



Revista ABB

La revista técnica corporativa del
Grupo ABB

www.abb.com/abbreview

3/2008

Electrónica de potencia

IGBT: un chip diminuto que produce
un efecto enorme

página 19

Accionamientos:
más prestaciones con menos consumo

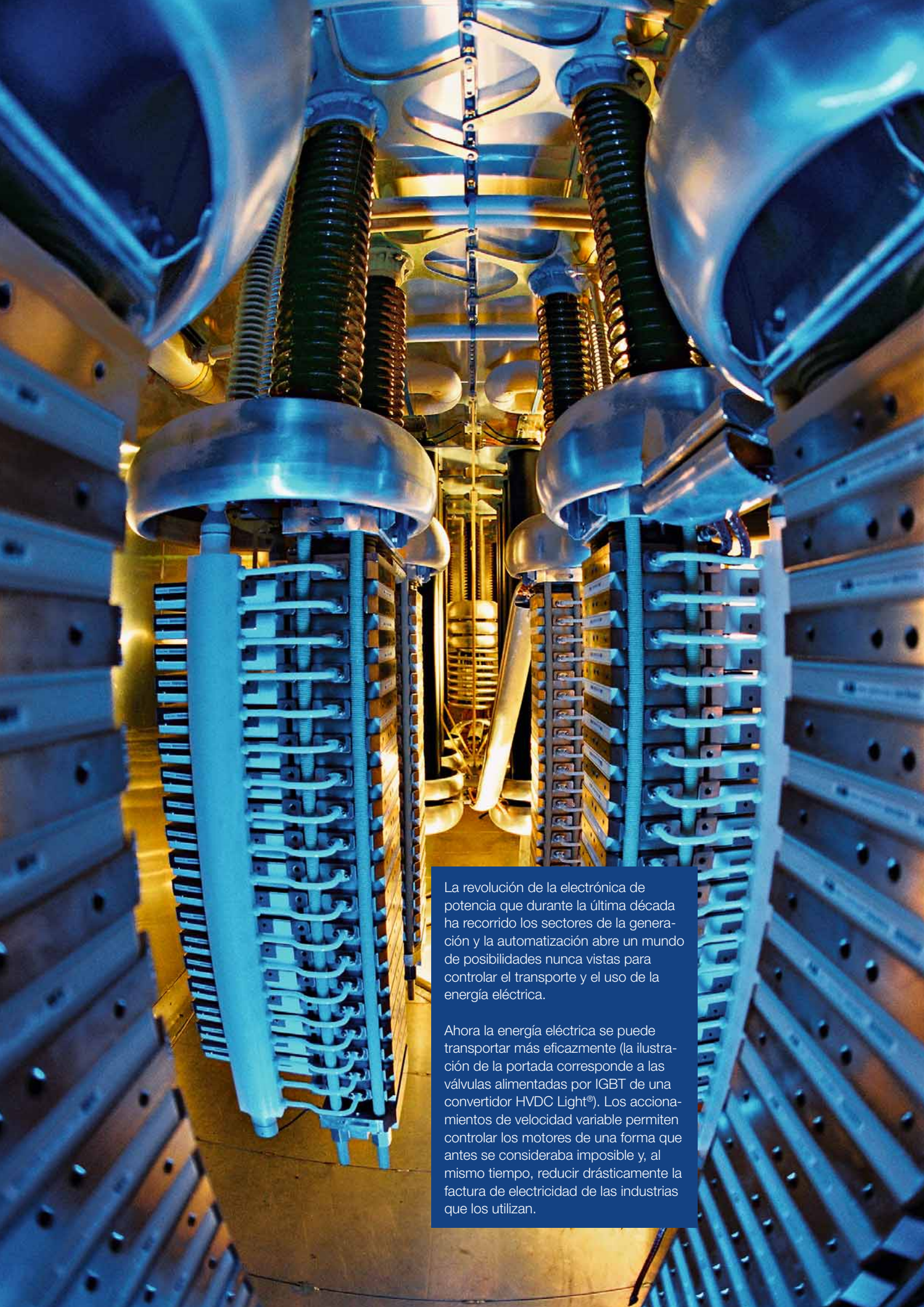
página 30

Convertidores eólicos:
hacer electricidad del aire

página 56



ABB



La revolución de la electrónica de potencia que durante la última década ha recorrido los sectores de la generación y la automatización abre un mundo de posibilidades nunca vistas para controlar el transporte y el uso de la energía eléctrica.

Ahora la energía eléctrica se puede transportar más eficazmente (la ilustración de la portada corresponde a las válvulas alimentadas por IGBT de una convertidor HVDC Light®). Los accionamientos de velocidad variable permiten controlar los motores de una forma que antes se consideraba imposible y, al mismo tiempo, reducir drásticamente la factura de electricidad de las industrias que los utilizan.



La evolución desconocida

Todos nos hemos acostumbrado a la idea de que millones de transistores mantienen en funcionamiento nuestros portátiles y nuestros aparatos de electrónica de consumo. ¿Pero había imaginado que alguna vez la energía eléctrica circularía a través de miles de millones de transistores?

Las primeras centrales rectificadoras e inversoras tenían un puñado de diodos o de tiristores, pero en una moderna estación HVDC Light® puede haber más de 100.000 millones de transistores si se cuentan los módulos IGBT, los chips que hay dentro de esos módulos y las microestructuras que conforman esos chips. La enorme escala de integración necesaria exige una fiabilidad muy alta, un requisito que ABB está perfectamente preparada para cumplir gracias al diseño avanzado y a sus bien dotados equipos de fabricación.

Cuando ABB desarrolló su primer diodo de silicio de 100 A y 600 V a principios del decenio de 1960 nadie podía imaginar, ni en sus sueños más descabellados, que semejante grado de complejidad, sofisticación y funcionalidad bien ajustada fuese a alcanzarse jamás. Ni tampoco podría haber previsto nadie que la corriente eléctrica, en su camino desde la central hacia el cliente final, fluiría a través de conexiones controladas por silicio que regularían potencias de varios centenares de megavatios 10.000 veces superiores a las que manejaban hace medio siglo.

No es de extrañar que los semiconductores de potencia lideren casi todas las aplicaciones eléctricas. Hay accionamientos que controlan eficazmente motores eléctricos desde 10 W hasta varios cientos de MW. Ahora pueden transportarse hasta 6 GW de potencia eléctrica a casi 1.000 kV mediante tendidos HVDC. Trenes, ascensores y grúas funcionan suavemente con componentes de electrónica de

potencia. Los convertidores facilitan la conexión a la red eléctrica de fuentes de energía renovables, como las turbinas eólicas. Hasta los sistemas de radar dependen de semiconductores de potencia para regular con seguridad el tráfico aéreo.

En todos estos logros, ABB ha representado siempre un papel protagonista. La *Revista ABB* está orgullosa de presentar una colección de aplicaciones y de tecnologías que hacen todo esto posible. La tecnología no sólo aporta comodidad y productividad cuando se aplica, sino que también contribuye a ahorrar energía. La cartera de productos y sistemas de ABB, orientada a una eficacia energética cada vez mayor, es muy amplia, y casi todas sus propuestas se basan en el uso de semiconductores.

Todos somos conscientes del enorme progreso de los componentes electrónicos de nuestros ordenadores, reproductores digitales, cámaras digitales, etc. También se ha producido una evolución similar, pero mucho menos visible, en el campo de la electrotecnia; pero solemos dar esta evolución por descontada y no nos damos cuenta del enorme progreso que se ha realizado. Este número de la *Revista ABB* le llevará entre bastidores y le revelará la infraestructura que ha pasado a formar parte de nuestras vidas.

Que disfruten de su lectura.

Peter Terwiesch
Director general de tecnología
ABB Ltd.

Revista ABB 3/2008

Electrónica de potencia

Semiconductores

6

El negocio de la conducción

Un gigante fabrica los elementos esenciales de los productos de electrónica de potencia de ABB: la planta de semiconductores de Lenzburg.

9

Empaquetamientos que mejoran las prestaciones

El empaquetamiento de módulos IGBT obliga a pensar de formas nuevas

15

Un punto diminuto capaz de cambiar el mundo

El IGCT es un semiconductor superlativo en términos de capacidad de potencia y de conmutación

19

La conmutación a un rendimiento superior

El chip de silicio que retiró del mercado a más de un chip y que conmutó la forma en que pensamos en la electrónica de potencia: el IGBT.

Accionamientos

25

El caballo de carga y su jinete

Los accionamientos de ABB mantienen a muchos gigantes industriales a la cabeza de la carrera de la eficacia y la productividad.

30

Un equipo de accionamientos

La industria del cemento se beneficia de la sincronización de varios accionamientos.

Convertidores

35

El controlador compacto

Una innovación sugestiva –el controlador PP D104– no es más que el billete para viajar hacia aplicaciones de tracción y excitación.

40

Excitación de CA con ANPC

Una nueva topología de conmutación permite un nivel superior de excitación en centrales eléctricas de bombeo

44

Limpio e invisible

Las energías renovables obligan a replantearse los antiguos métodos de gestión de redes eléctricas.

49

La conexión del ferrocarril

Los convertidores de frecuencia ABB potencian las redes eléctricas ferroviarias.

56

En el mar y en línea

La tecnología de ABB ayuda a la sociedad a afrontar los vientos del cambio.

62

Aprovechar el poder del viento

Aunque se adentren en el mar, los parques eólicos no pierden pie gracias a las soluciones de integración de ABB.

67

Resolución acelerada de problemas

Cuando lo que hay que controlar es el sistema de control, ABB somete a escrutinio el diagnóstico mediante software.

69

Aterrizajes seguros con potencia pulsante

Descubra por qué los aeropuertos se inclinan por las pantallas de radar de ABB y cómo están revolucionando estos equipos la potencia pulsante.

Eternos pioneros

72

Los chips ganadores

Un recorrido por la historia del rápido desarrollo de los semiconductores de potencia de ABB.



El negocio de la conducción

La empresa de semiconductores de potencia de ABB en Lenzburg está dejando huella en el sector de la energía

Sven Klaka

ABB fabrica semiconductores de potencia desde hace más de 25 años. Lo que empezó con la fabricación de una cantidad limitada de productos utilizados principalmente en las propias actividades de BBC se ha transformado en un negocio importante de este tipo de semiconductores tras la fusión con ASEA en 1987. La tecnología de la firma ASEA, que fabricaba semiconductores de potencia en Västerås, Suecia, pasó a ABB en Lenzburg, Suiza. En poco tiempo se desarrolló una gama de productos amplia y competitiva que se introdujo en el mercado con gran éxito.



ABB, en cooperación con la empresa International Rectifier, ha desarrollado una línea de productos de transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) para aplicaciones de tracción y de corriente continua de alta tensión (HVDC). En 1997, ABB empezó a invertir en una instalación para la fabricación (fab) de obleas para IGBT en Lenzburg. La nueva instalación de BiMOS¹⁾ se construyó justo al lado del edificio de bipolares²⁾ existente. Es la primera y única instalación del mundo donde se fabrican ambas tecnologías bajo un mismo techo **1**.

Actualmente, la división de semiconductores de ABB en Lenzburg se compone de fabricación y montaje de obleas bipolares con una capacidad instalada de hasta 150.000 obleas (de 100 mm de diámetro) anuales, y fabricación y montaje de obleas BIMOS para 100.000 obleas (de 150 mm de diámetro) anuales, con un importante volumen de pedidos. Se han efectuado importantes inversiones para aumentar la capacidad de ambas especialidades tecnológicas en un esfuerzo por hacer frente al tremendo crecimiento provocado por el empeño actual para mejorar la eficiencia energética.

La presencia de los semiconductores

Si bien solamente los expertos de la industria de la electrónica de potencia pueden comprender lo que representa la oferta de productos de semiconductores de potencia de ABB, sus aplicaciones las conoce todo el mundo.

ABB cubre más del 30% de la cuota de mercado para aplicaciones de soldadura de altas prestaciones. Por tanto, es muy alta la probabilidad de que su coche esté soldado, no solamente por robots de ABB, sino también con diodos de ABB **2a**. Especialmente en Suiza y Alemania también es muy alta la probabilidad de que el tren o el metro que uno toma incluya en su tracción tiristores de apagado de puerta (GTO) **2c**. Si bien éstos no son dispositivos muy modernos, son bien conocidos y fiables, y siguen conservando su cuota de mercado. Ya sean coches o trenes, estos vehículos están hechos principalmente de acero, que seguramente ha pasado por los tiristores conmutados de puerta integrada (IGCT) de ABB durante su laminación **2d** **2e**.

Todos los productos que hemos mencionado tienen al menos una cosa en común: Cada uno de ellos tiene sólo un semiconductor **3**. En ciertos casos, este semiconductor puede tener hasta 110 mm de diámetro (a partir de 2009 serán 135 mm), pero sigue siendo simplemente un cristal de silicio.

Los otros productos se basan en chips IGBT **2f**. Como sugiere su nombre, el electrodo de control (la puerta) está aislado de la masa (bulk) mediante una delgada capa de óxido. El control de la corriente principal se consigue por medio de un efecto capacitivo. La estructura lateral más compleja de estos dispositivos limita su tamaño a unos 2-3 cm². Sin embargo, la cre-

ciente necesidad de mayores potencias exige la conexión en paralelo de un gran número de estos chips. Un paquete HiPakTM de ABB incluye hasta 36 chips con diversas topologías, aislados del sumidero de calor **2d** **2e**. Los que viajen en un tren más moderno experimentarán una suave aceleración gracias a los IGBT de los HiPak de ABB.

Los semiconductores de potencia fabricados por ABB disponen asimismo de una aplicación menos visible pero también importante. Se sabe que la transmisión de la energía a grandes distancias es ineficaz, pero en ciertos casos es imprescindible; piénsese, por ejemplo, en las grandes presas o los parques eólicos marinos, alejados de las grandes ciudades que consumen mucha energía. Los semiconductores de potencia (por ejemplo, los tiristores o los IGBT de StakPakTM) convierten la energía eléctrica en corriente continua que se puede transmitir entonces a grandes distancias sin incurrir en pérdidas demasiado grandes. En el destino, una segunda estación con-

Notas a pie de página

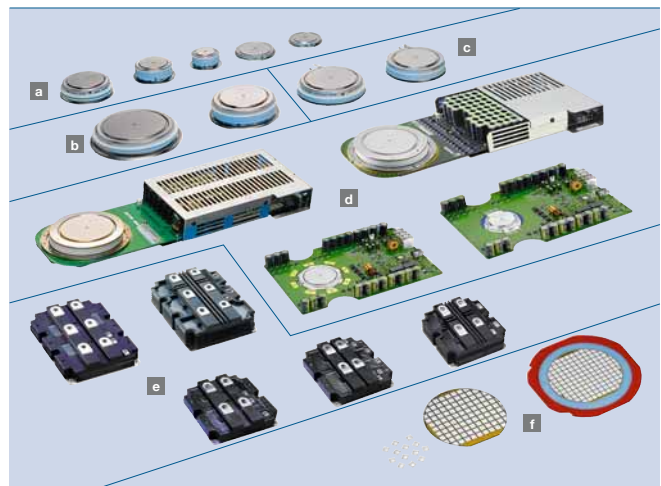
¹⁾ Tecnología de semiconductores bipolares de óxido metálico: la estructura del semiconductor metal-óxido permite controlar grandes intensidades con señales de control de muy baja potencia. El semiconductor principal subyacente es bipolar.

²⁾ La tecnología de semiconductores bipolares utiliza ambos tipos de portadora (cargas positivas y negativas) para el transporte de corriente, al contrario que los dispositivos unipolares que solamente emplean un tipo.

1 La fábrica que nunca duerme. En la planta de ABB en Lenzburg, la producción funciona 24 horas al día, siete días a la semana.



2 La oferta de productos semiconductores de ABB: diodos **a**, tiristores **b**, GTO **c**, IGCT **d**, HiPaksTM **e** y chips IGBT **f**.



Semiconductores

3 Aplicaciones de semiconductores de potencia:

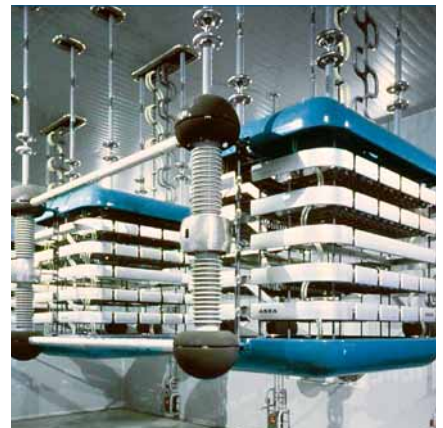
a Laminación



b Tracción



c Válvula HVDC



vierte de nuevo la corriente continua en alterna (CA) y la sincroniza con la red.

Eficiencia energética mediante electrónica de potencia

Aunque no se puede predecir el futuro, hay ciertas tendencias que están claras: no es probable que los costes de la energía bajen. Solamente hace una década, el precio actual del petróleo (más de 100 dólares el barril) habría desencadenado una fuerte recesión. Uno de los secretos del impulso económico actual es que los altos costes de la energía no solamente no ralentizan el crecimiento, sino que, en cierto grado, disparan las inversiones

en eficiencia energética. Gracias a la electrónica de potencia que permite aumentos del rendimiento de hasta el 40%, hay todo un segmento industrial que no solamente está creciendo fuertemente, sino que también está mejorando los efectos de los altos costes primarios.

Las energías regenerativas están cobrando cada vez más importancia. En el caso de la energía eólica, se tiende a la construcción de grandes parques eólicos alejados de la costa, ya que los principales emplazamientos ya están ocupados o se enfrentan a la oposición vecinal. La energía eólica procedente de parques situados en el

mar es transformada hasta cuatro veces por medio de semiconductores de potencia antes de que alcance la red de distribución. Las energías regenerativas se producen normalmente en donde son abundantes las energías consideradas, que no necesariamente es donde se van a utilizar. Se necesitarán grandes inversiones en infraestructura de transporte de energía.

Actualmente, la industria de la energía está abordando otras oportunidades para reducir las emisiones de CO₂. Estas iniciativas cubren un amplio campo, desde los coches híbridos o completamente eléctricos a las redes inteligentes y la fijación del carbono, y todas ellas precisan semiconductores de potencia.

4 Energía regenerativa captada lejos del usuario próximo



Para más información sobre los productos IGCT e IGBT de ABB, véase "Empaquetamientos que mejoren las prestaciones", en la página 9; "Un punto diminuto capaz de cambiar el mundo", en la página 15; y "La conmutación a un rendimiento superior", en la página 19 de este número de la *Revista ABB*.

Sven Klaka

ABB Semiconductors
Lenzburg, Suiza
sven.klaka@ch.abb.com

Lectura recomendada:

Revista ABB 2/2007, "Eficiencia energética".

Empaquetamientos que mejoran las prestaciones

Diseño de un paquete de módulos IGBT que proporciona un funcionamiento fiable y de gran calidad

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

La función de los paquetes de circuitos integrados (IC) ha crecido desde la protección de la integridad y las prestaciones de un IC hasta convertirse en el factor principal del desarrollo de los conceptos de sistemas electrónicos. De hecho, la tecnología de empaquetamiento es ahora una consideración fundamental del diseño cuando se deben satisfacer condiciones cada vez más exigentes de prestaciones y fiabilidad. Gracias a una combinación de tolerancias de fabricación más estrictas, mediciones más precisas de las propiedades de los materiales y diseño y simulación más inteligentes del sustrato, la industria está diseñando paquetes de módulos más eficaces y rentables que superan a las unidades más costosas de la generación anterior.

Cuanto más exigente es el entorno en el que debe funcionar un módulo, tanto mayor es la solicitud sobre el paquete. La exigencia de gran fiabilidad por parte de los mercados de la tracción y la actividad industrial hacen que la familia de los módulos HiPak™ desarrollados por ABB tenga que garantizar un funcionamiento seguro, un gran aislamiento y una elevada capacidad para soportar una intensidad elevada de corriente continua, además de tener una vida útil prolongada.

Semiconductores

La familia de módulos HiPak de ABB se compone de transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) de alta potencia montados en carcasas según normas industriales, y se basan en tecnologías propias de ABB de punzonado pasante suave (SPT) y SPT+ **1**. Con dimensiones de 190 por 140 mm y 130 por 140 mm, cubren una amplia gama de tensiones desde 1200 a 6500 V, e intensidades desde 400 a 2400 A [1, 2]. Además, se ofrecen tres categorías distintas de aislamiento de 4, 6,2 y 10,2 kV_{RMS}. Estos módulos HiPak se construyen con configuraciones de IGBT único, IGBT doble, diodo doble y *chopper*.

Debido a su aplicación en el mercado industrial y de tracción, la tecnología de empaquetamiento tiene que cumplir cuatro funciones principales:

- Debe proporcionar una vía para que la corriente circule desde la barra de bus al chip y retorno.
- El módulo debe tener un sistema de refrigeración efectivo para impedir el sobrecalentamiento.
- Los contactos eléctricos deben estar aislados entre sí.
- El paquete tiene que presentar resistencia mecánica.

Estas funciones se controlan en distintas partes del módulo HiPak, del cual se presenta en **2** una sección simplificada. Las partes en color rojo indican el diseño de recorrido de la corriente, incluyendo la impresión de la puerta, los hilos de conexión y los terminales principales y auxiliares. El diseño del conducto térmico, incluyendo la placa

base y el substrato cerámico, se representa en color azul. La zona de color verde representa el diseño del aislamiento eléctrico, que constituye asimismo el diseño mecánico general, incluyendo la carcasa, el gel de silicio y el relleno de epoxi.

Además de cumplir las cuatro funciones citadas anteriormente, el diseño del paquete debe permitir que el módulo dure 30 años por lo menos. No es posible una vida útil infinita a causa de los ciclos térmicos. En otras palabras, los módulos se ven sometidos a ciclos de carga de energía. Por ejemplo, un tren puede pararse en una estación durante dos minutos, suficientes para que el módulo se enfríe algunas decenas de grados. Una parada de toda la noche hace que la temperatura del módulo disminuya desde más de 100°C hasta la temperatura ambiente. Estos ciclos térmicos solicitan al paquete de módulos de distintas formas. Si están en contacto dos materiales con distintos coeficientes de dilatación térmica (CTE), tanto ellos, como la capa que los une, las juntas de soldadura por ejemplo, se ven sometidos a esfuerzos considerables siempre que se produzca una variación de la temperatura. El contacto entre los hilos de conexión y la metalización del chip está asimismo predispuesto al fallo cuando se aplican ciclos cortos con pequeñas diferencias de temperatura.

Diseño del recorrido de la corriente

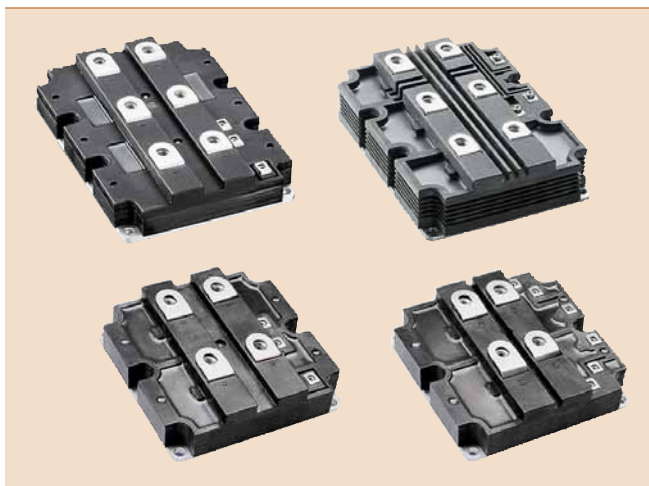
El empleo de un contacto ideal, compuesto por una barra de cobre ancha y rígida, está limitado por dos causas.

- En primer lugar, un diseño modular supone que el recorrido de la corriente principal debe dividirse en dos partes. Los hilos de conexión unen los chips con el substrato y los terminales principales conectan el substrato con la barra de bus.
- En segundo lugar, la diferencia de dilatación térmica entre el silicio y los otros materiales del paquete obliga a diseñar terminales de corriente flexibles para minimizar los esfuerzos sobre las juntas de soldadura. Esta flexibilidad hace que se elijan conductores largos de poca sección. Puesto que esto supone una elevada resistencia eléctrica, hay que encontrar un compromiso si se quiere mantener una resistencia pequeña.

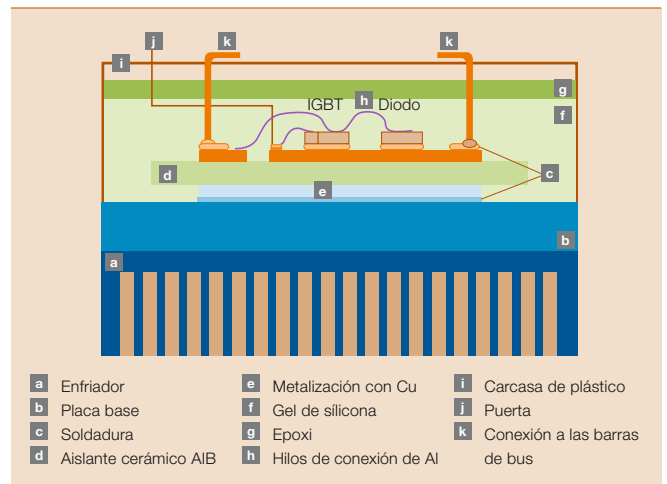
En los módulos actuales, un solo contacto de terminal aislado puede soportar una intensidad nominal de hasta 1.200 A. Sin embargo, el fuerte calentamiento del terminal a consecuencia de la resistencia hace que no se puedan hacer funcionar los módulos con esos elevados valores de corriente durante mucho tiempo seguido sin una refrigeración adecuada de la barra de bus.

Es importante conseguir un diseño ideal para intensidades elevadas, que trata de mantener una resistencia eléctrica reducida entre la barra de bus y el chip porque una gran parte del calor óhmico generado en el terminal fluye hacia la barra de bus¹. La máxima diferencia de temperaturas en el terminal está limitada, por un lado, por la temperatura máxima admisible de los materiales del

1 Familia HiPak



2 Sección transversal de un módulo HiPak IGBT.



paquete (por ejemplo, el gel de silicón), y por otro por la máxima temperatura admisible en la barra de bus. En general, se admite en el terminal una diferencia de temperaturas máxima de 50 K. Si la resistencia de las conexiones del terminal es demasiado alta, la intensidad máxima de CC del módulo se ve considerablemente limitada.

El recorrido de la corriente se define por medio de un factor geométrico: la relación entre su longitud y su sección. El terminal que emplea actualmente ABB tiene un factor geométrico de 4.500 m^{-1} aproximadamente **3**. El diseño más reciente tiene un factor geométrico de 3.500 m^{-1} . Sin transmitir potencia por la barra de bus, estos valores corresponden a unas intensidades máximas de CC de unos 500 y 650 A, respectivamente.

Disminución de esfuerzos para mejorar la fiabilidad

Cuando se diseñan las conexiones del terminal es clave su optimización para obtener el correcto equilibrio entre una pequeña resistencia eléctrica y una buena flexibilidad. El terminal, que está sujeto a la carcasa de plástico y soldado al substrato, se ve sometido a esfuerzos a causa de los ciclos térmicos, que le hacen sufrir una variación de altura²⁾. Puesto que las juntas de soldadura trabajan relativamente cerca del punto de fusión, hay que reducir el esfuerzo a que están sometidas para impedir que fallen pronto. Esto se consigue disponiendo en los terminales lo que se denominan atenuadores de esfuerzos³⁾.

Se ha evaluado la fuerza sobre la soldadura en varios diseños diferentes empleando una máquina estándar de ensayos de esfuerzos de tensión. En **4** se presentan las mediciones efectuadas tras unos 50 ciclos, cuando el terminal ya está endurecido por la deformación. La curva azul muestra un terminal antiguo con una fuerza de 100 N para una deformación de $\pm 0,5 \text{ mm}$. Para el terminal actual (en rojo), la misma deformación corresponde a una fuerza de 50 N. Esta mejor flexibilidad hace posible cumplir la exigencia de fiabilidad en los ciclos térmicos pasivos y los ciclos de potencia activos.

Hilos de conexión

Los hilos de conexión contribuyen asimismo a la resistencia eléctrica y hay que considerar la misma situación de compromiso que para los terminales principales. Sin embargo, en los hilos de conexión el esfuerzo no se transmite a través del paquete, sino que se debe a la gran diferencia entre los coeficientes de dilatación de los hilos de conexión de aluminio y del chip de silicio [3, 4]. El número y el tamaño de los hilos de conexión se ven limitados principalmente por el espacio disponible en el área activa del chip. Sin embargo, una elevada densidad de corriente en los hilos de conexión produce unos esfuerzos térmicos adversos. La grieta en el hilo de conexión se ha propagado directamente a su través **5**. A causa de ello, ya no se utiliza el hilo de conexión.

Autoinducción

Otro aspecto muy importante que afecta al comportamiento del recorri-

do de la corriente es la reducción de la autoinducción. Se considera que el comportamiento es bueno si los conductores por los que circula corriente en sentido contrario se encuentran tan próximos entre sí como sea posible, a fin de compensar mutuamente el campo magnético que producen. En los módulos HiPak, esto hace que los conductores del colector y del emisor deban colocarse muy cerca uno del otro. Sin embargo, hay que conservar una distancia mínima para impedir que el aislamiento resulte dañado.

Líneas de desarrollo previstas

Los módulos HiPak de ABB actuales soportan intensidades nominales en los terminales de 800 A para los IGBT y de 1.200 A para los diodos. Sin embargo, las nuevas tecnologías exigen mayores valores de intensidad en los terminales: 1.500 A para los diodos y 1.200 A para los IGBT. El desarrollo actual hacia mayores temperaturas de trabajo aumenta la urgencia del diseño de terminales con menor resistencia y mejor refrigeración.

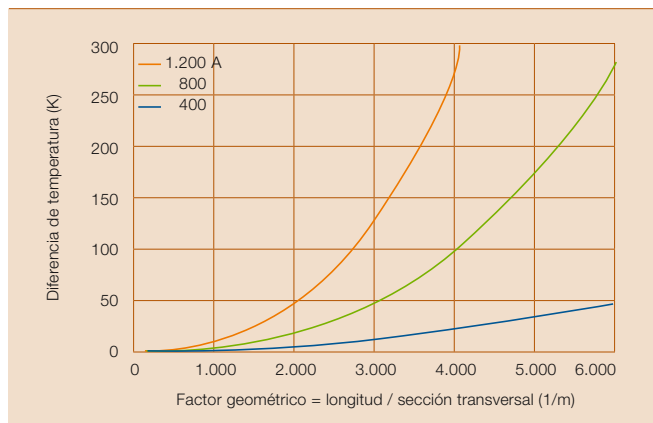
El diseño del conducto térmico

Cuanto menor es la resistencia térmica entre el CI y el agente refrigerante, mayor es la potencia entregada por el

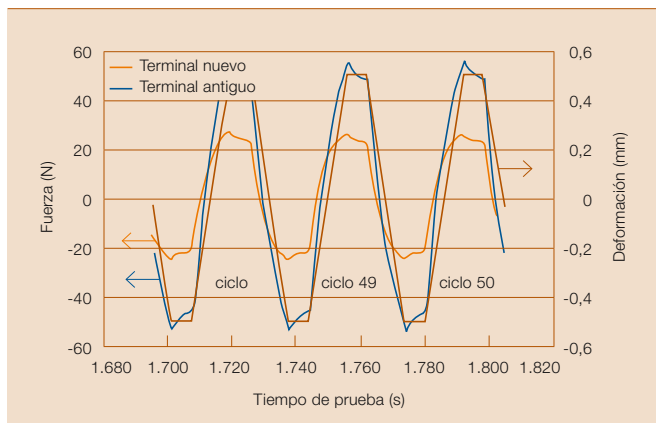
Notas a pie de página

- ¹⁾ Se utilizan barras de bus laminadas normalmente con una temperatura máxima nominal de entre 105 °C y 125 °C.
- ²⁾ Esta variación de altura se define en el diseño del paquete y depende del margen de temperaturas a que se somete el material del paquete.
- ³⁾ Los atenuadores de esfuerzos son partes flexibles con resistencia eléctrica bastante alta.

3 La diferencia máxima de temperatura en el terminal depende de su geometría. Las curvas azul, verde y roja representan distintas intensidades de CC.



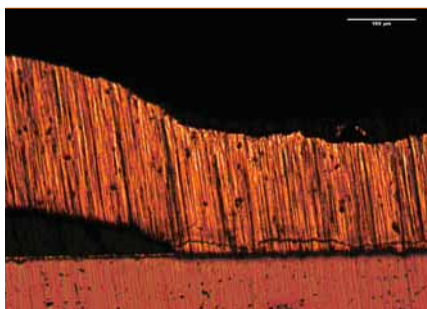
4 Medida de los ciclos en los terminales principales con deformaciones de $\pm 0,5 \text{ mm}$



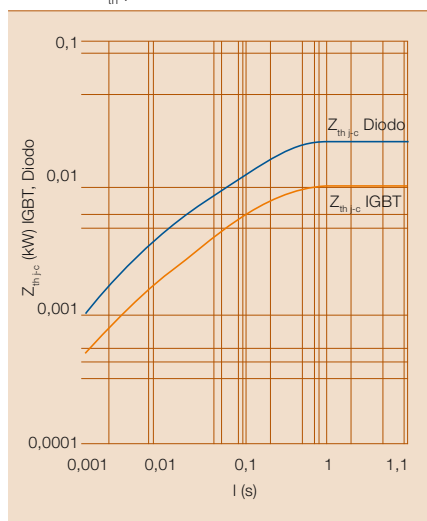
Semiconductores

módulo. Por lo tanto, un buen contacto térmico aumentará de forma directa el valor nominal del módulo. En 4 se muestra una curva típica de impedancia térmica para IGBT y diodos. En un segundo, la impedancia térmica alcanza el valor estático de resistencia térmica. El tiempo empleado en alcanzar una temperatura estable viene determinado por el calor específico de los materiales. Por lo tanto, cuanto mayor sea

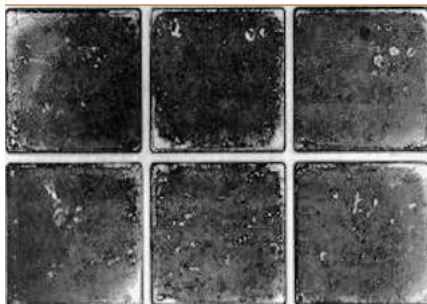
5 Grieta en un hilo de conexión después de ciclos con energía activa con ΔT de 55 K



6 Curva Z_{th} para un módulo HiPak



7 Imagen SAM de un módulo HiPak de ABB tras 35.000 ciclos de energía activa con $\Delta T = 80$ K. Obsérvense las zonas más claras de deslaminación en las esquinas del sustrato.



la masa térmica próxima a la unión del chip, menor será la variación térmica.

Resistencia térmica

En un sistema enfriado por agua hay tres resistencias en serie comparables, todas ellas de magnitud similar:

- La primera se encuentra dentro del módulo, entre la unión del chip y la carcasa (la parte inferior de la placa base).
- La segunda es la resistencia de contacto con el enfriador.
- La última resistencia se encuentra entre la superficie del enfriador y el aire ambiente.

De las tres, la primera es la más importante. Para reducir la resistencia térmica, como se precisa en las aplicaciones de tracción, los materiales empleados deben ser tan delgados y de tan alta conductividad térmica como sea posible. Para satisfacer estos requisitos, todos los módulos de ABB emplean carburo de silicio y aluminio (AlSiC)⁴ como material para la placa base y nitruro de aluminio (AlN) como sustratos aislantes, por su excelente capacidad para soportar ciclos térmicos y su baja resistencia térmica. El empleo de materiales con coeficientes de dilatación muy diferentes ocasiona la deslaminación de grandes zonas de soldadura por debajo del sustrato. Esto se muestra en la imagen de microscopía acústica de barrido (SAM) de un módulo después de 35.000 ciclos con $\Delta T = 80$ K 7. Puede observarse claramente la deslaminación en las esquinas del sustrato. Se ha considerado que se necesita un espesor de soldadura de 0,2 mm para poder soportar el mayor número de ciclos posible. Las capas de soldadura más finas suponen un esfuerzo demasiado grande sobre ellas, mientras que si son más gruesas, el mayor valor del coeficiente de dilatación del material de aporte empieza a producir niveles de esfuerzos generales.

Para superar algunos de estos problemas, se pueden aplicar ciertas mejoras. Por ejemplo, los sustratos tienden a curvarse en el proceso, y por ello se aplican diversos espaciadores [5]. También ayuda la utilización de material de aporte con un punto de fusión inferior, debido a su mejor resistencia a la deformación térmica.

Masa térmica

Si bien un espesor menor de los materiales supone una reducción de la resistencia térmica, también tiene el efecto de reducir la masa térmica próxima a la unión, lo que a su vez influye negativamente en factores tales como la fiabilidad y la capacidad de resistir sobreintensidades. En otras palabras, variaciones pequeñas de la potencia transmitida se traducen inmediatamente en ciclos térmicos más altos debido a que deja de actuar el efecto amortiguador de la masa térmica sobre los picos de temperatura.

Fiabilidad

Los ensayos de ciclos activos y pasivos se llevan a cabo para probar la capacidad del módulo HiPak para resistir los ciclos térmicos. En una prueba activa, se calientan los módulos haciendo pasar una corriente por ellos. Cada prueba se divide inicialmente en ciclos más cortos con una duración de entre uno y cinco segundos, en los que a causa de la gran masa térmica del módulo, el chip está sometido a ciclos térmicos cuya función es someter a esfuerzos los hilos de conexión y la metalización del chip. A continuación se prosigue con ciclos más largos (de uno a dos minutos) en los que el chip y el resto del paquete se someten al ciclo térmico. Esta prueba sirve para someter a esfuerzo las juntas de soldadura.

Para conseguir resultados de mayor precisión, se debe investigar cada mecanismo de fallo, uno por uno. En 8 se muestra una distribución de Weibull que detalla los fallos de tres juntas de soldadura distintas de los módulos HiPak. Se representa en azul la deslaminación que se produce en el área de la junta de soldadura grande entre el sustrato y la placa base, en violeta las patillas auxiliares que conectan los sustratos con la impresión de la puerta y, por último, en verde los terminales principales que conectan los sustratos con la barra de bus.

Una distribución de Weibull permite que los ingenieros predigan cuándo va a fallar un determinado porcentaje

Nota a pie de página

⁴ El material AlSiC presenta una combinación ideal de alta conductividad térmica, bajo CTE y rigidez.

de módulos, y se suelen utilizar valores de capacidad de uno, cinco o diez por ciento. Un usuario que deseara una tasa de fallos del uno por ciento a lo largo de una vida de 30 años, utilizaría en sus cálculos el valor del uno por ciento.

Líneas de desarrollo previstas

La obtención de nuevos materiales es una forma de mejorar la fiabilidad y de superar los problemas asociados a la resistencia térmica y a la masa térmica. Se están desarrollando nuevos materiales compuestos de matriz metálica (MMC), donde el diamante sustituye al carburo de silicio. Se investigan continuamente procedimientos de soldadura que impidan la deformación. Incluso puede que se sustituya la soldadura blanda empleando técnicas de soldadura dura para terminales o uniones a baja temperatura en áreas más grandes.

Encapsulado

El fin de encapsular los módulos IGBT es triple: aislar los distintos potenciales, proteger los dispositivos de la humedad y los contaminantes y disminuir los esfuerzos mecánicos.

Aislamiento

En los módulos de alta tensión aparecen diferencias de potencial de 6,5 kV en distancias de solamente 2 mm. Para asegurar un aislamiento adecuado cuando existen importantes solicitaciones mecánicas y químicas a lo largo de la vida útil del módulo de 30 años, los materiales que participan en el diseño del módulo deben seleccionarse cuidadosamente.

Dentro del módulo, el aislamiento se consigue normalmente empleando materiales cerámicos y plásticos. Si hay que asegurar un aislamiento seguro, hay que procesar dichos materiales evitando espacios vacíos entre las superficies y deben adherirse perfectamente entre sí y con las superficies metálicas. Se utiliza poliimida en las zonas en que los campos eléctricos son mayores. Sin embargo, solamente se emplea en capas de 10 µm de espesor aproximadamente. El resto del espacio del módulo se rellena con gel de silicona.

El módulo exterior debe satisfacer las distancias de separación y fugas definidas por las normas de coordinación de aislamiento (EN 50124-1). Para aplicaciones de alta tensión, la elección de material para la carcasa está gravemente limitada porque para cumplir la norma se precisa un índice comparativo de *tracking* (CTI) de 600 V. Sin embargo, incluso con materiales con el CTI más alto (igual o mayor que 600 V), se requieren distancias de fugas muy grandes. Esto nos lleva al diseño con acanaladuras, una solución común en módulos de alta tensión 1.

Hay que mantener la capacidad de aislamiento de los módulos a lo largo de su vida, para lo que se efectúan distintas pruebas que garanticen la calidad del aislamiento. Por ejemplo, se ha probado la calidad del aislamiento entre los cables del colector y el emisor con ensayos de cualificación de polarización inversa de alta temperatura (HTRB) a 125 °C durante 1.000 horas. También se han efectuado otras

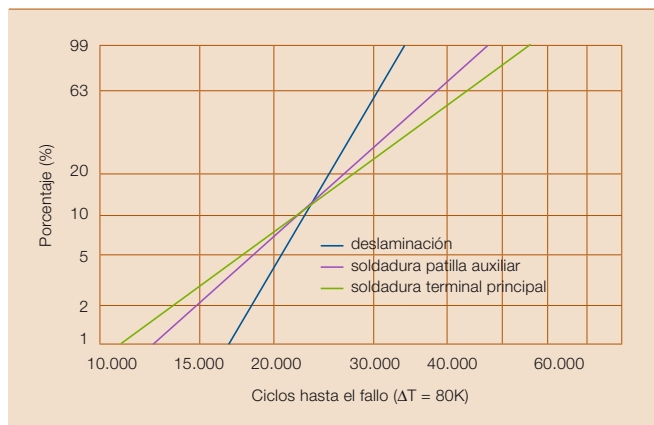
pruebas en el aislamiento entre la placa base, que está al mismo potencial que el enfriador, y los cables de corriente. La prueba de aislamiento se realizó a 10,2 kV_{rms} para las versiones con mayor aislamiento, incluyendo algunos módulos de 3,3 kV y todos los de 6,5 kV. Los elevados campos eléctricos que se producen durante esta prueba se indican en 9. En la proximidad del punto triple cerámica-cobre-poliimida, el campo supera los 20 kV/mm. Se han sometido todos los módulos a una prueba de descarga parcial, que impide cualquier daño a largo plazo producido por descargas repetitivas que puedan erosionar los materiales del aislamiento. Se emplean pruebas exigentes de ciclos de potencia que simulen el funcionamiento a lo largo de la vida del módulo. ABB ha medido las características de aislamiento de los módulos tras estas pruebas y no ha encontrado pruebas de degradación.

El diseño mecánico

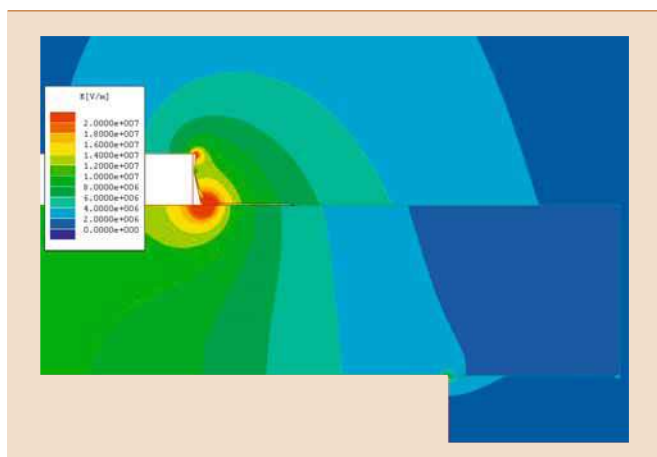
Para sacar partido de toda la capacidad de ciclos ofrecida, se han hecho trabajar los módulos HiPak en ambientes agresivos, húmedos y con productos químicos o sometidos a esfuerzos mecánicos desde el exterior hasta alcanzar el fin de su vida operativa natural.

