

ABB

2 | 15
es

review

ABB en primera línea de la generación fotovoltaica 6

Mantener el equilibrio de la red 20

Automatización de la generación solar 38

Riego con bombas solares 50

La revista técnica
corporativa



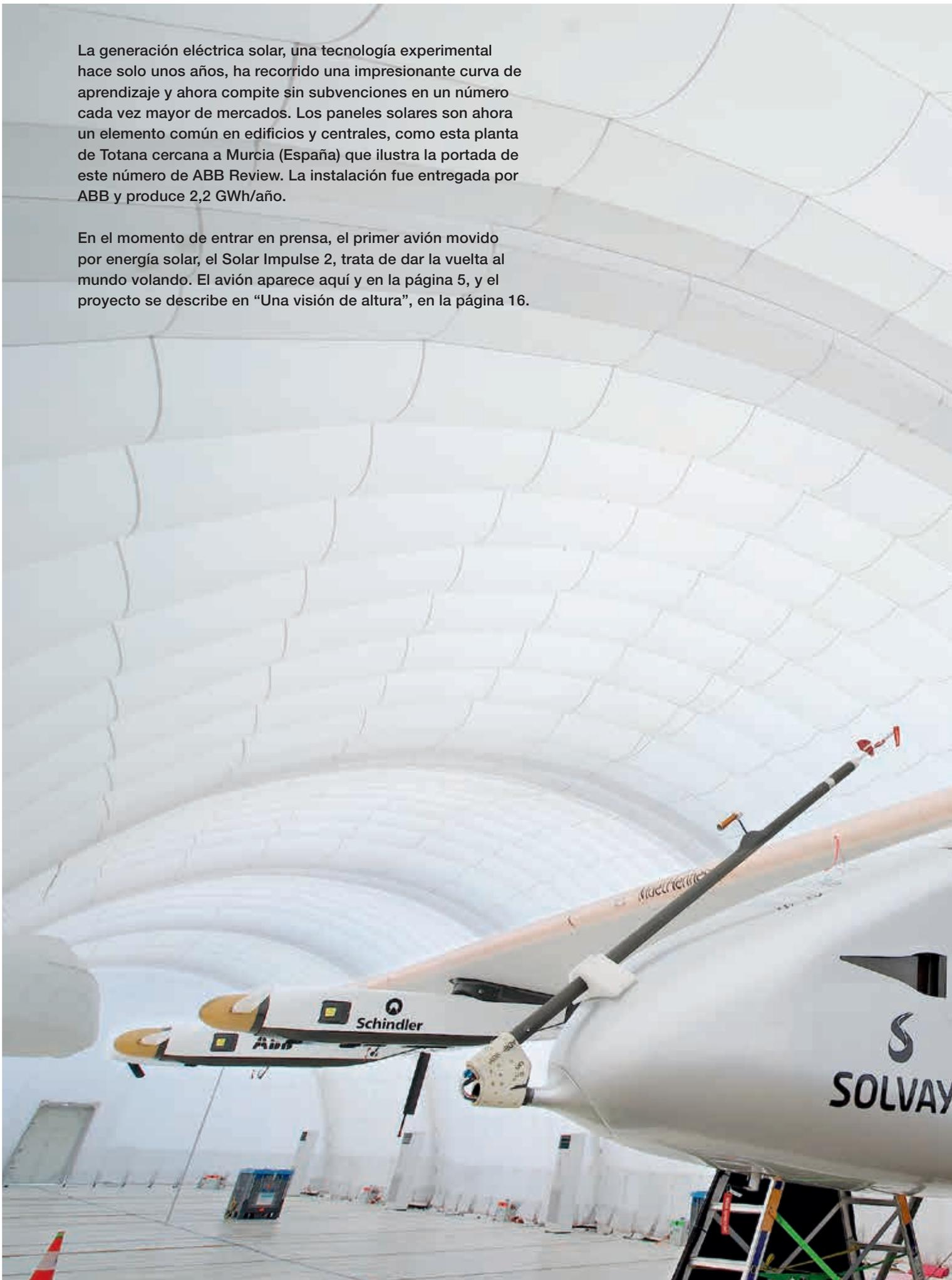
Energía solar

Power and productivity
for a better world™



La generación eléctrica solar, una tecnología experimental hace solo unos años, ha recorrido una impresionante curva de aprendizaje y ahora compite sin subvenciones en un número cada vez mayor de mercados. Los paneles solares son ahora un elemento común en edificios y centrales, como esta planta de Totana cercana a Murcia (España) que ilustra la portada de este número de ABB Review. La instalación fue entregada por ABB y produce 2,2 GWh/año.

