l'extinction. Un circuit de protection (*snubber*) n'est pas obligatoire.

## ABB, ÉTERNEL PIONNIER

lide de gestionnaires et de spécialistes de la technologie arriva, dirigée par le charismatique et enthousiaste Andy Nilarp, qui débuta sa carrière chez ASEA et devint par la suite un des dirigeants de l'entreprise californienne International Rectifier (basée à El Segundo). A la tête de la société, il initia un changement de culture, abandonnant les activités de projets en dents de scie pour une fabrication en grandes séries avec un outil industriel moderne et performant.

Dès 1995, ABB Semiconductors était finaliste du *European Quality Award*

Fabrication de thyristors



et, en 1996, désigné «Fournisseur de l'année» par l'Américain General Electric.

Pour une commutation sûre, on utilise des circuits de protection (*snubbers*). L'IGBT n'étant pas un interrupteur mais un transistor, il ne présente pas d'instabilité pendant la commutation s'il fonctionne dans les marges théoriques.

Cette hyperspécialisation dans les thyristors et les GTO haute tension donne parfois lieu à des situations cocasses. Ainsi, par exemple, à la suite d'une ultime offre aux clients pour un certain nombre de thyristors rapides en fin de fabrication, une énorme commande arriva pour un composant jamais commandé au préalable ni sorti du laboratoire. Pour répondre au client, le composant dut être développé toute affaire cessante.

### Nanomètres et mégawatts

A la fin des années 1980, les composants à semi-conducteurs de puissance à commande MOS offraient clairement un potentiel pour les niveaux de puissance intéressant ABB. Leur principal atout est la commutation commandée par un signal en tension plutôt qu'un

courant de grille, ce qui est le cas dans les interrupteurs bipolaires (thyristors et GTO). BBC Corporate Research créa un micro-laboratoire avec une salle blanche et des équipements industriels de pointe en 1988. ASEA, pour sa part, passa un accord de coopération avec IXYS pour disposer de moyens de production MOS.

Or on ne savait pas précisément à quoi ressemblerait un composant à commande MOS haute tension. De nombreux concepts étaient débattus dans la littérature technique; ABB décida d'en approfondir deux. D'une part, un thyristor HT de grande surface avec une commande MOS intégrée pour améliorer les propriétés au blocage (concept appelé QCT, *Q-Control Thyristor*). D'autre part, un thyristor MCT (*MOS-Controlled Thyristor*) qui est un dispositif blocable semblable à un GTO. Pour des raisons fondamentales, les deux concepts s'avèrent irrealisables: les performances et le rendement du QCT étaient médiocres et le MCT fut abandonné pour des problèmes intrinsèques d'instabilité au blocage.

En 1990, on pensait généralement que l'IGBT serait cantonné aux tensions de blocage inférieures à 1500 V. Le thyristor MCT en cours de développement chez ABB Corporate Research à Dättwil en Suisse exigeait quelques cellules d'IGBT pour sa mise en conduction. A la surprise générale, on découvrit que les pertes des cellules d'IGBT de 4,5 kV étaient faibles. Le développement du MCT fut rapidement abandonné et un programme sur les IGBT haute tension lancé. Le succès ne se fit pas attendre. En 1992, le premier module d'IGBT 4,5 kV/600 A fut présenté.

Le site de Lenzbourg était clairement inadapté à la fabrication des composants à commande MOS comme les IGBT: ni l'outil industriel, ni la chambre blanche ne permettaient de fabriquer les délicates structures MOS. On décida alors de coopérer avec International Rectifier pour utiliser sa ligne de production ultramoderne. En 1994, le micro-laboratoire d'ABB Corporate Research à Dättwil fut fermé et son personnel transféré en Californie. La production en externe des IGBT



## ABB, ÉTERNEL PIONNIER

n'a jamais été considérée comme une solution à long terme. En 1998, ABB ouvrit une nouvelle usine à Lenzbourg et rapatria des Etats-Unis ses activités liées aux IGBT. Cette usine est la seule au monde à fabriquer exclusivement des IGBT et ABB est aujourd'hui l'unique fabricant à proposer un catalogue complet d'IGBT et de composants bipolaires haute tension/haute puissance.