Se ha probado el efecto de la humedad en la funcionalidad de los módulos en una prueba de polarización con temperatura y humedad (THB). Se han efectuado otras pruebas más exigentes en ambientes más agresivos, tales como ambientes de humedad salina o

8 Distintos mecanismos de fallo en ciclos de energía activa con ΔT = 80 K



9 Simulación del campo eléctrico bidimensional en un sustrato



Semiconductores

sulfurosos, en todos los cuales los módulos han resistido. También se han probado los módulos frente a los efectos de esfuerzos mecánicos. Como las conexiones de los terminales del módulo hacen contacto con las unidades de puerta y las barras de bus, es posible que transmitan esfuerzos mecánicos al módulo de una forma más bien indefinida. Para probar la resistencia de los módulos frente a estos esfuerzos, se han efectuado pruebas de choques y vibraciones. Para hacer aún más exigente la prueba, se cargaron los módulos HiPak con otras barras de dos kilogramos en los terminales principales y barras de 250 g en los terminales auxiliares. Pese a estas exigentes condiciones, no se detectó ningún tipo de problemas. Este extraordinario comportamiento es posible gracias a una gruesa capa de epoxi con fibra de vidrio y minerales.

Desgraciadamente, un buen diseño y la realización de pruebas no pueden garantizar la ausencia de fallos. De hecho, las tasas de fallos normales son del orden de varios cientos de fallos en tiempo (FIT), donde un FIT equivale a un fallo de módulo en mil millones de horas de funcionamiento del dispositivo. En este caso, es importante que el fallo de los módulos se produzca de forma segura, con el menor impacto posible en los equipos próximos y con un impacto nulo sobre los seres humanos. Por lo tanto, ABB ha escogido un diseño robusto con una gruesa capa de epoxi, que ayude a absorber la energía (al tiempo que la desvía hacia los lados) en el caso de una explosión. Además, el material seleccionado ha sido certificado de acuerdo con las normas de inflamabilidad (UL 94 y NF F 16-102). Por lo tanto, en caso de incendio, el material se apaga sin producir gases tóxicos.

Líneas de desarrollo previstas

Por lo que se refiere al encapsulado, son importantes dos líneas de desarro-

10 Resumen del programa de calificación para módulos HiPak

Prueba	
Condiciones	Norma
Ciclos de energía activa (carcasa)	
$t_{\text{ciclo}} = 1-2$ mins, $\Delta T_{\text{carcasa}} = 60-80$ K	IEC 60747-9, 60749-34
Ciclos de energía activa (unión)	
$t_{\text{ciclo}} = 1-5$ s, $\Delta T_j = 40-80$ K	IEC 60747-9, 60749-34
Ciclos térmicos pasivos	
$t_{\text{ciclo}} = 4$ h, $\Delta T = 165-200$ K	IEC 60068-2-14
Polarización inversa a temperatura elevada	
$V_{\text{ce}} = 5200$ V, 125°C , 1000 h	IEC 60747-9.8
Polarización puerta a temperatura elevada	
$V_{\text{ge}} = +/-20$ V, 125°C , 1000 h	IEC 60749-9.8
Polarización con humedad y temperatura	
$V_{\text{ce}} = 80$ V, 85°C , 85%, 1000 h	IEC 60749-3.4B
Neblina salina	
50 g/l NaCl, 35°C , 16 h	IEC 60068-2-11
Derivados del azufre (SO_2 , H_2S)	
25°C , 75 %, 10 días	IEC 60068-2-60
Choques y vibraciones	
	IEC 61373
Protección contra el fuego	
UL 94 : V0, NF F 16-101 : I3/F2	

llo. Para que puedan trabajar en Siberia y en el Tibet, se ha ampliado el margen de temperaturas de almacenamiento y de trabajo hasta -55°C . En el lado opuesto, se tiende hacia temperaturas de trabajo más altas, de 150°C o más, y las intensidades mayores inducen el calentamiento óhmico de los terminales. En otras palabras: se espera que los materiales de encapsulado se comporten muy bien tanto a altas como a bajas temperaturas.

Daniel Schneider

Lydia Feller

Dominik Trüssel

Samuel Hartmann

Sven Klaka

ABB Semiconductors

Lenzburg, Suiza

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

Fijar nuevas referencias

Para alcanzar el compromiso adecuado entre prestaciones y fiabilidad ha habido que considerar distintas variantes de diseño. La familia HiPak de ABB de módulos IGBT establece nuevas referencias de solidez para aplicaciones de alta fiabilidad, tales como la tracción. La robustez se traduce en mayores márgenes de seguridad durante el funcionamiento y permite una baja resistencia de puerta en el apagado, lo que, a su vez, permite menores pérdidas en el apagado. Esto está en línea con la reputación de ABB de ofrecer semiconductores de alta potencia de una fiabilidad excepcional en las condiciones más difíciles.

En 10 encontrará un resumen de las características de la familia de productos HiPak.

Encontrará más información sobre los IGBT en "La conmutación a un rendimiento superior", en la página 19 de este número de la Revista ABB.

Referencias

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

Un punto diminuto capaz de cambiar el mundo

Tecnología de alta potencia para IGCT

Tobias Wikström, Sven Klaka



Para mejorar el rendimiento y reducir el tamaño y los costes de los sistemas electrónicos de potencia y aumentar la flexibilidad en el diseño de las aplicaciones de la electrónica de potencia, la tendencia de desarrollo en materia de semiconductores de alta potencia evoluciona hacia valores de intensidad y tensión más elevados. El tiristor controlado por puerta integrada (IGCT) es la unidad con la máxima potencia, pero debido a su gran geometría, la más difícil de conmutar. La nueva tecnología de alta potencia (HPT) de ABB ha preparado el terreno para alcanzar IGCT con valores que antes eran imposibles de alcanzar.

Semiconductores

El tiristor controlado por puerta integrada (IGCT) es un conmutador semiconductor de potencia diseñado para su uso en aplicaciones de electrónica de potencia de la máxima capacidad. Gracias al diseño heredado del tiristor, puede conmutar grandes cantidades de energía eléctrica en un solo componente. Esta capacidad permite que el IGCT se use en motores de media tensión, interconexiones de redes eléctricas, compensadores estáticos (STATCOM), interruptores de estado sólido y *choppers*.

Cuando apareció el IGCT en el decenio de 1990 como un tiristor de desconexión de puerta (GTO) de accionamiento forzado, su diseño básico aún recordaba en muchos sentidos al GTO estándar **1**. La principal diferencia era el modo de conmutación —el accionamiento forzado— una forma de desconectar el tiristor exclusivamente en el modo de transistor p-n-p, como el IGBT.¹⁾

Como la conmutación p-n-p es más homogénea que la n-p-n-p del GTO, es posible el funcionamiento sin resistencias de seguridad y sin un diseño que utilice silicio de baja pérdida. En estado activado, el IGCT se comporta como un tiristor enclavado, con pérdidas en estado activado muy bajas y un amplio margen de diseño para ajustar las propiedades a la aplicación.

Ampliación del intervalo para garantizar un funcionamiento seguro

La dificultad que ha planteado siempre la tecnología del IGCT ha sido aumentar su capacidad de desconexión, descrita en función de su área de trabajo segura con polarización inversa (RBSOA).²⁾ En los IGCT de área pequeña, el RBSOA ha demostrado superar el valor de 1 MW/cm², muy por encima del límite en el que otros parámetros, como las pérdidas y la capacidad frente a

sobrecorrientes, son más restrictivos. Cuanto mayor es el área, menor es la capacidad específica de manejo de potencia. Una aproximación razonable es que el RBSOA cambia con la raíz cuadrada del área del dispositivo. El RBSOA del IGCT de 4 pulgadas (≈20 cm) de diámetro más actual de ABB (5SHY 35L4510) se ha especificado en 3.500 A a 2,8 kV CC. Con la tecnología de alta potencia (HPT) de vanguardia descrita a continuación, su especificación aumenta a 5,5 kA, casi el doble de la capacidad anterior. La capacidad real de la tecnología de alta potencia supera los 7 kA.

El IGCT en funcionamiento

La razón de la transformación sublineal del RBSOA radica en los detalles de la

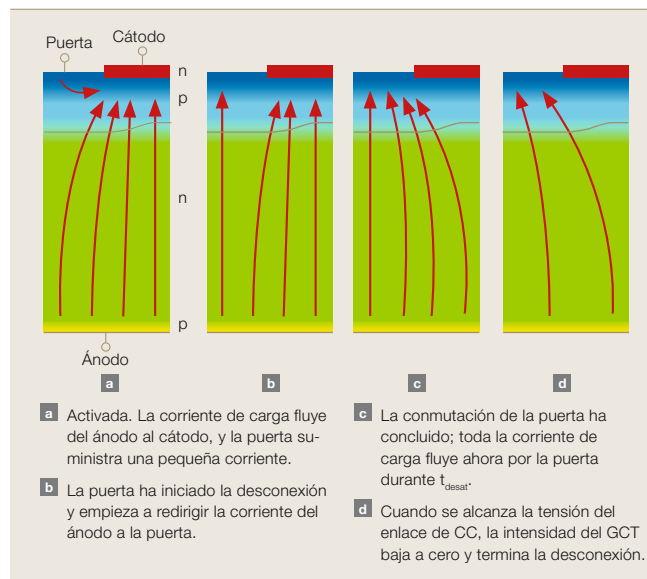
desconexión del IGCT. El esquema de un IGCT consta del elemento principal de desconexión, el GCT y la puerta, que controla la polarización de la unión p-n entre los contactos del cátodo (n) y de la puerta (p). En posición activa, la puerta proporciona una pequeña corriente directa que mantiene el tiristor enclavado **1**. Durante la desconexión, la puerta invierte la polarización en la unión p-n activando su canal de desconexión (marcado en rojo en **2**). Este canal es una fuente de tensión de baja inductancia polarizada justo por debajo de la capacidad de bloqueo inverso de la unión p-n. Fuerza a la corriente del cátodo a entrar en el circuito de la puerta a una velocidad determinada por la impedancia parásita del circuito de la puerta **2**

muestra este aumento de la intensidad durante t_{com} . Toda la corriente de carga debe desviarse del cátodo hasta que el dispositivo funciona como un transistor p-n-p.

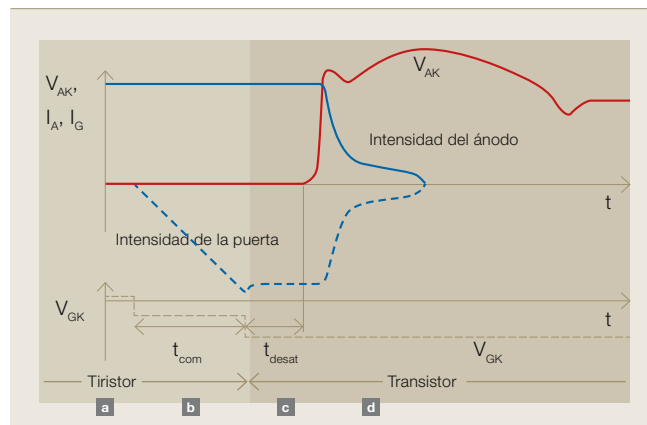
Además de manejar toda la corriente del ánodo, la puerta tiene que terminar la conmutación en mucho menos de 1 μs. Una vez transcurrido el tiempo, el IGCT empieza a acumular tensión (después de terminar t_{com} y t_{desat} **2**); para garantizar un funcionamiento seguro es imprescindible que el dispositivo se encuentre ahora en el modo de transistor p-n-p.

Si se considera el IGCT como un dispositivo de potencia discreto, hay aparentemente una condición de velocidad macroscópica que debe cumplirse para que funcione de forma segura: el límite del accionamiento forzado. Éste

1 Paso de corriente (flechas rojas) de un segmento de IGCT durante las distintas fases de desconexión. Las fases a-d se indican en **2**.



2 Tensión, puerta y forma de onda de la corriente del cátodo durante la conmutación



Notas a pie de página

¹⁾ Encontrará más información en “Empaquetamientos que mejoran las prestaciones” en la página 9 y en “La conmutación a un rendimiento superior” en la página 19 de este número de la *Revista ABB*.

²⁾ Un área de trabajo segura (SOA) se define como las condiciones de tensión e intensidad en las que puede funcionar un dispositivo sin experimentar daños. El RBSOA es el intervalo de trabajo seguro cuando se desconecta el dispositivo.

es el punto de cruce en el gráfico de **4**. Es una característica de la oblea del GCT, porque los distintos diseños de ésta reaccionan a diferentes velocidades ($t_{com} + t_{desat}$), así como de la puerta (t_{com}) por su impedancia parásita.

Dificultades que plantea el dispositivo real

Los dispositivos de grandes superficies plantean más dificultades, porque

Cuadro GTO

Los tiristores normales sólo pueden conectarse, pero no desconectarse. Una señal procedente de la puerta activa los tiristores y, cuando se interrumpe, éstos permanecen activados. Por otro lado, una señal de puerta de polaridad negativa también puede desactivar el tiristor de desconexión de puerta (GTO).

La conexión se realiza mediante un impulso de corriente positiva entre las conexiones de la puerta y del cátodo. Para mantener el GTO activado, se suministra una pequeña corriente de puerta positiva.

La desconexión se realiza mediante un impulso de tensión negativa entre la puerta y el cátodo. Se desvía aproximadamente entre la tercera y la quinta parte de la corriente directa, lo que induce una tensión de la puerta de cátodo y transfiere el GTO al estado de bloqueo. La fase de desconexión lleva algún tiempo hasta que se interrumpen todas las cargas del dispositivo. La frecuencia máxima de la aplicación del GTO se restringe así a aproximadamente 1 kHz.

a mayor intensidad, más exigentes son las demandas con relación a la impedancia parásita del circuito de la puerta.

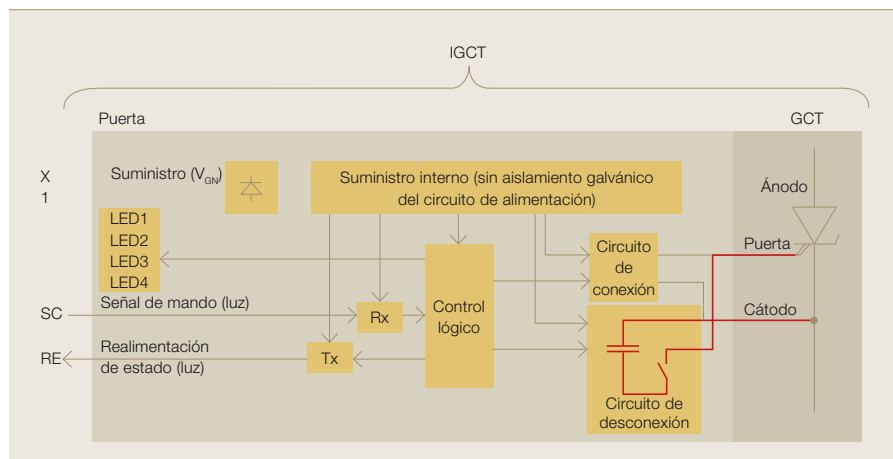
La imagen que acompaña al título de este artículo muestra la última oblea de GCT de 5,5 kA con miles de conexiones paralelas en los segmentos de éste; todas ellas deben funcionar de forma sincronizada para evitar la redistribución de corriente. Los segmentos están dispuestos en la oblea en 10 anillos. El contacto de la puerta tiene forma de anillo y está situado entre los anillos de los segmentos cinco y seis.

Inevitablemente, estos anillos de segmentos tienen impedancias ligeramente distintas a las de la puerta. Una simulación de la geometría de la oblea,

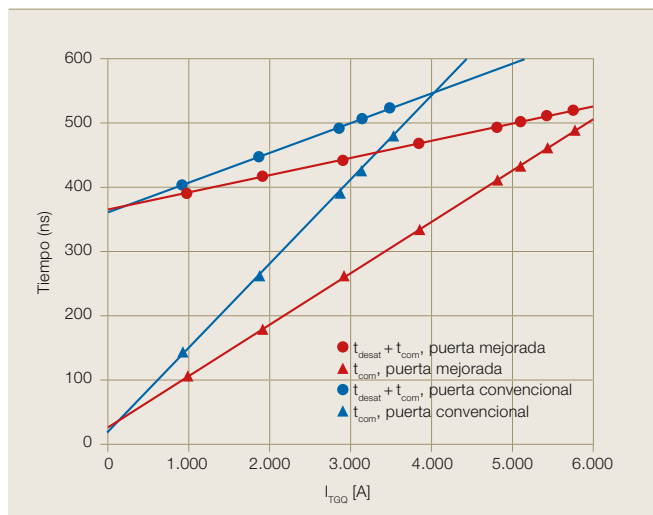
la carcasa y la puerta revela la distinta carga de inductancia parásita de cada anillo según el número de éstos **5**. Este desequilibrio se debe sólo a las limitaciones en la circulación de la corriente desde la oblea a la puerta. Si se tiene en cuenta que el área activa de un anillo de segmentos es proporcional al cuadrado del número de anillos, la intensidad es considerablemente mayor en los anillos exteriores. Por ello, cabe esperar que este desequilibrio afecte principalmente a dichos anillos exteriores. Los experimentos lo confirman también: la gran mayoría de los anillos de segmentos que presentan fallos en el RBSOA son los exteriores.

Este desequilibrio de inductancia se debe a las limitaciones mecánicas del

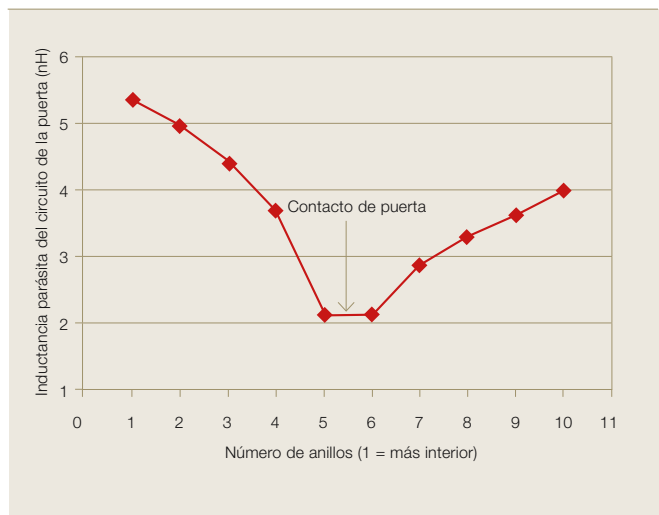
3 El esquema del circuito del IGCT con la puerta y sus conexiones exteriores a la izquierda, y el semiconductor de potencia del GCT a la derecha



4 Dependencia de intensidad de t_{com} y $t_{com} + t_{desat}$ para la tecnología de alta potencia mejorada (roja) y la tecnología convencional (azul)



5 Inductancia parásita de cada anillo del segmento en una oblea de GCT en función de su posición

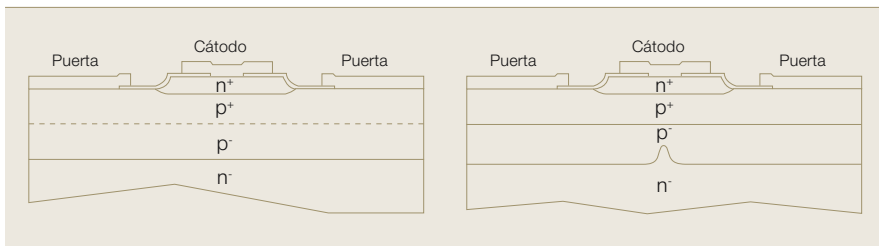


Semiconductores

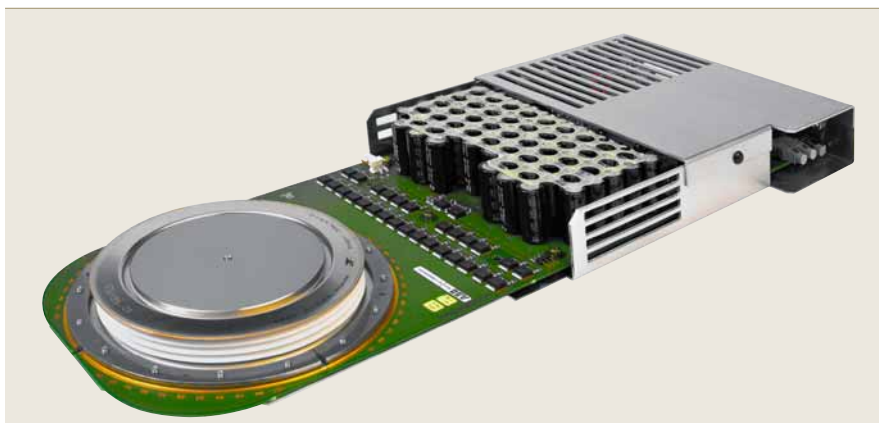
conjunto del IGCT. Posteriormente, el GCT se verá sujeto de forma inevitable a algún tipo de redistribución de corriente cuando la señal de la puerta se propague por la oblea. Ésta es la segunda razón por la que la ampliación de la superficie dificulta el funcionamiento del IGCT: las células más alejadas del contacto de la puerta se cargan con una mayor inductancia parásita. La única solución desde la perspectiva de la tecnología del silicio es crear una oblea con menor sensibilidad al desequilibrio de la impedancia.

Con el IGCT de alta potencia, ABB introduce una nueva función de diseño: la base p corrugada. En 6 se esbozan las principales características de esta tecnología: en la tecnología convencional, la difusión por la base p es homogénea en toda la oblea. En la tecnología de alta potencia, la capa de difusión p inferior se oculta bajo las lengüetas del cátodo. Como resultado, la base p tiene un aspecto corrugado. Junto con la nueva puerta, esto afecta considerablemente al RBSOA. Es asombroso que un punto tan diminuto con un dopado reducido sea el responsable de un cambio tan importante.

6 Estructura y diseño de dopado de una célula de GCT convencional (izquierda) y tecnología de alta potencia con base p corrugada (derecha)



7 Nuevo IGCT de alta potencia de ABB, disponible en versiones de 4,5 kV y 6,5 kV



La nueva capacidad...

La tecnología de alta potencia está disponible en versiones de IGCT asimétricas de 4,5 kV y 6,5 kV. En 7 se muestra el nuevo diseño de ABB de un IGCT de alta potencia.

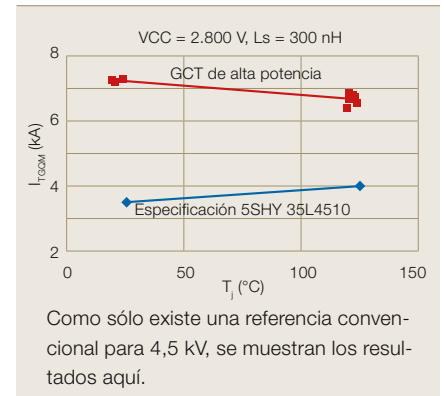
Con la tecnología de alta potencia, el límite de destrucción de un IGCT ha aumentado en un 50% a 125 °C y en un 80% a temperatura ambiente. El IGCT muestra un coeficiente de temperatura negativo de la máxima intensidad controlable, lo que demuestra que el dispositivo tiene ahora las mismas limitaciones que los IGBT 8.

Con su nueva solidez, el IGCT de alta potencia también es capaz de soportar el modo autoblocante de conmutación (SSCM), que es una exigente referencia de resistencia descrita ampliamente en relación con los IGBT en los últimos años.

... y su evolución futura

Aparte de las ventajas inmediatas mencionadas más arriba, esta novedosa tecnología permite la futura expansión de la gama de IGCT:

8 Intensidad máxima de desconexión de la tecnología de alta potencia en comparación con la especificación del IGCT convencional



- Los IGCT de 10 kV ofrecerán intensidades nominales de desconexión competitivas comparables a las actuales de los dispositivos de 6 kV.
- En principio, la tecnología de alta potencia aumentará la homogeneidad del proceso de desconexión en todo el diámetro de la oblea.
- Parece viable un aumento aún mayor del diámetro de la oblea.

Gracias a la combinación de estas ventajas, es muy posible que en un futuro cercano haya IGCT de mayor tamaño capaces de conmutar más de 4 kA frente a tensiones de CC de más de 6 kV, que permitan el accionamiento de media tensión de 20 MW de tres niveles para motores de 6 kV CA sin necesidad de conexión en serie o en paralelo.

En el otro extremo de la gama de aplicaciones, gracias a la enorme capacidad de desconexión combinada con una caída de tensión en estado activado potencialmente parecida a la de un tiristor, surgen más posibilidades de uso de IGCT como interruptores estáticos resistentes al desgaste.

Encontrará más información sobre la oferta de IGCT y IGBT de ABB en "El negocio de la conducción" en la página 6 de este número de la *Revista ABB*.

Tobias Wikström

Sven Klaka

ABB Semiconductors

Lenzburg, Suiza

tobias.wikstroem@ch.abb.com

sven.klaka@ch.abb.com

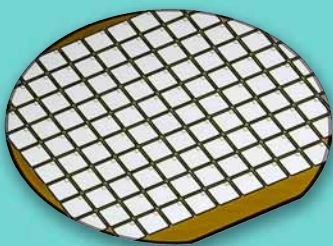
La conmutación a un rendimiento superior

La evolución de la tecnología IGBT
Munaf Rahimo, Arnost Kopta

Hace dos décadas, una variante aparentemente simple del MOSFET de potencia de silicio empezó a cambiar el panorama de la electrónica de potencia: el transistor bipolar de puerta aislada (IGBT). Esta revolución ha proseguido a lo largo del decenio de 1990 y en el nuevo milenio. El IGBT presenta características interesantes que combinan las estructuras bipolares y el MOS con características muy adecuadas para los proyectistas de sistemas de potencia: pérdidas reducidas, impedancia de entrada elevada que permite el empleo de controladores de puerta relativamente pequeños, y capacidad de resistencia a cortocircuitos y robusto comportamiento frente al apagado.

Mientras los primeros IGBT disponibles comercialmente no superaban tensiones de bloqueo por encima de 600 V e intensidades de unos pocos amperios, las líneas de desarrollo se centraron en aumentar la capacidad de manejo de la potencia. Actualmente se están fabricando IGBT de alta tensión y sus correspondientes diodos (con valores nominales de hasta 6,5 kV) para aplicaciones de líneas de CC de 3,6 kV. Además, los módulos IGBT de alta intensidad con gran número de chips en paralelo se emplean en muchas aplicaciones con intensidades nominales de hasta 3.600 A. La disponibilidad de una gama tan amplia de valores de intensidades y tensiones se ha traducido

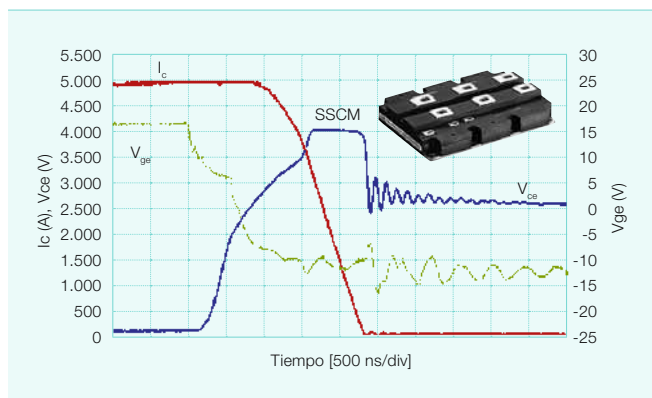
en la utilización de los IGBT en muchas aplicaciones de la electrónica de potencia; se incluyen en ellas las de tracción, las HVDC y los motores industriales con el énfasis correspondiente en los distintos requisitos de prestaciones para cada tipo de aplicación. En este artículo se presentan las últimas tendencias de desarrollo de diseño de IGBT y diodos. Esos logros han permitido que estos dispositivos den un salto considerable hacia adelante en sus prestaciones. También examinaremos aquí las futuras líneas de desarrollo, que tratan de lograr nuevas mejoras de las características de los IGBT y los diodos.



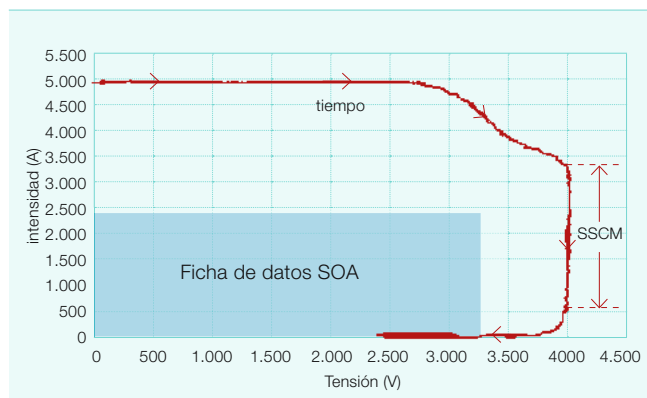
Semiconductores

1 3,3 kV/1200 A IGBT módulo RBSOA a 125 °C ($V_{DC} = 2600$ V, $I_c = 5000$ A, $R_G = 1.5 \Omega$, $L_S = 280$ nH)

a Formas de onda RBSOA de intensidad y tensión



b Curva cuadrática RBSOA I/V



La comunidad de la electrónica de potencia mantiene una larga lista de deseos de mejoras encaminadas a las prestaciones de los dispositivos de semiconductores de potencia. A pesar de que los IGBT ofrecen al usuario una amplia gama de características eléctricas atractivas, la exigencia de mejoras es inagotable. En los años pasados, la línea de desarrollo principal de los semiconductores de potencia estaba dirigida a aumentar la densidad de la energía para una determinada aplicación. Desde el punto de vista del dispositivo, existen tres limitaciones:

- en primer lugar, las pérdidas totales en el dispositivo;
- en segundo, los límites del área de trabajo segura (SOA);
- y, por último, la máxima temperatura admisible en las uniones durante el funcionamiento.

Además, existe otra limitación para la eliminación del calor que se produce en el dispositivo. Sin embargo, este problema está en el punto de mira de los desarrollos de refrigeración de los paquetes y sistemas. Los recientes desarrollos de semiconductores de potencia en ABB han estado dirigidos principalmente a abordar los dos primeros límites, especialmente para dispositivos de alta tensión.

SPT: el gran avance del SOA

Las líneas de desarrollo de IGBT y diodos han estado dirigidas siempre a conseguir una SOA suficientemente grande, como la que precisan muchos sistemas de electrón-

ica de potencia que trabajan en condiciones de conmutación difíciles. Hasta hace poco, para superar una resistencia insuficiente (especialmente para dispositivos de alta tensión) los proyectistas de sistemas no tenían posibilidad de elección, y se veían reducidos a varios límites operativos para poder alcanzar la capacidad de conmutación precisa. Estas medidas incluían la disminución de características y el empleo de limitadores de tensión y de resistencias de seguridad y de puerta.

Ha sido la introducción del concepto "punzonado pasante suave" (SPT), que incorpora silicio más fino combinado con una plataforma de diseño de célula plana de gran rigidez, lo que aumenta considerablemente la inmunidad de la célula al enclavamiento (*latch-up*), lo que permite reducir las pérdidas. El cambio también anuncia un claro avance en los límites del SOA. La nueva tecnología ha permitido que los dispositivos resistan la fase crítica, que anteriormente no podían soportar, de

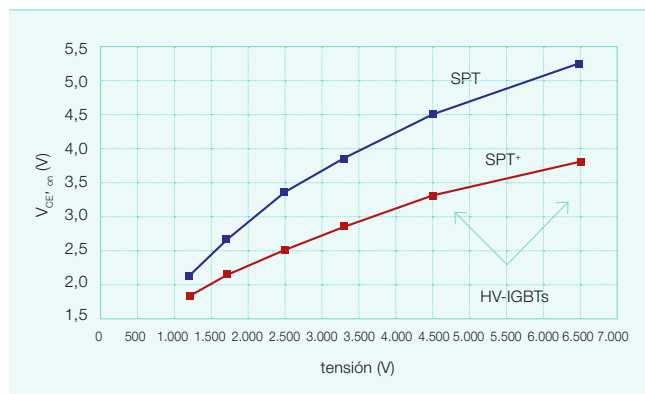
la avalancha dinámica, lo que se ha traducido en un notable aumento de su solidez. De esta forma, los IGBT de alta tensión han podido alcanzar un nuevo modo operativo que se denomina modo autoblocante de conmutación (*switching-self-clamping mode*, SSCM), mientras que la tensión de sobreimpulso alcanza niveles próximos a los de la tensión de ruptura. Se demostró que el IGBT podía seguir resistiendo dichas condiciones, lo que lleva en definitiva a un comportamiento SOA correcto. Este modo de trabajo puede verse en las formas de onda RBSOA del módulo IGBT de 3,3 kV/1200 A que se presentan en 1a y la curva I/V de SOA asociada de 1b. También se consiguieron mejoras similares para la capacidad de SOA en cortocircuito del IGBT y la SOA de recuperación inversa para el diodo antiparalelo.

SPT+: pérdidas menores y SOA mayor

El nuevo hito fue la reducción de las pérdidas totales de IGBT y diodos sin perjudicar las ventajas en las presta-

ciones mencionadas anteriormente. La plataforma IGBT SPT+ se proyectó para reducir considerablemente la tensión en estado activado mientras se aumenta la resistencia al apagado por encima de la tecnología SPT. La tecnología IGBT SPT+ permitió a la empresa establecer un nuevo patrón tecnológico para toda la gama de tensiones de IGBT desde 1.200 V a 6.500 V 2. Los valores de $V_{ce(sat)}$ se obtienen con las mismas densidades de corriente y para similares pérdidas por apagado pa-

2 Reducción en estado activado $V_{ce(sat)}$ SPT+ IGBT para tensiones hasta 6.500 V



ra cada clase de tensión. En los apartados siguientes de este artículo se explican las nuevas prestaciones de IGBT SPT+ y diodos y se demuestran con el ejemplo de un módulo de alta tensión de 6,5 kV.

La tecnología de IGBT y diodos SPT+

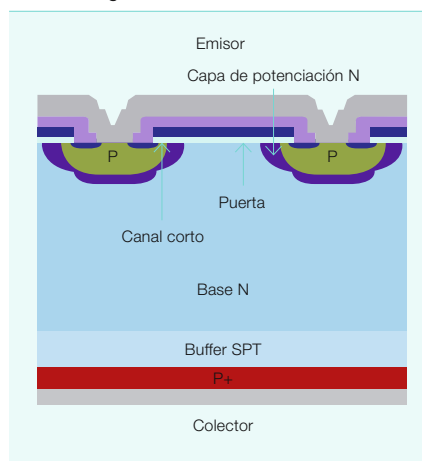
Las prestaciones avanzadas de IGBT SPT+ se han conseguido combinando un diseño mejorado de célula plana con la estructura vertical optimizada utilizada en la tecnología SPT. En **3** se muestra una sección transversal del IGBT SPT+. La tecnología plana SPT+ emplea una capa de refuerzo N que rodea el pozo P de la célula IGBT. La capa N mejora la concentración de portadores en el lado del cátodo del IGBT, reduciendo de esa forma la caída de tensión en estado activado ($V_{CE,on}$) sin aumentar de forma importante las pérdidas de apagado. Se ha conseguido una reducción adicional de $V_{CE,on}$ disminuyendo la resistencia del canal al acortar la longitud lateral del canal MOS. Al optimizar la forma de la capa de refuerzo N, la rigidez de apagado SOA de la célula SPT+ puede aumentarse por encima del nivel de la célula estándar SPT, ya muy resistente. De esta forma, la tecnología SPT+ no solamente ofrece unas pérdidas considerablemente menores, sino también una mayor capacidad SOA en comparación con la tecnología normal.

4 presenta una sección transversal del diodo SPT+. La tecnología de diodos SPT+ utiliza una técnica de control lo-

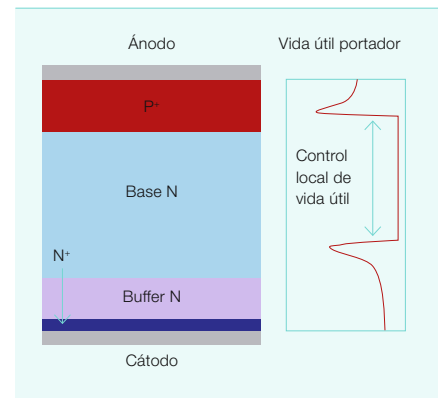
cal doble durante toda su vida útil para optimizar la forma de la carga almacenada. Gracias a la mejor distribución de la carga se pueden reducir las pérdidas globales, al tiempo que se mantienen las características de recuperación suave de los diodos estándar SPT. En el lado del ánodo, el diodo SPT+ utiliza el mismo diseño que el empleado en la tecnología SPT estándar, con un emisor P+ fuertemente dopado. La eficiencia del emisor del ánodo se ajusta utilizando un primer pico He++ dispuesto dentro de la difusión P+. Para controlar la concentración de plasma en la región de base N y en el lado del cátodo del diodo, se implanta un segundo pico He++ profundamente en la base N del lado del cátodo. Se consigue así un perfil local doble durante toda la vida útil, como se ilustra en **4**. Con este método no es preciso un con-

trol complementario homogéneo de la vida útil en la base N. Gracias a la forma mejorada del plasma electrón-hueco almacenado, se ha conseguido un compromiso mejor entre las pérdidas del diodo y la suavidad de la recuperación.

3 Tecnología de IGBT SPT+



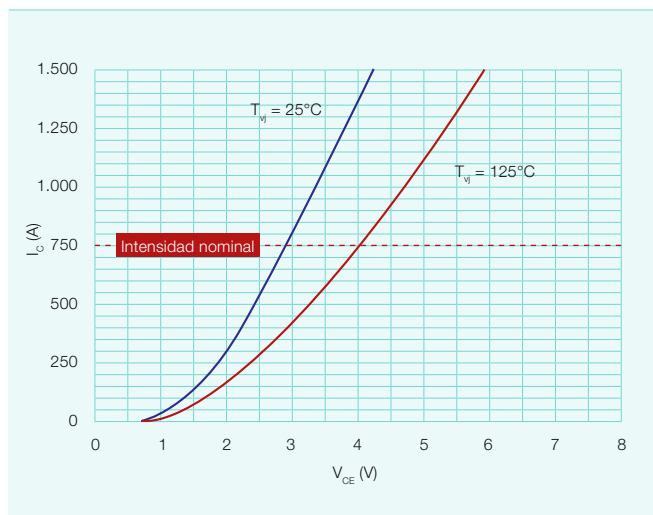
4 Tecnología de diodos SPT+



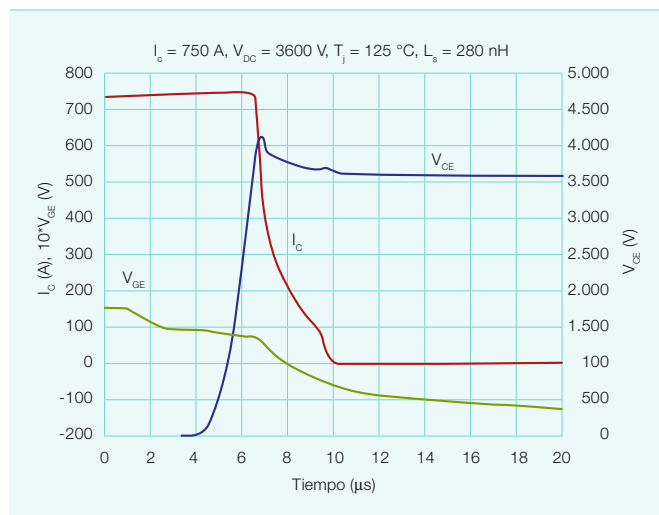
5 El módulo HV-HiPak de 6,5 kV con el conjunto de chips SPT recientemente desarrollado



6 Características directas del IGBT SPT+ de 6,5 kV (medidas a nivel del módulo)



7 Apagado del IGBT SPT+ de 6,5 kV en condiciones nominales medidas a nivel del módulo.



Semiconductores

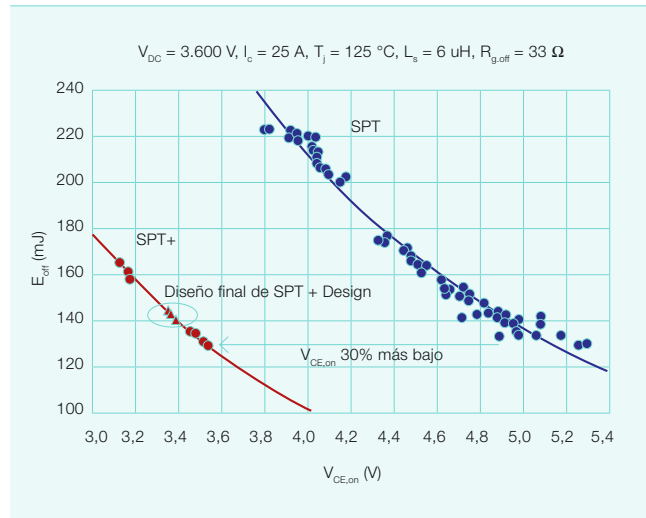
El módulo HV-HiPak™ SPT+ de 6,5 kV

Las pérdidas en estado activado del nuevo IGBT SPT+ de 6,5 kV presentan una reducción de aproximadamente el 30% en comparación con el dispositivo SPT estándar. Esto, junto con la mayor solidez del IGBT SPT+ ha permitido aumentar el valor nominal de la corriente desde 600 A para el HiPak™ estándar de 6,5 kV hasta 750 A para la nueva versión SPT+. El módulo HV-HiPak™ de 6,5 kV que se muestra en 5 tiene una carcasa según normas industriales con el conocido formato de 190 × 140 mm. Emplea carburo de silicio y aluminio (Al-SiC) como material de la placa base, que ofrece una excelente capacidad frente a los ciclos térmicos, tal como exigen las aplicaciones de tracción y un aislamiento de nitruro de aluminio (AlN) para conseguir una baja resistencia térmica. La versión del HV Hi-Pak utilizado en la clase de tensión 6,5 kV está diseñada con una capacidad de aislamiento de 10,2 kV_{RMS}. Para verificar el comportamiento de los chips SPT+ de 6,5 kV y del módulo HV-Hi-Pak, se han efectuado muchas mediciones. Los resultados de esta caracterización se presentan en este apartado. Por lo que se refiere a las mediciones dinámicas, la tensión de la conexión de CC nominal fue de 3.600 V, en tanto que las correspondientes al SOA y a la suavidad se hicieron a 4.500 V.