En el momento de entrar en prensa, el primer avión movido por energía solar, el Solar Impulse 2, trata de dar la vuelta al mundo volando. El avión aparece aquí y en la página 5, y el proyecto se describe en “Una visión de altura”, en la página 16.



El reto solar

- 6 Del generador al enchufe**
ABB en primera línea de la generación fotovoltaica
- 10 Un lugar al sol**
Retos y perspectivas para el futuro de la energía solar
- 16 Una visión de altura**
Movido solo por el sol, el avión Solar Impulse 2 demuestra que hay alternativas a los combustibles fósiles

Tecnologías de generación solar

- 20 Juegos de equilibrio**
El control de la optimización estabiliza la producción de microrredes solares e híbridas
- 27 Un futuro brillante**
El almacenamiento de energía transforma el paradigma solar
- 33 Soluciones en evolución**
Tendencias tecnológicas y objetivos de diseño para la próxima generación de inversores fotovoltaicos
- 38 Automatización y servicios durante la vida útil**
Un enfoque holístico de la automatización, la explotación y el mantenimiento de una central fotovoltaica
- 43 Todos a una**
Integración en la red de las energías renovables distribuidas
- 50 Necesidad creciente**
Riego asequible con bombas solares de ABB
- 53 Transformación de ingresos**
La tecnología de ABB reduce las pérdidas del transformador
- 58 Componentes de nueva generación**
Componentes avanzados de baja tensión para la nueva generación de aplicaciones solares PV de 1500 V CC
- 60 Autogeneración**
La electricidad fotovoltaica desempeña un papel esencial en la tecnología Active Site de ABB

Tendencias y soluciones

- 64 Firme como una roca**
Dos productos PCS100 AVC ahora diseñados para distintas aplicaciones
- 68 Seguros y potentes**
Transformadores secos para transporte secundario

ABB y la energía solar



Claes Ryttoft

Estimado lector:

En septiembre de 2014, ABB presentó su “Next Level Strategy”, que recoge la estrategia de crecimiento de la empresa para los años 2015 a 2020. Una parte importante de esta estrategia es el compromiso con las tecnologías sostenibles desde la perspectiva ecológica.

La sostenibilidad puede abordarse desde los ángulos más diversos, que van desde la elección de los materiales hasta la eficiencia energética o la seguridad para el ser humano. Las actividades de I+D de ABB trabajan en todos estos aspectos. Pero este número de ABB Review se centra en una aportación muy visible a la sostenibilidad energética: la generación fotovoltaica.

La electricidad fotovoltaica es ahora un componente en rápido crecimiento del mix energético global. Es por su naturaleza escalable y limpia y, en condiciones favorables, ya puede competir sin subvenciones. Aunque ABB no fabrica paneles fotovoltaicos, sí ofrece todos los demás componentes de la cadena de valor –inversores, transformadores, protección y control– y está orgullosa de ser la única empresa capaz de suministrar toda esta gama de productos. La posición de ABB se ha consolidado con la adquisición de Power One en 2013.

En este número de ABB Review se recoge una entrevista con Michael Liebreich, presidente y fundador de Bloomberg New Energy y experto destacado en energía fotovoltaica, en la que presenta su estimulante visión del futuro de esta tecnología y de lo que es necesario para lograr su implantación.

Los demás artículos describen una selección de los numerosos productos y tecnologías que ABB ofrece en apoyo de la cadena de valor de la generación fotovoltaica. Junto a artículos más convencionales sobre distintas aportaciones a la conectividad a la red eléctrica, se presentan aplicaciones menos ortodoxas, como el riego con bombas solares. Pero la menos ortodoxa de todas las aplicaciones de la generación fotovoltaica es un avión. ABB está orgullosa de formar parte del equipo Solar Impulse, cuyo avión experimental está dando la vuelta al mundo movido exclusivamente por electricidad solar mientras yo escribo estas líneas.