Les GTO et IGBT ne diffèrent pas seulement par leur mode de commande de la commutation. Le GTO est un véritable interrupteur et, à ce titre, possède deux états stables : passant et bloqué. En phase d'extinction, il connaît un régime d'instabilité potentiellement destructeur. Pour une commutation sûre, on utilise des circuits de protection (*snubbers*). L'IGBT n'étant pas un interrupteur mais un transistor, il ne présente pas d'instabilité pendant la commutation s'il fonctionne dans les marges théoriques. Il n'a donc pas besoin de circuits de protection. Or, dans les livres, il est écrit qu'un transistor (IGBT), dans lequel les porteurs de charge sont injectés par une seule électrode, affiche une tension à l'état passant supérieure à celle d'un interrupteur (GTO) dans lequel ils sont injectés par les deux côtés. Récusant cette idée, les ingénieurs d'ABB Semiconductors développèrent des IGBT haute tension avec des pertes inférieures à celles des GTO standard.

La tension à l'état passant d'un dispositif HT est fondamentalement commandée par la concentration de plasma électron-trou dans le composant. De ce fait, un composant à 4 couches comme le GTO est plus avantageux qu'un composant à 3 couches (IGBT). Dans le GTO, le plasma est injecté à la fois côté anode et côté cathode, alors que dans l'IGBT il est injecté uniquement côté anode. La solution standard mise en œuvre par les industriels pour réduire les pertes des IGBT est une structure à tranchée côté cathode avec des résultats probants pour les MOSFET de puissance. Cette solution permet également de réduire les pertes des IGBT, mais en pénalisant la robustesse du dispositif et en compliquant sa fabrication. ABB adopta une approche différente. Une



conception rigoureuse de la répartition de plasma à l'intérieur de l'IGBT, en empêchant par exemple l'écoulement de trous côté cathode, a débouché sur des dispositifs de technologie planar avec des pertes inférieures à celles des composants à tranchée les plus modernes. La même approche permet de porter les tensions de blocage de l'IGBT à 6,5 kV tout en conservant les faibles pertes en conduction et en commutation, ce qui était inimaginable il y a quelques années.

#### L'IGCT relève le défi de l'IGBT

Les développeurs de GTO chez ABB relevèrent le défi de l'IGBT avec une double innovation remarquable : une anode à faible efficacité d'injection et un profil de dopage inédit permettant de réduire notablement l'épaisseur des composants et donc les pertes.

Pour conjuguer les deux avantages – un interrupteur bipolaire à faibles pertes sans instabilité en phase d'extinction – ABB développa le thyristor intégré commuté par la gâchette IGCT. A l'état passant et à l'état bloqué, l'IGCT se comporte comme un GTO avec tous ses avantages. Pendant quelques microsecondes en phase d'extinction, l'IGCT se transforme en transistor, en déchargeant un condensateur dans sa gâchette de commande. On évite ainsi les instabilités potentielles de courant et l'emploi d'un *snubber*. L'IGCT apparut au moment où la concurrence avait décidé que les efforts de développement

dans les GTO étaient sans lendemain, affectant leurs ingénieurs à d'autres tâches.

Aujourd'hui l'IGCT et l'IGTB sont des concurrents directs pour les applications haute tension/haute puissance,

Diodes ABB (années 1980)



## ABB, ÉTERNEL PIONNIER

Fabrication de semi-conducteurs



ABB étant un leader sur les deux marchés.

#### Nanomètres et mégavolts

Vers 1995, ABB Power Systems donna le coup d'envoi du développement de la technologie HVDC Light®. Destinée, à l'origine aux liaisons en courant continu (CC) jusqu'à 100 MW, elle atteint aujourd'hui des niveaux de puissance supérieurs. Ses convertisseurs intègrent des modules d'IGBT. Les ingénieurs spécialistes d'ABB en composants de puissance durent résoudre un problème majeur lors du

développement des modules d'IGBT pour cette application. Pour illustrer notre propos, prenons un module de 2000 A avec 50 puces d'IGBT en parallèle. Pour atteindre des tensions de blocage supérieures à 100 kV, un grand nombre de modules est mis en série. La redondance est réalisée en connectant en série plus de modules que nécessaire. Toutefois, cela n'est possible que si le module défaillant possède une faible résistivité lui permettant de ne pas s'opposer au passage du courant du convertisseur.