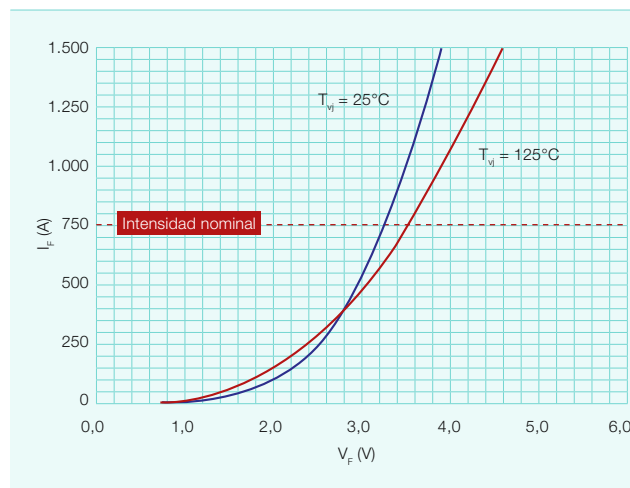
Características y pérdidas del IGBT

En 6 se muestran las curvas en estado activado del IGBT SPT+ de 6,5 kV. La caída de tensión en estado activado usual ($V_{CE,on}$) con la intensidad nominal y $T_j=125^\circ\text{C}$ es de 4,0 V. El IGBT SPT+ presenta un coeficiente de temperatura positivo de $V_{CE,on}$ que comienza ya con valores bajos

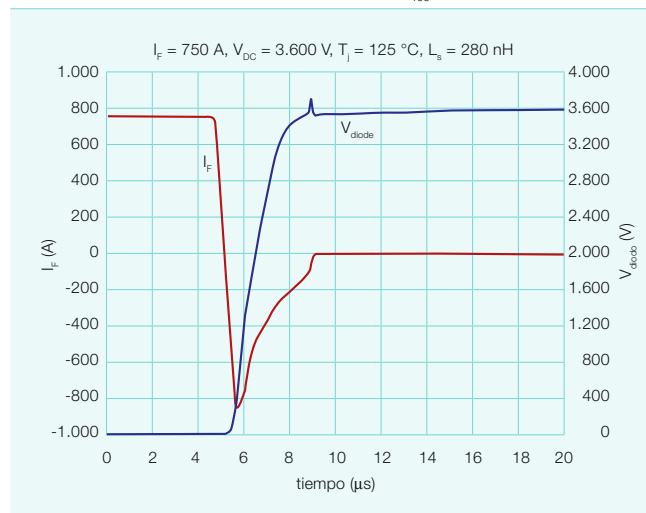
8 Curva de tecnología de IGBT SPT+ de 6,5 kV medida a nivel de chip



9 Características directas del diodo SPT+ de 6,5 kV (medidas a nivel del módulo)



10 Recuperación inversa de diodo SPT+ de 6,5 kV en condiciones nominales, medidas a nivel del módulo. ($E_{rec}=2.8\text{ J}$.)



de la corriente. Esto permite una buena capacidad de reparo de la corriente entre los chips individuales del módulo.

7 presenta las formas de onda de apagado del módulo HiPak de 6,5 kV medidas en condiciones nominales, es decir, con 750 A y 3.600 V. Con estas condiciones, las pérdidas de apagado del módulo totalmente integradas son de 5,2 J. El módulo se apagó empleando una resistencia de puerta exterior ($R_{g,off}$) de 15 Ω, que produce un aumento de tensión de 2.000 V/μs. La región N de base optimizada combinada con el buffer de punzonado pasante suave (SPT) permite que la corriente en el colector disminuya de forma suave, asegurando un comportamiento de apagado suave, sin molestos picos de tensión ni oscilaciones, incluso con altas tensiones de enlaces de CC e inductancias parásitas.

6 presenta la curva de compromiso entre la caída de tensión en estado activado del IGBT y las pérdidas de apagado del SPT+ así como la del IGBT SPT estándar medidas a nivel de chip. Los distintos puntos de las curvas de tecnología corresponden a varios IGBT con distintas eficiencias de emisor de ánodo. Se han medido los dispositivos con una corriente de colector de 25 A, que es la intensidad nominal de los IGBT SPT. El nuevo IGBT SPT+ presenta una caída de tensión en estado activado ($V_{CE,on}$), un 30% menor para las mismas pérdidas de apagado que el chip SPT estándar. La punta final de la curva de tecnología para los IGBT SPT+ se ha seleccionado cuidadosamente basándose en el compromiso entre corriente de pérdida inversa y suavidad durante el apagado, al tiempo que se mantiene un buen equilibrio entre las pérdidas de conmutación y conducción.

Características y pérdidas de los diodos

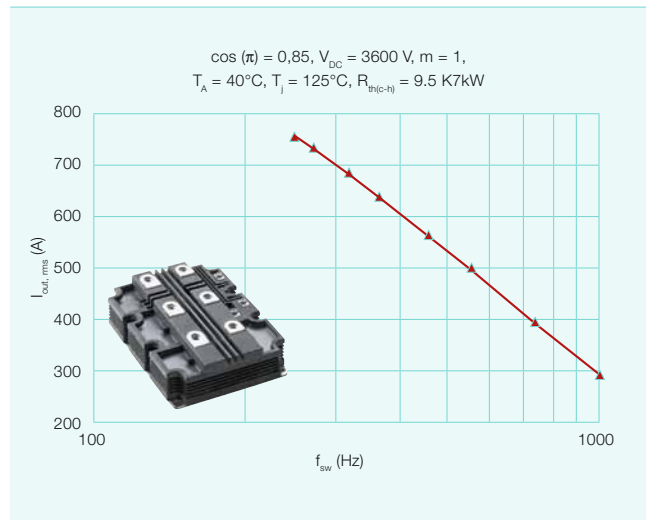
9 muestra las características en estado activado del diodo SPT+ de 6,5 kV. Gracias a la conformación avanzada del plasma empleando un esquema de doble irradiación He++, el diodo presenta un coeficiente de temperatura fuertemente positivo de VF, ya muy por debajo de la corriente nominal. Con la corriente nominal y a 125 °C, el diodo presenta una caída de tensión en estado activado típica de 3,5 V.

10 muestra las formas de onda de recuperación inversa del diodo en condiciones nominales. Al diseñar con cuidado el pico de He++ del lado del cátodo, se ha conseguido una cola de corriente de corta duración, pero que disminuye suavemente. En condiciones nominales, las pérdidas de recuperación del diodo son de 2,8 J. Gracias al comportamiento de alta resistencia y suave recuperación, se puede conmutar el diodo con un valor elevado de di_F/dt , lo que reduce considerablemente las pérdidas de apagado en el IGBT.

Corriente de salida del módulo

Para evaluar el comportamiento del módulo SPT+ de 6,5 kV en las condiciones de una aplicación real, se ha realizado una simulación térmica de la corriente de salida en función de la

11 Intensidad de salida del módulo HiPak SPT+ de 6,5 kV, en función de la frecuencia de conmutación



frecuencia de conmutación. Los resultados se muestran en **11**. Se ha optimizado el IGBT SPT+ de 6,5 kV para que trabaje en un entorno de aplicación con una inductancia parásita alta empleando frecuencias de trabajo bajas. Para garantizar un comportamiento suave de conmutación, se ha diseñado el IGBT empleando una eficiencia del ánodo emisor relativamente grande. Esto aumenta la concentración electrón-hueco en el lado del ánodo de la base N y asegura una cola de corriente que disminuye suavemente durante el apagado con inductancias parásitas y tensiones de enlace de CC elevadas. Esto conduce a un chip con pérdidas de conducción bajas y mayo-

res pérdidas de apagado, lo que es ideal para frecuencias de conmutación bajas.

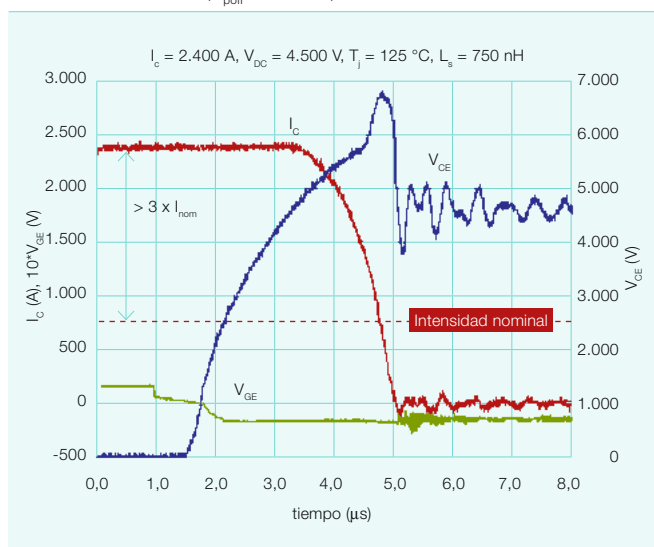
Apagado y recuperación inversa

Una de las ventajas principales del nuevo IGBT SPT+ de 6,5 kV es su resistencia extremadamente alta para el apagado, lo que establece un nuevo patrón para esta clase de tensión. **12** presenta una forma de onda de apagado a nivel del módulo, en el que se desconectó una corriente de 2.400 A (que corresponde a más de tres veces la intensidad nominal) frente a una tensión de 4.500 V del enlace de CC

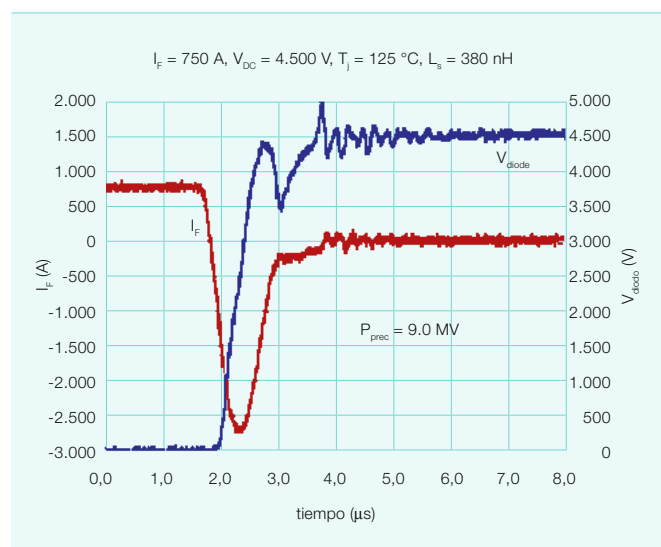
con una temperatura en la unión de 125 °C. La prueba se efectuó con una resistencia externa en la puerta de 1,0 Ω, sin emplear limitadores ni tensiones de seguridad. La inductancia parásita en esta prueba fue de 750 nH que es más del doble del valor que puede esperarse en el entorno de la aplicación, incluso en las condiciones más desfavorables.

Gracias a la resistencia de la célula SPT+, los IGBT son capaces de mantener un prolongado periodo de avalancha dinámica intensa durante los transitorios de apagado, y por tanto presentan una excelente capacidad SOA. La potencia de pico de apagado

12 Apagado de un IGBT SPT+ de 6,5 kV en condiciones SOA, medidas a nivel del módulo ($P_{poff}=11,7\text{MW}$)

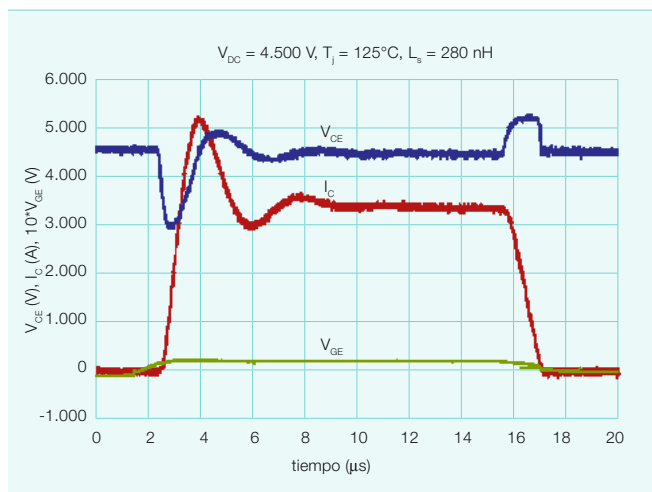


13 Recuperación inversa de un diodo SPT+ en condiciones SOA, medidas a nivel del módulo.



Semiconductores

14 Características en cortocircuito del IGBT SPT+ de 6,5 kV, medidas a nivel del módulo



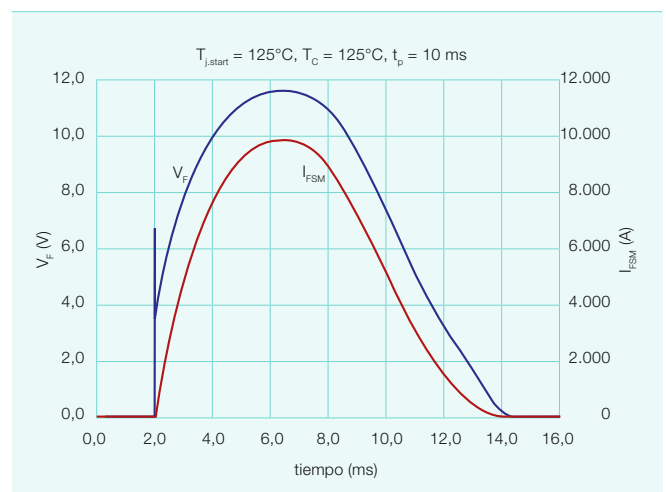
alcanzó en esta prueba un valor de 11,7 MW. En las pruebas normales de producción, se someten todos los módulos a una prueba SOA de apagado con una intensidad triple de la nominal (2.250 A) donde los módulos se colocan en avalancha dinámica. Esta prueba, muy exigente, se ha aplicado para garantizar una calidad y una fiabilidad elevadas de todos los módulos HV-HiPak de 6,5 kV.

13 muestra una prueba de SOA de recuperación inversa de diodo a nivel del módulo medida con una intensidad directa de 750 A (intensidad nominal) y una tensión en el enlace de CC de 4.500 V. A causa de las características de apagado del IGBT, la potencia de pico en el diodo alcanza su valor máximo cerca del de la intensidad nominal y empieza a disminuir de nuevo para mayores intensidades de corriente directa. Se conmutó el diodo empleando una resistencia externa de puerta ($R_{g,on}$) de 1,2 Ω y se obtuvo una velocidad de conmutación de 7.000 A/ μ s y una potencia de pico de 9,0 MW.

SOA en cortocircuito

En **14** se pueden ver las formas de onda en cortocircuito del módulo SPT+ de 6,5 kV. Se diseñó cuidadosamente el IGBT para que soportara un cortocircuito a $V_{GE}=15,0$ V para todas las tensiones del enlace de CC hasta 4.500 V y temperaturas en la unión entre -40°C y 125°C . La resistencia deseada al cortocircuito se consiguió mediante optimizaciones del buffer del SPT y la eficiencia del ánodo emisor.

15 Formas de la onda de la sobrecorriente del diodo SPT+ diodo SPT + de 6,5 kV a nivel del módulo



Capacidad frente a sobrecorrientes

Para verificar la capacidad frente a sobrecorrientes en el diodo SPT+ de 6,5 kV, se sometió el módulo HiPak a 100 impulsos de sobrecorriente con una magnitud de 9,9 kA y una duración de los impulsos de 10 ms ($I^2t = 523$ kA²s) como se muestra en **15**. Después del impulso n° 100, se volvió a comprobar eléctricamente el módulo para asegurar que no se había producido ninguna degradación. En el posterior ensayo destructivo, se determinó la capacidad frente a sobrecorriente de un solo impulso. Los diodos alcanzaron antes de su fallo una intensidad de pico de 12,3 kA, correspondiente a un valor I^2t de 705 kA²s. Esta excelente capacidad frente a sobrecorrientes se ha conseguido gracias a una combinación de un emisor P+ fuertemente dopado y una caída de tensión en estado activado baja facilitada por la distribución óptima de plasma conformada por el esquema de irradiación de He++ doble.

Tendencias futuras

Con los avances de las estructuras modernas de IGBT y diodos, los proyectistas de dispositivos se enfrentan con un problema cada vez mayor para encontrar la forma de mejorar aún más las prestaciones de los IGBT empleando refuerzo convencional del plasma y técnicas de reducción del espesor del silicio. Actualmente el esfuerzo de desarrollo se está centrando en la recuperación de los IGBT de conducción inversa (RC IGBT) que combinan el IGBT y los diodos en una estructura

simple, como medio para proporcionar más potencia en una superficie definida (es decir, el tamaño del módulo). Son grandes las posibilidades que surgirían de tal paso tecnológico. Además, la temperatura máxima en la unión está pasando cada vez más a ser el foco de atención del desarrollo. El hecho de que la característica más importante –la capacidad de actuar sobre la potencia (SOA) de los dispositivos– haya subido a un nivel en que los IGBT pueden trabajar teóricamente con intensidades que superan con mucho los valores nominales de los sistemas modernos ha aumentado todavía más la presión para ampliar el margen de temperaturas. Como la potencia de salida es proporcional a la diferencia de temperaturas (ΔT) entre la unión del chip y el medio de refrigeración, una temperatura operativa admisible superior en el semiconductor aumenta inmediatamente la densidad de potencia para una superficie de dispositivo dada. Por tanto, un aumento de 25°C aumenta la potencia nominal en un 25 a 35%, dependiendo de las condiciones de refrigeración.

Encontrará más información sobre los IGBT en "Empaquetamientos que mejoran las prestaciones", en la página 9 de este número de la *Revista ABB*.

Munaf Rahimo

Arnost Kopta

ABB Semiconductors

Lenzburg, Suiza

munaf.rahimo@ch.abb.com

arnost.kopta@ch.abb.com

El caballo de carga y su jinete

Combinados con motores eléctricos de cualquier potencia nominal, los accionamientos de CA de ABB están ganando la carrera de la eficiencia energética y el control de procesos.

Pieder Jörg, Panu Virolainen, Roelof Timmer

Se calcula que los motores eléctricos, la bestia de carga de la industria moderna, utilizan el 65 % de la energía eléctrica. Aunque estos motores convierten eficientemente la energía eléctrica en mecánica, en muchos procesos de la industria un 20 % de esa energía se pierde en los mecanismos de regulación. Un suministro de potencia adaptado a la demanda reduce sustancialmente la cantidad de energía consumida. Incluso una reducción

pequeña de la velocidad del motor constituye una diferencia importante; el método más efectivo de controlar la velocidad de un motor es con un accionamiento de CA.

Los avances tecnológicos, especialmente en el área de la electrónica de potencia, se han traducido en el empleo de accionamientos de CA en motores con potencias desde 100 vatios a 100 megavatios. Debido a este amplio margen, las opiniones de los

clientes tienden en la actualidad a centrarse más en los requisitos funcionales de su aplicación, muchos de los cuales se satisfacen empleando un controlador inteligente incorporado en el accionamiento. Estos controladores permiten un amplio margen de soluciones específicas para el campo de la aplicación, que puede abarcar desde aplicaciones de bombeo hasta soluciones exigentes de trenes de laminación.



Accionamientos

Los motores eléctricos son, bastante literalmente, la fuerza motriz que se encuentra tras todos los sistemas de automatización empleados en la industria, el comercio y la construcción. De hecho, los motores consumen alrededor del 65% de toda la energía eléctrica que se produce en el mundo. Hay dos tipos de motores eléctricos, de CA y de CC, y cerca de las tres cuartas partes de todos los motores mueven bombas, ventiladores o compresores. Los procesos industriales tienden a utilizar motores de CA, especialmente del tipo de jaula de ardilla. Sin embargo, cuando se conecta un motor de CA directamente a la red, gira, por construcción, a un régimen fijo. Para regular la cantidad de energía consumida, el motor suele requerir cierto tipo de control de velocidad variable.

La velocidad variable se consigue colocando el motor bajo el control de un accionamiento de CA, lo que también se conoce como accionamiento de velocidad variable o accionamiento de velocidad ajustable. Estos accionamientos se emplean en una amplia gama de aplicaciones de muchas industrias, tales como las cementeras, químicas y petroleras y de gas. Por ejemplo, en las centrales eléctricas y en la industria química, hay que ajustar los motores de acuerdo con el proceso principal, que cambia a causa de las demandas variables de potencia en los distintos momentos del día, de la semana o del año.

Los accionamientos de CA son ideales para ello, pues responden a la demanda con gran eficiencia. De hecho, pueden reducir hasta un 60% la factura de

energía de la empresa. Según un estudio de ABB, el empleo de accionamientos de CA de media tensión en el control de velocidad de bombas, ventiladores y compresores podría proporcionar un ahorro de 227 TWh al año en todo el mundo [1]. Esto equivale a la producción anual de 144 centrales eléctricas de combustible fósil¹⁾, o al consumo total de energía de España.

Con un 16% estimado del mercado global, ABB es el proveedor número uno de accionamientos de velocidad variable **1**. Su cartera de productos cubre todos los motores con una amplia gama de funciones de control incorporadas y con potencias que van desde 100 vatios a 100 megavatios. Para mejorar aún más sus accionamientos, los ingenieros de ABB han seleccionado tecnologías clave de la electrónica de potencia en el campo académico e industrial. Cada una de esas tecnologías ha sido adaptada y ampliada y ha superado los requisitos de la aplicación. Así, el circuito de conversión de energía que se encuentra en toda la gama de productos se basa en la tecnología denominada de inversor de fuente de tensión, y la estrategia de control del motor de altas prestaciones de control directo del par (DTC) se aplica a los motores de inducción de baja tensión y a los motores síncronos de media tensión.

Gracias a los desarrollos tecnológicos, los fabricantes de accionamientos han podido añadir características atractivas para aumentar la funcionalidad de sus productos. Con su amplia experiencia en la automatización de procesos, ABB ha podido centrarse especialmente en

incorporar características de control específicas para la aplicación. Por ejemplo, los accionamientos de ABB, no solamente controlan la velocidad de acuerdo con una referencia externa, sino que pueden relacionar sus acciones con la carga del motor. Además, estos accionamientos pueden compensar la elasticidad de la mecánica, las oscilaciones de amortiguación, coordinar de forma autónoma la acción con otros accionamientos o incluso supervisar equipos auxiliares.

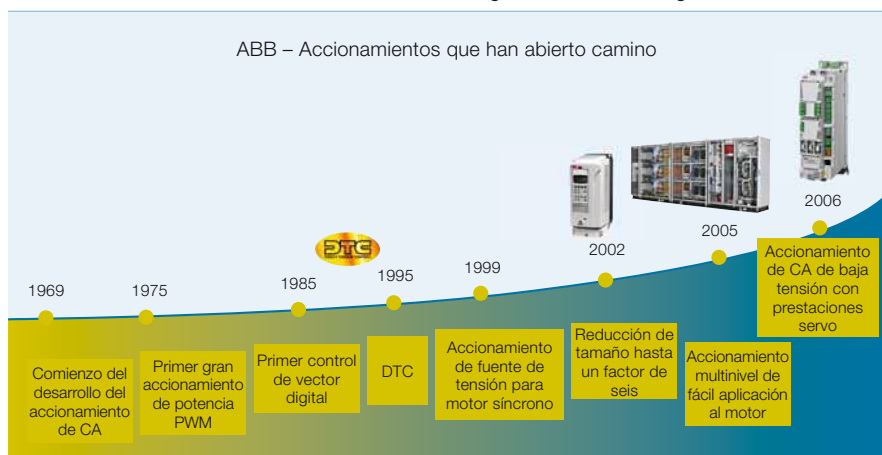
Conversión de la energía eléctrica

El control de motores de CA (o la capacidad de convertir la energía eléctrica en energía mecánica) se basa en el principio de la inducción electromagnética. La tensión en el devanado del estator produce la corriente y el flujo magnético, y el cambio de la dirección de dicha tensión hace que cambie asimismo la dirección del flujo. Si la dirección de la tensión en los devanados de un motor trifásico se cambia en el orden correcto, el flujo magnético del motor empieza a girar. El rotor del motor seguirá a este flujo rotatorio. Se puede lograr este control empleando un convertidor de frecuencia, que, en principio, cambia la frecuencia y la amplitud de la tensión de la red, que normalmente es fija.

Sin embargo, en la práctica el control de los motores de CA es un poco más complicado. Las corrientes en el rotor, producidas por el flujo magnético, complican la situación. Además, hay interferencias exteriores, tales como la temperatura o las variaciones de carga, que pueden también producir dificultades de control. Sin embargo, con la tecnología y los conocimientos técnicos actuales, es posible tratar estas interferencias de forma efectiva.

Todos los accionamientos modernos de CA de ABB se basan en el mismo circuito básico, el inversor de fuente de tensión. Se compone de un rectificador, un circuito bus de CC y una unidad inversora **2**. El rectificador convierte una corriente trifásica normal de 50 Hz en una corriente continua con la que se alimenta el circuito de bus de CC. Este

1 Durante más de 40 años, ABB ha estado en la vanguardia de la tecnología de accionamientos.



Nota a pie de página

¹⁾ Suponiendo que una central de tamaño medio produce 350 MW en 4.500 horas/año.

circuito filtra después la tensión pulsante y genera así una tensión de CC. La unidad inversora invierte esta tensión para proporcionar una tensión de CA de frecuencia y amplitud variables. Lo consigue esencialmente conectando cada fase del motor al bus de CC positivo o negativo, de acuerdo con una secuencia determinada. La secuencia viene determinada por un sistema incorporado de control inteligente del motor.

El inversor que aparece en **2** es el circuito inversor básico de dos (tensiones) niveles. Es la solución óptima para tensiones de CA de hasta 1 kV. Para conseguir tensiones más altas, se amplía este circuito combinando de forma inteligente el mismo circuito de base. Por ejemplo, para la gama de media tensión, durante la pasada década se hicieron usuales los circuitos inversores de tres niveles. Recientemente, ABB ha aumentado la tensión de salida máxima de sus convertidores de frecuencia con un diseño nuevo en el que los terminales del motor pueden conmutarse a cinco niveles de tensión distintos. Esta innovación, que perfecciona la forma de onda de salida y aumenta considerablemente la fiabilidad, se ha conseguido recurriendo ampliamente a conceptos y componentes bien probados [2].

Cualquiera que sea la combinación de circuito básico que se emplee, el esquema de control de altas prestaciones de ABB, el DTC, determina la secuencia de conmutación. Gracias a una imagen especular electrónica del motor, el controlador incorporado conoce en todo momento el estado de rotación

real. Debido a que el controlador puede mantener una especie de “plano” de las direcciones de la tensión descritas, conoce exactamente las “carreteras y los atajos” que el circuito inversor debe seguir para que el motor continúe girando. Las ventajas que el usuario obtiene de los accionamientos de ABB son muchas, pero en pocas palabras puede decirse que tiene garantizada una integración perfecta con toda la gama de potencias de los productos.

Métodos más sencillos de velocidad variable

Si se considera toda la gama de potencia, actualmente menos del 10% de todos los motores vendidos cada año están equipados con convertidores de frecuencia, a pesar de que son los que necesitan menos medios de mantenimiento de los controles de velocidad variable comercializados. Las ventajas de controlar la entrada de energía de un proceso por medio de un convertidor de frecuencia superan los métodos más convencionales y simples, como el control por derivación o mediante regulador **3**. La fabricación de esos equipos suele ser muy sencilla y la inversión puede, a primera vista, parecer rentable. Sin embargo, presentan muchos inconvenientes. Para empezar, la capacidad de conseguir un proceso óptimo es muy difícil de obtener mediante un control simple. El aumento de la capacidad de producción suele precisar la reconfiguración de todo el proceso.

No solamente los costes totales de explotación son mucho mayores, sino

que el control por derivación o por regulador es un desperdicio de energía. Piense en lo que sería tratar de regular la velocidad de su coche manteniendo un pie en el acelerador y otro en el freno. Hacer funcionar un motor a toda velocidad regulando la salida que produce tiene el mismo efecto: parte de la energía producida se desperdicia directamente. De hecho, se desperdicia tanta energía a causa de mecanismos de velocidad constante y control mecánico que todas las naciones industrializadas del mundo podrían ahorrar varias centrales eléctricas mediante la utilización del control de velocidad.

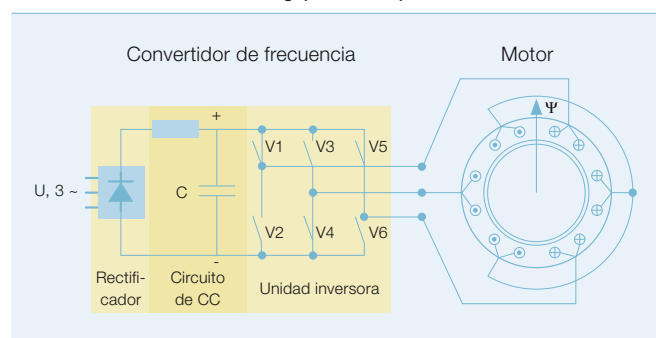
Si se acciona el motor sin un convertidor de frecuencia, no se pueden modificar sus curvas de capacidad de carga. El motor producirá el par especificado a una determinada velocidad y no se podrá superar el par máximo. Si se precisara una mayor capacidad de carga para el arranque, habría que sobredimensionar el motor.

Algo más que un accionamiento de buena apariencia

Además de su función como controladores de velocidad variable, los accionamientos de CA disponen de otras funciones que a veces se necesitan para un mejor control del proceso. Son las siguientes:

- Entradas y salidas para señales de supervisión y control
- Una función de inversión
- Aceleración/deceleración progresivas
- Ajustes de tensión/frecuencia para par variable
- Aumento del par

2 Para recibir la dirección de flujo que se indica en el diagrama, se deben cerrar los interruptores V1, V4 y V5. Para hacer que el flujo gire en sentido contrario a las agujas del reloj, se debe cerrar el interruptor V6, pero V5 debe estar abierto. Si el interruptor V5 no está abierto, el circuito estará en cortocircuito. El flujo ha girado 60° en sentido contrario a las agujas del reloj.



3 Métodos de control simple: control imperfecto y derroche de energía.

Ejemplo de bomba:



- Construcción simple
- Es difícil conseguir la capacidad óptima
- Para aumentar la capacidad hay que reconstruir el sistema
- Control mediante regulación, recirculación o arranque y parada
- Riesgo de daños durante el arranque
- Los costes de funcionamiento son elevados

Accionamientos

- Eliminación de vibraciones mecánicas
- Límites de carga para impedir averías fastidiosas
- Continuación del funcionamiento en caso de corte de la energía (ride-through)
- Función de parada brusca
- Compensación del deslizamiento
- Arranque sobre la marcha

Estas y otras muchas funciones facilitan el uso de los accionamientos en muchas aplicaciones diferentes. Con décadas de experiencia en el control de procesos, ABB ha desarrollado funciones que ayudan al usuario a determinar

El accionamiento ACS800-02, disponible en la gama de potencias 90–150 kW, tiene un tamaño que es sólo la sexta parte de los accionamientos comparables de otros fabricantes.



la velocidad de referencia correcta para el proceso y a eliminar eficientemente las anomalías. Estas funciones se aplican en toda la gama de potencias de los accionamientos de ABB. Por lo tanto, nunca ha sido tan fácil ahorrar energía, independientemente de la aplicación o del tamaño del accionamiento.

Tecnologías evolutivas

Los desarrollos tecnológicos han ayudado a bajar el precio de los accionamientos de velocidad variable y los han convertido en una alternativa económica a los métodos mecánicos de control de la velocidad. Puesto que muchas tecnologías siguen evolucionando, los equipos de investigación y desarrollo siguen trabajando para hacer los accionamientos cada vez más pequeños y más económicos. Pero no solamente importa el tamaño. Los ingenieros y los científicos están diseñando accionamientos más inteligentes, con mejores comunicaciones y más fáciles de instalar y controlar. Esos accionamientos abrirán las puertas a muchas nuevas aplicaciones.

ABB predice que en los próximos 10 años, unos semiconductores más integrados y combinados más estrechamente con los componentes mecánicos reducirán el número de éstos en el accionamiento. Menos componentes significa menos conexiones y menos uniones mecánicas, y por tanto mayor fiabilidad.

Considérense, por ejemplo, los convertidores de estado sólido que son los componentes clave en un convertidor

de frecuencia [2]. Están completamente encerrados en un delgado chip rectangular de silicio (de entre 1 y 2 cm²) o en una oblea redonda de silicio con un diámetro de entre 3 y 10 cm. El chip se controla por medio de una entrada eléctrica auxiliar por cada lado, que define si existe una tensión de bloqueo entre las partes superior e inferior (como un contacto mecánico abierto), o si circulará corriente a través del silicio de una parte a la otra (como un contacto mecánico cerrado). La integración de toda la electrónica auxiliar convierte el interruptor de estado sólido en un bloque de construcción electrónico con un comportamiento ideal, que puede combinarse en cualquier circuito.

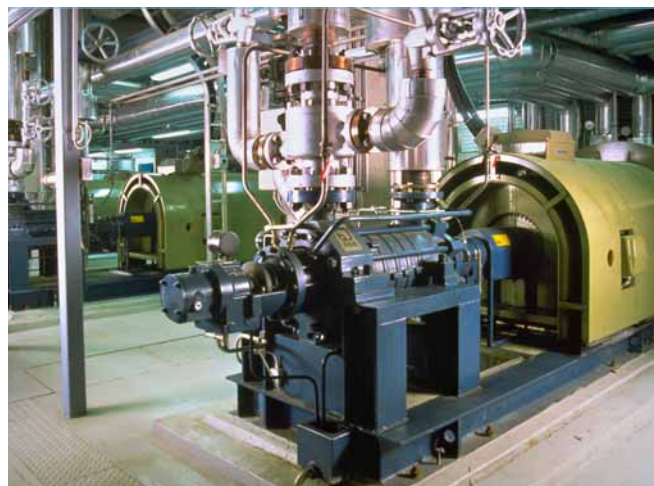
El control de esta combinación de conmutadores de silicio, que se consigue empleando procesadores, es tan fácil como enviar datos a una impresora. Al mismo tiempo, los procesadores pueden supervisar el motor eléctrico, observar y controlar la carga mecánica o enviar y recibir datos de un sistema de automatización externo.

El desarrollo de semiconductores de potencia es un factor importante que influye sobre el futuro de los accionamientos de velocidad variable, pero también lo es la tecnología empleada para la refrigeración. Aunque es probable que el enfriamiento por aire siga siendo la técnica predominante, se está realizando mucho trabajo de investigación y desarrollo para conseguir nuevas técnicas. Por ejemplo, el desarrollo de la modelización numérica ayudará a emplear técnicas avanzadas de modelización

Bombas de agua filtrada en una planta hidráulica



Una bomba de alimentación en una central de ciclo combinado



Los accionamientos mayor y menor de ABB: el ACS5000 de 2,2 m de altura y 6,5 m de anchura **a** y el ACS55 **b**



zación del flujo en ordenador para diseñar sumideros de calor que consigan un enfriamiento más eficaz. Los científicos están también buscando nuevos materiales, con la idea de integrar un sumidero de calor con el módulo de enfriamiento, y mejorando las prestaciones de los ventiladores con control de velocidad variable.

El enfriamiento con líquido está encontrando un mayor uso en la energía eólica, el transporte, las aplicaciones marinas y las aplicaciones en entornos con polvo o humedad.

Un desarrollo tecnológico notable es la plataforma de control de motores de ABB: la DTC. Presentada hace unos 14 años, la DTC continúa siendo la principal plataforma de control de los accionamientos de ABB. La investigación actual se centra en el empleo de

Metal caliente en la cinta transportadora de una máquina de fundición continua



la simulación numérica para predecir el comportamiento futuro del motor con el fin de:

- Aumentar aún más la eficiencia del proceso de conversión de energía
- Reforzar la resistencia frente a las anomalías
- Mejorar los diagnósticos de los motores

También se están explotando las prestaciones muy altas de los DTC para nuevas aplicaciones con requisitos estrictos de control del movimiento.

Accionamientos y comunicaciones

Los accionamientos se han beneficiado del crecimiento de las comunicaciones por Ethernet, y se han convertido en una parte integral de los sistemas de control, mantenimiento y seguimiento. Aprovechando el ancho de banda de Ethernet, estos accionamientos inteligentes pueden comunicar grandes cantidades de información de seguimiento. Además de este tipo de información, el accionamiento puede también recoger datos que describan el estado del proceso que se controla.

Además de eso, el galardonado Drive-Monitor™ analiza inmediatamente los datos, inicia el registro de nuevos datos si fuera preciso e informa al operario con mensajes de texto claros sobre el estado actual del accionamiento. Puede utilizarse un análisis detallado de estos datos para ajustar el proceso y mejorar la productividad. También puede usarse para aumentar la disponibilidad del proceso por medio de una gestión preventiva de fallos y una optimización de recursos.

En general, el futuro se presenta bien para los accionamientos de CA de ABB. Con el aumento continuo de la eficiencia y la capacidad de manejar la energía, los accionamientos de velocidad variable de ABB pueden controlar motores eléctricos de CA desde 100 W hasta 100 MW. La innovación está extendiéndose por toda la gama, de forma que, en un futuro muy próximo, el mundo industrial podrá escoger entre una oferta de productos aún más única y exclusiva.

Pieder Jörg

ABB Medium Voltage Drives
Turgi, Suiza
pieder.joerg@ch.abb.com

Panu Virolainen

ABB Low Voltage Drives
Helsinki, Finlandia
panu.virolainen@fi.abb.com

Roelof Timmer

ABB Automation Technologies
Helsinki, Finlandia
roelof.timmer@fi.abb.com

Referencia

- [1] Wikstroem, P., Tolvanen, J., Savolainen, A., Barbosa, P. "Accionamientos eficientes y ahorro de energía". *Revista ABB* 2/2007, 73-80.
- [2] Jörg, P., Scheuer, G., Wikström, P. "Un mayor nivel de eficacia". *Revista ABB* 4/2007, 26-31.

Lectura recomendada

Informe especial de la Revista ABB sobre motores y accionamientos (2004).



Un equipo de accionamientos

Los accionamientos múltiples o multiaccionamientos con tecnología *front-end* en los sectores del cemento y los minerales.

Rolf Hoppler, Urs Maier, Daniel Ryf, Leopold Blahous

Los accionamientos representan una importante opción de ahorro de energía. Se pueden conseguir ahorros importantes cuando se escoge un accionamiento, especialmente en aplicaciones de velocidad variable. El accionamiento suministra al motor la tensión y la corriente que precisa para alcanzar la velocidad requerida. Esto es mucho más eficiente que la forma clásica de hacer funcionar el motor a velocidad constante y emplear amortiguadores o elementos similares para controlar el flujo.

Sin embargo, a menudo la economía se percibe solamente a lo largo de la vida del equipo y muchos clientes

prefieren no adquirir la tecnología a causa de unos costes iniciales mayores. ¿Cómo se pueden reducir esos costes?

La respuesta de ABB es el multiaccionamiento. Normalmente, cada accionamiento dispone de un rectificador y un inversor. El rectificador convierte la CA de la red en CC, que el inversor transforma después en CA de la frecuencia y la tensión requeridas. Obviamente, cada motor precisa su propio inversor para permitir su control independiente. Pero los rectificadores se pueden combinar para formar una sola unidad mayor. Éste es el concepto básico de un multiaccionamiento.

El sector del cemento y los minerales tiene aplicaciones que contemplan el uso de varios accionamientos en estrecha proximidad mutua; y aún más, donde es deseable el uso de accionamientos de velocidad variable para muchas o para todas las aplicaciones. Sin embargo, en la mayoría de los casos no se adoptan dichos accionamientos a causa de la considerable inversión inicial que suponen y porque sus ventajas se perciben solamente una vez que ha comenzado el funcionamiento. Además, los accionamientos de velocidad variable (VSD) producen armónicos en la red y pueden precisar filtros activos o pasivos. La instalación de estos filtros requiere un estudio completo de la red para evitar efectos no deseados a causa de la resonancia con los armónicos que los convertidores de frecuencia de los accionamientos de velocidad variable generan en el lado de la red.

El empleo de multiaccionamientos de velocidad variable, cuando el proceso lo permita, supera algunos de esos inconvenientes y permite la compensación de parte de la energía reactiva que los motores de velocidad constante generan a causa del elevado factor de potencia de los VSD.

Velocidad variable y multiaccionamientos

Los accionamientos de velocidad variable actuales para baja y media tensión se basan normalmente en el concepto de tensión variable y frecuencia variable (VVVF). **1** presenta el concepto básico de un accionamiento de velocidad variable único.

Se rectifica la alimentación de CA trifásica de la red. El condensador de CC, que enlaza el rectificador de la alimentación con el inversor, asegura que el inversor reciba una tensión constante de CC, con la que generará la tensión y la frecuencia de alimentación del motor.

En las aplicaciones de baja tensión, es decir, con tensión de alimentación de entre 400 y 690 V RMS (media cuadrática),

el inversor dispone de semiconductores IGBT (transistor bipolar controlado de puerta aislada), que tienen una frecuencia de conmutación extremadamente alta y proporcionan la dinámica adecuada para que el motor responda a todos los cambios de los parámetros del proceso.

En el sector del cemento y los minerales se utilizan normalmente los multiaccionamientos en los equipos de baja tensión.

Por ejemplo, el bucle que controla la velocidad del motor se puede abrir o cerrar entre el inversor y el propio motor, dependiendo de la aplicación. La tarea principal del rectificador es mantener constante la tensión de CC. En su forma más simple, el rectificador es un rectificador de diodos. En este caso no hay limitación para la aceleración del motor, pero cuando hay que reducir la velocidad, la configuración está limitada porque hay que disminuir la energía cinética del motor y su accionamiento. El

único sitio al que puede ir la energía es al condensador de CC, donde en consecuencia aumenta la tensión. La solución estándar en aquellas situaciones en que se requiere un funcionamiento con cuatro cuadrantes es incluir un seccionador de frenado. Este elemento descarga el condensador en una resistencia de frenado y, de esa forma, transforma en calor el exceso de energía mecánica del motor. Obviamente, no se trata de un método muy eficiente por lo que se refiere a la energía, en caso de que el frenado sea continuo o muy frecuente.

Una alternativa técnicamente atractiva sería sustituir el rectificador de diodos por un rectificador IGBT. Esta solución permite que la energía mecánica de la carga sea devuelta a la red de suministro durante las operaciones de frenado, es decir, que se pone a disposición de otros consumidores de la red. **2** presenta esta solución. Los IGBT se representan como interruptores muy rápidos.

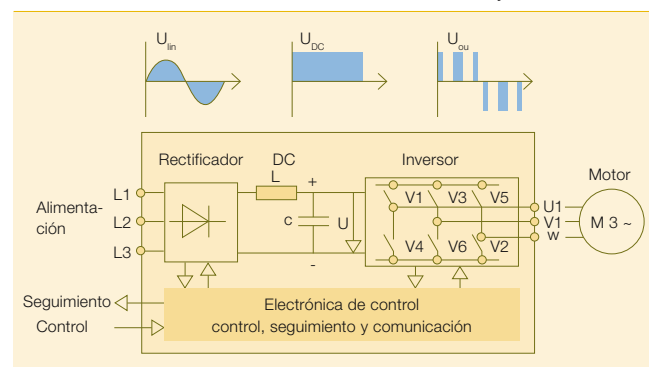
El principal inconveniente de esta solución es que si cada uno de los accionamientos de velocidad variable tiene un rectificador *front-end* activo, la inversión inicial es mayor que en el caso de rectificadores de diodos.

Algunos accionamientos de velocidad variable geográficamente próximos pueden combinarse en un multiaccionamiento con un rectificador común de 6 ó 12 impulsos o de *front-end* activo. Incluso en el caso de convertidores de *front-end* activo, se pueden mantener todas las ventajas con una inversión razonable, lo que es interesante no sólo desde el punto de vista técnico, sino también desde el económico.