La generación fotovoltaica ha recorrido un largo camino desde la tecnología primordialmente experimental que era hace solo unos años. Confío en que esta edición de ABB Review de a nuestros lectores ideas y estímulos para reflexionar sobre esta sugestiva fuente de energía y la forma de controlarla, conectarla a la red e integrarla con otras formas de generación.

Quiero aprovechar esta oportunidad para recordar a los lectores que, además de la edición impresa, ABB Review se distribuye en formato electrónico, tanto en PDF como en forma de aplicación para tablets. Encontrará más información en www.abb.com/abbreview.

Que disfrute de la lectura.

Claes Ryttoft
Director de Tecnología y
Vicepresidente Senior del Grupo
Grupo ABB



Del generador al enchufe

ABB en primera línea de la generación fotovoltaica

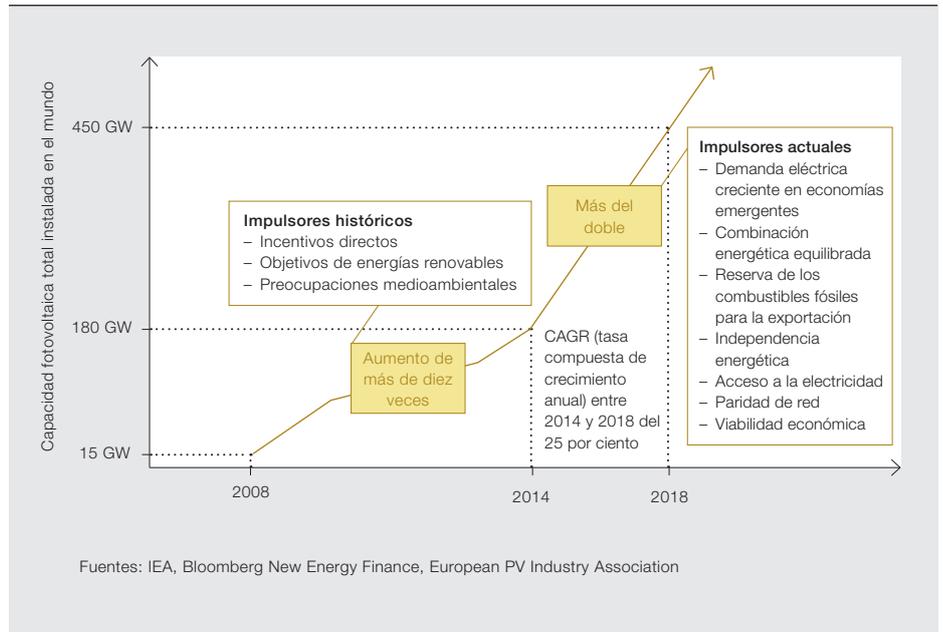
ALEX LEVRAN – A lo largo de los 10 últimos años, la capacidad fotovoltaica ha crecido en el mundo a una tasa estable de dos cifras. La capacidad instalada se ha multiplicado por más de diez, y ha pasado desde unos 15 GW in 2008 hasta más de 170 GW a finales de 2014. En 2014, la inversión anual total superó los 83.000 millones de dólares. Y esta tendencia va a continuar: ABB espera que en los tres próximos años la potencia instalada de sistemas de energía solar en todo el mundo supere los 400 GW.

Imagen del título

Un técnico de ABB en la central solar Apex Nevada, cerca de Las Vegas, Nevada, Estados Unidos.







En sus primeros años, el mercado fotovoltaico se expandía impulsado por los incentivos y las subvenciones públicas, especialmente en Europa donde las administraciones marcan objetivos de energías renovables como porcentaje de la energía total generada. Los objetivos estaban pensados para que las fuentes no emisoras de carbono desplazaran a las emisoras de carbono del suministro de energía y reducir así las emisiones totales → 1.

Madurez del mercado

Con un mercado ya maduro, los incentivos públicos irán retrocediendo, desplazados por la competitividad de la tecnología como primer elemento impulsor del crecimiento continuado del sector. En los cinco últimos años, el coste de los sistemas de energía solar instalados ha disminuido en más del 70 por ciento. Los costes ajustados de la energía (LCOE) para la electricidad solar han caído en muchas partes del mundo hasta al menos los denominados niveles de paridad de red, si no más.