En cas de défaillance d'une puce, la circulation des 2000 A du convertisseur sera forcée au travers de la puce. Les modules standard utilisent des puces à fils de métallisation qui s'évaporent instantanément, entraînant la formation d'un arc électrique et la défaillance des convertisseurs avec des effets potentiellement graves sur la stabilité du réseau électrique. Dans un module adapté à la connexion en série, une puce doit posséder un mode de défaillance en « court-circuit » lui permettant de supporter tout le courant du convertisseur jusqu'à la prochaine intervention de maintenance planifiée. Les boîtiers pressés standard retenus pour les GTO ne conviennent pas. La puce s'échauffe et un composé intermétallique Si-Mo très fragile se forme entre la puce et la plaque de contact Mo, empêchant la création d'un parcours de courant de court-circuit stable. La solution : une plaque de contact en métal qui forme un alliage eutectique avec le Si à bas point de fusion. On obtient ainsi un contact métallurgique avec un courant admissible élevé. Actuellement, ABB est le seul fournisseur au monde à garantir la survie prolongée d'un module défaillant connecté en série.

Dans le domaine des semi-conducteurs de puissance, l'innovation bat son plein. La soif d'énergie électrique de notre planète a même donné un nouvel élan à la technologie des thyristors CCHT d'ancienne génération. De nouveaux projets de liaison CC demandent des thyristors pour des puissances toujours plus fortes et, donc, des composants avec des valeurs de courant et de tension supérieures. Les principaux concurrents des IGBT haute tension d'ABB sont ses propres GTO et IGCT. Les clients ont ainsi le rare privilège de disposer d'un guichet unique pour deux technologies de pointe au service de leurs applications à électronique de puissance.

Nos remerciements à Kurt Brisby, André Jaecklin, Stefan Linder, Georges Keller, Claus Schüller et Erich Weisshaar pour leur contribution.

#### Hansruedi Zeller

(anciennement) ABB Semiconductors  
Lenzburg (Suisse)

## 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  
andreas.moglestue@ch.abb.com

## Edition

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

ABB Asea Brown Boveri Ltd.  
ABB Review/REV  
CH-8050 Zürich  
Suisse

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

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

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

ISSN: 1013-3127

[www.abb.com/abbreview](http://www.abb.com/abbreview)

Dans le numéro 4/2008



## Palmarès technologique 2008

Le Groupe ABB est sur le chemin de la croissance et du profit depuis plusieurs années consécutives. Il doit sa réussite à chacun de ses collaborateurs, partenaires et fournisseurs qui participent à l'excellence de son offre et de ses savoir-faire. Sans oublier ses clients et leur entière confiance dans la force de frappe ABB.

ABB se démarque par des produits et des systèmes qui collent aux besoins et exigences des utilisateurs, et lui confèrent la suprématie dans presque toutes ses activités. Chaque année, le Groupe consacre plus de 1 milliard de dollars pour conserver cette longueur d'avance et perfectionner ces produits en n'ayant de cesse d'innover.