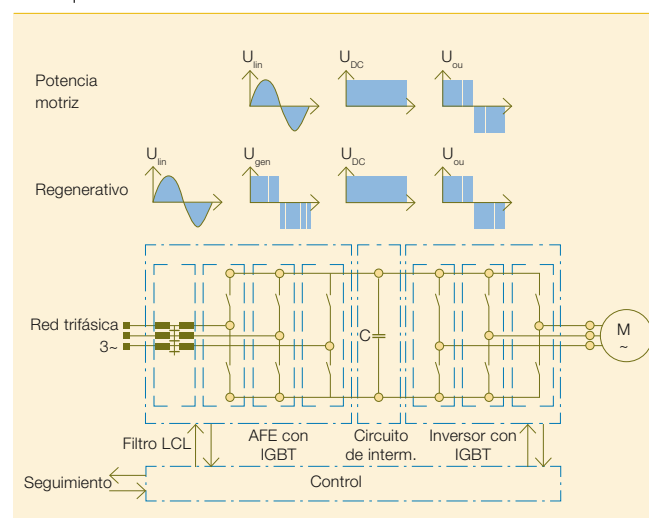
Multiaccionamiento: aspectos básicos

3 muestra la estructura básica de un multiaccionamiento. El concepto central es que existe una configuración con rectificador común de 6 impulsos, 12 impulsos o de *front-end* activo para todos los inversores. Cada uno de los inversores

1 Circuito de base de un accionamiento de frecuencia y tensión variables

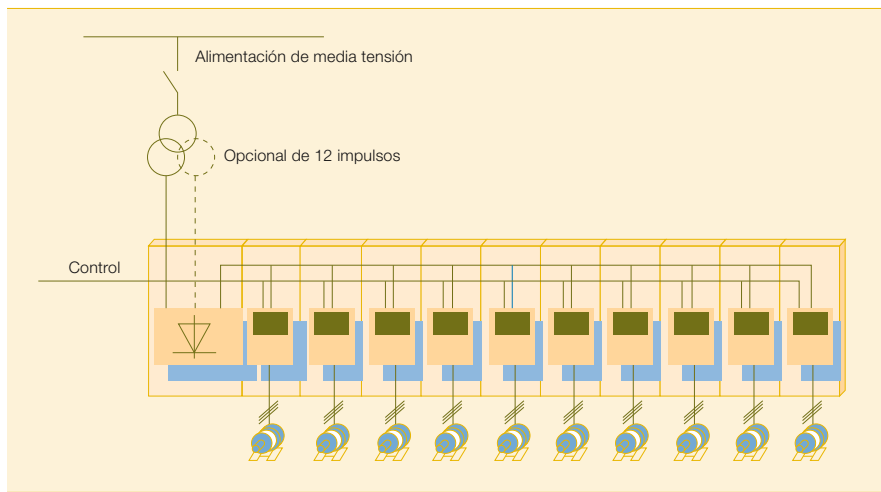


2 Esquema de un convertidor de frecuencia con rectificador IGBT e inversor



Accionamientos

3 Estructura básica de un multiaccionamiento



res puede tener potencias bastante diferentes, como también pueden serlo las prestaciones requeridas, porque como ya se ha indicado, el bucle de control solamente actúa sobre el inversor correspondiente. El multiaccionamiento permite el frenado motor a motor a través del bus de CC común, independientemente del tipo de rectificador empleado. El rectificador que aparece en 3 se representa mediante un diodo, pero en el caso de los multiaccionamientos la inversión adicional para que sea un convertidor de *front-end* activo, es decir, para emplear también IGBT en el lado del rectificador, es mucho menor, en términos relativos, que si todos los accionamientos independientes de velocidad variable tuvieran su propio rectificador.

En 3 se muestra un transformador de devanado triple para el rectificador de diodos. Esta topología reduce los armónicos que genera el multiaccionamiento en el lado del suministro cuando se emplean rectificadores de diodos de 12 impulsos. Si la aplicación precisara cierta redundancia, cada devanado secundario dispone de su propio puente de diodos de 6 impulsos, que puede aislarse de la carga del segundo puente en el caso de que éste fallara. Esto supone que la pérdida de un puente rectificador no supone la pérdida de todos los accionamientos de velocidad variable conectados al rectificador. La modularidad de los módulos de semiconductores del

convertidor trifásico permite además mantener un reducido stock de repuestos, al tiempo que es posible que un electricista sustituya cualquier módulo que haya fallado.

Además, el multiaccionamiento ofrece otras ventajas, que también hay que contemplar cuando se hace el estudio de una inversión.

Otras ventajas del multiaccionamiento

Uso eficiente de la potencia activa

Como ya se ha indicado, el coste relativo del rectificador disminuye, al igual que los costes de inversión, cuando se emplean semiconductores IGBT para el rectificador. Cuando se requiere funcio-

namiento con cuatro cuadrantes, el rectificador basado en IGBT permite que la energía mecánica del motor y de los equipos que están conectados al mismo retorne al suministro, con lo que no se desperdicia en resistencias de freno.

Compensación de la energía reactiva

El convertidor IGBT establece la tensión de alimentación en el lado del inversor de forma activa; por lo tanto puede forzar un cambio de fase predeterminado de intensidad y tensión en la red de alimentación. En otras palabras, puede hacer que el accionamiento de velocidad variable se comporte, en cierto modo, como capacitivo o como inductivo frente a la red de suministro. Esto se ilustra en 4, donde el rectificador aparece como una carga capacitiva desde la red de suministro de CA trifásica.

Esto quiere decir que se puede usar el rectificador de *front-end* activo para compensar el consumo de energía reactiva de los motores de velocidad constante en la red de suministro.

El enfriador de clínker está predestinado para los multiaccionamientos de velocidad variable. El enfriador precisa un caudal de aire que varía continuamente para proporcionar el adecuado enfriamiento del clínker.

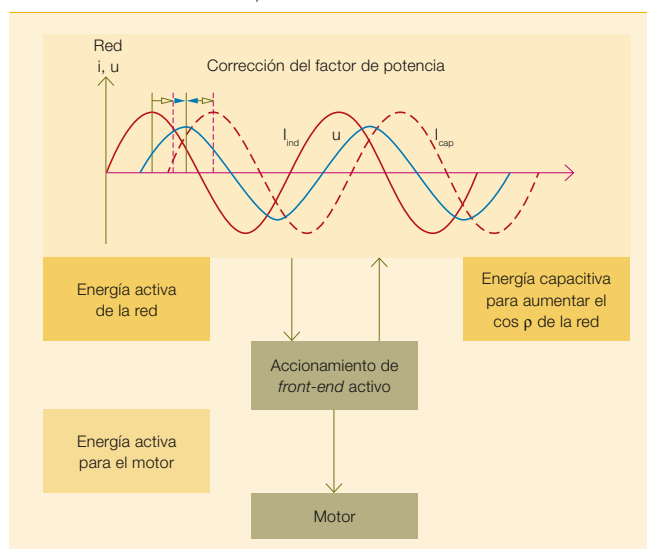
Bajos en armónicos

Los accionamientos de velocidad variable de baja potencia utilizan únicamente

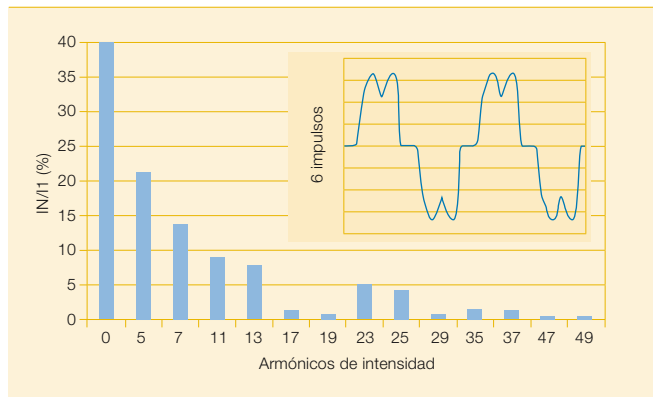
rectificadores de diodos de 6 impulsos. La operación en 6 impulsos se traduce en una corriente bastante deformada, como se ilustra en 5. Cuando se usa un rectificador IGBT, se puede conseguir una aproximación considerablemente mejor de la corriente de la red a la forma sinusoidal ideal 6.

Por tanto, la perturbación ocasionada en la red de suministro por el multiaccionamiento de *front-end* activo es muy baja. Debe indicarse que el bajo contenido de armónicos en la corriente del rectificador de *front-end* activo se ha conseguido sin recurrir a un transformador de tres devanados (que habría ayu-

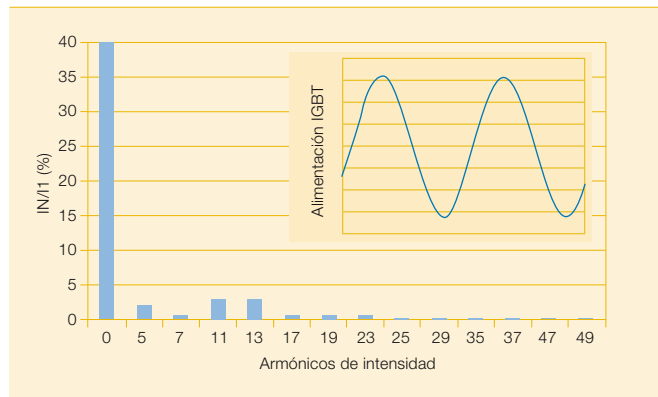
4 Cambio capacitivo de fase de corriente y tensión en el lado de la alimentación de un accionamiento de *front-end* activo (es decir, con un rectificador IGBT)



5 Armónicos de intensidad para el rectificador de diodos de 6 impulsos



6 Armónicos de intensidad de rectificador IGBT (front-end activo)



dado a reducir los armónicos si se hubieran utilizado rectificadores de 12 impulsos). El filtro L-C del rectificador permite trabajar sin necesidad de otros filtros. Un simple transformador de dos devanados (en caso de que hiciera falta) basta para cumplir las normas de deformación por armónicos en la red de suministro. El transformador del convertidor se simplifica en dos aspectos:

- Puede instalarse como un transformador sencillo de dos devanados que permite disponer de los mismos repuestos para la distribución de energía y los accionamientos de velocidad variable.
- Su carga de armónicos es mucho menor que en las aplicaciones estándar de rectificadores.

Otras ventajas

Debido a la estructura compacta del multiaccionamiento, los inversores individuales no precisan un alimentador independiente en el centro de control del motor (MCC) ni en los paneles del ali-

mentador. La protección del motor se consigue empleando el propio inversor. Se puede desconectar cada inversor del bus de CC mediante su propio interruptor de carga bloqueable.

Gracias al equilibrado mediante el frenado motor a motor entre los demás motores de la misma alimentación de CC, los cambios rápidos en la carga, incluso cuando crean energía regenerativa, no precisan ser compensados totalmente por la red de suministro.

Aplicaciones

Enfriador de clínker en fábricas de cemento

El enfriador de clínker está predestinado para multiaccionamientos de velocidad variable. El enfriador precisa un caudal de aire que varía continuamente para proporcionar el adecuado enfriamiento del clínker. Gracias al uso de accionamientos de velocidad variable se evita el desperdicio de la costosa ener-

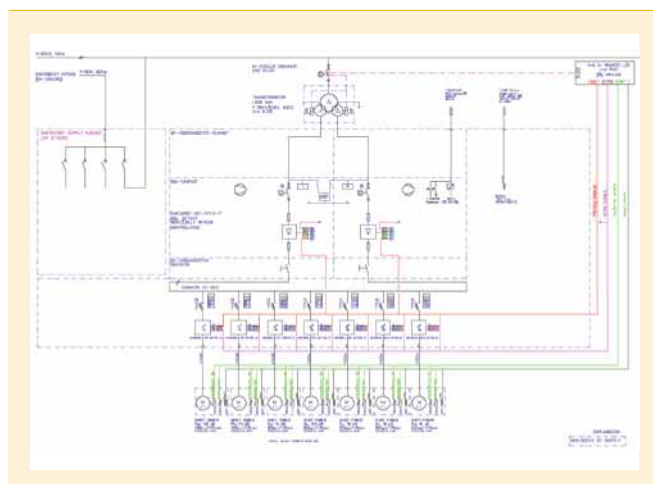
gía eléctrica que se produce cuando se reduce el caudal máximo de aire mediante aletas. En vez de ello, se ajusta el caudal mediante la velocidad y la potencia del motor empleando un accionamiento de velocidad variable.

7 muestra una solución “sencilla” para un multiaccionamiento en el enfriador.

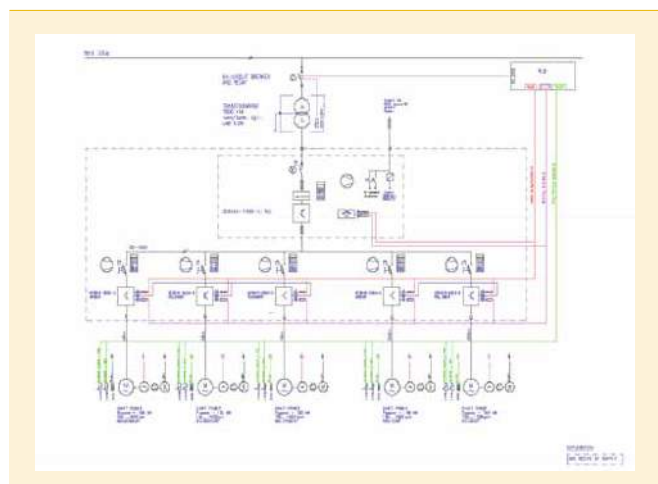
En el caso 7, los dos rectificadores siguen siendo del tipo clásico de diodos de 6 impulsos, con cierta redundancia que se traduce en una configuración de 12 impulsos junto con el desplazamiento de fase en el transformador de tres devanados (visto desde la red de suministro de CA). Cada uno de los inversores dispone de su propia interfaz de control independiente.

Existen conceptos de procesos para el enfriador de clínker que requieren también la integración del ventilador de aire de escape en el sistema del multiaccionamiento del enfriador. En aque-

7 Esquema de multiaccionamiento para enfriador [1]



8 Multiaccionamiento para un sistema de cinta transportadora de bajada [2]



Accionamientos

llos casos en que hay que mantener la presión del aire a la salida del horno dentro de tolerancias muy estrictas, el ventilador del aire de escape y los ventiladores del enfriador tienen que trabajar en estrecha colaboración. Esto quiere decir también que el ventilador del aire de escape tiene que poder operar en cuatro cuadrantes. Esto puede dar lugar a paneles engorrosos, de gran tamaño y peso si hay que incluir *choppers* y resistencias de frenado. Un multiaccionamiento de velocidad variable permite el frenado por medio de un bus de CC o, en el caso de tecnología de *front-end* activo, devolviendo a la red la energía de frenado.

Cintas transportadoras de bajada

Muy a menudo, la cantera no está al lado de la fábrica. No todas las fábricas pueden utilizar camiones para transportar el material desde la cantera a la fábrica. En este caso, solamente se pueden emplear cintas transportadoras. **9** ilustra una situación en la que hay

9 Ejemplo de cinta transportadora de bajada [2]



- a** Cola de cinta transportadora con tres motores
- b** Cabecera del tubo de la cinta transportadora
- c** Sala de máquinas con accionamiento

10 Paneles de multiaccionamiento para la transportadora de bajada [2]



Cuadro Ventajas de los multiaccionamientos en la industria cementera

- Optimización del proceso, ya que aporta una solución óptima para el accionamiento
 - Reducción del desgaste gracias al arranque y parada suaves del equipo mecánico
 - Reducción del impacto del arranque y la parada de un accionamiento individual en el consumo de energía activa y reactiva de la red de suministro
 - Simplificación de la instalación eléctrica, ya que el multiaccionamiento tiene integrada la distribución de baja tensión, con lo que se requiere menos cableado
 - Se precisa menos espacio en el caso del multiaccionamiento
 - Sistema de multiaccionamiento totalmente probado en fábrica
 - Transformador de distribución de alimentación MCC menor debido al propio transformador del multiaccionamiento
 - Menos componentes y conexiones y, por lo tanto, menos ingeniería
 - Menos repuestos
 - Bajo contenido de armónicos en el transformador de distribución y en los equipos conectados al MCC
- Otras ventajas con *front-end* activo**
- Reducción de armónicos sin filtros, evitando de esa forma la interacción compleja del filtro con la red de alimentación, por lo que los estudios de la red necesarios son menos complejos
 - Es posible emplear transformadores de dos devanados que tienen la ventaja añadida de una carga de armónicos bastante reducida
 - Compensación de la energía reactiva sin necesidad de condensadores ni filtros
 - Uso óptimo de la fuente de energía más cara (electricidad) de la planta

que transportar el material bajándolo desde la cantera hasta la fábrica [2]. Para este caso concreto, se situaron los accionamientos de velocidad variable cerca uno del otro. Se colocaron los accionamientos de las cabeceras de los tubos transportadores en el mismo edificio que los de cola de las cintas transportadoras.

8 muestra un esquema del multiaccionamiento. En este ejemplo se aplicó a fondo la tecnología de *front-end* activo porque durante el funcionamiento y cuando se comienza con una cinta cargada, el accionamiento parte de un estado de frenado. Este proyecto concreto ha permitido el uso de los mismos motores para todos los accionamientos. El sistema interno de control del accionamiento establece que todos los accionamientos de velocidad variable de una cinta trabajan repartiéndose la carga. Además el sistema de control dominante se encarga de que cada accionamiento reciba solamente el par de aceleración o de frenado exacto para evitar daños en la cinta, al tiempo que se permite el transporte de la cantidad óptima de material. **10** ilustra lo compacto que resulta el multiaccionamiento para la aplicación de ese transporte de bajada concreto.

Multiaccionamiento: ventajas múltiples

Los multiaccionamientos de velocidad variable ofrecen importantes ventajas técnicas en diversas aplicaciones técni-

cas de la fabricación de cemento que normalmente se pasan por alto cuando solamente se tienen en cuenta los costes de inversión de un multiaccionamiento. En el **Cuadro** se indican algunas de estas ventajas.

Cuando se tienen en cuenta todos estos aspectos, el multiaccionamiento de velocidad variable es una alternativa técnica y comercialmente atractiva frente a los conceptos de accionamientos convencionales para la fabricación de cemento y la industria de los minerales. Los dos ejemplos que se han presentado en este artículo demuestran claramente la flexibilidad del proceso que se consigue mediante la aplicación adecuada del concepto de multiaccionamiento en la fabricación de cemento.

Rolf Hoppler

Urs Maier

Daniel Ryf

Leopold Blahous

ABB Process Automation

Baden-Dätwil, Suiza

rolf.hoppler@ch.abb.com

urs.maier@ch.abb.com

daniel.ryf@ch.abb.com

leopold.blahous@ch.abb.com

Referencias

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



El controlador compacto

PP D104: Una extensión de gama baja para la plataforma de control AC 800PEC

Beat Schaerz, Michael Bueckel, Peter Steimer

Estamos rodeados de dispositivos electrónicos de todas las clases y formas, y esperamos que funcionen con autonomía y correctamente. En el caso de la electrónica de potencia, las demandas impuestas a tales dispositivos son particularmente rigurosas. Los tiempos que deben manejarse van desde nanosegundos para el disparo y la vigilancia de acciones de conmutación individuales hasta segundos para los transitorios operativos prolongados. Diseñar un controlador único, delgado y eficaz para desempeñar estas tareas no es sencillo.

El controlador AC 800PEC de ABB se ha diseñado pensando especialmente en estas aplicaciones. El modelo puede adaptarse de manera flexible para manejar dominios de tiempo distintos y el código se crea eficazmente a partir de modelos Matlab/Simulink™.

El procesador incluido en los primeros controladores AC 800 PEC era el PP D103. Sin embargo, con vistas a sistemas de menor tamaño en los que son cruciales el espacio y los costes, ABB ha fabricado un nuevo controlador basado en el procesador PP D104, un dispositivo ultracompacto más pequeño que una tarjeta de crédito.

Convertidores

En 2002, ABB presentó su plataforma de control de gama alta AC 800PEC, destinada al importante ámbito del control de altas prestaciones.

El mercado exigía una combinación de varias funciones:

- Gran potencia de procesamiento
- Corta duración del ciclo (< 100 µs)
- Aplicaciones con capacidad para su rápida comercialización
- Adecuadas para series pequeñas
- Hardware de calidad industrial
- Alta integración de los dispositivos

Principios del AC 800PEC

El AC 800PEC es una potente plataforma de control. Por lo que se refiere al hardware, combina el rendimiento del cálculo de coma flotante de la CPU con la flexibilidad de la alta velocidad de una FPGA¹⁾. En cuanto al software, combina las funciones de diseño de sistemas de ControlIT de ABB con las funciones de simulación y control de la aplicación de MATLAB/Simu-link™ (de The Mathworks®)²⁾.

Desde el punto de vista del usuario, el sistema está dividido en tres niveles que representan distintas tareas en el

ciclo de vida de desarrollo de un producto.

Ingeniería de sistemas (nivel 1)

El ControlIT de ABB se basa en el lenguaje de programación IEC61131-3 y emplea como herramienta de programación el Control Builder, también de ABB. Éste es el nivel en el que los ingenieros de sistemas instalan las funciones que no exigen rendimiento en tiempo real, pero que deben conservar la flexibilidad a lo largo del ciclo de vida del producto o sistema. Otro atributo importante de este nivel es la integración de los controladores AC 800PEC en el sistema 800xA de ABB. Los controladores AC 800PEC se integran por medio de "800 Connect", que permite el acceso nativo de los nodos 800xA a las entidades de la aplicación dentro del controlador AC 800PEC.

Desarrollo del producto (nivel 2)

Las aplicaciones de control rápido en bucle cerrado se programan empleando MATLAB/Simu-link. A continuación se genera el código C con MATLAB/Real-Time Workshop de Simulink, y se pasa a un código ejecutable empleando un compilador de C, tras lo cual se

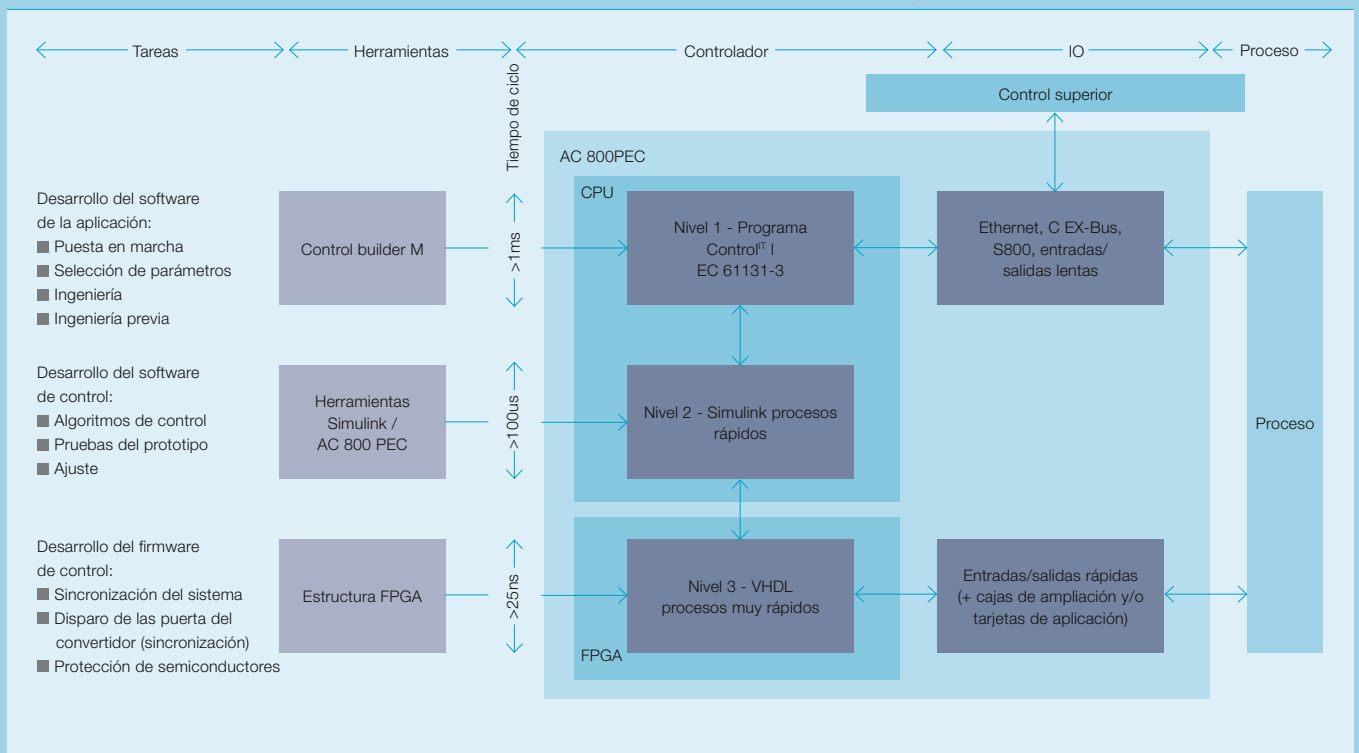
descarga al dispositivo controlador e inmediatamente después de que éste se inicie lo hace la aplicación de control. Si la aplicación de control forma parte de un gran sistema de control que exige la presencia de una aplicación ControlIT IEC61131-3, los responsables de ingeniería deben supervisar la ejecución de la aplicación de control rápido.

Lo habitual es que los desarrolladores de control incorporen el control, la protección, la máquina de estado y otros algoritmos en este nivel de producto. Un aspecto importante que debe tenerse en cuenta es que esta aplicación de control rápido de bucle cerrado se ejecuta en paralelo con una aplicación 1131 (del nivel 1). Los ingenieros de control y de sistemas pueden intercambiar señales en cualquier dirección a través de una eficiente interfaz de software. Esta interfaz se activa con un manejador de protocolo estándar de ControlIT.

Desarrollo de tecnología (nivel 3)

Los procesos muy rápidos se programan en VHDL³⁾. En el nivel 3 se aplican los protocolos y parte de la lógica de control que requieren duraciones

1 Estructura de plataforma de control AC 800PEC y soluciones instaladas que emplean esta tecnología



2 Caja típica de controlador basado en PP D104 con entradas/salidas integradas



de ciclo muy cortas. En muchos casos ya existen códigos adecuados que se pueden combinar según las necesidades del cliente.

Los niveles 1 y 2 pueden acceder a las señales (desarrolladas como memoria de puerto doble) y a los bloques concretos. En Control IT se desarrolló el denominado “manejador de protocolo FPGA” para permitir un acceso inmediato a las señales rápidas de entradas/salidas. El objeto principal de esta función es acelerar al máximo la comunicación “entre pares” de los controladores de AC 800PEC (entre uno y unos pocos milisegundos).

Además, los dispositivos de la plataforma AC 800PEC se pueden integrar en un sistema 800xA, permitiendo así el intercambio y el control de datos en toda la planta. Es importante que se tenga en cuenta que los dos módulos del controlador descritos anteriormente deben emplear una arquitectura de software común que permita el intercambio de códigos de control y de datos de ingeniería del sistema **1**.

Controlador de gama alta

Los primeros dispositivos empleados en aplicaciones fueron los controladores PP D113. Se basan en la unidad de procesador PP D103 y componen la solución de gama alta en la que los controladores y las entradas/salidas rápidas son dispositivos independientes. La CPU es una PowerPC 750FX con velocidad de hasta 600 MHz.

Estos dispositivos son en la actualidad el fundamento de los controladores en el ámbito de la electrónica de potencia.

Controlador de gama baja

Este artículo trata principalmente de las soluciones basadas en el panel procesador PP D104, en el que se integran el controlador y las entradas/salidas rápidas en un solo elemento. Esta solución está destinada a sistemas pequeños, en los que son críticos un espacio y un coste limitados del controlador para poder alcanzar el éxito en el producto final **2**.

El panel de procesador PP D104 incluye un microcontrolador MPC5200 (Freescale, Power PC 603) con una velocidad de 396 MHz, un MAC Ethernet de 10/100 Mbps, dos controladores CAN, 3 interfaces de serie (UART) y un dispositivo de lógica programable (FPGA) de tamaño grande, y todo ello con un tamaño inferior al de una tarjeta de crédito.

A diferencia del controlador de altas prestaciones, el PP D104 está diseñado para compartir funciones con el sistema de control. El cerebro del sistema de control es un controlador pequeño pero potente. Está optimizado para dar prestaciones en función del espacio e incluye comunicaciones específicas para la aplicación y tarjetas de la aplicación (o una combinación de ambas, según las necesidades de la aplicación). Todos estos sub-

componentes constituyen el paquete del controlador y están optimizados para los fines concretos de la aplicación.

Ya ha quedado demostrado hace tiempo que este diseño abre puertas a diversas aplicaciones que serían impensables antes a causa del coste y la limitación de prestaciones. En los dos análisis siguientes se esbozan las oportunidades que ha brindado el procesador PP D104.

Notas a pie de página

- ¹⁾ Una FPGA (matriz de puertas lógicas programables in situ) es un componente de hardware con una lógica programable.
- ²⁾ Véase también “Patrones de diseño” en *Revista ABB* 2/2006, páginas 62–65.
- ³⁾ VHDL: lenguaje de descripción de hardware de circuito integrado de gran velocidad.

Aplicación a convertidores auxiliares de tracción

Los convertidores eléctricos a bordo de los trenes se pueden dividir en dos grupos: convertidores principales, como accionadores de motores eléctricos (tracción), y convertidores auxiliares para otras necesidades a bordo de los trenes, como calefacción, refrigeración e iluminación.

En este apartado se abordan los segundos: los convertidores auxiliares. Se fabrican según las necesidades y las peticiones de los clientes finales como productos personalizados en lotes que pueden constar de unas pocas unidades. Por tanto, el requisito más importante de la plataforma de control es:

Fácil adaptación e instalación rápida

Este requisito se cumple gracias a la función de generación automática del código de programación para aplicaciones rápidas en tiempo real que utilizan MATLAB/Simulink: con unas cuantas modificaciones de la interfaz gráfica de usuario del Simulink se puede adaptar el software para que responda a los deseos particulares del cliente. Mientras que en una situación similar, un sistema de control normal exigiría que los cambios se realizaran



en el código de programación y habría que realizar pruebas del sistema para garantizar el adecuado funcionamiento, en la plataforma AC 800PEC el código se genera automáticamente desde la interfaz gráfica de usuario.

Otra demanda se basa en el hecho de que dichos convertidores auxiliares suelen estar situados en el techo o debajo de la carga. Esta localización en el tren impone algunos requisitos adicionales al sistema de control. El hardware debe ser de calidad industrial y ocupar poco sitio.

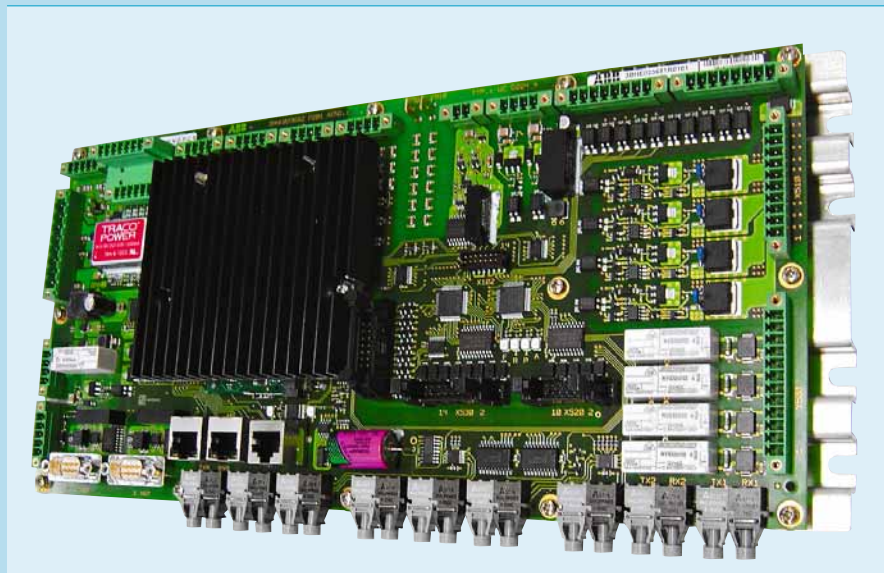
La tracción es la aplicación más importante del AC 800PEC y, puesto que esta actividad se enfrenta a condicio-

nes ambientales particularmente duras, el requisito de que el hardware tenga calidad industrial lo cumplen todos los componentes de la plataforma AC 800PEC. Además del carenado que se utiliza frecuentemente en áreas en las que no se puede garantizar aire limpio, los dispositivos disfrutan de un margen de temperatura amplio (entre -40°C y $+75^{\circ}\text{C}$) y deben resistir las vibraciones, de acuerdo con la norma IEC 61373 (Aplicaciones de ferrocarriles – Equipos de material rodante – Pruebas de choques y vibraciones).

Las soluciones basadas en el PP D104 responden por completo a la necesidad de acoplamiento a espacios limitados, lo que permite la integración de la unidad de procesamiento con todas sus entradas/salidas en el mismo dispositivo compacto de hardware 3.

El compacto PP D104 no solamente aporta un control general del producto, sino que también acciona mediante señales de enlace todos los PEBB (componentes básicos de electrónica de potencia) empleados para generar corrientes de CA y CC.

3 Tarjeta de procesador basado en PP D104 para aplicaciones de tracción



Aplicación a sistemas de excitación

Los sistemas de excitación suelen usarse en las centrales eléctricas para controlar el generador. Es una aplicación en la que la fiabilidad es el requisito más importante. Al contrario que en el ejemplo anterior, aquí los sistemas pueden ser muy grandes e incluir varios subsistemas.

En este caso, la introducción del PP D104 permite la división de todo el sistema en varios subsistemas independientes, cada uno de ellos dedicado a un subconjunto particular de tareas, y cada subsistema está controlado por un controlador independiente. El sistema completo está, a su vez, controlado y coordinado mediante un potente controlador principal basado en el módulo procesador PP D103.

Esta modularización no sólo reduce enormemente la complejidad de todo el sistema, sino que presenta además dos ventajas importantes: posibilidad de ampliación y fiabilidad.

Tradicionalmente, los sistemas que pueden ampliarse dentro de un amplio margen de tamaños implican el coste de una arquitectura compleja y, por lo tanto, presentan dificultades para los ingenieros. La modularización propia de la extensión de gama baja AC 800PEC permite la aplicación de un amplio margen de escalabilidad. Se puede ejemplificar cada subsistema varias veces sin hacer más complejo el software del controlador principal.

Como ya se ha mencionado, la fiabilidad del sistema es un aspecto fundamental en la generación de electricidad, y a menudo es necesaria una redundancia total. Mientras que en sistemas más lentos los propios controladores pueden conformarse como dispositivos redundantes, los tiempos de ciclo que tienen y necesitan los sistemas electrónicos de potencia hacen inviables los conceptos de la redundancia tradicional en los controladores.

Por ello, la solución para conseguir la redundancia ya no está en el dispositivo, sino en el sistema. En el concepto de redundancia aplicado en los sistemas de excitación UNITROL® de ABB, cada subsistema está disponible



4 Sistema de excitación UNITROL 6000 con convertidores que emplean cajas de controlador basado en PP D104



n veces. En caso de que se presente un problema en un subsistema, el controlador principal cambia a los subsistemas restantes, que se redimensionan de forma que todavía pueda cumplirse la tarea general 4. En caso de que falle el controlador principal, siempre está disponible uno segundo de reserva.

Beat Schaerz
Michael Bueckel
Peter Steimer

ABB Automation Products
Turgi, Suiza
beat.schaerz@ch.abb.com
michael.bueckel@ch.abb.com
peter.steimer@ch.abb.com



Excitación de CA con ANPC

Tecnología de convertidor ANPC adaptada a las necesidades del equipo de excitación de CA para plantas de bombeo para reserva de energía

Andreas Hämmerli, Bjørn Ødegård

La plataforma de convertidor PCS 8000 es un nuevo sistema modular de convertidores basado en la topología de convertidores ANPC (punto neutro activo fijado). Combinada con una nueva generación de semiconductores de potencia del tipo tiristor conmutado de puerta integrada (IGCT), esta nueva tecnología ha aumentado la potencia de salida unitaria en comparación con los tipos actualmente en uso. Además, se obtiene una capacidad superior en corriente continua, con las consiguientes ventajas añadidas cuando hay que utilizar CC o CA de baja frecuencia.

Es el caso de los equipos de excitación de CA de Varspeed Systems, cada vez más empleados en las modernas centrales de bombeo de reserva de energía. En la actualidad se está construyendo una instalación de este tipo, con la nueva plataforma de convertidor PCS 8000, en la central de bombeo de reserva de energía de Avče – Soške Elektrarne Nova Gorica en Eslovenia.

Durante los pasados 10 años, el semiconductor de potencia IGCT se ha venido utilizando ampliamente en las aplicaciones de media tensión y alta potencia en el mercado industrial y de servicios. En la mayoría de estas aplicaciones, el IGCT sirve como conmutador principal en un convertidor de fuente de tensión de tres niveles (3L-VSC). Como su nombre indica, la tensión de salida del convertidor se puede generar mediante la adecuada combinación de tres niveles de tensión, como se muestra en 1. El convertidor se ha utilizado mucho en las aplicaciones de alta potencia, ya que se consigue una tensión de salida elevada sin la conexión directa de los dispositivos semiconductores y se obtiene una corriente de salida de rizado relativamente baja en comparación con la de un convertidor de dos niveles.

El convertidor de tres niveles se llama también convertidor de punto neutro fijado (NPC). Este nombre se debe a los dos diodos conectados en anti-paralelo que se emplean para "fijar" la tensión de salida en el punto neutro del circuito de CC cuando se requiere el nivel de tensión nula. La dirección de la corriente de salida determina si la corriente en el punto neutro discurre a través del recorrido superior o inferior como se muestra en 2.

Tecnología del convertidor ANPC

Al añadir dos conmutadores adicionales en la conexión del punto neutro, se ha conseguido una interesante alternativa al convertidor NPC de tres niveles 3. Con una estrategia adecuada de los conmutadores adicionales del punto neutro S5 y S6, la salida se puede fijar "activamente" al punto neutro del circuito de CC, y es esta nueva característica la que da nombre a la nueva tecnología de convertidores: convertidor ANPC (punto neutro activo fijado).

La flexibilidad que proporcionan los conmutadores adicionales S5 y S6 permite una distribución ventajosa de la conducción y las pérdidas por conmutación en el convertidor. Las ventajas principales que tiene son las siguientes:

Corriente compartida entre los recorridos de la corriente en el punto neutro

Los recorridos de la corriente en el punto neutro del convertidor NPC son unidireccionales 2. La dirección de la corriente de carga determina el camino que debe utilizarse. En el caso de un convertidor ANPC, se puede seleccionar el recorrido superior o el inferior según se desee 3. Incluso en un funcionamiento en CC, la corriente se puede repartir por igual entre dichos caminos. La mitad del tiempo la corriente circula por el recorrido superior y la otra mitad por el inferior.

De esa forma se consigue un aumento del 33% de la capacidad de corriente de CC en comparación con la tecnología NPC.

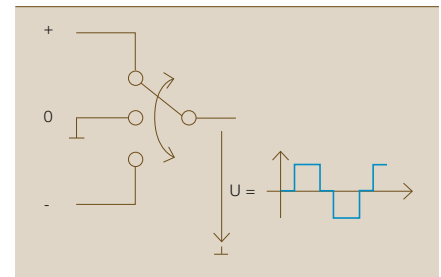
Distribución de las pérdidas de conmutación

Cuando se conmuta la salida hacia atrás y hacia adelante entre el punto positivo y el neutro o entre el negativo y el neutro, los dispositivos que soportan las pérdidas de conmutación en el convertidor NPC vienen determinados por la dirección de la corriente de salida 4. En 4 y 5, el color rojo indica la circulación de corriente antes de que se produzca la conmutación, y el color azul, la circulación después de la transición de la conmutación. El dispositivo semiconductor rojo se está desconectando y, en consecuencia, disipa las pérdidas de conmutación asociadas, en tanto que el dispositivo azul se está conectando.

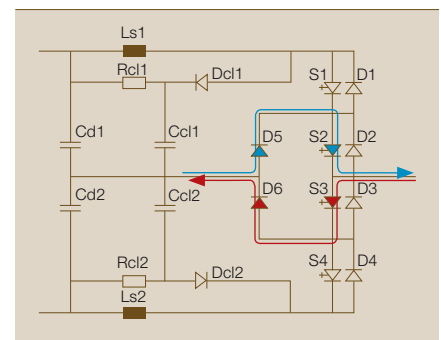
De nuevo, la posibilidad de que el convertidor ANPC seleccione el recorrido de la corriente en el punto neutro por el que debe circular la corriente de salida permite una mejor distribución de las pérdidas de conmutación dentro del convertidor. En 5 se ve cómo S1 disipa las pérdidas de conmutación cuando se conmuta el recorrido de la corriente superior del punto neutro, mientras que S2 lo hace cuando se selecciona el recorrido de corriente inferior. También puede mostrarse un reparto similar de la disipación de pérdidas para otras transiciones de conmutación del esquema de conmutación.

Este efecto contribuye a aumentar considerablemente la potencia de salida en el funcionamiento del rectifica-

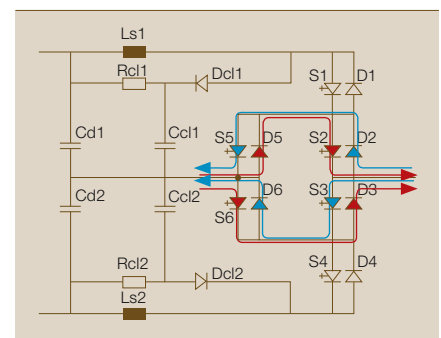
1 Un convertidor de fuente de tensión de tres niveles



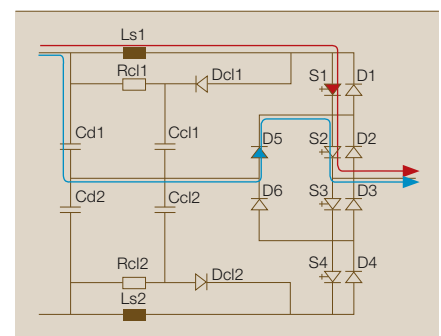
2 Convertidor de fuente de tensión de punto neutro fijado con recorridos de corriente unidireccionales entre la salida de la fase y el punto neutro



3 Convertidor de fuente de tensión fijado al punto neutro activo con trayectoria de corriente bidireccional entre la salida de fase y el punto neutro



4 Convertidor NPC: S1 únicamente puede disipar las pérdidas de conmutación cuando se conmuta de positivo a neutro.



Convertidores

del inversor en comparación con la tecnología NPC.

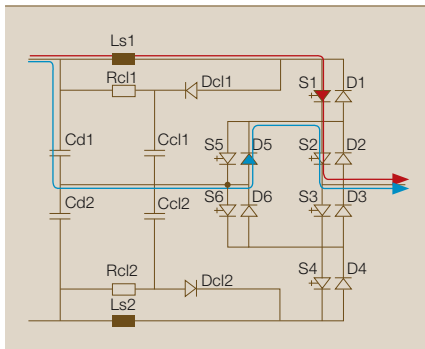
Módulo convertidor PCS 8000

Se ha desarrollado un nuevo ANPC PEBB (componente básico de electrónica de potencia) que se basa en la tecnología de convertidor ANPC. Incluye ramas bifásicas como se muestra en 6, y es adecuado para su empleo en una configuración de puente H. Este nuevo PEBB incorpora asimismo nuevos dispositivos de semiconductores IGCT con una mayor capacidad de apagado y una red de seguridad dv/dt para un aumento adicional de la capacidad de apagado y una reducción de las pérdidas de conmutación.