Europa fue la primera región que experimentó la presencia a gran escala de energía fotovoltaica, gracias a las tarifas reguladas (FIT) combinadas con subvenciones a esta incipiente tecnología.

En los últimos años, los mercados han crecido muy deprisa en Estados Unidos, China, Japón, India y Australia. El sector espera que el mercado empiece pronto a crecer en países emergentes de Oriente Medio, África y Sudamérica. El mercado solar está actualmente bien asentado en todo el mundo en los ámbitos residencial, comercial sobre cubierta y de generación terrestre.

Aunque la fuerte disminución de los precios ha influido negativamente en la rentabilidad, hay signos claros de que el sector está migrando hacia un crecimiento rentable mediante la expansión mundial.

El compromiso de ABB con este sector está en línea con la visión del consejero delegado del grupo, Ulrich Spiesshofer: “Tenemos que hacer que el mundo funcione sin agotar sus recursos”.

Una gama completa

Gracias a la adquisición en 2013 de Power-One, el segundo fabricante mundial de inversores, ABB dispone ahora

de una potencia instalada de más de 18,5 GW de energía solar, suministrados por más de 1,5 millones de inversores fotovoltaicos. Además, la compañía ha instalado 66 centrales completas que producen más de 1,2 GW de energía

En los cinco últimos años, el coste de los sistemas instalados de energía solar ha disminuido en más del 70 por ciento.

solar en 14 países diferentes. ABB tiene en explotación más de 350 MW de energía solar mediante contratos de explotación y mantenimiento (O&M) en 55 lugares diferentes. Con la adquisición de Powercorp, la compañía dispone de tecnología de vanguardia para la integración de energías renovables en microrredes.

ABB es la única compañía que ofrece una gama completa de componentes eléctricos que conectan los paneles fotovoltaicos a la red. La empresa dispone de una amplia cartera de productos, soluciones y servicios que dan apoyo en todo el mundo a los tres segmentos del mercado: residencial, comercial y central.

Para mercados residenciales y comerciales, ABB ha desarrollado una cartera general de productos de baja tensión

Nota a pie de página

1 Se entiende por paridad de red el precio equivalente por unidad de electricidad que puede adquirirse de la central eléctrica local.

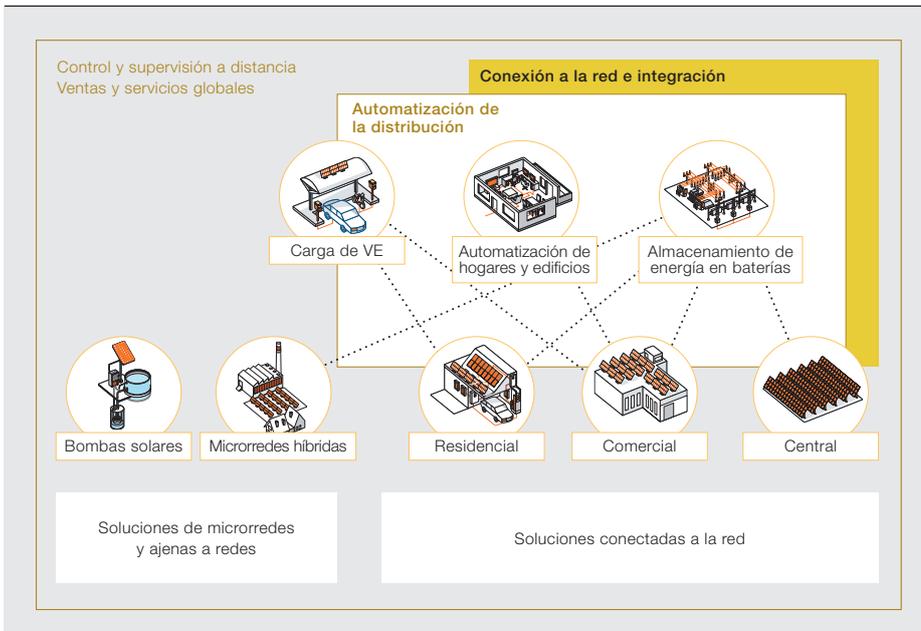


ABB es la única compañía que ofrece una gama completa de componentes eléctricos que conectan los paneles fotovoltaicos a la red.

que incluye cajas combinadas, disyuntores e interruptores, contactores, desconexiones de fusibles, sensores de intensidad, dispositivos de protección de sobretensiones y corte rápido en CC y CA, además de contadores. La empresa tiene una oferta muy amplia de inversores monofásicos y trifásicos y una extensa línea de sistemas de monitorización. La cartera de ABB incluye plataformas de almacenamiento para conseguir la autosuficiencia e independencia de la electricidad doméstica.