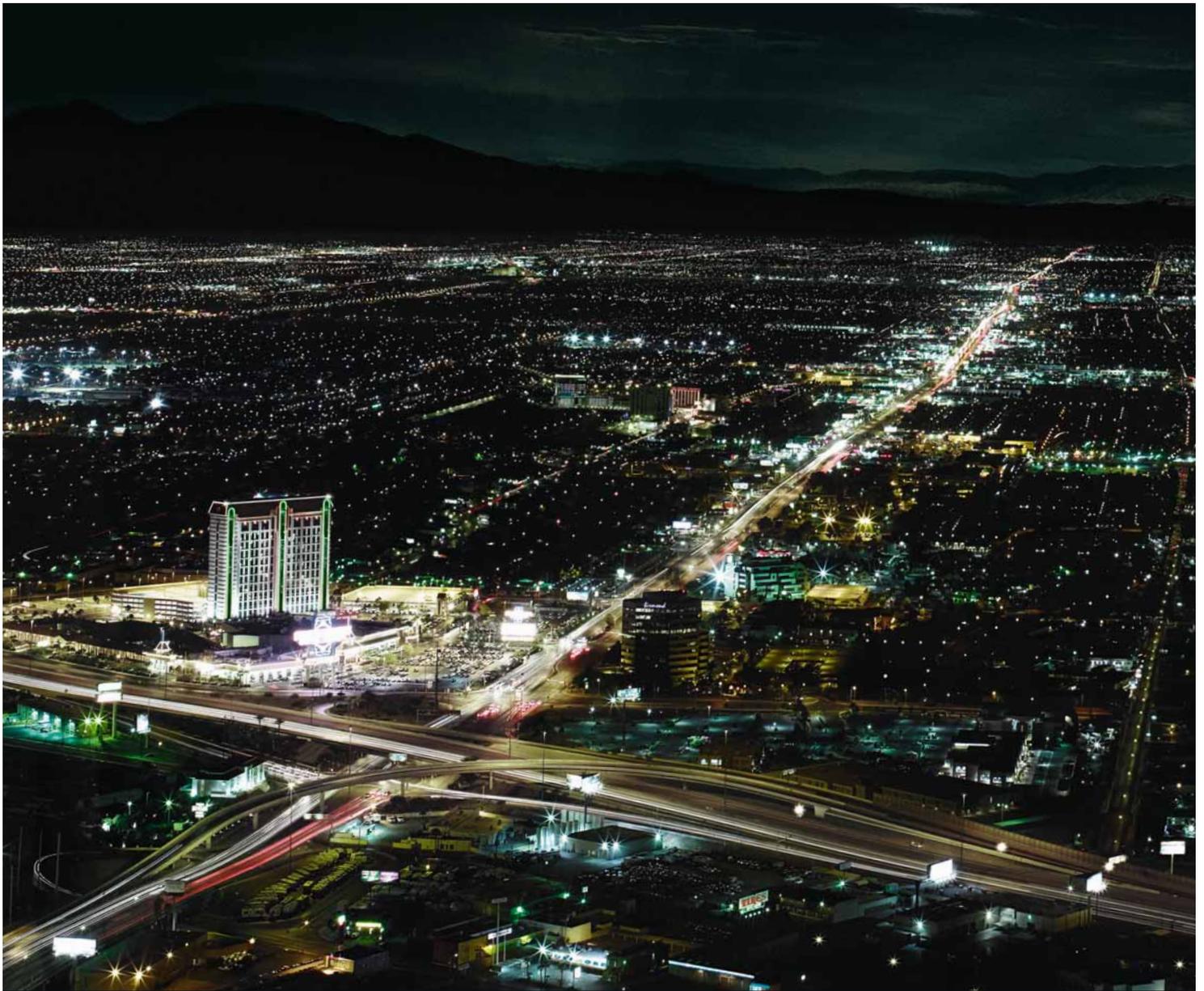
Certaines de ces avancées feront la une de notre prochain numéro, mettant à l'honneur les multiples activités du Groupe dans les secteurs de l'énergie et de l'automatisation.

La Revue ABB visitera ainsi les plus grands parcs éoliens au monde, équipés de systèmes ABB, s'intéressera à un poste électrique à isolation gazeuse de 1 MV et empruntera des liaisons HVDC Light® capables de transporter plus de 1 GW. Elle exposera égale-

ment ses solutions pour parer aux problèmes de sécurité dans les grands systèmes de conduite et dévoilera les troublants progrès de ses nouveaux robots.

Une rétrospective de la technologie CCHT, commercialisée par ABB il y a une cinquantaine d'années, témoignera de la vitalité du Groupe pour transformer le génie humain en solutions gagnantes.

Ce n'est là qu'un aperçu des innovations présentées dans nos colonnes. La Rédaction espère vous faire partager son enthousiasme à la lecture des progrès accomplis par le Groupe en 2008 et aiguïser votre envie d'en savoir toujours plus...



## Cities that consume 30% less energy?

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

Certainly.

Power and productivity  
for a better world™

**ABB**