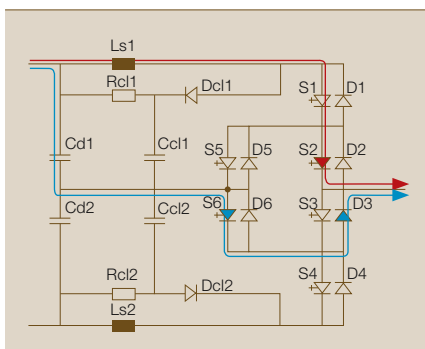
El ANPC PEBB se integra en el PCS 8000 Power Module con valores como los que se indican a continuación:
 Tensión de salida: $U_n = 3600 \text{ VACrms}$
 Intensidad de salida: $I_n = 2600 \text{ AACrms}$
 Capacidad de intensidad de CC: $I_{dc} = 2750 \text{ ADC}$

5 Convertidor ANPC: S1 o S2 pueden disipar las pérdidas de conmutación cuando se conmuta de positivo a neutro.

a S1 está apagándose: la corriente de salida circula a través del recorrido del punto neutro superior



b S2 está apagándose: la corriente de salida circula a través del recorrido del punto neutro inferior



7 presenta un ejemplo de un convertidor de frecuencia estático PCS 8000 que incluye dos módulos de potencia PCS 8000 en el rectificador (izquierda), y otros tres en el inversor (derecha). Por detrás de los módulos de potencia se puede ver una barra bus de CC laminada, de muy baja inductancia, que conecta los módulos de potencia a la batería de condensadores de enlace de CC intermedio en la parte inferior, detrás del bastidor del convertidor.

Centrales de bombeo de reserva de energía

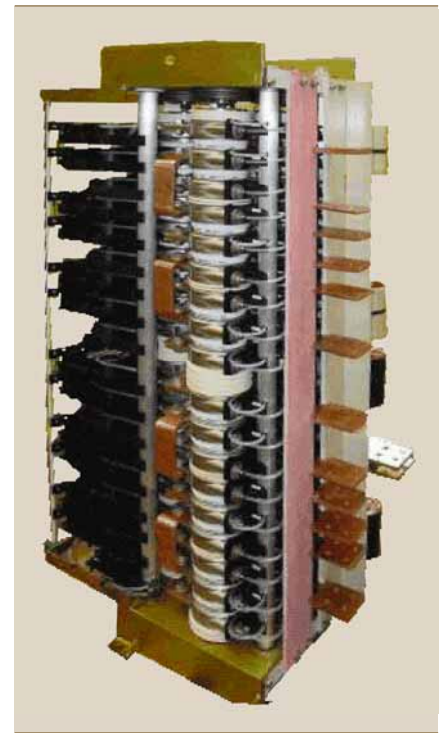
Las centrales de bombeo de reserva de energía para optimización de la cobertura de la potencia máxima desempeñan un importante papel en las redes públicas de todo el mundo. Estas centrales, no sólo alimentan la red con energía procedente de generación hidráulica, sino que también bombean el agua para devolverla a la presa, aumentando de esa forma la disponibilidad de energía para las horas punta. Una característica de esos sistemas es que la velocidad a la que se consigue el mayor rendimiento del bombeo es mayor en el modo de generación. La velocidad óptima varía asimismo con la carga.

En sistemas con turbinas Francis se utilizan cada vez más los sistemas de velocidad variable para conseguir la máxima eficiencia en toda la gama de condiciones de funcionamiento. Como su nombre indica, estos sistemas pueden ajustar la velocidad de la turbina dentro de unos límites, permitiendo de esta forma que se trabaje con el rendimiento máximo de la turbina,

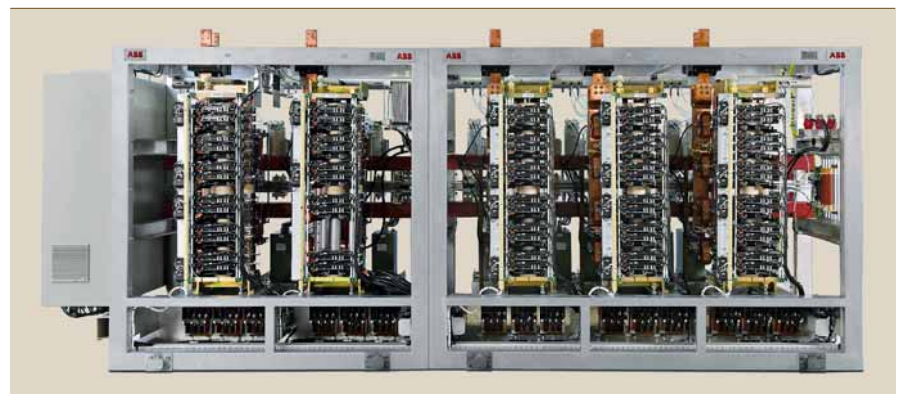
independientemente de la condición de carga y del modo de funcionamiento. Se emplean máquinas de inducción con rotores bobinados en lugar de máquinas síncronas.

En consecuencia, la velocidad del rotor se desvía de la velocidad síncrona dada por la frecuencia de la red pública. Esto se consigue con el equipo de excitación del sistema de accionamiento, que puede suministrar a los devanados del motor de bombeo no sólo corrientes de CC, sino también corriente de CA de baja frecuencia (de 0 a 50 Hz). De esta forma, la velocidad del rotor no está ligada estricta-

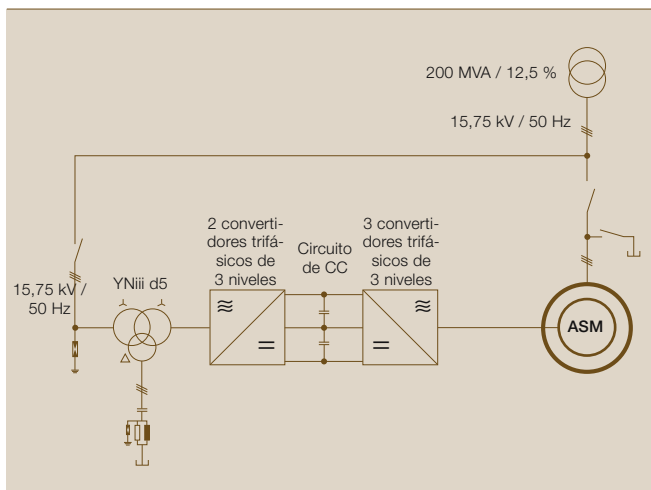
6 El ANPC PEBB es adecuado para el uso en una configuración de puente H.



7 Convertidor de frecuencia construido con cinco módulos de potencia PCS 8000



8 Esquema de un sistema de accionamiento de velocidad variable con sistema de excitación PCS 8000 AC



mente a la frecuencia de la red pública, sino que se puede controlar, dentro del margen de velocidades necesario, alrededor de la velocidad síncrona impuesta por la frecuencia de la red.

Además, el sistema dispone de capacidad de control de frecuencia y potencia, tanto en el modo de bombeo como en el de funcionamiento de la turbina, proporcionando así más oportunidades de servicio con los operadores de sistemas de transmisión. Las centrales de reserva hidráulica con bombeo convencional sólo pueden hacer esto en el modo de turbina.

En 8 se presenta un diagrama de una línea de ese sistema de excitación. En este ejemplo, el convertidor de frecuencia estático está conectado al rotor mediante anillos deslizantes.

La central de bombeo de reserva de energía de Avče – Soške Elektrarne Nova Gorica en Eslovenia, en construcción en la actualidad, es un ejemplo de una aplicación de este tipo que emplea un sistema de excitación PCS 8000 AC.

La central, diseñada para una potencia de unos 180 MVA, se está conectando a una red relativamente modesta: de 110 kV. Se debe cumplir la condición de que la nueva central no

Cuadro Modos operativos controlados por el sistema de excitación PCS 8000 AC:

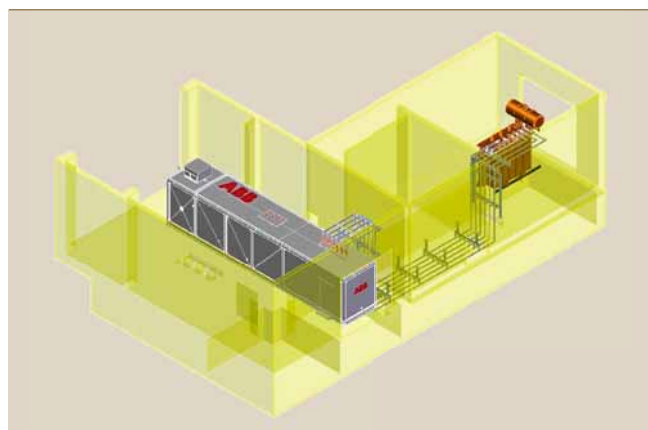
Modo de generador	Energía eléctrica que alimenta la red de 110 kV ■ Sincronización con la red (tensión, frecuencia) ■ Control de la energía reactiva
Modo de bombeo	La central bombea agua del río Soške a la presa superior que se encuentra 500 m por encima de la central ■ Arranque suave sin carga ■ Control de velocidad en el modo de bombeo
Energía reactiva	Suministro o absorción de energía reactiva; este modo no precisa agua

Además, el sistema de excitación de CA proporciona funciones importantes para garantizar un funcionamiento seguro:

- Protección contra sobretensiones en el rotor en caso de avería en la red
- Protección contra sobrecorriente en el rotor
- Protección contra sobrecalentamiento de los devanados

Hay otras funciones para proteger los diversos módulos del sistema, la refrigeración y también para actuar como alerta del propio sistema de control.

9 Modelo tridimensional que muestra la instalación completa con un transformador de 11,6 MVA, un convertidor dentro de un contenedor, una unidad de refrigeración y sistemas auxiliares.



afecte a la estabilidad de la tensión y la frecuencia de la red. De modo que se instalará una máquina asíncrona moderna de doble alimentación con velocidad variable y un convertidor PCS 8000 de ABB que alimentará su rotor **Cuadro** 9.

Sistema de excitación de CA para Avče

El sistema de excitación está alimentado por un transformador de 11,6 MVA conectado a la red de 110 kV. El convertidor estático se compone de un rectificador y un inversor conectados por el enlace de CC 9.

El convertidor estático se encuentra totalmente dentro de un contenedor con su panel de control, el sistema de control "on line" y un potente sistema de refrigeración para los semiconductores. Esta estructura modular reduce

el tiempo de montaje, instalación y puesta en servicio, ya que todas las funciones se pueden probar y ajustar en fábrica.

Para más ofertas de productos IGCT de ABB, véase "Un punto diminuto capaz de cambiar el mundo" en la página 15 de este número de la *Revista ABB*.

Andreas Hämmerli

ABB Automation Products
Advanced Power Electronics
Turgi, Suiza
andreas.haemmerli@ch.abb.com

Bjørn Ødegård

ABB Automation Products
Technology and Development Power Electronics
Turgi, Suiza
bjoern.oedegard@ch.abb.com

Referencias

- [1] T. Brückner, T., y Bernet, S., (2001) "Loss balancing in three-level voltage source inverters applying active NPC switches", Proc. IEEE-PESC, Vancouver, Canadá, 1135-1140.
- [2] Apeldoorn, O., Ødegård, B., Steimer, P., Bernet, S., (2005) "A 16 MVA ANPC PEBB with 6 kA IGCTs" (Un ANPC PEBB de 16 MVA con IGCT de 6 kA), Proc. IAS, Shangai.



Limpio e invisible

Las nuevas tecnologías de transporte constituyen un valioso enlace a un futuro limpio y sostenible

Gunnar Asplund, Bo Normark

Cuando se desarrolló, hace más de cien años, una tecnología para el transporte de electricidad, las fuentes locales de energías fósiles en áreas remotas fueron sustituidas por energía renovable en forma de centrales hidroeléctricas. En ese momento, el desarrollo del transporte de energía eléctrica respondió a la necesidad de encontrar nuevas fuentes de energía más que a aspectos medioambientales. Pasados cien años, la situación es bastante diferente. El cambio climático combinado con la necesidad de reducir la emisión de gases de efecto invernadero hacen que los aspectos medioambientales se hayan convertido ahora en el principal factor determinante del desarrollo de la tecnología del transporte de energía.

Si bien la electricidad (y la calefacción), con sus métodos actuales de producción y distribución, es el principal contribuyente a los gases del efecto invernadero, también representa el mayor potencial para combatir el cambio climático. Los combustibles fósiles siguen produciendo gran parte de la electricidad mundial. Sin embargo, la generación de energía renovable a partir de fuentes hidráulicas, eólicas y solares está aumentando constantemente. Esto, combinado con los avances en la tecnología del transporte de energía en los últimos veinte años, es fundamental para encontrar una solución que no sólo reduzca los niveles de CO₂, sino que lo haga de forma rentable.

La solución es llevar hasta el consumidor la energía eléctrica renovable, generada mediante energías hidráulica, eólica o solar, empleando las tecnologías de ABB disponibles hoy en día.

La necesidad de disponer de energía eléctrica ha aumentado en muchos países en las últimas dos décadas. Esto, combinado con la necesidad de reducir los niveles de CO₂, ha hecho menos atractivas las centrales de combustión de carbón y ha forzado a los países a buscar fuentes de energía alternativas o renovables.

De los 17.450 TWh de electricidad producidos mundialmente en 2004, las fuentes de combustibles fósiles han contribuido aproximadamente con el 65%¹⁾. De las fuentes renovables de energía eléctrica contempladas, la hidroeléctrica representa un 18% adicional. Es posible mantener esta proporción, aunque aumente el consumo, gracias a los avances de la tecnología hidroeléctrica. Desde un punto de vista global, la electricidad generada por energía eólica sigue siendo marginal. En todo caso, puesto que esta fuente de energía renovable es explotable técnica y económicamente, su contribución al total está creciendo a un ritmo sorprendente del 30% anual.

Sin embargo, el recurso de última generación para obtención de electricidad renovable es la energía solar. Para explicarlo con más detalle, considérese que a la Tierra llegan 1366 W/m² de energía solar. Esto se traduce en nada menos que 174 millones de GW, es decir, 60.000 veces la generación total de electricidad en las instalaciones actuales. Compárese con la tecnología térmica actual, que trabaja para conseguir una potencia eléctrica máxima de unos 190 W/m², es decir, 460 kWh/m² por año. Esto representa una superficie de 80 km² en un desierto con una capacidad máxima de 1.200 GW que puede producir 3.000 TWh de electricidad al año. No cabe duda de que la energía solar es cara y que el desarrollo de los MW instalados va por detrás de la energía eólica en unos 10 años, pero existen planes realistas para reducir estos costes, de forma que la energía solar sea competitiva con las energías alternativas.

Es una cuestión de ubicación y transporte

La ubicación es un factor fundamental para hacer más competitiva la energía renovable. En otras palabras, las áreas

con mucho viento y mucho sol y las que tienen acceso a una fuente inagotable de agua son ideales para la producción de energía renovable. En realidad, las mejores ubicaciones están lejos de los consumidores. Sin embargo, el hecho de que estén lejos suscita otra consideración: un transporte eficiente desde la fuente al consumidor.

El transporte de electricidad cuesta entre 5 y 15% del coste de producción. Los costes de producción pueden reducirse hasta un 50% si se genera la electricidad en lugares con abundantes fuentes de energía renovable. Sin embargo, estas ubicaciones, en especial en el caso de las fuentes de energía hidráulica y solar, pueden encontrarse a miles de kilómetros del destino buscado, mientras que los grandes parques eólicos pueden estar a cientos de kilómetros mar adentro. Por lo tanto, la búsqueda de medios para transportar la electricidad a lo largo de esas distancias con las menores pérdidas posibles depende más de los aspectos tecnológicos que de los económicos.

Durante años se han desarrollado nuevas tecnologías de transporte de electricidad que "matan dos pájaros de un tiro". En otras palabras, no sólo se ha abordado el problema de las largas distancias, sino que además se han cubierto los aspectos medioambientales. Se pueden emplear nuevas

tecnologías de transporte para entrelazar distintos mercados de electricidad, lo que supone en sí mismo un gran paso hacia menos emisiones. Además, los mecanismos de mercado con unos mercados libres interconectados entre sí aumentan el rendimiento de la producción.

El Informe Stern estima que se precisa un 1% del PIB global (equivalente a 1 billón de dólares del total estimado de 100 billones de dólares para 2050) para estabilizar las emisiones de CO₂ en 550 ppm. Ahora bien, este coste se puede reducir considerablemente si las empresas energéticas siguen centrándose en aumentar el transporte de electricidad desde las fuentes renovables y se incrementa la eficiencia con la interconexión de mercados.

Desarrollo técnico

Al final del siglo XIX, una línea de transporte podía transportar sólo algunos kilovatios a decenas de kilómetros. En la actualidad, una línea de transporte puede transportar millones de kilovatios a miles de kilómetros. Una línea de transporte de electricidad típica soporta tensiones mil veces superiores a la de una red doméstica normal, porque para que el transporte a grandes distancias sea rentable, hay que transformar la electricidad en alta tensión.

Prueba a largo plazo del equipo de 800 kV de HVDC en el instituto de ensayos de alta tensión STRI de Suecia



Convertidores

Existen dos formas para transportar la energía eléctrica: con corriente alterna (CA) y con corriente continua (CC). Puesto que el transporte de CA se caracteriza por un cambio constante de la tensión, es más adecuado para redes locales con muchos puntos de acceso distintos que para el transporte eficiente de energía a distancias superiores a 500 km.

Por otro lado, el transporte de corriente continua a alta tensión (HVDC) puede llevar más energía por línea y es mucho más eficiente y rentable a grandes distancias. Además, las pérdidas son bastante menores. Los planes actuales de transporte en HVDC pueden llevar hasta 3.000 MW de potencia a distancias entre 1.000 y 1.500 km. Una configuración típica se compone de dos estaciones que transforman la CA a CC y viceversa. Emplea tendidos aéreos o cables con dos únicos conductores: uno que lleva +500 kV y el otro -500 kV, lo que da un total de un millón de voltios.

En los últimos años se ha desarrollado una nueva tecnología de transporte llamada HVDC Light®, que emplea transistores en vez de tiristores en el proceso de conversión, y cables subterráneos entre estaciones en vez de tendidos aéreos. En la actualidad se emplea HVDC Light®, por ejemplo, para transportar electricidad desde los parques eólicos marinos, y para reforzar la red eléctrica en zonas en las que los tendidos aéreos no están per-

mitidos o en las que el tiempo de obtención de autorización es excesivo.

Conexión a energía hidroeléctrica a distancia

Debido a su capacidad para transportar con eficiencia la energía a grandes distancias, el transporte en HVDC se ha empleado sobre todo para conectar grandes ciudades como Boston, Montreal, Sao Paulo, Shanghai y Johannesburgo a centrales hidroeléctricas remotas.

Sin embargo, la creciente demanda y las estrictas normas medioambientales hacen que se contemplen centrales hidroeléctricas cada vez más alejadas. Si bien hay pruebas de que en el mundo hay suficientes recursos hidroeléctricos para satisfacer parcialmente esa demanda, su disponibilidad depende en gran medida de disponer de una técnica de transporte económica. Por ejemplo, los consumidores podrían disponer de unos 320 GW estimados de energía hidroeléctrica renovable en África, América Latina y Asia Oriental si se hicieran inversiones para su transporte. La adición de 120 GW en América Latina es equivalente al 80% de la electricidad total producida actualmente en el continente. Además de la energía hidroeléctrica, estas zonas obtendrían grandes beneficios si se pudiera explotar totalmente la energía solar. Pero el problema es que esos recursos se encuentran a una distancia de entre 2.000 y

3.000 km de los centros de consumo. Se requiere una nueva tecnología para poder utilizar esos recursos de forma rentable.

Se ha abordado este problema con el desarrollo de un sistema de transporte de corriente continua a la tensión ultra alta (UHVDC) de 800 kV²⁾. Este sistema se caracteriza no sólo por su gran capacidad para transportar energía³⁾, sino que, en comparación con las tecnologías tradicionales, ocupa mucho menos terreno y emplea mucho menos materiales **■**. Y, por si fuera poco, tiene un rendimiento de más del 94%.

Los primeros sistemas UHVDC de 800 kV ya se están construyendo en China. El mayor de ellos, construido por la State Grid Corporation de China, transportará 6.400 MW de electricidad a una distancia de 2.071 km

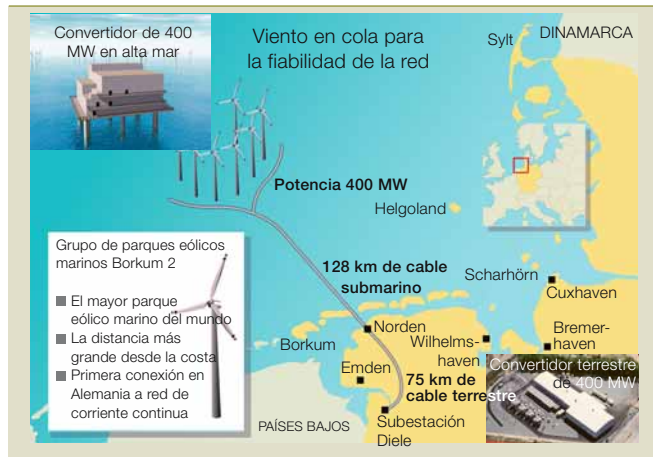
Notas a pie de página

- ¹⁾ La naturaleza tarda un año en regenerar los combustibles fósiles que se consumen en sólo 10 segundos.
- ²⁾ La tensión entre los conductores es de 1,6 millones de voltios.
- ³⁾ Los sistemas de transporte UHVDC requieren un sistema de control extremadamente fiable con redundancia integrada. Por este motivo, ABB ha seguido mejorando su conocido sistema MACH 2™ hasta crear el sistema de control DCC 800.

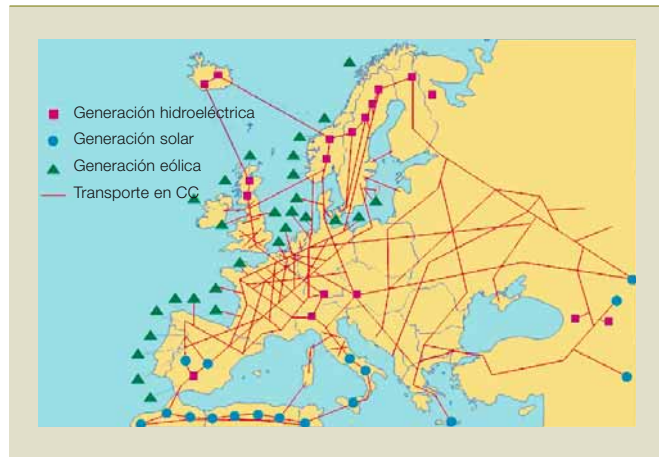
■ El sistema de transporte de 800 kV UHVDC tiene un rendimiento del 94% y precisa mucho menos terreno que las tecnologías tradicionales.



- 2 E.ON está construyendo actualmente un sistema de transporte HVDC Light® en el Mar del Norte, que dispondrá de una capacidad de transporte de 400 MW.



- 3 Podría construirse un sistema eléctrico totalmente renovable si se pudiera aprovechar adecuadamente la energía solar y combinarla con energía hidroeléctrica, eólica y de embalse y bombeo.



(1.286 millas) desde la central hidroeléctrica de Xiangjiaba (en el sudoeste de China) hasta Shangai.

Conexión a energía eólica marina

La energía eólica se está convirtiendo rápidamente en un importante recurso para la producción de electricidad. En 2007, la energía eólica representó el 40% de toda la energía generada de nueva creación. En todo caso, si va a seguir desarrollándose, en especial en Europa, una proporción cada vez mayor de las nuevas instalaciones tendrán que establecerse mar adentro. De hecho, se prevé que hasta el 40% de todas las nuevas instalaciones de las próximas décadas serán marinas, principalmente por razones medioambientales. Los costes mayores de las instalaciones marinas pueden verse compensados en parte con una mayor producción. Aunque, de nuevo, la conexión a la red es un problema importante. El transporte clásico de CA sólo es adecuado para instalaciones que no estén separadas de la costa más de 50 km.

En las instalaciones marinas se ha demostrado que resulta rentable “agrupar” muchos parques eólicos y construir menos sistemas de transporte pero de mayor capacidad. El empleo de la tecnología HVDC Light es perfecto para estas instalaciones porque los convertidores son relativamente compactos, lo que facilita su instalación en las plataformas marinas. Los convertidores pueden también proporcionar la funcionalidad eléctrica

precisa para suministrar las prestaciones deseadas, así como la estabilidad de la frecuencia y la tensión cuando se producen averías.

La empresa energética alemana E.ON construye en la actualidad el primer sistema importante de transporte de este tipo en el Mar del Norte. Con una capacidad para transportar 400 MW, conectará un parque eólico a 128 km de la costa con una subestación situada a 75 km tierra adentro 2. Todo el sistema de transporte es invisible y no se producen emisiones electromagnéticas (EMF), lo que lo convierte en una solución muy atractiva. En total, se planean cuatro agrupamientos en la zona, cada uno de los cuales tiene una capacidad para generar al menos 1.500 MW de energía eólica.

Según se vayan desarrollando más instalaciones de energía eólica, se presentará una mayor necesidad de equilibrar potencias cuando escasee

el viento. El sistema HVDC Light® resuelve este problema interconectando los parques eólicos marinos con distintos países y mercados. Está previsto instalar varios de estos sistemas en el norte de Europa.

HVDC Light admite en la actualidad un nivel de potencia de 1.100 MW con una tensión en el cable de ± 300 kV. Además, ya que el cable tiene un entorno controlado en comparación con un tendido aéreo, el riesgo de descarga disruptiva⁴⁾ se reduce considerablemente.

Conexión a energía solar a distancia

¿Es posible disponer de un sistema eléctrico totalmente renovable en Europa? En pocas palabras, la respuesta es sí. Existe una fuente de energía solar prácticamente inagotable. Si se pudiera aprovecharla adecuadamente y combinarla con energía hidroeléctrica, eólica y de bombeo de reserva, se podría hacer realidad el

Imagen de una estación convertidora de 800 kV generada por ordenador



Convertidores

sueño de muchos **1**. De hecho, la construcción de la red que se precisaría es técnica y económicamente posible. Entonces, ¿cuánto costaría la construcción del sistema de transporte necesario y cuál sería su rendimiento?

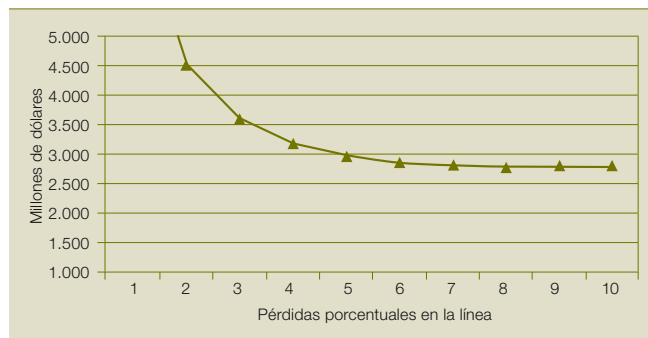
Tomando como referencia⁵⁾ las condiciones actuales en China e India, un sistema de transporte HVDC que llevara 6.400 MW de potencia a una distancia de 3.000 km costaría menos de 2.800 millones de dólares **4**. Esta cifra incluye el coste de las pérdidas en la línea, que se estiman en algo más del 5%.

Ampliación de los límites actuales

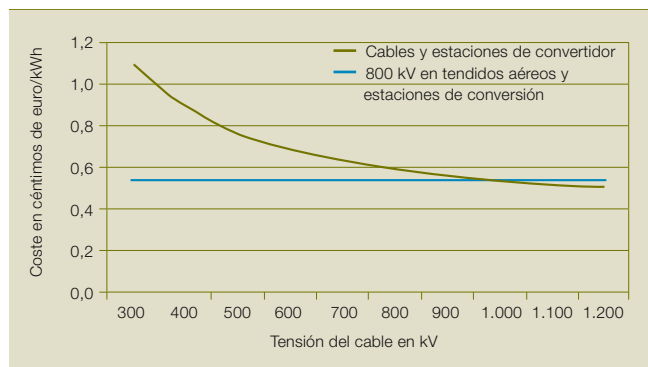
Hace algunos años, la idea de un sistema de energía renovable era técnicamente irrealizable y económicamente impensable. Desde entonces, los espectaculares desarrollos en las tecnologías de generación y transporte está transformando lo “impensable” en “muy probable”. Actualmente es posible transportar por lo menos 6.000 MW de potencia por línea eléctrica desde el desierto del Sáhara a Europa central y septentrional. Para transportar 700 TWh se necesitaría una capacidad de transporte de unos 150 GW con unas 25 líneas, con un coste total (en las condiciones europeas actuales) de unos 100.000 millones de euros, es decir, alrededor de 1 céntimo de euro/kWh **5**.

Si se intensifican la investigación y el desarrollo, los avances con el cable pueden reducir esta cifra de forma considerable. Si, como se espera, los valores nominales de potencia y tensión de los cables⁶⁾ HVDC Light[®] aumentan considerablemente en las próximas décadas, será posible transportar de forma rentable varios gigavatios de potencia totalmente por vía subterránea **6**. Sin embargo, hay que

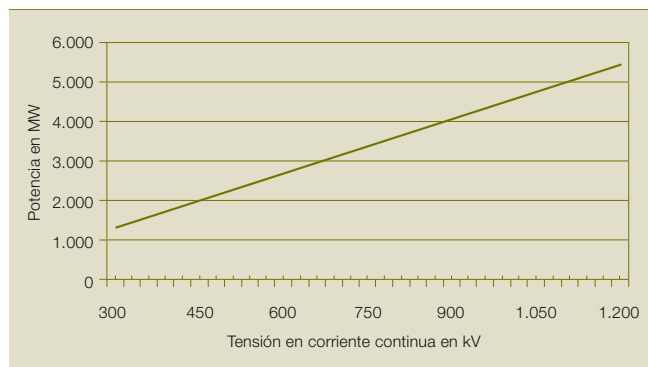
4 Coste estimado de un sistema (líneas, estaciones y pérdidas) que transmite 6.400 MW a una distancia de 3.000 km



5 Para enviar 700 TWh se necesitaría una capacidad de transporte de unos 150 GW con un coste total de unos 60.000 millones de euros, es decir, alrededor de 1 céntimo de euro/kWh.



6 La investigación y el desarrollo permitirán un aumento importante de la potencia que se puede transportar en un par de cables HVDC Light[®].



e elevar la tensión de CC a 1.200 kV para alcanzar la misma capacidad de transporte de energía que en los tendidos aéreos. Si los cables actuales impregnados de aceite pueden soportar 500 kV, ¿se puede pensar en aumentar este nivel al triple? En teoría, sí, ya que los condensadores, a diferencia de los cables, disponen de un sistema de aislamiento que puede soportar gradientes de tensión mayores. Si se aplicaran los mismos gradientes

a los cables, soportarían hasta 4.000 kV.

En cualquier caso, las perspectivas de que la electricidad reduzca de forma radical las emisiones de CO₂ son técnicamente posibles y económicamente alcanzables. Se están desarrollando nuevas tecnologías para la generación y el almacenamiento de la electricidad, y se está avanzando también en el empleo de la electricidad en el transporte y los procesos industriales. Unos mecanismos de mercado más perfeccionados fomentan la eficiencia y el cambio. La clave para todos estos desarrollos positivos es el transporte de la energía: la necesidad de transportar de forma “limpia” la electricidad desde donde se genera hasta donde se consume.

Gunnar Asplund
Bo Normark
 ABB Power Systems
 Västerås, Suecia
 gunnar.asplund@se.abb.com
 bo.normark@se.abb.com

Notas a pie de página

- ⁴⁾ Una descarga disruptiva es una descarga eléctrica de alta tensión que se produce de forma involuntaria sobre o alrededor de un aislante, o que forma un arco o una chispa entre dos o más conductores adyacentes. Fuente: <http://en.wikipedia.org/wiki/Flashover>, (mayo 2008).
- ⁵⁾ El coste de los tendidos aéreos varía de un país a otro.
- ⁶⁾ Esto sería posible sin tener que aumentar el espesor del aislante.



La conexión del ferrocarril

Convertidores de frecuencia para suministrar electricidad a los ferrocarriles
Gerhard Linhofer, Philippe Maibach, Niklaus Umbricht

Los ferrocarriles eléctricos necesitan mucha energía. De hecho, muchos de ellos explotan sus propias redes eléctricas de alta tensión e incluso algunos poseen sus propias centrales de generación. Sin embargo, pocos son totalmente autónomos. Deben intercambiar energía con las redes nacionales. Esto no es tan sencillo como puede parecer a primera vista. Por razones históricas, muchos sistemas de ferrocarriles están electrificados a frecuencias diferentes de las de las redes domésticas y, más aún, no siempre están sincronizadas.

Históricamente, para transformar la electricidad de una frecuencia a otra se emplearon máquinas rotatorias, completadas por equipos auxiliares cuando era necesario compensar la desviación de frecuencia dentro de ciertos límites. Sin embargo, la solución más avanzada es distinta: las nuevas instalaciones emplean convertidores de frecuencia basados enteramente en electrónica de potencia. Ofrecen numerosas ventajas, incluidos tiempos de respuesta menores y capacidad para ofrecer un mejor control de la energía reactiva.

Convertidores

Los convertidores de frecuencia basados en la electrónica de potencia se han utilizado durante muchos años para interconectar redes no sincronizadas o con distintas frecuencias de funcionamiento. Se basan principalmente en tiristores conmutados en línea. Sólo desde hace poco se emplean con este fin convertidores con semiconductores de apagado, en forma de convertidores de fuente de tensión con enlace de CC. La alimentación eléctrica de las redes monofásicas de los ferrocarriles representa un problema especial. Ha habido que esperar a disponer de convertidores de fuente de tensión para introducir en esta área los sistemas de electrónica de potencia y sustituir los convertidores rotatorios de frecuencia, de uso muy extendido hasta entonces.

Repaso histórico y estado actual

Hoy en día se emplean tres sistemas distintos de alimentación para los ferrocarriles eléctricos.

En los países o regiones en los que se han electrificado hace poco las líneas de ferrocarril (tras la llegada de la electrónica de potencia para la propulsión de locomotoras, que permite controlar la velocidad de los motores de tracción), a menudo las catenarias se alimentan desde las redes públicas a una frecuencia de 50 Hz (o 60 Hz), normalmente en una tensión de línea de 25 kV.

Antes de que se dispusiera de dispositivos de electrónica de potencia era preciso utilizar otros sistemas de alimentación eléctrica. Algunos países en los que las líneas de ferrocarril estaban electrificadas mucho antes optaron por la corriente continua (CC) (las tensiones en la línea eran de 1,5 y 3 kV). La ventaja de este sistema era la facilidad con la que se podía controlar la velocidad de los motores de CC. En otros países se eligió la corriente alterna y se emplearon motores de conmutadores. La velocidad de estos motores se puede controlar también con facilidad, pero puesto que una frecuencia de 50 o 60 Hz era demasiado

grande para el conmutador, se adoptó una frecuencia de alimentación menor.

Se pueden encontrar ferrocarriles que trabajan con corriente alterna monofásica de baja frecuencia:

- en la costa este de los Estados Unidos: 25 Hz;
- en Noruega y Suecia: 16,7 (16 2/3) Hz; y
- en Alemania, Austria y Suiza: 16,7 (16 2/3) Hz.

En el pasado, se han empleado convertidores rotatorios compuestos por dos máquinas eléctricas con un número de polos diferente, dispuestas sobre un eje mecánico común para el intercambio de energía entre los ferrocarriles y las redes trifásicas nacionales. Existen dos diseños distintos: en los Estados Unidos y Escandinavia, las máquinas síncronas se emplean en ambos lados de la red, con lo que se consiguen redes casi "sincronizadas". La relación de frecuencias es fija y no se puede cambiar. En Europa central, las compañías de ferrocarriles disponían de estaciones eléctricas propias que empleaban desde el principio máquinas monofásicas, y operaban sus propios sistemas de transporte de alta tensión, independientemente de la red trifásica nacional. De esa forma, las redes nacionales y las de los ferrocarriles no están "sincronizadas" de

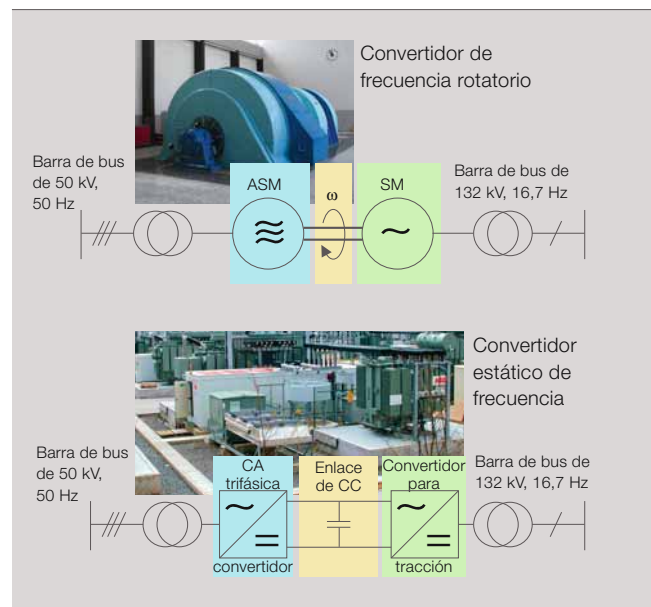
manera rígida, pero la relación de frecuencias varía dentro de ciertos límites. Para solucionar esto, los convertidores rotatorios tenían que ser de un diseño especial. Eran las llamadas máquinas de Scherbius. Las máquinas síncronas se utilizaban únicamente en el lado monofásico. En la red trifásica se empleaba una máquina de inducción con rotor bobinado y anillos deslizantes. Grupos adicionales de máquinas (pequeñas) regulan la desviación de frecuencia en el rotor permitiendo variaciones de la velocidad (dentro de ciertos límites).

En un desarrollo más reciente, resultaron adecuados para este fin los convertidores de frecuencia de electrónica de potencia en forma de convertidores de tensión. Por ello, ya no se fabrican los convertidores de frecuencia rotatorios. De hecho, en los últimos 15 años se han puesto en servicio convertidores de frecuencia con una potencia total de casi 1.000 MW. Aproximadamente dos tercios de ellos fueron suministrados por ABB. En la actualidad se fabrican o se han solicitado otros 600 MW de dichos convertidores. Aproximadamente, 500 MW de los mismos serán servidos por ABB.

Comparación con los convertidores rotatorios

Los convertidores convencionales conmutados en línea nunca han sido competidores importantes para el suministro de esas redes monofásicas. A diferencia de las redes trifásicas, no se pueden equilibrar las configuraciones de conmutación. Esto produce unas deformaciones de tensión inaceptables. Sin embargo, se han construido algunos convertidores directos (cicloconvertidores) pero los armónicos que afectan a ambas redes son muy grandes y ocasionan perturbaciones en el funcionamiento de la red. Otra inconveniencia de estos convertidores reside en el hecho de que la salida que alimenta la red monofásica fluctúa con una frecuencia doble de la de esta red. Esta fluctuación se manifiesta y produce perturbaciones en la red trifásica.

1 Un convertidor de frecuencia rotatorio con una máquina asíncrona (ASM) y una máquina síncrona (SM) (arriba) y un convertidor estático de frecuencia para instalación en exterior (abajo)



2 IGCT (tiristor conmutado de puerta integrada) con el elemento semiconductor en su carcasa de material prensado (izquierda) y la unidad de puerta (derecha). La unidad de puerta está conectada al semiconductor mediante una tarjeta de circuito impreso multicapa con una inductancia extremadamente baja.



Sólo después de que hayan aparecido semiconductores de apagado potentes en forma de GTO (tiristores de apagado de puerta), se pudieron construir convertidores de fuente de tensión autoconmutados.

La interconexión de redes trifásicas y monofásicas exige más a los convertidores rotatorios y de electrónica de potencia que la de dos redes trifásicas. Una razón principal para ello es el hecho de que la corriente en la red monofásica oscila a una frecuencia doble de la frecuencia de la red. En el caso de los convertidores rotatorios, estas fluctuaciones del par y la corriente se absorben y amortiguan mediante masas giratorias. Sin embargo, hay que absorber las vibraciones resultantes mediante anclajes mecánicos y cimentación. La consecuencia es una mayor complejidad del diseño, tanto de la máquina como de su cimentación.

Cuando se usan convertidores de tensión en esta aplicación, se filtra la oscilación empleando una batería de condensadores y una inductancia, ajustadas para duplicar la frecuencia de trabajo de la red monofásica.

Otro problema reside en el hecho de que un sistema de ese tipo, no sólo tiene que actuar como fuente de tensión y energía reactiva, sino que también debe poder tratar sin interrupcio-

nes la transición desde el sistema interconectado al trabajo aislado en caso de perturbación en la red. Además, debe ser capaz de actuar como la única fuente de alimentación de una sección aislada de la línea del ferrocarril y poder resincronizarse con el resto de la red de alimentación del ferrocarril, una vez que se haya eliminado la perturbación 1.

Ejemplos de convertidores de frecuencia

La tecnología de convertidores estáticos representa para ABB una larga tradición. Los primeros convertidores para alimentar una línea férrea entraron en servicio en Suecia. Sin embargo, la tecnología desarrollada no era muy adecuada para su empleo en Europa central, donde la estructura de la red eléctrica de las líneas férreas era muy diferente y los requisitos de calidad de la tensión eran mayores. Los dos primeros convertidores de frecuencia, de 25 MVA cada uno, entraron en servicio en Giubiasco (Suiza) en 1994. Después del éxito de este proyecto, se continuó desarrollando la tecnología de GTO y en 1996 entró en servicio en Bremen (Alemania) un convertidor de 100 MW. Este convertidor estaba equipado con GTO "con disco duro". Eran GTO con una puerta concéntrica y una unidad de puerta que alimentaba la señal de control a la puerta a través de una conexión de inductancia extremadamente baja. El resultado era una

conmutación de los semiconductores considerablemente mejorada. Esta tecnología se aplicó finalmente a una estación convertidora de línea férrea en Karlsfeld (Alemania) con una potencia de $2 \times 50 \text{ MW}/67 \text{ MVA}$, que entró en servicio en 1999.

El paso siguiente fue el desarrollo de un nuevo elemento de semiconductor, el tiristor conmutado de puerta integrada (IGCT)¹⁾. Era un desarrollo del GTO que incluía mucha más capacidad de conmutación, menores pérdidas y la unidad de puerta de baja inductancia como un "componente" integrado. Finalmente, el diseño compacto condujo al desarrollo de módulos de convertidor normalizados y permitió fabricar convertidores de distintas clases. En la actualidad están en servicio 21 convertidores de la gama de 15 a 20 MW y funcionan a completa satisfacción de los clientes. A causa de su diseño modular pueden aplicarse con mucha facilidad otras clases de potencia, más acorde en saltos de 15 MW. Se consiguen conectando en paralelo los módulos de convertidor y los convertidores que se basan en ellos.

Esta generación de convertidores establece nuevos criterios en términos de

Notas a pie de página

¹⁾ Para más información sobre los IGCT, véase "Un punto diminuto capaz de cambiar el mundo" en las páginas 15-18 de este número de la Revista ABB.

Convertidores

prestaciones, espacio ocupado y tiempos reducidos para su instalación y puesta en servicio. Las opiniones positivas recibidas de los clientes demuestran que el convertidor normalizado para líneas férreas de ABB se adapta bien a sus necesidades.