Para el mercado mundial de las centrales eléctricas, ABB ofrece inversores solares, transformadores de media y alta tensión, disyuntores de media y alta tensión, reconectores de media y alta tensión e interruptores de vacío, además de subestaciones. La compañía ofrece también sistemas de transporte de corriente continua a alta tensión (HVDC) para el transporte eficiente de energía a larga distancia, y sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS) para el soporte de la energía reactiva y el control de la energía activa. ABB ofrece una amplia gama de soluciones de almacenamiento con baterías desde 25 hasta 70 MW, así como dispositivos de regulación activa de la tensión para aplicaciones de media y alta tensión. Además de los productos y componentes, la compañía presta también un servicio de diseño completo de ingeniería, balance eléctrico de la central y capacidad de simulación.

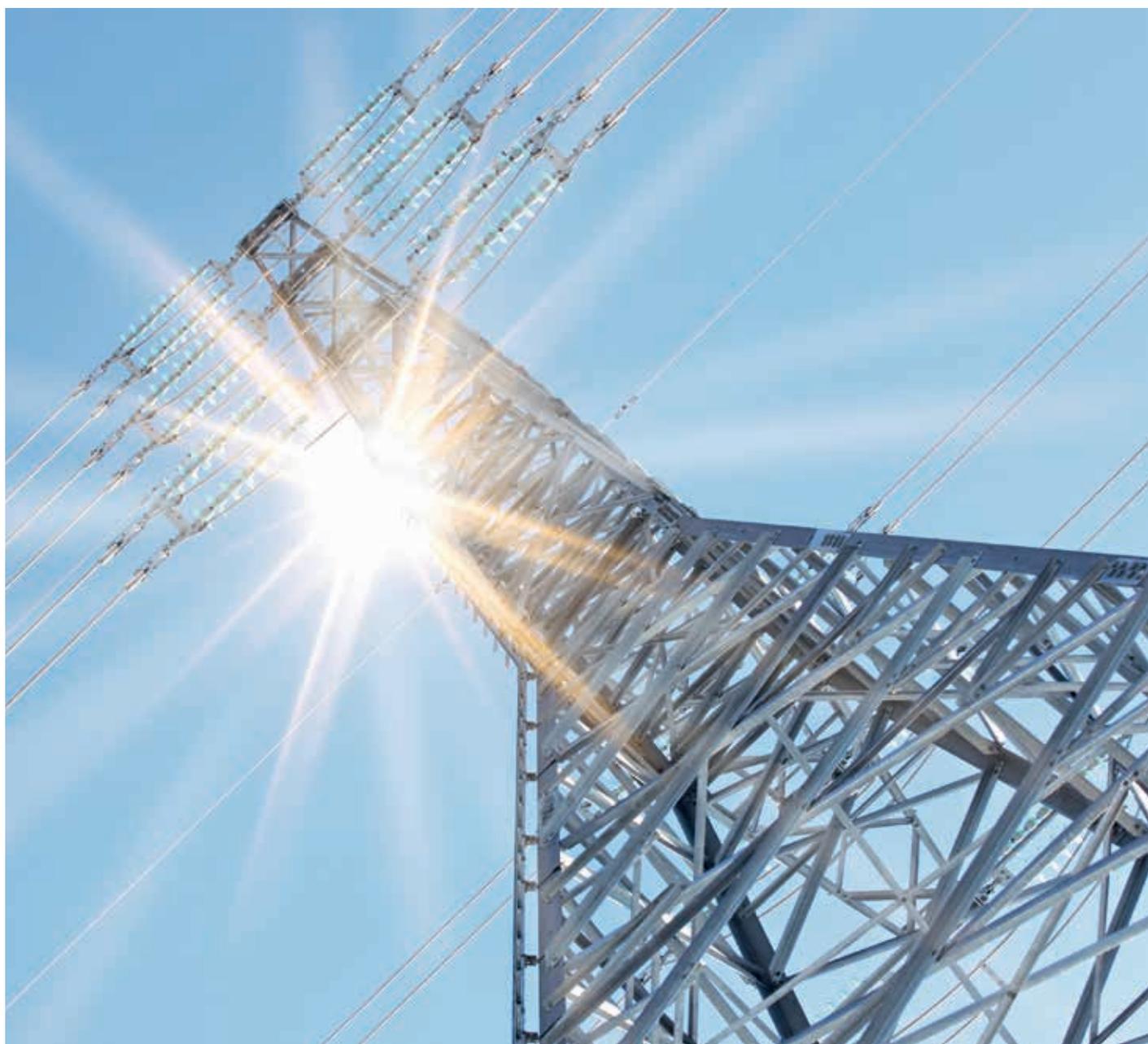
Los completos sistemas de vigilancia de ABB incluyen soluciones de automatización, previsión, carga y planificación de la demanda de la red de distribución. La compañía ofrece soporte del ciclo total de vida en todas las fases de cualquier instalación solar, que incluye contratos de servicios a la medida que cubren todos los equipos y soluciones. ABB se esfuerza por ayudar a sus clientes a conseguir la máxima rentabilidad de su inversión mejorando la capacidad, la eficiencia y la fiabilidad.