El módulo base

El “corazón” del módulo convertidor, el IGCT, se muestra en 2. El IGCT reúne las ventajas del GTO y el IGBT (transistor bipolar de puerta aislada), es decir, solidez, bajas pérdidas de conmutación y conducción, así como una capacidad de conmutación rápida. Las propiedades de este elemento semiconductor no han sido superadas para las aplicaciones presentadas aquí (potencia alta, media tensión). Por ejemplo, para la misma aplicación (alta tensión, IGBT, IEGT), un IGBT presenta pérdidas de conmutación comparables considerando la misma superficie de silicio, pero pérdidas de conducción considerablemente mayores. Además, el IGCT permite un diseño de convertidor con el mínimo de circuitos adicionales. Por ejemplo, un módulo de fase sólo precisa un circuito de protección simple, mientras que cada GTO requiere muchos circuitos. Esto se traduce en ventajas en relación con los costes, la compactidad y las pérdidas.

Las pérdidas se producen cuando se conmuta un semiconductor o cuando circula corriente por él. Se pueden minimizar esas pérdidas reduciendo la frecuencia de conmutación. Por otro lado, la frecuencia de conmutación no debe ser demasiado baja a causa de los armónicos que se producen. Por ello, existe una posibilidad de buscar un óptimo entre pérdidas y armónicos. Una forma elegante de superar parcialmente este dilema es escoger una topología multinivel. Esto permite que el convertidor trabaje con una frecuencia relativamente baja y que al mismo tiempo consiga un buen comportamiento frente a los armónicos.

Los módulos trifásicos se emplean para producir tensión de CA a partir de una tensión en CC. Dichos módulos se pueden considerar como conmutadores de cambio con tres posiciones. Se puede conmutar la salida al positivo (+), al neutro (0) o al negativo (-) del enlace de CC 1.

Se combinan módulos bifásicos de este tipo en un módulo bifásico de tres niveles. Todos los IGCT se refrigeran por las dos caras. El medio para la refrigeración (una mezcla de agua y glicol) se suministra a través de conexiones de manguitos a los pozos

de calor. La estructura mecánica de doble pila permite un diseño muy compacto. Esto ayuda a conseguir los valores reducidos de inductancia parásita que se precisan en la pila permitiendo utilizar los semiconductores en su punto óptimo. Sin embargo, el acceso a todos los semiconductores de la pila sigue siendo posible, lo que permite su fácil sustitución. Se puede cambiar cada semiconductor con la ayuda de una sencilla herramienta sin interrumpir el circuito de refrigeración. 1 muestra un ejemplo de dicha doble pila.

Ejemplo: convertidor de la clase de 15–20 MW

5 muestra el esquema de una estación de convertidores completa.

Convertidor de 50 Hz (SR50)

El convertidor de 50 Hz 5a tiene los atributos siguientes:

- **Diseño:** el convertidor de 50 Hz se compone de dos unidades trifásicas estándar, de tres niveles. Se combinan dos fases en una pila para formar un módulo bifásico. Un módulo bifásico de una unidad de tres niveles se compone de ocho IGCT combinados con ocho diodos de rueda libre, y cuatro diodos de rueda libre en el conductor neutro. La unidad de puerta y el GCT forman una unidad integrada, el IGCT. El circuito fijador sirve para limitar la di/dt y la tensión. Se compone de reactancias de limitación de corriente, condensadores y diodos de bloqueo con resistencias.

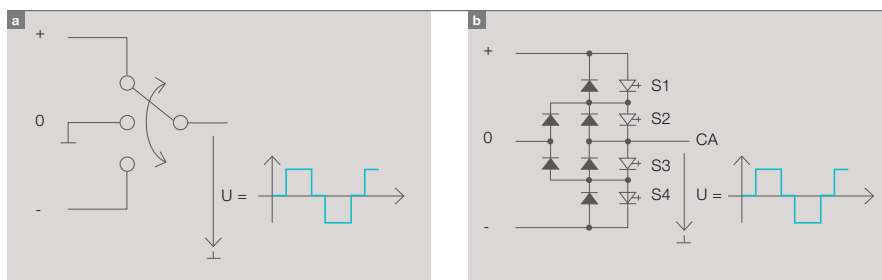
- **Circuitos y método de control:** el convertidor de 50 Hz se construye en una configuración real de 12 impulsos. Por ello, sólo se producen armónicos característicos de los 12 impulsos ($n = 12k \pm 1$; $k = 1, 2, 3, 4, \dots$). En función de la frecuencia de conmutación de los semiconductores y la estrategia de modulación seleccionadas se pueden cancelar algunos de los armónicos restantes. En caso necesario, se pueden amortiguar los armónicos a valores todavía menores aplicando un filtro de línea.

Convertidor de 16,7 Hz

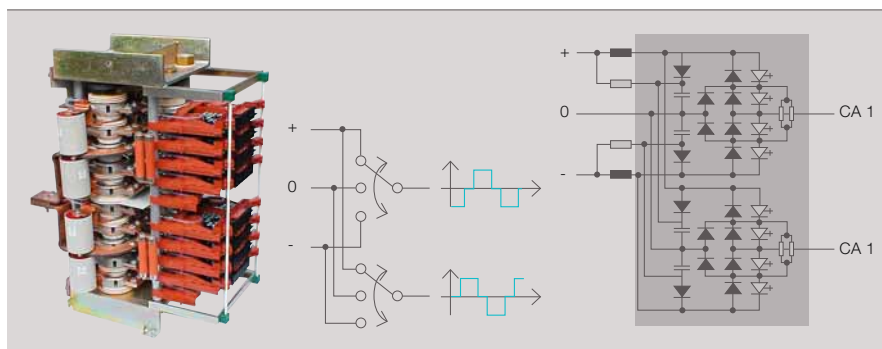
El convertidor de 16,7 Hz 5b tiene los atributos siguientes:

- **Diseño:** el convertidor de 16,7 Hz se compone de cuatro unidades

3 Principio de funcionamiento del módulo convertidor de tres niveles y su incorporación a dispositivos de semiconductores



4 Estructura mecánica de doble pila y esquema del circuito correspondiente





bifásicas estándar, de tres niveles. Se combinan dos fases en una pila para formar un módulo bifásico que se puede emplear para formar un puente H monofásico. Un módulo bifásico se compone de los mismos elementos que lo descrito anteriormente para el convertidor de 50 Hz.

■ Circuitos y método de control:

el convertidor de 16,7 Hz se dispone en una configuración con ocho pasos. Los niveles de tensión de salida del convertidor se agregan por medio de la conexión en serie de los devanados del transformador en el lado de la línea en los cuatro puentes H de tres niveles con impulsos desfasados. Cada puente H trabaja en el modo de tres impulsos empleando una técnica convencional de PWM (modulación de anchura de impulso).

Limitador de tensión

En caso de que la tensión en el enlace de CC superara un límite superior, se descargaría a través de una resistencia hasta alcanzar el límite inferior ^{5c}. El control del limitador de tensión actúa de forma independiente del sistema de control del convertidor para la CA bifásica (lado de la línea férrea) y la CA trifásica (lado de la red). Así se asegura que la tensión del enlace de CC permanezca en todo momento dentro del margen fijado.

Enlace de CC

Todos los módulos bifásicos del convertidor se conectan entre sí en el lado de CC por medio de una barra bus que recibe todas las conexiones de cada módulo del convertidor: para los condensadores directamente co-

nectados al enlace de CC y para las baterías de filtros de éste, así como para medida de la tensión.

El enlace de CC constituye la conexión entre los convertidores de 50 Hz y 16,7 Hz. El enlace de CC se compone de los siguientes elementos fundamentales:

- Batería de condensadores conectada directamente que se emplea para almacenar la energía
- Filtro de 33,4 Hz que absorbe las fluctuaciones de energía de la red de la línea férrea ^{5e}
- Filtro pasa-altos que absorbe los armónicos de las frecuencias más altas desde la red de la línea férrea,

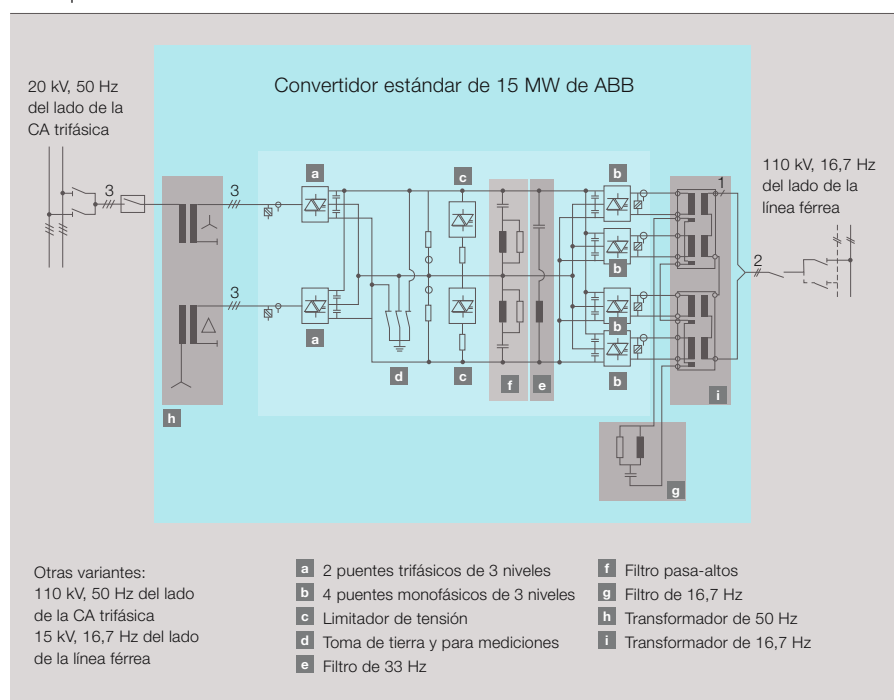
en particular los armónicos tercero y quinto de la misma ^{5f}

Los filtros del enlace de CC (junto con los condensadores conectados directamente) sirven asimismo para almacenar energía. Esto es preciso por razones de control. La capacidad del almacenamiento de energía es suficiente para hacer frente a una pérdida de carga inesperada de $P = 100\%$ lo bastante rápido para mantener la tensión del enlace de CC dentro de los límites fijados.

Filtro de 33,4 Hz

El filtro de banda eliminada de 33,4 Hz tiene por objeto absorber las pulsacio-

5 Esquema de una estación de conversión



Convertidores

nes de energía de la red de la línea férrea **5a**. A pesar del alto factor de calidad de aproximadamente 200 (es decir, una baja amortiguación), el filtro presenta una característica de banda ancha alrededor de su frecuencia central debido a su comportamiento altamente capacitivo. Esto permite absorber las desviaciones de la frecuencia fijada para la línea férrea. Además, las pérdidas en el filtro son relativamente pequeñas dado que los condensadores presentan pérdidas considerablemente menores que las reactivas.

Filtro pasa-altos

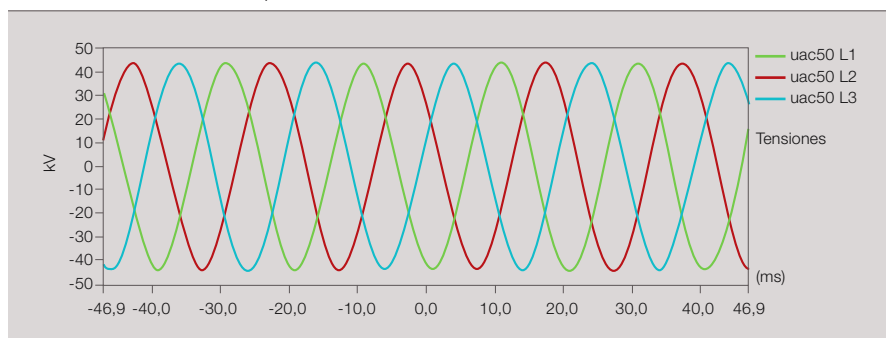
El filtro pasa-altos absorbe los armónicos de las frecuencias más bajas que se originan principalmente en la red de la línea férrea **5f**. Se configura el filtro como circuito amortiguado de absorción de segundo orden ajustado por debajo del quinto armónico de la frecuencia fundamental de la red del ferrocarril. Esto se debe a los armónicos característicos tercero y quinto de la tensión de la red del ferrocarril que se reflejan como segundo, cuarto y sexto en el enlace de CC. Los armónicos de las frecuencias más altas de la red trifásica y de la red del ferrocarril así como los producidos por la pulsa-

ción son también absorbidos parcialmente por este filtro pero lo son principalmente por los condensadores del convertidor conectados directamente. Por ello, también se tienen en cuenta los armónicos que se prevén en estas redes para el dimensionamiento de estos componentes.

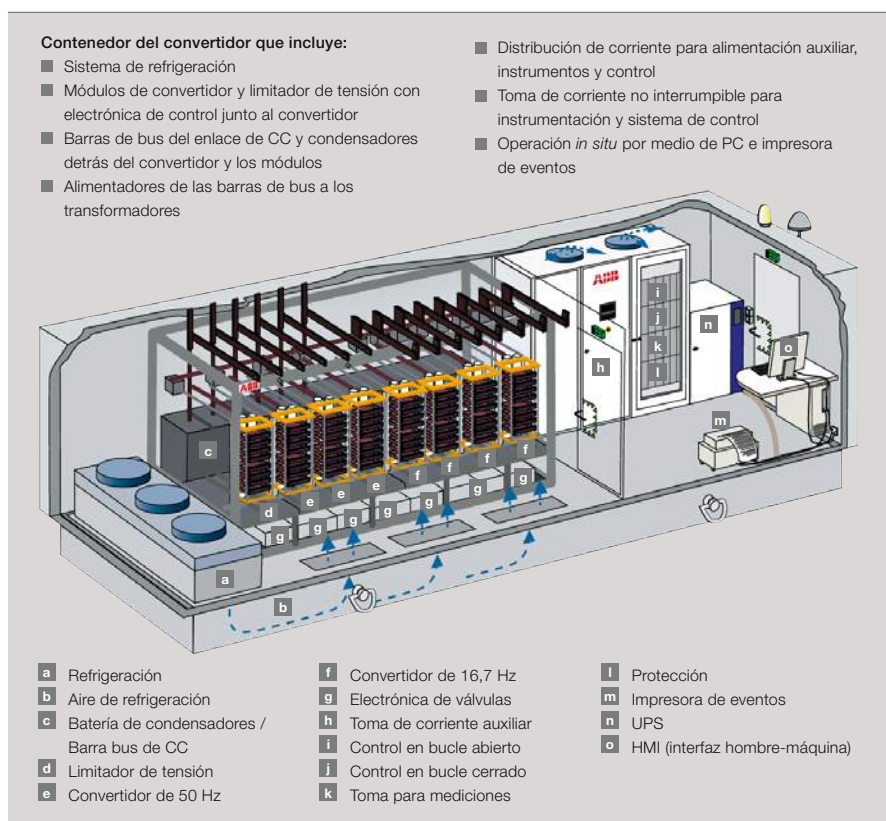
Contenedor del convertidor

El convertidor y el sistema de control asociado se presentan completamente conectados y probados en un contenedor estanco. El sistema de refrigeración se entrega en un contenedor separado. Ambos contenedores se montan sobre una base de apoyo común. **6** presenta una sección transversal del contenedor de convertidor.

7 Tensiones trifásicas en el punto de conexión de la red de 50 Hz



6 Contenedor del convertidor



Transformadores del convertidor

■ **Transformador de 50 Hz:** el transformador de 50 Hz del convertidor de 50 Hz alimenta los dos puentes trifásicos basados en IGBT. Un transformador trifásico se compone

Cuadro Ventajas de los convertidores estáticos de frecuencia (electrónica de potencia) comparados con los convertidores rotatorios

Costes

Son considerablemente menores si se toma en consideración los costes generales que incluyen los sistemas auxiliares, la construcción y el montaje y los costes de capital y de explotación de los convertidores estáticos.

Rendimiento

Los convertidores estáticos ofrecen un rendimiento de aproximadamente el 97 % (incluyendo los transformadores conectados a ambas redes) para una amplia gama de condiciones de funcionamiento. El rendimiento de los convertidores rotatorios varía por debajo del 90–95%, dependiendo del tamaño y del punto de trabajo.

Disponibilidad

La disponibilidad de los convertidores rotatorios es considerablemente menor a causa de sus tiempos de inmovilización por mantenimiento y reparación.

Comportamiento durante el funcionamiento

Los tiempos de respuesta de los convertidores estáticos son considerablemente menores a causa de la ausencia de masas en rotación. No existen problemas de estabilidad de tensión en caso de perturbaciones en la red producidas por oscilaciones en el rotor.

o bien de un núcleo de tres ramas en un diseño de capa doble con un yugo intermedio, o bien de dos núcleos de tres ramas encerrados en una carcasa. Cada rama (parte) incluye un devanado de alta tensión y un devanado en el lado de la válvula. Los dos devanados de la parte de alta tensión se conectan en serie. El devanado de alta tensión se conecta en estrella. Los dos devanados del lado de la válvula están desfasados eléctricamente 30° (conexión estrella/triángulo) para permitir un funcionamiento de los convertidores en 12 impulsos.

La conexión resultante es:
YN y0 d11

- **Transformador de 16,7 Hz:** el transformador de 16,7 Hz del convertidor de 16,7 Hz sirve para sumar las cuatro tensiones parciales en una tensión monofásica prácticamente sinusoidal con una frecuencia nominal de 16,7 Hz. El transformador se compone de cuatro unidades monofásicas. Las tensiones parciales rectangulares se generan en una fuente de tensión de CC (enlace de CC) con ayuda de cuatro puentes de convertidores monofásicos IGCT empleando el método de modulación del ancho de impulso y alimentan a los cuatro devanados del lado de la válvula del transforma-

dor. La agregación y la adaptación a la tensión de la red de la línea férrea se efectúan en el devanado de alta tensión. Se conecta un filtro a los devanados terciarios conectados en serie o a la red de la línea férrea.

Filtro de línea

En el lado de los 16,7 Hz se emplea un filtro para reducir a valores aún menores la distorsión de armónicos, muy baja, producida por el convertidor. En el lado de los 50 Hz, también puede ser necesario.

Las tensiones de salida de los convertidores IGCT forman impulsos rectangulares con un ancho de banda controlable. En comparación con el espectro de frecuencias típico de las máquinas, el espectro de frecuencias de la tensión de salida formado por los niveles individuales presenta sólo armónicos muy bajos en el margen de frecuencias bajas. Con relación a la red, el convertidor representa una fuente de tensión armónica. La inductancia del transformador tiene un efecto de amortiguación que es especialmente remarcable en los armónicos de corriente altos. Esto afecta a su vez a la calidad de la tensión de la red. Para reforzar más el efecto de la inductancia del transformador, se dispone un filtro que reduce todavía más

las tensiones armónicas. Las distorsiones armónicas resultantes se conservan por debajo de los valores exigidos. ■ ilustra la buena calidad de la tensión en el punto de conexión de la red de un convertidor (oscilograma grabado durante la puesta en servicio).

■ muestra un grupo convertidor de una subestación con cuatro convertidores de la clase de 15–20 MW.

Resumen

La cuota de mercado de ABB para este tipo de sistema, relativamente alta, muestra que el desarrollo previsto del convertidor respondió a los requisitos del cliente. Además, el método modular permite una respuesta flexible a diversos requisitos de prestaciones. Actualmente se construyen unidades de convertidores de 30 MW y superiores, y ABB está esforzándose para permanecer con el mismo éxito en el mercado con esta tecnología tan exigente.

Gerhard Linhofer

Philippe Maibach

Niklaus Umbricht

ABB Automation Products

Turgi, Suiza

gerhard.o.linhofer@ch.abb.com

philippe.maibach@ch.abb.com

niklaus.umbricht@ch.abb.com

- Estación de conversión de frecuencia de la clase de 15–20 MW para el intercambio de energía entre la red nacional de 50 Hz y la red monofásica de 16,7 Hz de la línea férrea. A la izquierda, el transformador con los filtros de CA trifásica montados en la parte superior del pórtico, en el centro, el contenedor del convertidor, y a la derecha, el transformador monofásico de baja frecuencia.



Referencias

- [1] Gaupp, O., Linhofer, G., Lochner, G., Zanini, P., "Powerful static frequency converters for transalpine rail routes" (Potentes convertidores estáticos de frecuencia para las vías férreas transalpinas). *Revista ABB* 5/95, páginas 4–10.
- [2] Lönard, D., Northe, J., Wensky, D., "Statische Bahnstromrichter – Systemübersicht ausgeführter Anlagen". *Elektrische Bahnen* 6/95, páginas 179–190.
- [3] Mathis, P., "Statischer Umrichter Giubiasco der Schweizerischen Bundesbahnen". *Elektrische Bahnen* 6/95, páginas 194–200.
- [4] Steimer, P., Grüning, H., Werninger, J., Dähler, P., Linhofer, G., Boeck, R., "Acoplamiento en serie de tiristores GTO para convertidores de alta potencia". *Revista ABB* 5/96, páginas 14–20.
- [5] Steimer, P., Grüning, H.P., Werninger, J., Carroll, E., Klaka, S., Linder, S., "IGCT, nueva tecnología para convertidores de alta potencia y bajo coste". *Revista ABB* 5/1998, páginas 34–42.
- [6] Meyer, M., Thoma, M., "Netzkompatibilitätsstudie und -messungen für die Umrichteranlage Wimmis". *Elektrische Bahnen* 12/2006, páginas 567–574.
- [7] Jampen, U., Thoma, M., "Statische Frequenzumrichteranlage Wimmis". *Elektrische Bahnen* 12/2006, páginas 576–583.

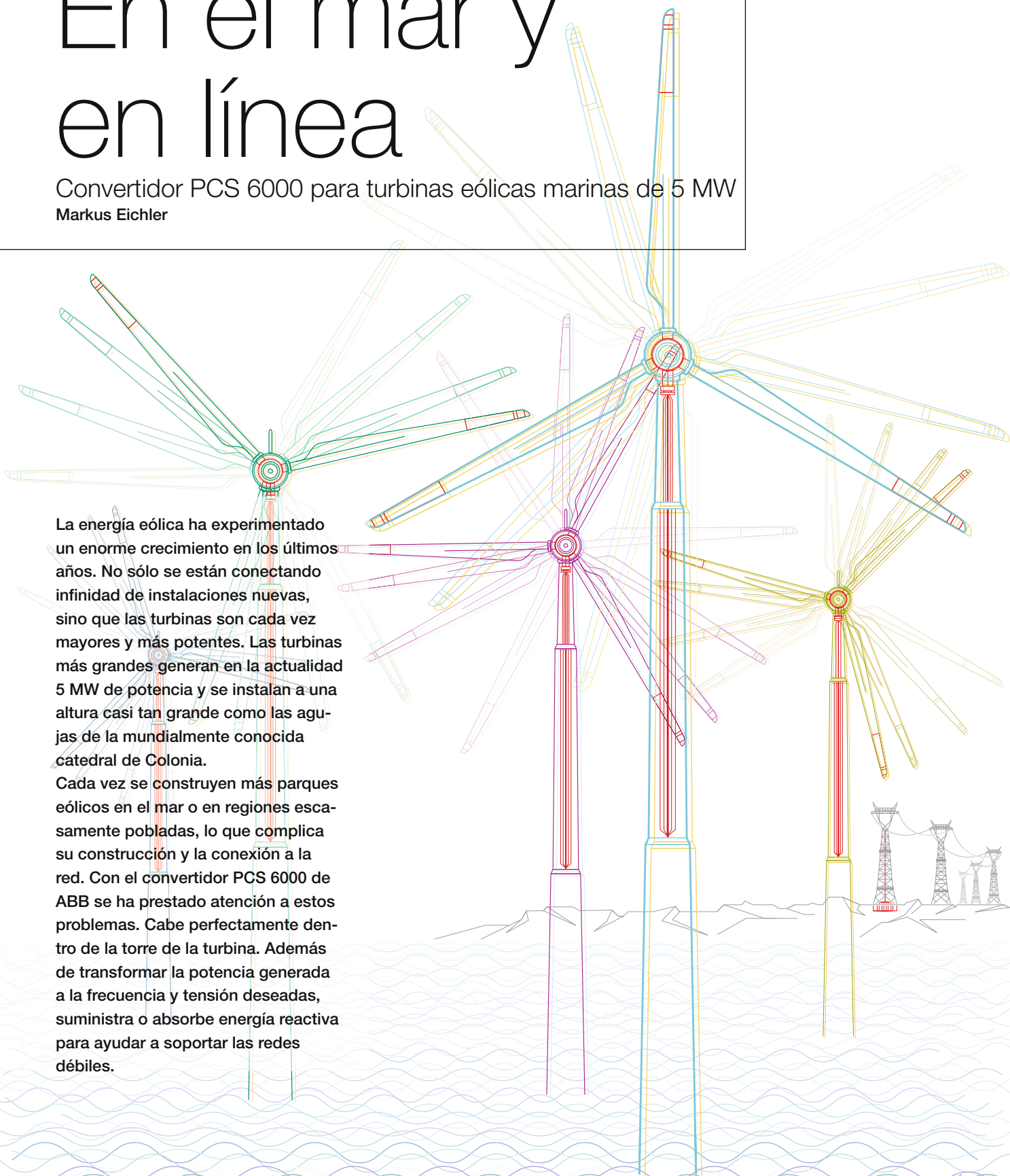
En el mar y en línea

Convertidor PCS 6000 para turbinas eólicas marinas de 5 MW

Markus Eichler

La energía eólica ha experimentado un enorme crecimiento en los últimos años. No sólo se están conectando infinidad de instalaciones nuevas, sino que las turbinas son cada vez mayores y más potentes. Las turbinas más grandes generan en la actualidad 5 MW de potencia y se instalan a una altura casi tan grande como las agujas de la mundialmente conocida catedral de Colonia.

Cada vez se construyen más parques eólicos en el mar o en regiones escasamente pobladas, lo que complica su construcción y la conexión a la red. Con el convertidor PCS 6000 de ABB se ha prestado atención a estos problemas. Cabe perfectamente dentro de la torre de la turbina. Además de transformar la potencia generada a la frecuencia y tensión deseadas, suministra o absorbe energía reactiva para ayudar a soportar las redes débiles.



El parque eólico marino Alpha Ventus es un proyecto pionero llevado a cabo conjuntamente por E.ON Climate and Renewables, EWE y Vattenfall Europe. Situado a 45 kilómetros al norte de la isla alemana de Bor-kum en el Mar del Norte, en aguas con una profundidad de unos 30 metros, Alpha Ventus es el primer parque eólico alemán construido en el mar en auténticas condiciones de mar abierto. El diseño, la construcción, la explotación y la integración en la red eléctrica del proyecto de investigación Alpha Ventus como prueba de campo ayudarán a adquirir una experiencia fundamental con vistas al uso comercial de los parques eólicos marinos.

El plan es construir seis turbinas eólicas Multibrid M5000 y seis Repower 5M. Se colocará una estación marina de transformadores en el ángulo sudeste del parque eólico. Se habilitará una sala de control en tierra para supervisar el funcionamiento de las turbinas. La conducción de la corriente a la red eléctrica alemana correrá a cargo del operador de sistemas de transporte E.ON Netz GmbH. Se estima que la capacidad total de generación eólica marina es de 20 a 40 GW. Esta cantidad se utilizará en la Unión Europea en el año 2020. Las primeras seis turbinas eólicas se levantarán en una superficie de cuatro

kilómetros cuadrados. Se dispondrán en un rectángulo con cuatro filas paralelas de tres turbinas cada una orientadas de norte a sur. En esta formación reticular, las turbinas eólicas estarán separadas por unos 800 metros.

Si se incluye el rotor, cada turbina mide unos 150 metros de altura, casi tanto como la catedral de Colonia. Las seis turbinas eólicas suministradas por Multibrid estarán ancladas al lecho marino mediante una estructura de tres patas. La profundidad del agua en esta zona es de unos 30 metros. Harían falta 56 hombres para rodear el área triangular de 255 m² en la que se sustentan las tres patas. La cantidad de acero de cada unidad (unas 1.000 toneladas) pesa tanto como 200 elefantes adultos o 22 vagones ferroviarios. El rotor recibe el viento sobre una superficie de aproximadamente una vez y media el tamaño de un campo de fútbol. Cuando el rotor gira a la máxima velocidad, las puntas de los álabes cortan el aire a unos 300 kilómetros por hora.

Tecnología de ABB

Las turbinas eólicas cuyo generador síncrono se excita con un imán permanente tienen que conectarse a la red eléctrica mediante un convertidor completo. Esta solución permite utilizar las turbinas eólicas en su punto óptimo de fun-

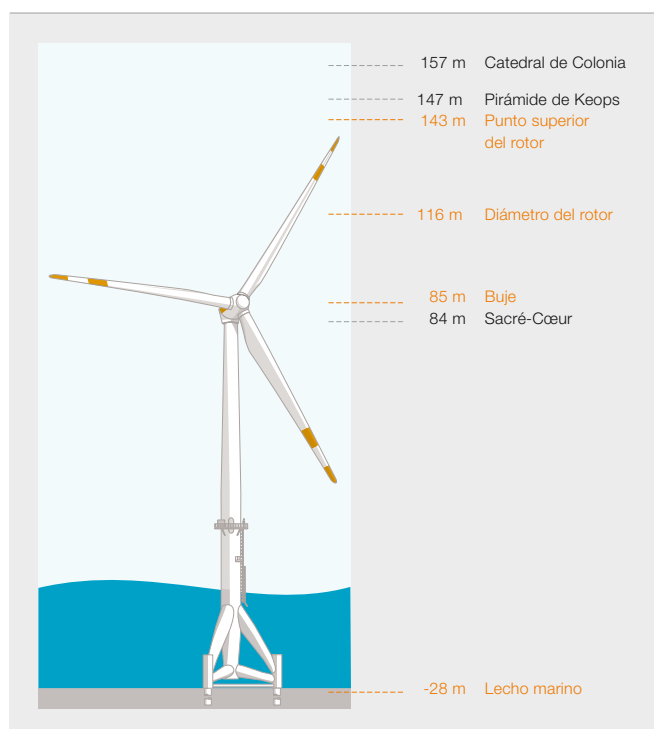
Cuadro 1 Datos fundamentales del Alpha Ventus

- Número de unidades: 12
- Capacidad total: 60 MW
- Previsión anual de producción de energía: 180–200 GWh aproximadamente (equivalente al consumo anual de unos 50.000 hogares ocupados por tres personas)

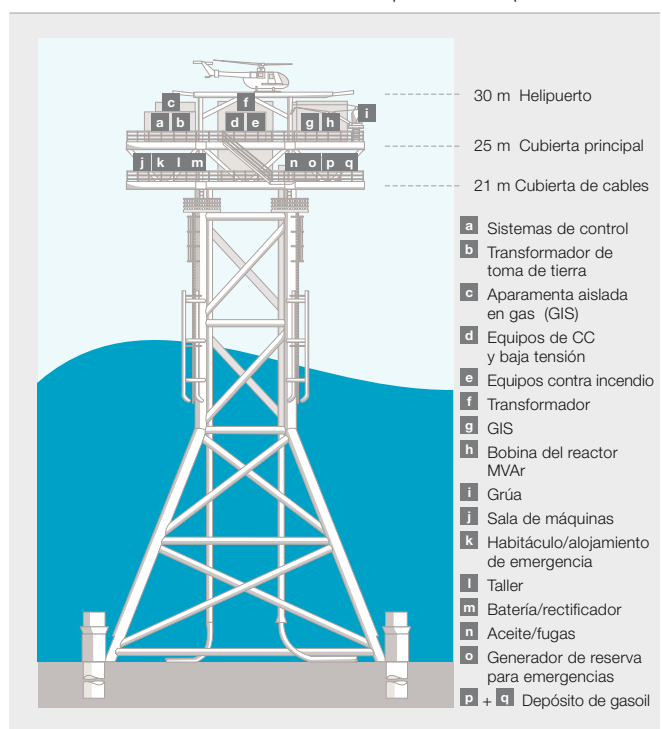
Cuadro 2 Datos técnicos del Multibrid M5000

- Diámetro del rotor: 116 m
- Altura del buje: 90 m
- Potencia nominal: 5 MW
- Velocidad 5,9–14,8 rpm
- Velocidad del viento para acoplamiento: 3,5 m/s (= fuerza 3)
- Velocidad del viento de referencia: 12,5 m/s (= fuerza 6)
- Velocidad del viento para desconexión: 25 m/s (= fuerza 10)
- Velocidad en la punta de la pala: 90 m/s (= 324 km/h)
- Peso de la góndola sin rotor ni buje: 200 t
- Peso de la góndola con rotor y buje: 309 t
- Peso del acero del trípode, la torre y la góndola: 1.000 t

Las turbinas eólicas son tan altas como la catedral de Colonia



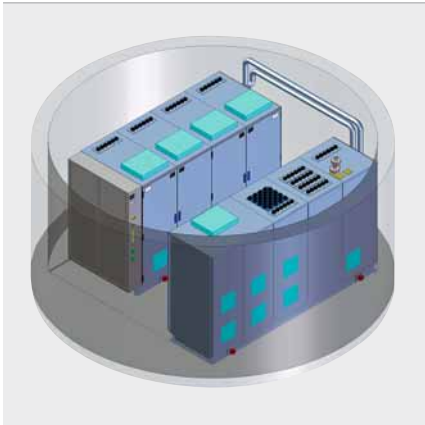
Los convertidores están colocados en una plataforma especial



Convertidores

cionamiento y transportar la energía a la red eléctrica con una elevada eficacia. Para manejar la elevada potencia de las turbinas de mayor tamaño, son más adecuados los sistemas de conversión de media tensión. La flexibilidad de los sistemas basados en convertidores industria-

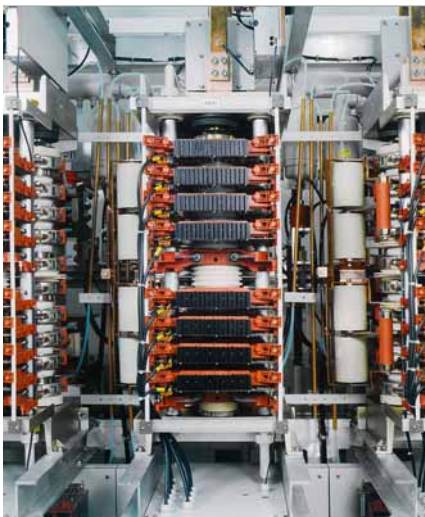
1 El convertidor PCS 6000 encaja en el interior de la torre.



2 Convertidor de plena potencia y media tensión PCS 6000 con armario de control



3 Módulo de IGCT bifásico de tres niveles usado en el PCS 6000



les de media tensión permite una fácil adaptación a los diferentes modos de funcionamiento y a las necesidades de la red eléctrica. A la hora de usar un sistema electrónico de potencia se deben tener en cuenta tres parámetros importantes: la fiabilidad, la eficiencia y el coste.

Descripción del sistema

En la actualidad, las turbinas de más de 2 MW de potencia son principalmente de velocidad variable. Para las aplicaciones marinas, donde las necesidades de mantenimiento son esenciales, la solución más valorada generalmente es la turbina provista de un generador excitado por un imán permanente. Esta solución requiere un convertidor completo. La eficiencia de la conversión de este sistema es muy competitiva, especialmente en funcionamiento con carga parcial.

Para aprovechar la amplia experiencia adquirida en este tipo de aplicaciones, el convertidor se basa en un diseño industrial de serie. De esta forma se aumentará la fiabilidad de la nueva generación de turbinas gracias a la reducida tasa de fallos alcanzada por la sencilla estructura del sistema.

El convertidor eólico PCS 6000 se basa en módulos de electrónica de potencia (PEBB, por sus siglas en inglés) que usan semiconductores de elevada potencia. Este enfoque permite el desarrollo de convertidores muy compactos.

Para las turbinas eólicas de 5 MW, ABB ha creado un convertidor basado en el PCS 6000 de cuatro cuadrantes. Usa un IGCT (tiristor conmutado de puerta integrada) estándar y tecnología PEBB.

Todo el convertidor se basa en una plataforma PEBB, una plataforma de control y una plataforma mecánica. Esta solución aporta numerosas ventajas en términos de costes, calidad y fiabilidad. El PCS 6000 combina dos fases NPC (punto neutro conectado). Alcanza una densidad de potencia ventajosa, factor importante para unos convertidores situados dentro de la turbina eólica.

1 muestra el convertidor PCS 6000 de 5 MW situado dentro de una torre de la instalación marina **2**.

El convertidor eólico PCS 6000 sólo necesita una plataforma dentro de la torre con todos los componentes auxiliares necesarios, como el sistema de refrigeración del agua, el filtro de la red y el filtro dv/dt del generador. Un diseño muy

compacto permite el acceso desde todos los lados para la reparación y el mantenimiento. Un controlador lógico programable AC 800PEC controla el sistema convertidor. Todas las conexiones de medición y control desde el sistema de control al compartimento de media tensión están aisladas mediante conexiones de fibra óptica. Sólo se necesita un par de conexiones de fibra óptica para comunicar el control del convertidor eólico PCS 6000 y el armario auxiliar para las funciones de refrigeración y filtrado. Así se garantiza la inmunidad del sistema ante las perturbaciones derivadas de la compatibilidad electromagnética EMC. El diseño IP54 (protección frente a la penetración) de los armarios garantiza la durabilidad dentro de la torre a pesar de la condensación. Se ha puesto cuidado y atención en el diseño de todos los componentes para que resistan las posibles vibraciones. Para garantizar la seguridad del personal de servicio y mantenimiento, el convertidor tiene un interruptor de puesta a tierra y unos enclavamientos a prueba de fallos en las puertas.

El concepto PEBB ha mejorado notablemente la facilidad de mantenimiento **3**. Los componentes se pueden cambiar cómoda y rápidamente sin desconectar las barras de bus ni los conductos de refrigeración. El apilamiento doble se puede abrir fácilmente liberando un muelle y separando los sumideros de calor con una herramienta, lo que permite extraer el IGCT de la pila **4**. El convertidor eólico PCS 6000 ni siquiera necesita fusibles: el sistema de protección inteligente evita el daño mecánico producido por un fallo del semiconductor. Los semiconductores defectuosos no pueden ocasionar corrientes de falta en arco. Ésta es otra

Nota a pie de página

¹⁾ Véase también "Patrones de diseño", *Revista ABB* 2/2006, págs. 62-65.

4 IGCT para PEBB de 9 MVA



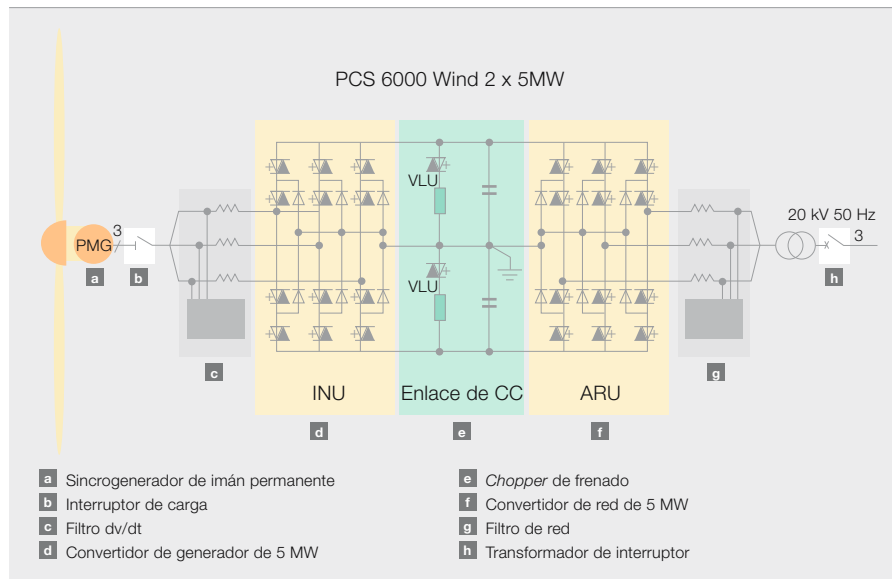
importante ventaja de las instalaciones marinas, donde las condiciones climatológicas pueden restringir el acceso a las turbinas eólicas durante días.

Interior del convertidor de energía eólica

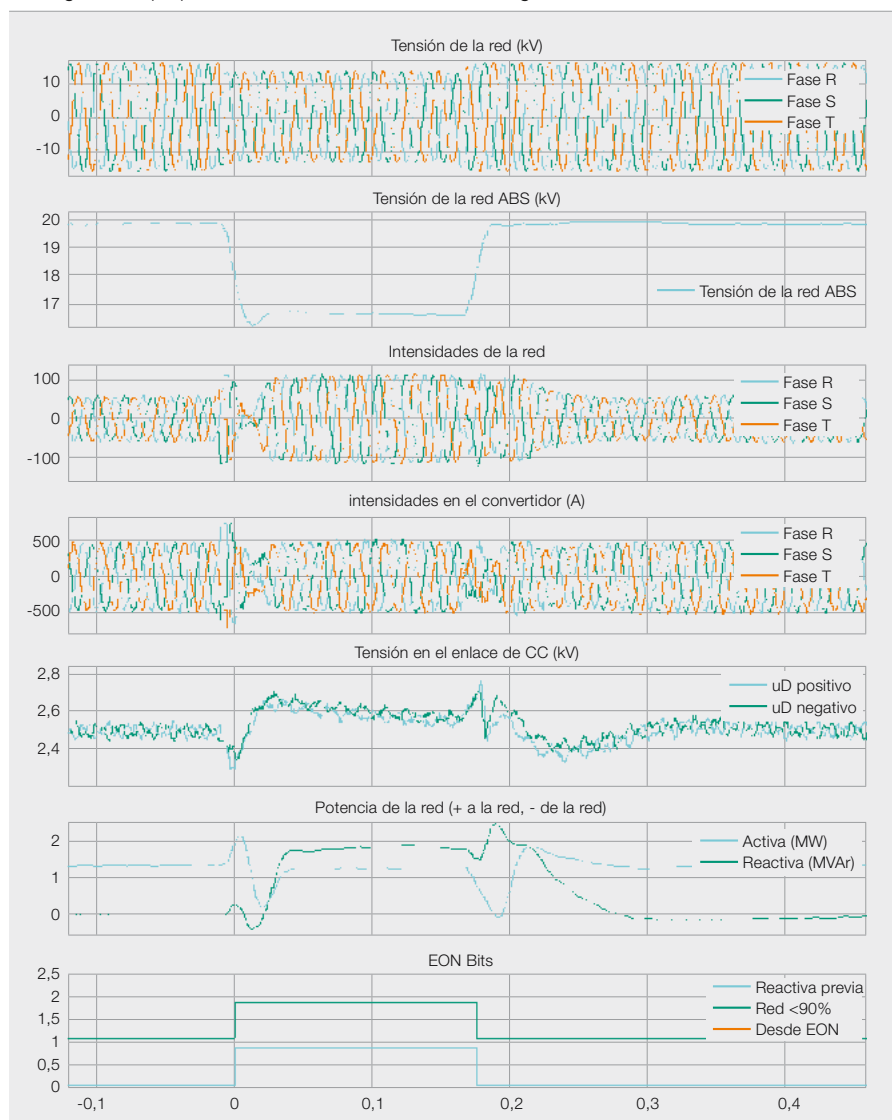
Los componentes básicos principales del convertidor son los dos módulos de los inversores conectados al enlace de corriente continua. El esquema del circuito básico también muestra circuitos auxiliares, como el circuito de filtro de red y el filtro de borde del lado del generador. En los convertidores industriales de media tensión se usan habitualmente inversores de tres niveles. El transformador se puede diseñar para que soporte fácilmente el dv/dt de los IGCT de conmutación. No obstante, se necesita un filtro de red. Su función principal es limitar las corrientes armónicas a un nivel que permita cumplir la norma IEEE 519-1992, incluso en redes muy débiles. Con un filtro ampliado también se puede cumplir la normativa alemana VDEW. El filtro de red es un filtro LC en combinación con un circuito de amortiguación especial para el armónico de menor orden. En el lado del generador, un pequeño filtro dv/dt limita el nivel de tensión en los terminales del generador. 5 muestra el esquema del circuito básico del convertidor de energía eólica de tres niveles de cuatro cuadrantes. La potencia de la unidad inversora (INU) se rectifica hasta el enlace de corriente continua y desde este enlace con la unidad de rectificación activa (ARU) hasta la red eléctrica. El enlace de corriente continua está protegido por una unidad limitadora de tensión (VLU) para que la turbina funcione sin problemas e ininterrumpidamente durante una situación de avería en la red. Así se evitan las oscilaciones de par en la turbina durante una perturbación en la red.

Durante el funcionamiento normal, hay dos interruptores de semiconductor en cada fase en estado bloqueado. Esto permite el funcionamiento al doble de tensión del enlace de corriente continua de un convertidor de dos niveles usando los mismos elementos. Comparado con la conexión de elementos en serie, la configuración de tres niveles tiene ventajas importantes. Los diodos de punto neutro garantizan la distribución de la tensión entre los dos IGCT de bloqueo sin necesidad de redes especiales de distribución de tensión. Además, el potencial de punto neutro también se

5 Esquema de circuito básico de convertidor de energía eólica de tres niveles y cuatro cuadrantes



6 Registro del parpadeo de E.ON con herramienta de registro de transitorio ABB DIAS



Convertidores

puede cambiar a los terminales de salida. De esta forma se consiguen escalones de tensión menores en la salida y un rizado de corriente más bajo. Comparado con un convertidor de dos niveles con la misma frecuencia media de conmutación de los IGCT individuales, el rizado es cuatro veces menor. Este rizado de corriente tan bajo reduce sustancialmente las oscilaciones del par en el lado del generador y, por consiguiente, la carga en la caja de engranajes planetarios.

Ventajas de la topología 4Q del PCS 6000

El convertidor de energía eólica de ABB para conversión eléctrica a escala completa se basa en el concepto de cuatro cuadrantes, lo que significa que, en principio, es posible un flujo de potencia bidireccional. La aplicación en sí misma no necesita un flujo de potencia bidireccional, pues la parte del convertidor asociada al generador podría realizarse como un convertidor unidireccional. Antes de montar la turbina en el mar, se realizan pruebas exhaustivas de la caja de engranajes y del generador. El convertidor PCS 6000 arranca el generador como un motor, acciona la caja de engranajes mediante el anillo impulsor mientras que suministra corriente reactiva a los devanados del generador para

una prueba de aumento de la temperatura. Durante estas pruebas realizadas en la fábrica se verifican y ajustan todos los sistemas de protección y refrigeración. El flujo de potencia bidireccional permite situar el rotor de la turbina en una posición exacta en la cual se puede bloquear el rotor con el freno hidráulico para examinar sus álabes o el sistema de ajuste del paso. El sistema de control superior determina la posición deseada del rotor. Se comunica con el controlador del convertidor mediante el protocolo PROFIBUS. El convertidor PCS 6000 puede mover el rotor a la posición deseada suavemente y con gran precisión, incluso con vientos muy fuertes. Se sabe que los codificadores producen fallos. El convertidor eólico PCS 6000 funciona sin codificador para reducir el mantenimiento y asegurar una elevada disponibilidad. La rutina de arranque suave es una función especial del transformador principal. El enlace de corriente continua del convertidor PCS 6000 se precarga con una pequeña unidad de precarga para elevar la tensión hasta su nivel nominal. Así, el convertidor del lado de la red (ARU) eleva la tensión lentamente y sincroniza el transformador con la red eléctrica sin producir una avalancha de corriente. Esta función ayuda a conectar grandes transformadores a redes débiles y evita las caídas de

tensión producidas por transformadores conmutados directamente en un parque eólico. Otra ventaja destacada del convertidor de potencia de escala completa es la capacidad para entregar potencia reactiva a la red. No se necesita un equipo de compensación de potencia reactiva auxiliar, como en el caso de las turbinas eólicas tradicionales con generadores de inducción de doble alimentación. El convertidor eólico PCS 6000 es capaz de inyectar y absorber potencia reactiva para controlar la tensión en el punto de conexión a la red eléctrica.

Códigos de red

El convertidor eólico PCS 6000 garantiza un funcionamiento sin interrupciones incluso cuando se producen fallos en la red eléctrica. La función de control rápido y dinámico de la tensión durante los fallos de red equilibrados y desequilibrados es indispensable para que el PCS 6000 alcance los códigos de red.

6 muestra una caída de tensión real medida durante el funcionamiento de la turbina con el prototipo de la turbina eólica Multibrid M5000 en Bremerhaven, Alemania.

Durante los fallos de red, el convertidor de potencia a escala completa tiene que proporcionar un 100% de corriente reactiva para apoyar la red. Por lo tanto, el convertidor del lado de la red (ARU) no puede alimentar la potencia activa del generador a la red. Esto produciría una sobretensión en el enlace de corriente continua del sistema del convertidor y la descarga del generador debido a las funciones normales de protección. El sistema convertidor eólico PCS 6000 está

7 Funcionamiento del chopper de frenado durante averías de red graves



8 Controlador de convertidor de energía AC800 PEC con enlaces de fibra óptica

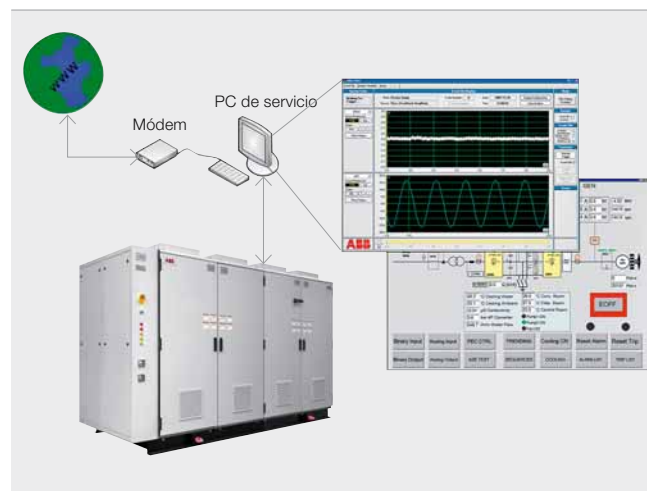


equipado con una unidad limitadora de tensión (*chopper* de frenado) que puede disipar la potencia activa durante el fallo de la red de forma que la turbina continúe funcionando sin verse afectada 7. El generador no verá ninguna oscilación en la corriente (la corriente es un indicador del par de carga real).

Sistema de control del PCS 6000

El controlador del convertidor de potencia PCS 6000 recibe señales de parada/funcionamiento desde el controlador de la turbina (sistema maestro/esclavo) con un enlace digital mediante un PROFIBUS. Las señales de par hacia el generador síncrono de imán permanente (PMSG) se basan en medidas de velocidad con una frecuencia de actualización de al menos 10 ms. Un enlace en serie conecta el controlador maestro del controlador lógico programable (PLC) industrial estándar al controlador del convertidor AC800 PEC 8. El rectificador activo (ARU) debe ser capaz de hacer funcionar la máquina al par máximo por amperio en la curva de potencia hasta que la tensión en los terminales de la máquina alcance el límite del rectificador activo. Desde este punto debe limitar la tensión del terminal mientras la máquina continúa subiendo por la curva de potencia. El inversor (INU) suministra una potencia real a la red eléctrica mientras regula la tensión de corriente continua. Para alcanzar estos objetivos, se propone una estrategia de control orientada al campo sin usar los sensores de posición del rotor. El algoritmo sin sensores se basa en un circuito sincronizado con la de fase (PLL) que sincroniza la fuerza electromagnética (EMF) interna/trasera del generador en la fase y frecuencia adecuadas al flujo del imán permanente. Las cantidades de realimentación de control son las corrientes del generador, y las salidas de control (hacia el modulador) son las referencias trifásicas para la tensión del terminal del estator. La alimentación para el sistema de control y todas las placas de entrada/salida importantes están protegidas por una alimentación de corriente continua ininterrumpida para el caso de pérdida de alimentación auxiliar. El control del convertidor PCS 6000 está preparado para apagones prolongados. El sistema de control AC800 PEC

9 Acceso remoto al sistema del convertidor PCS 6000 a través de Internet



detecta la condensación después de una pérdida de potencia prolongada e inicia una rutina anticondensación antes de que se reinicie la turbina.

Mantenimiento y servicio

Un servicio de mantenimiento cómodo, fiable y rápido es una de las ventajas más importantes para un convertidor de potencia que se encuentra en el mar en un área difícil. El convertidor eólico PCS 6000 posee herramientas de software aprobadas para que se pueda realizar el soporte de servicio del convertidor a distancia. El sistema de análisis de información de diagnóstico (DIAS) de ABB es una herramienta inteligente para supervisar el proceso. En caso de problemas, el personal de servicio de ABB puede proporcionar soporte de calidad a distancia a los equipos de servicio local. Durante una avería, el sistema de control del convertidor de potencia AC800 PEC registra todas las señales importantes y el estado del convertidor con fecha y hora. El personal de ABB puede analizarlo con el grabador de transitorios incorporado, que graba a distancia los sucesos y proporciona una guía directa al personal de servicio sobre el terreno. Además, en las localizaciones lejanas se dispone de una interfaz hombre-máquina (HMI) sencilla que ofrece una perspectiva general rápida del convertidor eólico PCS 6000. Además, el sistema permite enviar automáticamente a ABB o a los equipos de servicio del cliente correos electrónicos con informes de averías adjuntos. 9 muestra un esquema de las herramientas de diagnóstico y control a distancia de alcance mundial.

La próxima generación de turbinas

Las turbinas de hasta 5 MW ya se están produciendo en serie, y las de mayor potencia están en proceso de desarrollo o en fase de prototipo. Se espera que la mayoría de las turbinas de la próxima generación se utilicen en grandes parques eólicos, en el mar o en áreas con una baja densidad de población. En el futuro se prevén entre turbinas de entre 7 y 10 MW de potencia. En esos parques eólicos, los requisitos para el control de las turbinas son diferentes a los de las soluciones tradicionales. Ade-

más, las centrales eólicas actuales generalmente se explotan para que suministren la máxima energía posible a la red eléctrica, incluso con viento racheado. Las turbinas del futuro en grandes parques eólicos se enfrentan a nuevos requisitos de control. Los parques eólicos marinos se consideran grandes centrales eléctricas. En caso de una caída de frecuencia en la red, por ejemplo, las turbinas tienen que mantener el nivel de potencia para apoyar la red. Otro requisito puede ser limitar la potencia generada hasta un nivel por debajo del nivel máximo real. Otra exigencia importante es que la turbina debe permanecer en funcionamiento durante las operaciones de rearme, como puede ocurrir cuando se producen problemas de cortocircuito en la red.

ABB ha aplicado con éxito una tecnología fiable y eficiente de convertidores de media tensión para las aplicaciones de energía eólica.

La combinación de un hardware potente y una topología de control flexible, reforzados por unas facilidades de simulación mejoradas, es lo más adecuado para servir a la industria de la energía eólica y para integrar incluso las mayores turbinas en las redes eléctricas con requisitos de conexión exigentes. Si las turbinas del futuro necesitan una potencia más elevada, ABB ya cuenta con convertidores de media potencia de hasta 14 MVA.

Markus Eichler

ABB Automation Products
Turgi, Suiza
markus.eichler@ch.abb.com

Aprovechar el poder del viento

HVDC Light® para la integración eólica marina a gran escala
Ambra Sannino, Peter Sandeberg, Lars Stendus, Raphael Görner

La energía eólica es una de las fuentes de energía renovables más importantes en la actualidad. A finales de 2007 se había instalado un total de 94 GW de energía eólica en todo el mundo, de los cuales sólo 1 GW correspondía a instalaciones marinas. No obstante, en el transcurso de los próximos cinco años se prevé un incremento de más de 1 GW por año, en su mayor parte procedente de alrededor de un centenar de parques eólicos programados en Europa. Como muchos de estos parques eólicos marinos estarán situados a bastante distancia de la costa en un entorno extremadamente hostil, su diseño, construcción y funcionamiento requiere una técnica especializada.

Gracias a más de 20 años de experiencia en la industria de la energía eólica, ABB ha adquirido un conocimiento exhaustivo de los sistemas eléctricos y las aplicaciones de las turbinas eólicas. Con este conocimiento, ha desarrollado un concepto de diseño detallado para conectar los parques eólicos marinos más alejados y más grandes del mundo con la red eléctrica alemana utilizando, por primera vez en una aplicación semejante, su innovadora y ecológica tecnología de transporte HVDC Light®.



A finales de 2007, Europa contaba con una potencia eólica instalada de más de 56 GW de un total mundial de 94 GW [2]. Sin embargo, en los últimos años, Estados Unidos y China se han convertido en los mercados más importantes en potencia eólica instalada: en 2006, Estados Unidos instaló en torno a 2,5 GW, mientras que en 2007 esta cifra se incrementó hasta más de 5 GW. De generar muy poca o ninguna energía eólica, China ha pasado a ser el segundo mercado más importante en 2007, con más de 3 GW. Según algunas predicciones [1], la potencia instalada en los Estados Unidos y Asia en 2012 triplicará la actual [3]. En Europa, la cantidad de potencia instalada se duplicará en 2012, en parte porque se sustituirán las turbinas eólicas más antiguas por otras más grandes y eficientes. Con un total acumulado de algo más de 1 GW a finales de 2007, la mayoría de los cuales se concentran exclusivamente en unos pocos países europeos [1], el mercado de parques marinos es sin duda poco relevante en el mercado eólico mundial. Se ha pronosticado un aumento de más de 1 GW por año durante los próximos 5 años. No obstante, se espera que el mercado despegue realmente en 2011–2012 debido al desarrollo previsto de grandes parques eólicos marinos en la costa norte de Alemania.

Instalaciones marinas y terrestres

En general, una instalación marina requiere más infraestructura eléctrica nueva por MW que un parque eólico en tierra. Además, el diseño y la instalación del sistema eléctrico son mucho más arriesgados debido a la dureza del medio y a los elevados requisitos de

disponibilidad, ya que las reparaciones y los cambios son generalmente muy caros y están supeditados a la climatología.

Las turbinas que se usan en las instalaciones marinas son normalmente mayores que las de tierra y necesitan estar separadas por distancias que a menudo superan los 500 metros. Una red submarina de media tensión por cable (a menudo 24 ó 36 kV de corriente alterna) conecta las turbinas entre sí y acumula la energía, y después la conduce a un punto de conexión adecuado de la red de transporte en tierra. Dependiendo del tamaño del parque y de su distancia a la costa, esta conexión se puede realizar a media o a alta tensión (p. ej. 130 kV de corriente alterna). No obstante, la corriente alterna no es adecuada para el transporte de energía desde grandes parques situados a una distancia importante de la costa, debido a la elevada capacitancia del cable. En otras palabras: se necesitaría toda la capacidad de transporte de la conexión sólo para cargar el cable, lo que haría imposible el transporte de electricidad.

Una solución de corriente continua en alta tensión (HVDC) resuelve este problema, y para grandes parques eólicos situados a una distancia de entre 50 y 100 km de la red de transporte, el sistema HVDC Light® de ABB está más que a la altura.

Generalidades de HVDC Light

HVDC Light se basa en una tecnología de convertidor de fuente de tensión (VSC), en la que los transistores de potencia conectados en serie permiten a los VSC conectarse a redes a valores de tensión antes inalcanzables. Esta configuración se puede usar para transmisión de potencia, compensación de potencia reactiva y compensación de armónicos y parpadeos.

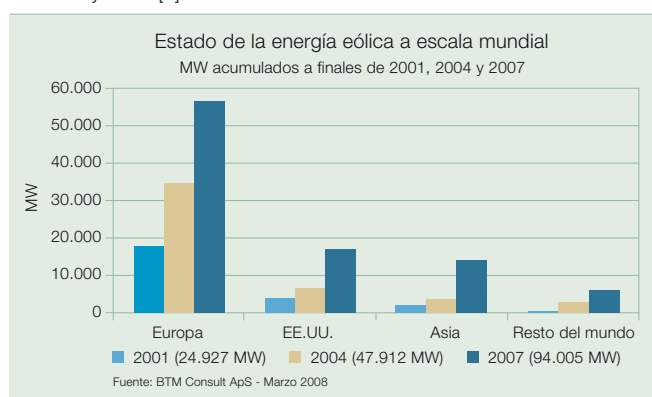
Una estación HVDC Light consta de un convertidor, subestaciones de CA y CC, filtros y un sistema de refrigeración [4, 5]. El diseño del convertidor HVDC Light de ABB se basa en un puente de dos niveles unido a tierra mediante un condensador de punto medio, que asegura el funcionamiento estacionario y dinámico con niveles extremadamente

1 Instalaciones de energía eólica en alta mar en el mundo (2006 y 2007) [1]

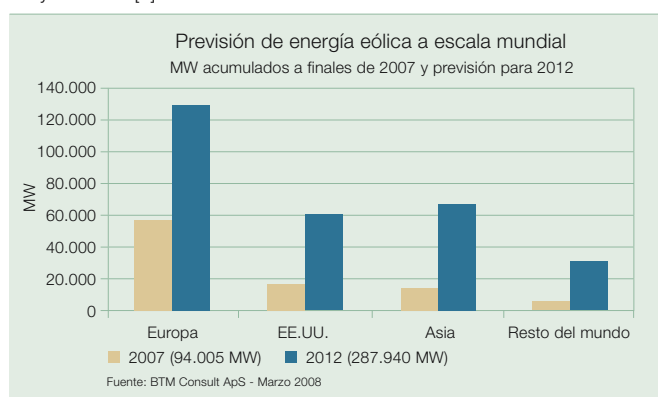
País	MW instalados 2006	MW acumulados 2006	MW instalados 2007	MW acumulados 2007
Dinamarca	0	397.9	0	397.9
Irlanda	0	25	0	25
Países Bajos	108	126.8	0	126.8
Suecia	0	23.3	110	133.3
Reino Unido	90	304	90	394
Capacidad total - mundo	198	877	200	1077

Fuente: BTM Consult ApS - Marzo 2008

2 Capacidad de energía eólica total instalada a finales de 2001, 2004 y 2007 [1]



3 Capacidad acumulada instalada por región a finales de 2007 y en 2012 [1]



Convertidores

bajos de corrientes inducidas de retorno por tierra. Esta característica es muy importante si el sistema HVDC tiene que instalarse en un entorno marino. No se necesita proteger el cátodo junto con la instalación.

En HVDC basados en VSC, se usa una modulación de amplitud de impulsos (PWM) para generar la tensión fundamental **6**. Con ella se puede controlar libremente y de forma casi instantánea la magnitud y la fase de la tensión dentro de los límites de diseño del sistema. Esto permite un control rápido e independiente de la potencia activa y reactiva a la vez que impone bajos niveles de armónicos, incluso en redes débiles. Normalmente, cada estación controla su contribución de potencia reactiva, tanto inductiva como capacitiva, independientemente de la otra estación. La potencia activa se puede controlar continuamente y de forma casi instantánea desde "exportación a plena potencia" a "importación a plena potencia". No obstante, el flujo de potencia activa a través del sistema de HVDC debe equilibrarse¹⁾. La tensión de corriente continua aumentará o disminuirá rápidamente si existe una diferencia entre la potencia de entrada y la de salida. El equilibrio de potencia se alcanza no mediante telecomunicaciones, sino sim-

plemente con medidas de tensión de corriente continua: se usa una estación para controlar la tensión de corriente continua ajustando su potencia, mientras que la otra ajusta la potencia transmitida de forma arbitraria dentro del límite de potencia del diseño del HVDC Light.

Desde un punto de vista del sistema, el VSC actúa como un generador o un motor de inercia nula que puede controlar la potencia activa o reactiva casi instantáneamente. Además, no contribuye a la potencia de cortocircuito, ya que se puede controlar la corriente alterna.

Integración eólica marina

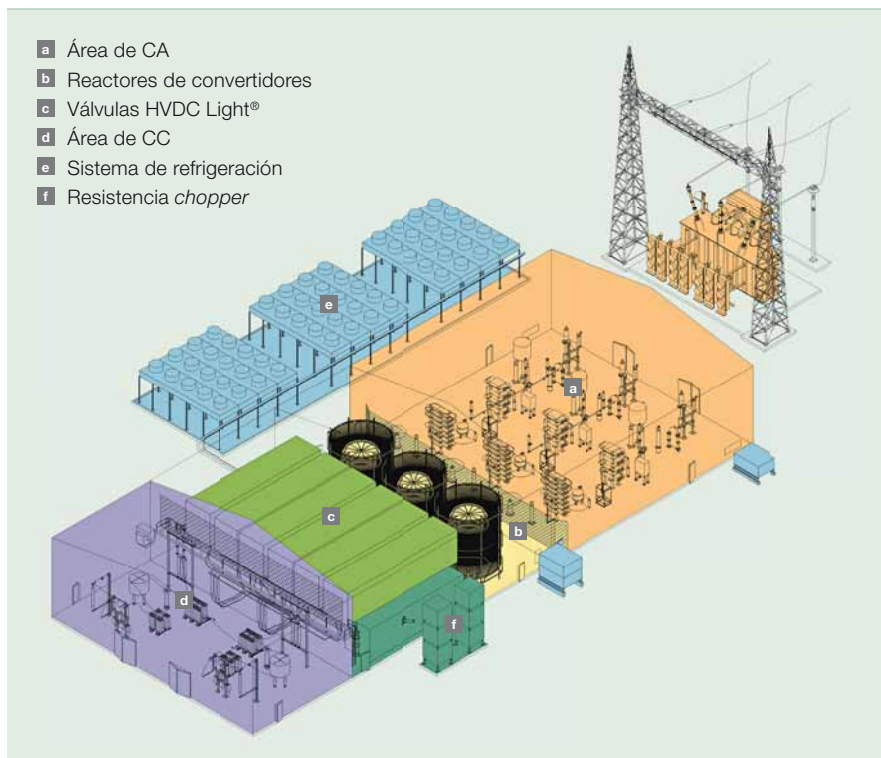
Una estación HVDC Light VSC puede generar una tensión cuya fase y amplitud se pueden controlar a voluntad. Esta característica es especialmente útil cuando se trata de iniciar una red marina. La estación marina VSC se puede usar inicialmente como un generador en modo de control de frecuencia. Entonces crea una tensión de corriente alterna con la amplitud y frecuencia deseadas, que se incrementa suavemente para evitar sobretensiones transitorias y avalanchas de corriente. Los generadores de las turbinas eólicas (WTG) se conectan automáticamente a

la red marina después de detectar la tensión de corriente alterna correcta durante un tiempo determinado. Esta función no se puede realizar con una transmisión HVDC clásica basada en un tiristor, ya que requiere una fuerte tensión de línea contra la que conmuten los tiristores. Para solucionarlo, el sistema de transmisión debe complementarse con un generador auxiliar, un compensador síncrono o un compensador síncrono estático (STATCOM) en el parque eólico. Estos componentes, además de voluminosos, también son caros. Asimismo, una conexión HVDC Light se puede usar para restaurar la red después de un apagón. Cuando se produce un apagón, el convertidor se desconecta automáticamente de la red y continúa funcionando en modo de "carga interna". Esto es posible gracias a que el transformador del convertidor está equipado con un devanado de potencia auxiliar especial que abastece a la estación de convertidor. En caso necesario, el convertidor también se puede iniciar manualmente en modo "sin electricidad"²⁾.

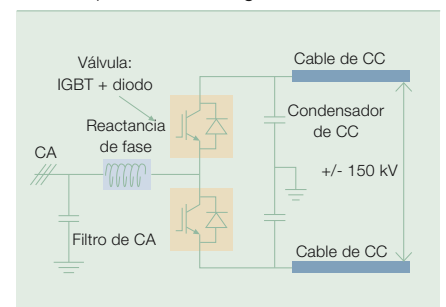
Cumplir los estrictos códigos de red

A medida que aumenta la cuota global de energía eólica instalada, los requisitos para los códigos de red³⁾ se vuelven

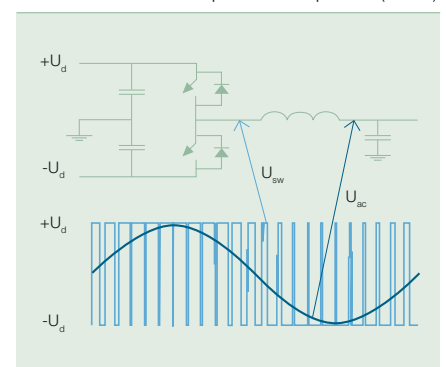
4 Estación de conversión HVDC



5 Principios de HVDC Light®



6 Modulación de amplitud de impulsos (PWM)



más estrictos. La mayoría de los códigos de red establecen requisitos en las especificaciones llamadas “respuesta a los cortes” o “respuesta a la baja tensión”, lo que significa que una turbina o un parque eólico deben ser capaces de superar caídas súbitas de tensión de hasta un 15% (y en algunos casos hasta cero) de la tensión nominal de red durante hasta 150 ms. Se espera que también se impondrán los requisitos de respuesta en frecuencia (es decir, la producción de un parque eólico debería aumentar a medida que disminuye la frecuencia de la red y viceversa). En un parque eólico conectado mediante un sistema de transmisión HVDC Light®, el control de la respuesta en frecuencia se introduce mediante un enlace de telecomunicaciones, que también transmite la frecuencia instantánea de la red principal, además de otras variables, entre la red en tierra y el parque eólico. Como la amplitud, la frecuencia y la fase de la tensión del bus del parque eólico se pueden controlar totalmente con el VSC, la frecuencia de la red se puede “reflejar” en la red del parque eólico sin un retraso importante.

Si se produce una disminución de la tensión de la red principal, se reduce la capacidad de transmisión de potencia



en una proporción similar debido al límite de corriente del VSC de inversión. En un sistema de transmisión HVDC Light® “estándar” que conecte dos redes de distribución eléctrica, un supuesto similar se resuelve reduciendo la potencia de entrada del VSC de rectificación de forma instantánea mediante un control de corriente de bucle cerrado. Sin embargo, si en una red relativamente débil de un parque eólico la potencia de entrada del VSC de rectificación se reduce rápidamente, la tensión del bus del parque puede aumentar de forma importante y, en última instancia, ocasionar la desconexión del VSC y/o de las turbinas eólicas. Una solución posible es indicar a los WTG, mediante la tensión de la red en el parque eólico, que tienen que reducir la potencia de salida tan rápidamente como sea posible. No obstante, debido al bajo valor de la capacitancia de corriente continua, la tensión de corriente continua puede alcanzar un nivel tan alto que sea inaceptable, como el 30% de sobretensión para el que la protección está programada para desconectarse (en sólo 5 ó 10 ms si se interrumpe la transmisión de potencia). Los WTG deben por lo tanto ser capaces de detectar este estado y reducir la potencia de salida dentro de este lapso de tiempo. Una alternativa es usar un *chopper* de corriente continua¹⁾ para disipar el exceso de energía que no se puede transmitir por el VSC de inversión. De esta forma no se producirá un cambio abrupto de la potencia de salida de las turbinas eólicas y la perturbación que experimentarán será mínima. La reducción de la salida de potencia del WTG se considera un método efectivo y relativamente rápido, que depende por supuesto de la respuesta de los WTG a las variaciones de tensión. El *chopper* de corriente continua, sin embargo, ofrece una solución más robusta, ya que su funcionamiento es el mismo independientemente del tipo de WTG. Además, un enlace HVDC Light®, combinado con un *chopper*, desacopla la red del parque eólico de las perturbaciones eléctricas y averías que se producen en la red principal, reduciendo así la tensión mecánica del equipo en las turbinas eólicas. ABB suministrará esta solución innovadora a la alemana E.ON para el que será uno de los mayores parques eólicos marinos del mundo.

NordE.ON 1: el primero de su categoría

El primer grupo de parques eólicos marinos comerciales de Alemania, conocido como Borkum 2, estará situado a unos 130 km de distancia de la costa del Mar del Norte. Éste será el primer proyecto en el que la energía eólica marina se conecta a la red eléctrica con un tendido de transporte HVDC. Esta tecnología, moderna y respetuosa con el medio ambiente, con campos electromagnéticos muy débiles, cables sin aceite y estaciones de convertidor de dimensiones reducidas, recorta las pérdidas durante el transporte en un 25%. El enlace, asignado inicialmente a 400 MW, significará una importante contribución al objetivo alemán de incrementar la cuota de energías renovables en la generación de energía desde el 15% actual hasta el 25–30% en 2030. Con un tiempo de construcción de sólo 24 meses, se espera que el enlace de red esté totalmente operativo en septiembre de 2009.

La plataforma marina se ilustra en **7**. Los transformadores, los interruptores automáticos y los filtros de armónicos están incluidos en el área de alimentación por corriente alterna. Los transformadores HVDC Light necesitan sólo unas modificaciones mínimas del diseño comparados con los transformadores estándar de potencia de este tamaño, porque el filtro de armónicos elimina casi por completo las perturbaciones eléctricas procedentes del convertidor. Los reactores del convertidor se usan para filtrar, y también son importantes para suministrar la reactancia para controlar el sistema HVDC Light. La corriente alterna se rectifica con las válvulas de HVDC Light. Para cada fase se proporcionan dos contenedores que albergan las válvulas IGBT, los condensadores de corriente continua y los casquillos. El sofisticado sistema de instru-

Notas a pie de página

¹⁾ Esto significa que la potencia activa que sale del enlace de corriente continua debe ser igual a la potencia activa que entra en el enlace de corriente continua, menos las pérdidas en el sistema HVDC Light®.

²⁾ El enlace de transmisión se puede iniciar desde un estado desactivado y sin generación de potencia desde las turbinas eólicas en el lado marino.

³⁾ Éstas son el conjunto de reglas que regulan la interconexión de parques eólicos a la red eléctrica.

⁴⁾ Un *chopper* es una resistencia en el circuito de corriente continua con alta capacidad energética que disipa el exceso de energía durante los fallos de la red cuando no es posible transportar energía.

Convertidores

mentación, control y protección MACH 2™, con redundancia integrada, está situado en dos contenedores dispuestos bajo las válvulas. En el área de alimentación de corriente continua, 128 km de cable marino y 74 km de cable terrestre se conectan a la otra estación de convertidor HVDC Light®. Un sistema de refrigeración asegura que las válvulas de HVDC Light funcionan a la temperatura correcta. La resistencia *chopper* se usa para la reducción rápida de potencia activa en caso de fallo de la red de corriente alterna.

Previsiones futuras para los parques conectados por HVDC

El comportamiento de los sistemas de conversión eólicos en las turbinas eólicas en relación con la red ha mejorado de forma sustancial con los años. Esto ha permitido conectar las turbinas eólicas a la red de transporte, lo que las protege de las descargas eléctricas. Sin embargo, parte del equipamiento estándar de las turbinas eólicas actuales puede que sea redundante, ya que HVDC Light® puede desacoplar turbinas eficazmente desde la red de transporte. Aprovechando la facilidad de control ofrecida por HVDC Light® y su capacidad para optimizar el sistema eléctrico en un parque eólico, se pueden utilizar sistemas de conversión eólicos más simples (y por lo tanto más baratos) y más robustos en las turbinas.

Como HVDC Light® puede desacoplar el parque eólico de la red, hay varias posibilidades para la red interna de recogida en un parque eólico. Una estación de convertidor HVDC Light® normalmente sigue la tensión de corriente alterna de las redes conectadas. La magnitud y la frecuencia de esta tensión vienen determinadas por los sistemas de control de las estaciones de generación. Sin embargo, la estación de convertidor marina también se podría utilizar para optimizar la producción de energía eólica controlando la frecuencia y la tensión de la red hasta un valor de referencia fijado por un sistema de

7 Plataforma marina para grupo de parques eólicos "Borkum 2"



- a Área de CA
- b Reactores de convertidores
- c Válvulas HVDC Light®
- d Área de CC
- e Sistema de refrigeración

control del parque eólico. No se necesita ningún equipo extra para asegurar el funcionamiento con frecuencia variable en un lado y frecuencia fija de la red en el otro. En general, los principios de diseño adoptados para las aplicaciones normales de sistemas de transmisión también se usan en las aplicaciones para parques eólicos.

De forma similar, la red interna de un parque eólico se podría diseñar para funcionar con corriente continua a un nivel de tensión adecuado. Esto lleva al mejor aprovechamiento de los cables y a menores pérdidas por MW de potencia generada, principalmente porque no hay potencia reactiva. El único inconveniente es la magnitud del desarrollo necesario, ya que las redes de

corriente continua no se usan en la actualidad, con excepción de algunas aplicaciones específicas.

Preparar el terreno para otros proyectos

El diseño, construcción y funcionamiento de una central eléctrica a gran escala situada en el mar en un medio hostil exige unas habilidades y una experiencia notables. Llevar la energía a donde se necesita requiere la innovación y la tecnología más avanzadas, y una combinación de ambas viene en la forma de HVDC Light®. Como solución única, pronto conducirá a varios gigavatios de generación eólica marina en Europa. Se espera que las valiosas lecciones que los ingenieros han aprendido trabajando en este proyecto ayuden a reducir los riesgos técnicos y, a la larga, los financieros, que tienen que afrontar los proyectistas de parques eólicos marinos cuando se trata de elegir un sistema de transporte fiable y adecuado.

Ambra Sannino

ABB Corporate Research
Västerås, Suecia
ambra.sannino@se.abb.com

Peter Sandeberg

Lars Stendius
ABB Power Systems
Ludvika, Suecia
peter.sandeberg@se.abb.com
lstendius@imerapower.com

Raphael Goerner

ABB AG
Mannheim, Alemania
raphael.goerner@de.abb.com

Referencias

- [1] BTM Consult, World Market Update 2007, Marzo 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. (Noviembre 2007). "From generation to grid. Renewable Energy Focus".
- [4] Stendius, L., Sandeberg, P. (2008). "Large scale offshore wind power energy evacuation by HVDC Light". European Wind Energy Conference EWEC.

Resolución acelerada de problemas

Una nueva herramienta de diagnóstico mediante software vigila los sistemas de control de las plantas industriales

Martin Olausson, Magnus Larsson, Jan Lagnelöv

Los grandes sistemas de control utilizados en las plantas industriales complejas constan de millones de líneas de código y contienen módulos de software prefabricados de terceros para atender los aspectos generales de la gestión de procesos. Están entrando en el mercado nuevas versiones de esos módulos, y es posible que los responsables de los sistemas de control de una planta los instalen para estar al día. Estos operadores también instalan en ocasiones otro software que no está relacionado directamente con el sistema de control, y esos cambios en el inventario de

software de una planta pueden causar problemas de funcionamiento.

Aunque ABB no sea el origen del problema de estas perturbaciones en el sistema de funcionamiento de la planta, asume la responsabilidad del rendimiento global de los sistemas que ha instalado. Los ingenieros de servicio de ABB están alerta 24 horas al día para dar soporte a los operadores y depurar errores en las instalaciones de software del cliente.

Encontrar el origen de un problema es un proceso tedioso, dada la complejidad de los sistemas múltiples que deben colaborar, y resolverlo puede

llevar varias semanas de interacción constante con los responsables de la planta. Esto se debe a que, por razones de seguridad, los sensibles sistemas de control no están conectados directamente a Internet y, por lo tanto, no permiten un análisis en línea más rápido.

Con la determinación de mejorar esta situación que dista de ser ideal, ABB ha desarrollado un conjunto de herramientas de software inteligente para acelerar la resolución de problemas de semanas a horas, con una interacción mínima con los responsables de la planta.

Diagnóstico y seguridad

Imagine que un responsable de planta que utiliza un sistema 800xA de ABB dice que la interacción con el sistema es muy lenta y que responde mal. Llama al soporte de ABB para obtener ayuda inmediata, ya que es un asunto urgente. Pero sin acceder al sistema 800xA, el ingeniero de soporte de ABB no puede obtener más información sobre la configuración para resolver el problema.

Un usuario de PC que se enfrenta a un problema semejante normalmente llamaría al servicio de atención telefónica y el experto del servicio técnico se conectaría al sistema y lo resolvería en tiempo real. Pero con los sistemas de control no se puede trabajar así. Estos sistemas gestionan todo el proceso de producción de una fábrica, y los usuarios no quieren arriesgarse a ser infectados por un virus, que podría ser muy costoso. Por esa razón, el acceso directo desde fuera del sistema no es una opción.

¿Qué hacer entonces? El ingeniero de soporte da instrucciones al responsable para que recopile los datos de los diferentes nodos del sistema, una tarea complicada, propensa a errores y que lleva mucho tiempo. Después de la recopilación de datos, el usuario tiene que enviarlos desde el punto de acceso a Internet, y el experto de soporte puede entonces empezar a analizar el caso. Generalmente, todos los datos importantes de la avería no pueden recopilarse la primera vez, así que el proceso debe repetirse.

Esta forma tradicional de analizar el mal funcionamiento de un sistema de control complejo lleva mucho tiempo y es cara o, dicho de otro modo, inaceptable. ¿No se podrían recopilar los datos importantes sobre la avería de forma automática, con poca o ninguna intervención por parte del usuario? La nueva herramienta de recopilación de diagnóstico (DCT) de ABB hace precisamente eso, y es la alternativa clara a los métodos de análisis tradicionales.

Desarrollar una herramienta inteligente de recopilación de este tipo no es tarea fácil. En un sistema real hay muchos casos posibles, y determinar los sucesos más probables exige el

esfuerzo común de los ingenieros de soporte y de los responsables de la planta. El desarrollo de la DCT estuvo acompañado por la interacción entre ingenieros de soporte, responsables de planta y desarrolladores de software para identificar una forma eficaz y pragmática de resolver el problema.

Cuando la DCT se instala en el sistema 800xA de ABB, puede recopilarse automáticamente la información importante sobre el funcionamiento del sistema y ordenarla en función del momento del fallo¹. De este modo, el responsable de la planta sólo tiene que enviar los datos al ingeniero de soporte, sin necesidad de largas y tediosas búsquedas repetidas una y otra vez.

Una acción concertada

Para resolver un problema de forma eficaz en la fábrica de un usuario, los diferentes expertos deben dar su opinión. El desarrollador de software es el que mejor conoce el producto, y sabe exactamente qué información necesita en caso de fallo. Lo que no conoce es el estado de la implementación del software en el emplazamiento específico, ya que puede cambiar de un día para otro, ni tampoco sabe si hay otros paquetes de software funcionando en el sistema del cliente. Los ingenieros de soporte, por otro lado, son los que mejor conocen lo que pasa en el 800xA en el emplazamiento del cliente. Por lo tanto, los desarrolladores de producto y los ingenieros de soporte deben compartir su conocimiento en cada caso.

Para facilitar el acceso a la información necesaria, la DCT se ha diseñado de modo que pueda ampliarse. La herramienta está formada por complementos que recopilan los datos necesarios del software específico instalado en el sistema 800xA. Se entrega un kit de desarrollo de software (SDK) para que implementar nuevos complementos sea lo más sencillo posible.

Cuando, por ejemplo, un programador desarrolla un nuevo software, se usa un SDK para crear un complemento a la medida para la DCT que se instala junto con el nuevo software. Si más tarde ocurre un problema, la DCT llama a dicho complemento para reco-

pillar los datos que necesita el ingeniero de soporte para dar una solución adecuada.

Una herramienta flexible con numerosas funciones

Cuando se inicia la DTC, hay varias vistas posibles para recopilar, explorar y analizar los datos. Todas ellas están disponibles gracias a una interfaz de usuario basada en las tareas del usuario para que sea fácil de manejar.

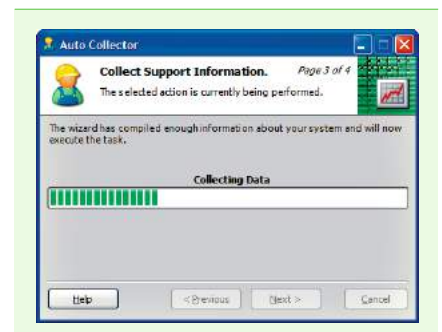
Recopilación a distancia de los datos de diagnóstico

Para superar la dificultad que tienen los ingenieros de soporte cuando no tienen acceso a la 800xA de la planta del usuario, la DCT permite la generación de un colector automático. Éste especifica los datos de diagnóstico que deben recopilarse. El colector automático puede enviarse por correo electrónico (u otro medio) al usuario del 800xA, que lo inicia en cualquier nodo del sistema **1**. La DCT interpreta este archivo, recopila los datos y crea un archivo que contiene todos los datos que ha pedido el ingeniero de

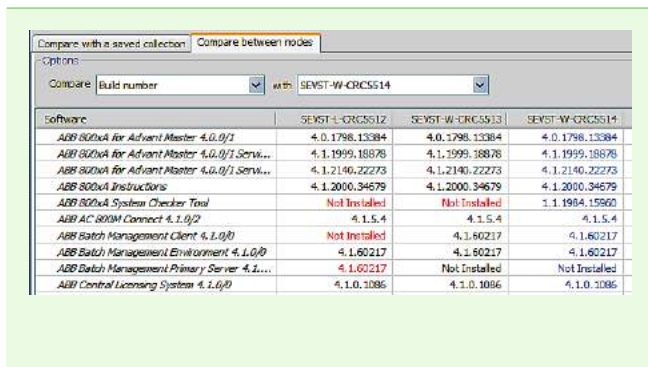
Menú principal de la DCT



1 El colector automático recopila los datos sin necesidad de que el usuario intervenga.



2 La DCT indica las incoherencias del software.



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 Serv...	4.1.1999.18878	4.1.1999.18878	4.1.1999.18878
ABB 800xA for Advent Master 4.0.0/1 Serv...	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	1.1.1984.15620
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

soporte. Finalmente, el usuario envía el archivo resultante (un único archivo comprimido) al ingeniero de soporte.

Comparación del software instalado

Para el ingeniero de soporte, a menudo es fundamental saber qué software está instalado en el sistema del usuario. Para ello, la DCT contiene una función para visualizar y comparar el software instalado en el sistema **2**. La instalación de referencia es la que se usa cuando el sistema se instaló por primera vez; todos los cambios están grabados y cotejados con esta referencia. Una descripción detallada es la base para encontrar posibles incoherencias de software.

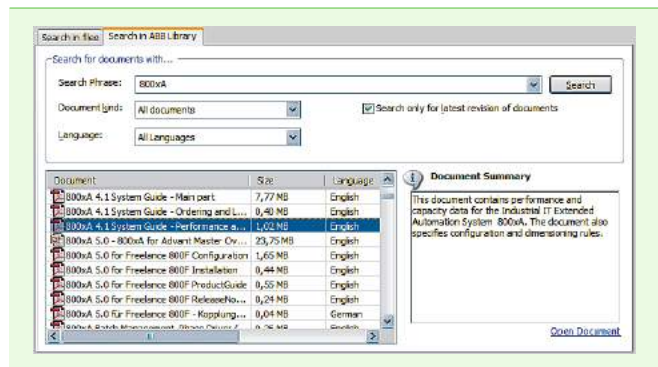
Comparación del software que se está ejecutando

Los ingenieros de soporte también deben poder comprobar el software que se está ejecutando en nodos específicos para identificar incoherencias. Así, es muy probable que dos servidores redundantes tengan exactamente el mismo software funcionando en todo momento.

Búsqueda basada en texto integrada en la biblioteca de ABB

Cuando la DCT ha recopilado la información necesaria, los ingenieros de soporte deben orientarse entre todos los datos. Los ingenieros quieren buscar en los archivos cadenas de texto conocidas, como mensajes de error y textos de aviso. La función de búsqueda es una ayuda enorme en este caso; también busca y abre documentos en la biblioteca de ABB (es decir, en la base de datos de la documentación de ABB) para obtener más referencias **3**.

3 Búsqueda integrada en varios archivos así como en la biblioteca de ABB



Recopilación programada de datos de diagnóstico

La DTC se puede configurar para que recopile los datos automáticamente a intervalos especificados. Esta función se usa como soporte preventivo, porque los datos ya están disponibles si se ha contratado a un ingeniero de soporte para resolver el problema.

Aplicaciones estándar sin dependencias del 800xA

La DTC también contiene varios complementos estándar que se pueden usar en nodos en los que se ejecuta Windows, con o sin el sistema 800xA instalado. Complementos que recopilan información del registro y del registro de eventos de Windows sobre el uso de archivos compartidos son sólo unos pocos ejemplos de los complementos estándar proporcionadas por la DTC.

Problema resuelto

Con todas estas funciones, el proceso de resolución del problema es muy sencillo y ágil. El usuario de un 800xA detecta que el sistema no responde normalmente. Tiene una necesidad urgente de resolver el problema y llama al soporte de ABB. El ingeniero de soporte usa la DCT para especificar los datos de diagnóstico que necesita del sistema del usuario. La DCT finaliza la tarea proporcionando un colector automático. El colector automático se envía al usuario y automáticamente recopila los datos relevantes. Cuando el proceso de recopilación de datos finaliza, se informa al usuario sobre cómo devolver los datos al ingeniero de soporte. El ingeniero de soporte recibe los datos recopilados y analiza y resuelve el problema en muy poco tiempo.

Satisfacer las necesidades del cliente

La DCT ha demostrado ser una herramienta útil no sólo para los ingenieros de soporte, sino también para los clientes de ABB. Lee Tolman, administrador de sistemas de la firma Hemlock Semiconductor Corporation de Dow Corning y usuario frecuente de la herramienta, dice: "Con aproximadamente 250 nodos, la DCT nos permite recopilar a distancia información importante de todos esos nodos sin que tengamos que acceder a cada uno de ellos. La DCT ahorra tiempo y nos permite recopilar la información necesaria sin alterar el funcionamiento".

Para el futuro se ha previsto incorporar verificaciones de coherencia de las configuraciones del sistema, control automático de la correcta instalación de software según las recomendaciones de ABB y la posibilidad de activar una alarma ante cambios predefinidos de los datos en nodos específicos.

Martin Olausson

Magnus Larsson

ABB Corporate Research
Västerås, Suecia
martin.olausson@se.abb.com
magnus.larsson@se.abb.com

Jan Lagnelöv

ABB Process Automation
Västerås, Suecia
jan.lagnelov@se.abb.com

Notas a pie de página

¹⁾ La DTC está disponible desde la versión SV5.0 Service Pack 1 del sistema 800xA de ABB.

Aterrizajes seguros con potencia pulsante

Los conmutadores semiconductores de ABB están mejorando los sistemas de control por radar en los aeropuertos de EE.UU.

Adriaan Welleman

Ningún aeropuerto puede funcionar hoy día sin un sistema de control por radar. Estos sistemas envían impulsos de radar de alta intensidad y detectan los aviones por medio de las señales reflejadas. Un elemento fundamental en todos estos sistemas de radar es el dispositivo que emite los impulsos de alta energía. Tradicionalmente, los impulsos se generan con la ayuda de tubos electrónicos, como los tiratrones. La era de los tubos electrónicos, también usados en otras aplicaciones, está llegando a su fin, ya que ABB ha desarrollado recientemente conmutadores de estado sólido de elevada potencia para aplicaciones de impulsos.

Esta avanzada tecnología, que ofrece importantes ventajas para el usuario, se ha convertido en el componente principal de la modernización de los sistemas de radar en los aeropuertos estadounidenses. El hecho de que se hayan pedido 300 sistemas para equipar los 132 aeropuertos civiles de Estados Unidos subraya el importante mercado para esta innovadora tecnología.



Mientras que los tubos electrónicos son especialmente adecuados para moldear el flujo de alta potencia dentro de un sistema eléctrico, esa misma capacidad ha supuesto durante mucho tiempo un quebradero de cabeza para los conmutadores semiconductores. Entregar una corriente eléctrica que alcance una intensidad muy alta en tan sólo unos microsegundos y mantener un flujo de potencia elevado a través del componente de estado sólido no es un empeño trivial.

La combinación bien diseñada de un tiristor controlado por puerta (GTC) con una unidad de control rápida,

Cuadro Prestaciones técnicas

El conmutador de estado sólido consta de tres IGCT conectados en serie. Los dispositivos son de conducción inversa y tienen una parte de conmutación con estructura de tiristor de desconexión de puerta (GTO) y un diodo de rueda libre integrados de forma monolítica en una oblea de silicio de 51 mm ¹. El controlador está especialmente diseñado para una conexión muy rápida, y como la aplicación es para la descarga del condensador, no hay necesidad de desconexión. Hay tres componentes, con una tensión de bloqueo de 4.500 V cada uno, situados entre los disipadores térmicos refrigerados por aire. Un generador de corriente de 25 kHz/4 A acciona los tres controladores con acoplamiento inductivo mediante un cable de alta tensión. Una señal óptica, transferida desde una caja de distribución de luz, dispara el controlador. Este tipo de conmutador funciona con 6,5 kV CC y una corriente máxima de 1,4 kA. La duración del impulso es de 2,5 μ s con una tasa de aumento de intensidad de 6 kA/ μ s, una tasa de repetición de impulsos de 1.200 Hz y un intervalo de temperatura ambiente que oscila entre -10 y 50 °C.

¹ IGCT con controlador: la parte de conmutación y el diodo de rueda libre están integrados de forma monolítica en una oblea de silicio



ambos desarrollados por ABB, pueden satisfacer al mismo tiempo la demanda de conmutación rápida y la elevada capacidad de corriente. Estas unidades pueden activar, pero no desactivar, un impulso de energía, lo que es totalmente aceptable en una situación en la que el condensador está descargado. La descarga genera automáticamente el flanco descendente del impulso de corriente. Con un conmutador así, es posible inyectar una energía muy elevada en una carga, que puede ser un transformador de impulsos o un klistrón, para emitir impulsos de radar.

Siguiendo este principio, ABB ha realizado un grupo de conmutación completo con tres IGCTs¹ en serie, alimentación integrada, activación óptica y sumideros de calor refrigerados por aire ². La configuración se probó a fondo en el laboratorio y a pie de obra por los investigadores del Massachusetts Institute of Technology (MIT), quienes la recomendaron a la Northrop Grumman Corporation de Estados Unidos, el proveedor de sistemas de radar para aeropuertos.

Un gran avance en el mercado

A principios de 2007, ABB recibió un pedido de Northrop Grumman de 296 grupos de conmutación completos con tres dispositivos IGCT cada

² Unidad de conmutación para el sistema de radares de un aeropuerto



uno ². El pedido de varios millones de dólares es uno de los mayores para esta aplicación, y es un claro avance para esta tecnología. La nueva tecnología de estado sólido se usó para renovar los sistemas de radar existentes en los 132 aeropuertos civiles de Estados Unidos y para sustituir los tubos tiratrón tradicionales, que son menos fiables a largo plazo.

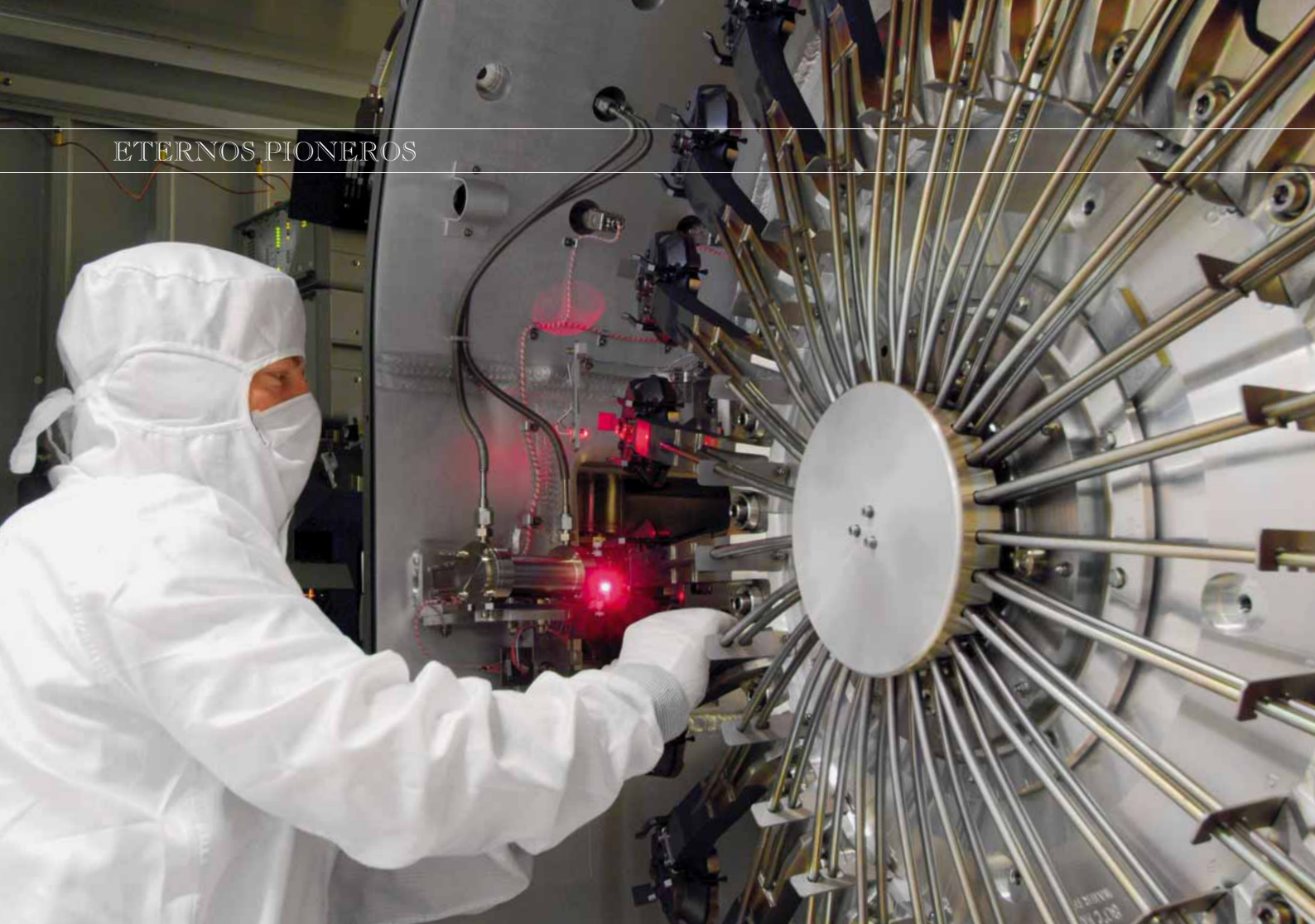
Los conmutadores semiconductores de estado sólido tienen, frente a los tiratrónes, una vida útil muy superior y casi no necesitan mantenimiento. Los tubos tiratrón deben sustituirse con regularidad, lo que se traduce en costes de explotación, personal de mantenimiento y parada del sistema. El ahorro obtenido con los conmutadores de estado sólido compensa los mayores costes iniciales del conmutador, que se amortizan en poco tiempo. Como el conmutador de ABB está constituido por componentes IGCT monolíticos bipolares, una oblea por dispositivo presenta una fiabilidad muy elevada en comparación con otras tecnologías de semiconductor, especialmente para aplicaciones de impulsos. Aunque es obvio que una elevada fiabilidad es crítica en las aplicaciones de control de tráfico aéreo, también es muy apreciada en otras áreas como los sistemas médicos y las aplicaciones de protección del medio ambiente.

La demanda de tecnología de estado sólido en la potencia pulsante está aumentando muy deprisa, y ABB está participando en otros proyectos y entregas para esta aplicación.

Adriaan Welleman
ABB Semiconductors
Lenzburg, Suiza
adriaan.welleman@ch.abb.com

Nota a pie de página

¹ IGCT: tiristor conmutado de puerta integrada.



Los chips ganadores

Historia de los semiconductores de potencia de ABB

Hansruedi Zeller

Imagine un dispositivo electrónico con 100.000 millones de conmutadores que deben activar o desactivar simultáneamente una corriente eléctrica en poco más de un microsegundo y repetir esta acción varios cientos de veces por segundo. Si se tiene en cuenta que una redundancia sofisticada es necesaria para asegurar que el dispositivo funcione correctamente, incluso si alguno de los 100.000 millones de elementos no se desactiva adecuadamente, ¿es creíble que un dispositivo así funcione? Suponiendo

que exista, ¿dónde se esperaría encontrarlo? Las respuestas más probables son superordenadores, equipo militar o grandes instalaciones científicas, como el CERN.

Sorprendentemente, casi nadie asocia este nivel de tecnología de vanguardia de dispositivos semiconductores con el transporte de energía eléctrica. De hecho, el ejemplo descrito se refiere a una estación de conversión HVDC equipada con módulos IGBT de alta tensión de ABB.

Cuando comenzó la historia de los semiconductores de potencia nadie, ni en sus sueños más disparatados, habría imaginado que alguna vez se alcanzaría semejante grado de complejidad, sofisticación y sintonía funcional. Tampoco podría haber pronosticado nadie que en el camino entre la central eléctrica y el consumidor final la corriente eléctrica circularía alguna vez a través de uniones de silicio.

La historia de los dispositivos semiconductores de potencia en las sociedades matrices de ABB –BBC y ASEA– comenzó pocos años después del desarrollo del transistor. En aquella época, los rectificadores y conmutadores se montaban a partir de dispositivos de conmutación basados en vapor de mercurio. Eran muy grandes, caros y presentaban muchas pérdidas de potencia. Había una demanda lógica de soluciones mejores. A pesar de la enorme brecha que había entre la tecnología de estado sólido de 1950 y la madura y vanguardista tecnología de los dispositivos de vapor de mercurio, el desarrollo de semiconductores de potencia se inició en torno a 1955, tanto en ASEA (Ludvika, Suecia) como en BBC (Ennetbaden, Suiza). Pronto se vio que el germanio (GE), que dominaba la tecnología de transistores a principios de los años cincuenta, no era la elección adecuada. La temperatura máxima de funcionamiento de un diodo de germanio a tensiones de bloqueo de unos cientos de voltios resultó estar limitada a unos 80 °C, insuficiente para las aplicaciones industriales. Las propiedades físicas del silicio son mucho más favorables. Parecían posibles unas tensiones de bloqueo mucho más elevadas a temperaturas de funcionamiento razonables. Sin embargo, el primer dispositivo semiconductor comercial fabricado por BBC fue un diodo de germanio de 100 A y 100 V, presentado en 1956 para aplicaciones de electrolisis. Se usó en dos estaciones rectificadoras comerciales suministradas por BBC.

En aquella época, la tecnología del silicio estaba muy poco desarrollada. No existía aún una cadena industrial estructurada de valor añadido. Como resultado, el proceso comenzaba con silicio en bruto, seguido por el crecimiento de un único cristal, que se cortaba en obleas y después se procesaba el dispositivo. Para la producción de silicio, el crecimiento de cristales presentaba una dificultad importante.

En 1961, tanto ASEA como BBC introdujeron diodos de silicio en el intervalo de 100–200 A y 600 V. El diodo DS 200 con 200 A y 600 V nominales de BBC se usó en las plantas de electrolisis para la producción de alumi-

nio. Son ejemplos un bloque rectificador 34,5 kA y 350 V encargado en 1962 y un bloque más grande de 108 kA y tensión secundaria variable (85–485 V) encargado en 1963. Como BBC y ASEA se centraron en la tecnología del silicio, rápidamente se convirtieron en los líderes de los dispositivos de alta tensión.

En torno a 1958, BBC también empezó el desarrollo de dispositivos semiconductores en Mannheim (Alemania), y se dedicó un importante esfuerzo a esta iniciativa. Poco después, BBC Alemania ofrecía una amplia gama de productos.

Los conmutadores cambian de mercurio a silicio

La era de los conmutadores de alta potencia se inició cuando BBC presentó un tiristor de 100 A y 1200 V en la feria de Hannover de 1961. Al mismo tiempo, ASEA concibió el primer convertidor controlado por tiristor para un accionador industrial y anunció un tiristor de 130 A, 800 V en 1962. En los años siguientes, ASEA y BBC fueron pioneros en la tecnología de semiconductores de potencia al mismo nivel **Cuadro 1**.

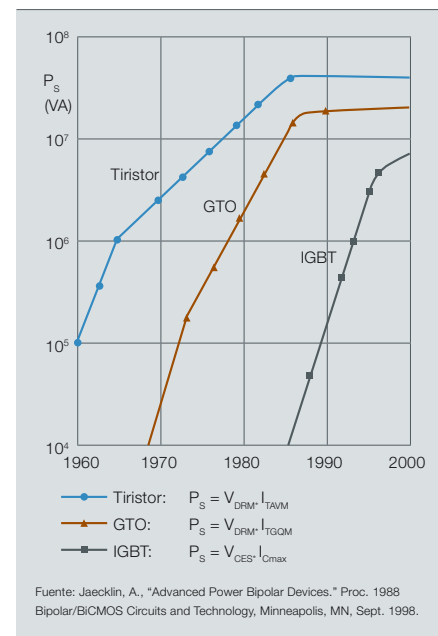
Después de que BBC adquiriera Sécheron, una empresa con sede en Ginebra con una gama de productos casi idéntica a la suya (incluidos los dispositivos semiconductores de potencia), BBC proyectó construir una fábrica en Gland, en terrenos propiedad de Sécheron. Después de una lucha política, se abandonó el plan y en su lugar BBC levantó una fábrica moderna y bien equipada en Lampertheim (Alemania) a finales de los años sesenta.

Entre 1960 y 1970, la gama de dispositivos semiconductores de potencia y sus aplicaciones se amplió rápidamente. Los dispositivos de vapor de mercurio pronto se quedaron obsoletos. La división de electrónica de potencia necesitaba tensiones y corrientes nominales cada vez mayores. La velocidad de conmutación y las pérdidas por conmutación se convirtieron en la cuestión dominante en los convertidores para motores. Los cada vez más complejos circuitos del convertidor requerían tiristores con un diodo anti-

Cuadro 1 Tiristor

Un tiristor es un conmutador que puede conectarse mediante el suministro de un impulso de corriente a su puerta. No puede desconectarse de forma arbitraria, pero lo hará la siguiente vez que la corriente pase por cero. Se puede comparar con la cisterna de un sanitario, que se acciona a voluntad, pero en la que el agua sólo se detiene cuando el depósito de agua se ha vaciado. Así, el tiristor sólo puede utilizarse en aplicaciones en las que ya existe una forma de onda de corriente alterna.

1 Evolución histórica de la potencia de conmutación de los tres principales semiconductores de potencia



Obleas de silicona y revestimientos de un tiristor de 38 x 127 mm para 5,5 kv (1983)



ETERNOS PIONEROS

paralelo integrado (llamados tiristores de conducción inversa) y elementos de protección como los diodos, con propiedades de fallo controlado (llamados diodos de avalancha). BBC se convirtió en el líder en dispositivos semiconductores de protección. ASEA, por su parte, fue pionera en los tiristores conmutados en línea para aplicaciones de transporte de electricidad. Aunque no se creía posible unos años antes, ASEA instaló por primera vez en todo el mundo una línea de transporte de electricidad en corriente continua de alta tensión (HVDC) basada en semiconductores hasta la isla de Gotland. Tenía una longitud de 96 km, una tensión de ± 150 kV y una potencia nominal de 30 MW. Resultó ser el primer paso hacia el liderazgo internacional de ASEA en la tecnología HVDC.

La principal contribución técnica de BBC a los semiconductores de potencia en ese periodo fue la tecnología de "silicio flotante", en la que la oblea de silicio se pone en contacto con un disco de molibdeno mediante presión para que se produzca el contacto eléctrico. Otras tecnologías, como la soldadura o la aleación, funcionaban bien para obleas pequeñas, pero no ofrecían suficiente solidez para el ciclo térmico de dispositivos de gran tamaño. El contacto a presión, sin embargo, no es tan trivial como parece. Requiere una ingeniería mecánica muy precisa. Los competidores tam-

bién se dieron cuenta rápidamente de que el contacto a presión es obligado en dispositivos de gran superficie. La fuerte y evidente posición de BBC le permitió establecer acuerdos de cooperación y de licencias con sus competidores.

Todas las empresas electrotécnicas importantes han llegado a la conclusión de que los dispositivos semiconductores de potencia son estratégicos para sus negocios, y por eso han adoptado medidas para la fabricación y el desarrollo de estos dispositivos internamente. La producción estaba orientada principalmente al uso interno (al menos para BBC), y la venta a clientes externos se consideraba casi inmoral. Como consecuencia, la fabricación de semiconductores era principalmente un negocio de proyecto. Cuando ASEA o BBC concursaron en un proyecto de gran envergadura, ambas empresas necesitaron semiconductores con mejoras de la funcionalidad específicas del proyecto. Si ganaban el concurso, el dispositivo necesario se desarrollaría y produciría en la cantidad adecuada. Al menos para los dispositivos avanzados, no existía un volumen de producción constante y no se realizó ningún intento de alcanzarlo. La actividad de BBC en Lampertheim fue una excepción; la unidad tenía un negocio bastante estable en el área de los dispositivos de media energía que ofrecía en el mercado abierto. Las relaciones entre la estabi-

lidad de los procesos, el rendimiento, la fiabilidad y el volumen de producción estable no se conocían en ese momento.

A finales de los años sesenta, BBC tenía poco interés en el carburo de silicio (SiC), un material cuyas propiedades son muy superiores al silicio para dispositivos de alta potencia. El proyecto se abandonó cuando se tuvo claro que se necesitaría una mejora de la calidad de muchos órdenes de magnitud para los cristales de SiC. La calidad del cristal de SiC mejoró drásticamente después de 1990, cuando se usó en grandes cantidades como sustrato para los diodos emisores de luz.

ABB revisó el desarrollo de los dispositivos de alta tensión de SiC en la década de 1990. Pero no se pudieron cumplir los requisitos para los dispositivos bipolares de muy alta tensión, así que el programa tuvo que abandonarse.

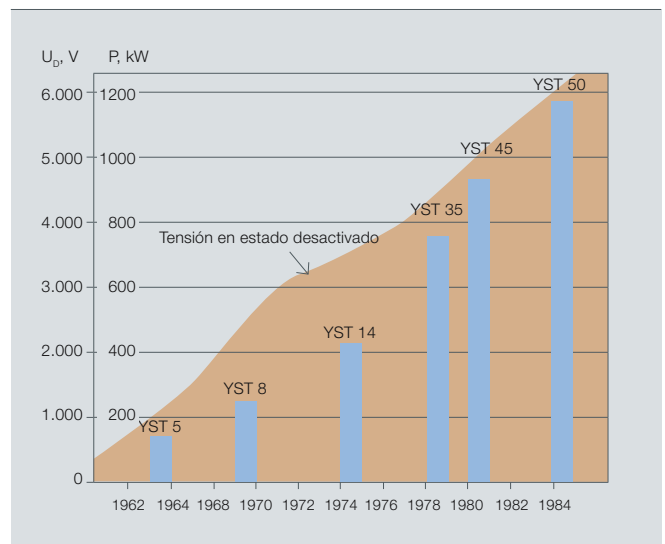
En 1970, BBC decidió concentrar la producción en Lampertheim, Alemania. Las actividades de Ennetbaden, Suiza, se transfirieron a Birr y se centraron en el desarrollo y la producción piloto. Birr, sin embargo, siguió produciendo dispositivos a un nivel modesto.

Lampertheim carecía de algunos de los procesos necesarios para los dis-

Uno de los primeros convertidores de HVDC basados en tiristores de ASEA



4 Evolución de la tensión de bloqueo y la capacidad de potencia de un tiristor para HVDC en ASEA (ASEA Journal 1983, n.º 2, página 9)



ETERNOS PIONEROS

positivos destinados a ciclos térmicos más exigentes. La mayor parte de la demanda interna de tiristores rápidos para convertidores de motores eléctricos se cubría con la producción en Alemania. Birr empezó a desarrollar tiristores para aplicaciones de transporte de alta tensión (HVDC). En 1968, BBC entró en el mundo del HVDC mediante un consorcio con AEG y Siemens. La asociación tuvo como resultado dos importantes contratos: Cabora Bassa, Mozambique (1.920 MW, tendido de 1.450 km de longitud, operativa en 1977) y Nelson River, Canadá (tendido de 940 km de longitud, 900 MW, operativa en 1978, y 2.000 MW desde 1985). El volumen de semiconductores se dividió a partes iguales entre los socios. La parte de los dispositivos de BBC se fabricó inicialmente en Birr y después en una nueva y moderna fábrica situada en Lenzburg (Suiza) en 1979.

BBC Corporate Research empezó la actividad de investigación y desarrollo para semiconductores de potencia en 1970. Su mayor contribución en la década de 1970 fue la introducción (como la primera empresa en Europa) de silicio "dopado" con neutrones, la innovación del modelado numérico de semiconductores de potencia y las uniones directas de cobre para módulos de potencia. En el "dopado" con neutrones, un único cristal de silicio se expone a un flujo de neutrones lentos. Esto hace que algunos núcleos de silicio se transformen en fósforo, que es un dopante. El resultado es una concentración dopante muy homogénea. Las uniones directas de cobre se sirven del hecho de que el óxido de cobre forma un bajo punto de fusión eutéctico con el cobre y permite el enlace de los electrodos de cobre directamente en los substratos de cerámica. Las uniones directas de cobre se convirtieron en una ventaja competitiva importante para las actividades del módulo de potencia de Lampertheim, de BBC.

ASEA tuvo un progreso impresionante en los tiristores para su negocio de HVDC. Entre 1960 y 1980, la tensión

Tiristores montados en pernos (1966)



máxima de bloqueo y la capacidad máxima de potencia por dispositivo aumentaron aproximadamente de forma lineal en el tiempo, desde casi cero antes de 1960 hasta 6.000 V y 600 kW en 1980. ASEA hizo una breve incursión en los tiristores activados por luz, pero concluyó que no ofrecían ninguna ventaja frente a los de activación eléctrica.

La divisiones de electrónica de potencia de ASEA y BBC fueron muy reacias a introducir la tecnología de tiristor de desactivación de puerta (GTO) en sus convertidores para motores eléctricos. Siguieron usando tiristores rápidos y sofisticados. Como resultado, la fabricación de dispositivos GTO fue quedándose a la zaga de sus competidores japoneses. En 1985, BBC firmó un acuerdo de transferencia tecnológica con Toshiba para acelerar la introducción de GTO. Como su entrada fue tardía, ABB llegó a ser líder mundial en la fabricación de GTO en los noventa y ha mantenido esta posición **Cuadro 2**.

ABB consolida sus recursos

Después de la fusión de ASEA y BBC en 1987, quedó claro que la tecnología en constante evolución y las exigencias empresariales no se podrían satisfacer con tres centros de producción separados. Entonces se decidió vender la actividad de Lampertheim a IXYS, una empresa estadounidense. En 1991 las actividades de Västerås se cerraron y la producción de semiconductores dentro de ABB se concentró

en Lenzburg, Suiza. La empresa recientemente creada, ABB Semiconductors, extendió sus actividades rápidamente y con éxito en el mercado abierto. Se incorporó una dirección con una experiencia tecnológica y de negocio sólida. Andy Nilarp, que inició su carrera profesional en ASEA y más tarde se convirtió en un ejecutivo de la más elevada categoría en Rectifier Company (El Segundo, California, EE.UU.), demostró ser un consejero delegado carismático y entusiasta. Él promovió el cambio de cultura de un negocio de

proyecto fluctuante a una línea de producción bien ajustada y de gran volumen, con métodos modernos de control de procesos.

Cuadro 2 Tiristor de desconexión de puerta (GTO)

El GTO es un conmutador parecido al tiristor. A diferencia del tiristor, un GTO puede desconectarse en un punto arbitrario de la forma de onda de la corriente. Debido a la inestabilidad del filamento inherente a la distribución de la corriente durante la desconexión, es preciso un circuito de protección.

Cuadro Transistor bipolar de puerta aislada (IGBT)

Es un transistor bipolar que obtiene la corriente de su puerta de un canal MOS. Mientras las condiciones de funcionamiento no sean extremas, el dispositivo no presenta inestabilidades y puede funcionar con un mínimo de circuitos de protección o sin ellos.

Cuadro Tiristor conmutado de puerta integrada (IGCT)

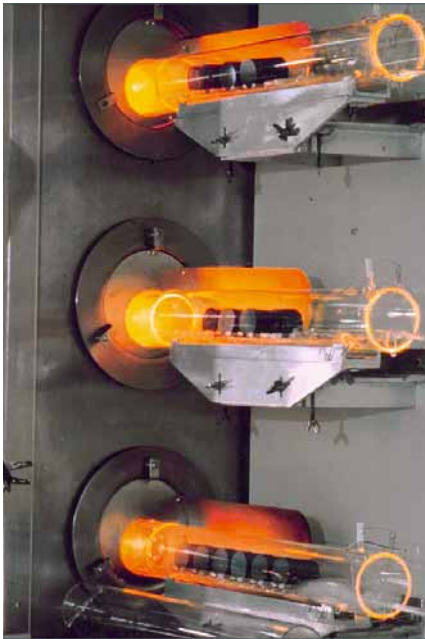
Es básicamente un GTO en el que se evita la inestabilidad del filamento mediante la conmutación de la corriente del ánodo del cátodo a un condensador externo durante la desconexión. No es obligatorio el uso de un circuito de seguridad (protección).

ETERNOS PIONEROS

Ya en 1995, ABB Semiconductors quedó finalista en el Premio Europeo de Calidad, y en 1996 ganó el "Supplier of the Year Award" de General Electric Company, EE.UU.

La atención puesta en los tiristores de alta tensión y en los GTO llevó a unas situaciones curiosas. Así, cuando se envió a los clientes un último aviso para los pedidos de varios tiristores rápidos, llegó un pedido enorme de un dispositivo que nunca se había pedido anteriormente y que nunca había salido del laboratorio. Para satisfacer la demanda del cliente, hubo que dar la máxima prioridad

Fabricación de tiristores



al desarrollo de ese dispositivo obsoleto.

Nanómetros y megavatios

A finales de la década de 1980 quedó claro que los dispositivos semiconductores de potencia controlados por MOS podían alcanzar niveles de potencia interesantes para ABB. La ventaja principal de un dispositivo controlado por MOS es que la conmutación está controlada por una señal de tensión y no por una corriente de compuerta, como en los tiristores, los GTO y otros conmutadores bipolares. BBC Corporate Research estableció en 1988 un microlaboratorio con sala limpia y modernas instalaciones de procesamiento. ASEA inició una colaboración con IXYS para acceder a la capacidad de procesamiento de MOS.

Sin embargo, no estaba claro qué aspecto tendría un dispositivo de alta tensión controlado por MOS. En la literatura técnica se habían analizado numerosos conceptos de dispositivos novedosos. ABB perseguía dos conceptos: uno consistía en un tiristor de alta tensión y gran superficie con una estructura de MOS integrada para mejorar las propiedades de desactivación (llamado QCT, tiristor de control Q). El segundo era un MCT (tiristor controlado por MOS), que es un dispositivo de desactivación similar a un GTO. Por razones básicas, ambos conceptos de dispositivo resultaron ser poco realistas. El QCT tenía problemas de funcionamiento y rendimiento, y el MCT se paró por proble-

mas de inestabilidad intrínsecos de desactivación.

En 1990, la creencia general era que el IGBT (transistor bipolar de puerta aislada) se restringiría a tensiones de bloqueo por debajo de los 1.500 V. El MCT en desarrollo en ABB Corporate Research en Dättwil requería unas pocas celdas IGBT para activarse. Fue una gran sorpresa descubrir que las celdas del IGBT de 4,5 kV tenían pérdidas de potencia favorables. El desarrollo del MCT se canceló rápidamente y se inició un programa para el IGBT de alta tensión. El éxito llegó muy pronto. En 1992, se presentó el primer ejemplo mundial del módulo de IGBT de 4,5 kV y 600 A.

Estaba claro que los dispositivos controlados por MOS como el IGBT no se podían producir en la fábrica de Lenzburg. Ni el equipo de procesamiento ni la sala limpia eran adecuados para la fabricación de las delicadas estructuras del MOS. Entonces se decidió iniciar una colaboración con International Rectifier Company, El Segundo (California), para usar la línea de producción de esta última empresa. En 1994 se cerró el microlaboratorio de ABB Corporate Research Dättwil y el personal esencial se transfirió a El Segundo.

Nunca se consideró que la producción externa de IGBT fuese una solución a largo plazo. En 1998, ABB abrió una nueva fábrica en Lenzburg, Suiza y las actividades de IGBT se trasladaron de vuelta a Suiza desde EE.UU. Esta fábrica de Lenzburg es la única del mundo dedicada exclusivamente a la producción de IGBT. Actualmente ABB es el único distribuidor que ofrece toda la gama completa de IGBT y dispositivos bipolares en la gama de alta potencia/alta tensión.

Los GTO e IGBT no sólo difieren en la forma en que se controla la conmutación. El GTO es un verdadero conmutador y, como tal, sólo presenta dos estados estables: activado y desactivado. Durante la desactivación pasa por un régimen de inestabilidad potencialmente destructivo. Para asegurar la conmutación segura, se usa una red de dispositivos de protección llamados amortiguadores. El IGBT no es

un conmutador, sino un transistor, y no presenta inestabilidades durante la conmutación si funciona dentro de los límites de diseño. Puede funcionar sin circuito amortiguador. Sin embargo, la sabiduría de los libros de texto dice que un transistor (IGBT) en el que sólo se inyecten los portadores de carga en un electrodo tiene una tensión mayor en estado activado que un conmutador (GTO), en el que los portadores de carga se inyectan por ambos lados. Los ingenieros de desarrollo de ABB Semiconductors no aceptaban la convicción general y obtuvieron IGBT de alta tensión con pérdidas menores que las de un GTO estándar.

La tensión en estado activado de un dispositivo de alta tensión está controlada básicamente por la concentración de plasma electrón-hueco en el dispositivo. En este sentido, un dispositivo de cuatro capas como el GTO tiene ventajas comparado con los dispositivos de tres capas (IGBT). En el GTO, la inyección de plasma se efectúa en el ánodo y en el cátodo, mientras que en el IGBT sólo se realiza en el ánodo. La propuesta estándar de la industria para reducir las pérdidas de los IGBT fue introducir una estructura de canal en el cátodo. Ésta había funcionado para los MOSFET de potencia. De hecho, mejoró las pérdidas de IGBT pero fue a expensas de la solidez del dispositivo y de la complejidad de la producción. El enfoque de ABB fue distinto. Un diseño cuidadoso de la distribución del plasma dentro del IGBT, por ejemplo introduciendo obstáculos en el flujo de huecos en el cátodo, condujo a dispositivos planares con pérdidas menores que los modernos dispositivos con canal. Los mismos métodos también permitieron una ampliación de las tensiones de bloqueo de IGBT hasta 6,5 kV mientras mantenían bajas las pérdidas de conmutación y en estado activo. Esto era inconcebible hace unos años.

El IGCT se enfrenta al desafío del IGBT

Los desarrolladores de GTO de ABB aceptaron el desafío del IGBT y propusieron dos mejoras bastante espectaculares. Se desarrolló un ánodo con una baja eficiencia de inyección combinado con un perfil de dopaje novedoso, que permitió reducir sustancial-



mente el grosor del dispositivo y por lo tanto las pérdidas.

Para tener lo mejor de los dos mundos, un conmutador bipolar de pocas pérdidas pero sin inestabilidades de desactivación, ABB introdujo el IGCT. En estado activado y desactivado, el IGCT se comporta como un GTO con todas sus ventajas. Durante los microsegundos de la desactivación, el IGCT se transforma en un transistor descargando un condensador en su puerta de control. Así se evitan las inestabilidades potenciales de corriente y es posible tener un conmutador sin amortiguador. Todo esto sucedió en un momento en el que la competencia había concluido que el desarrollo del GTO ya no merecía la pena y habían puesto a trabajar a sus ingenieros en otras tareas.

Hoy en día, el IGBT y el IGCT compiten a un mismo nivel en las aplicaciones de alta potencia/alta tensión. ABB es líder en las dos áreas.

Nanómetros y megavoltios

En torno a 1955, ABB Power Systems inició el desarrollo de la tecnología HVDC Light®. En principio iba dirigida al transporte de corriente continua en un rango de potencia de hasta 100 MW, pero ahora se ha extendido a niveles de potencia mayores. Los convertidores se basan en tecnología de módulos de IGBT. Los ingenieros de dispositivos semiconductores de ABB se enfrentaron a un problema muy serio en el desarrollo de módulos

adecuados de IGBT. Para ilustrarlo, se considera un módulo de IGBT a 2.000 A nominales que consiste en 50 chips de IGBT en paralelo. Para alcanzar tensiones de bloqueo que superen los 100 kV, se conectan en serie un número elevado de módulos. La redundancia se consigue con más

Diodos ABB del decenio de 1980



ETERNOS PIONEROS

Fabricación de semiconductores



módulos en serie de los necesarios. No obstante, esto sólo funciona si el módulo con fallo tiene una resistividad baja de forma que pueda transportar la corriente del convertidor.

Si falla un chip, puede que la corriente total del convertidor de 2.000 A se fuerce a pasar por el chip con fallo. Los módulos estándar usan chips unidos por cable. En esos módulos los cables se vaporizarían instantáneamente. Se formaría un arco eléctrico, que llevaría a un fallo en la pila del convertidor con serias consecuencias

para la estabilidad de la red eléctrica. En un módulo adecuado para la conexión en serie, el chip tiene que tener un modo de fallo "cortocircuito" de forma que pueda llevar toda la corriente del convertidor durante el tiempo que transcurre hasta la siguiente cita de servicio. La solución estándar de contacto mediante presión usada para los GTO no resuelve la situación. El chip se calienta y se forman compuestos intermetálicos de Si-Mo muy quebradizos entre el chip y la placa de contacto de Mo. Esto impide la formación de un camino

estable para la corriente en cortocircuito. La solución se encontró proporcionando una placa de contactos constituida por un metal que forma una aleación eutéctica con un bajo punto de fusión, con Si. Esto lleva a un contacto metalúrgico con una gran capacidad para transportar la corriente. En la actualidad, ABB es el único proveedor del mundo que puede garantizar la larga supervivencia de un módulo con fallo en una conexión en serie.

La innovación en los dispositivos semiconductores de alta potencia está en continuo cambio. La sed mundial de electricidad ha dado nuevos impulsos incluso a la anticuada tecnología de tiristores de HVDC. Los nuevos proyectos de tendidos de transporte de electricidad en corriente continua piden una mayor capacidad para manejar tiristores con una potencia siempre creciente y, por lo tanto, unos valores de tensión e intensidad de los dispositivos cada vez mayores. El principal rival de los IGBT de alta tensión de ABB está en la empresa, y es la gama de IGCT y GTO de ABB. Los clientes de ABB tienen la oportunidad única de elegir entre dos tecnologías vanguardistas para sus aplicaciones de electrónica de potencia.

Las contribuciones de Brisby, André Jaecklin, Stefan Linder, Georges Keller, Claus Schüller y Erich Weisshaar son muy apreciadas.

Hansruedi Zeller

Antiguo ingeniero de ABB Semiconductors
Lenzburg, Suiza

Consejo de redacción

Peter Terwiesch
Director general de tecnología I+D y
tecnología del Grupo

Clarissa Haller
Responsable de comunicaciones
corporativas

Ron Popper
Director de asuntos de sostenibilidad

Frank Duggan
Director regional para Oriente Medio y
África

Friedrich Pinnekamp
Jefe de redacción de la Revista ABB,
friedrich.pinnekamp@ch.abb.com

Andreas Moglestue
Subjefe de redacción de la Revista ABB

Editorial

Revista ABB es una publicación de I+D y
tecnología del Grupo.

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

La *Revista ABB* se publica cuatro veces al
año en inglés, francés, alemán, español,
chino y ruso. La *Revista ABB* es una publi-
cación gratuita para todos los interesados
en la tecnología y los objetivos de ABB.
Si desea suscribirse, póngase en contacto
con el representante de ABB más cercano
o haga una suscripción en línea en
www.abb.com/abbreview.

La reproducción o reimpresión parcial está
permitida a condición de citar la fuente. La
reimpresión completa precisa del acuerdo
por escrito del editor.

Editor © 2008
ABB Asea Brown Boveri Ltd.
Zurich/Suiza

Impresión

Vorarlberger Verlagsanstalt GmbH
AT-6850 Dornbirn/Austria

Diseño

DAVILLA Werbeagentur GmbH
AT-6900 Bregenz/Austria

Traducción

Celer Soluciones, S.L.
Plaza de España, 12, 1º
E-20008 Madrid – España
www.celersol.com

Cláusula de exención de responsabilidad

Las informaciones contenidas en esta revista reflejan el punto de vista de sus autores y tienen una finalidad puramente informativa. El lector no deberá actuar en base a las afirmaciones contenidas en esta revista sin contar con asesoramiento profesional. Nuestras publicaciones están a disposición de los lectores sobre la base de que no implican asesoramiento técnico o profesional de ningún tipo por parte de los autores, ni opiniones sobre materias o hechos específicos, y no asumimos responsabilidad alguna en relación con el uso de las mismas. Las empresas del Grupo ABB no garantizan ni aseguran, ni expresa ni implícitamente, el contenido o la exactitud de los puntos de vista expresados en esta revista.

ISSN: 1013-3119

www.abb.com/abbreview

Avance 4/2008



Lo más destacado en innovación de 2008

ABB lleva muchos trimestres seguidos declarando datos de crecimiento y rentabilidad cada vez mejores. Entre las personas que han contribuido a este éxito se encuentran todos los empleados de la empresa y también los proveedores que apoyan a la empresa con productos excelentes y con sus conocimientos técnicos. También incluye a los clientes por toda la confianza que han mostrado en la capacidad de ABB.

El sello del éxito de la empresa es la gama de productos y sistemas que satisfacen tan adecuadamente los requisitos del cliente y que hacen que ABB sea el líder del mercado en casi todos los sectores en los que está presente. ABB sigue gastando más de mil millones de dólares al año para mantener sus productos a la cabeza de la tecnología y seguir desarrollándolos con innumerables innovaciones.

En el próximo número de la *Revista ABB* nos centraremos en algunas de estas innovaciones. Los grandes avances presentados se han tomado de todas las ramas de las diferentes actividades de la empresa en los campos de la tecnología de la automatización y la generación.

La *Revista ABB* visitará los parques eólicos más grandes del mundo, que están equipados con sistemas de ABB. Mirará dentro de una subestación aislada en gas de 1 MV y hará una visita a unos sistemas de HVDC Light® con una capacidad de más de 1 GW. Además, en el siguiente número podrá conocer cómo resolvemos los problemas de seguridad en los grandes sistemas de control, así como las asombrosas características de los nuevos robots de la empresa.

Una mirada atrás a la historia de HVDC, una tecnología introducida en el mercado por ABB hace 50 años, ilustrará el empuje y el esfuerzo necesarios para transformar ideas excelentes en productos ganadores.

Esto es sólo parte de las innovaciones que se presentarán el siguiente número. El equipo de la *Revista ABB* espera que comparta su entusiasmo por los progresos técnicos realizados por la empresa en 2008, y haber despertado su interés por seguir aprendiendo.



Cities that consume 30% less energy?

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

Certainly.

Power and productivity
for a better world™

ABB