ABB está también en la posición ideal para afrontar los retos planteados por la energía solar a medida que crece su penetración en los sistemas eléctricos. La creciente potencia instalada de generación distribuida en el mercado solar mundial complica la estabilidad de la red. El sector se enfrenta a una demanda continua para mejorar la conectividad en la red. Además, la mejora de la estabilidad del almacenamiento en la red, tanto distribuido como centralizado, cobrará mucha importancia en un futuro próximo.

La empresa proporciona soluciones y servicios de alcance mundial que contribuirán al crecimiento y el despliegue de la electricidad solar → 2.

Alex Levran

Solar Industry Segment Initiative
Camarillo, California, Estados Unidos
alex.levran@us.abb.com



Un lugar al sol

Retos y perspectivas
para el futuro de la
energía solar

Michael Liebreich, – Presidente del Consejo Asesor y fundador de Bloomberg New Energy Finance, conversa con ABB Review sobre energía solar.

Este progreso no se va a detener. Los buenos proyectos de energía solar tienen actualmente costes de entre 6 y 8 centavos de dólar por kWh, antes de aplicar subvenciones. El coste más bajo que hemos visto es de 5,84 centavos por kWh en un proyecto en Dubái anunciado este año. La energía solar ha evolucionado desde la época de los 50 centavos por kWh a los 30, los 20, los 10 y actualmente incluso menos.

[Para poner estos precios en perspectiva, ¿cuáles son los correspondientes a energías no renovables?](#)

Veamos, por ejemplo, lo que sucede en Estados Unidos. El precio de la electricidad de gas natural es bajo, unos 6 centavos/kWh; por lo tanto, a un precio de 8 centavos/kWh, la energía solar no es muy competitiva sin subvenciones. Pero aplicando el crédito fiscal a la inversión, el coste de la energía solar puede reducirse

los costes climáticos. Y si además se incluye el coste del asma provocada por el polvo y las partículas de carbón, el coste del mercurio, el coste de los daños a las carreteras provocados por los camiones de carbón y otros aspectos similares, el carbón no es nada competitivo. Es una situación curiosa e inestable que una tercera parte de la energía mundial proviene del carbón, que está sentenciado. En el mundo desarrollado se cierran cada vez más centrales de carbón, y en los países en desarrollo se construyen cada vez menos. En mi opinión, en 2030 la generación a partir de carbón no solo dejará de crecer, sino que experimentará una disminución neta.

[¿Seguirá disminuyendo el coste de la energía solar? ¿qué consecuencias tendrá esto?](#)

Los 6–8 centavos/kWh de hoy seguirán disminuyendo a medida que el sector se expanda. Creo que se llegará a los 4 centavos/kWh entre 2030 y 2040, pero podría ser antes, y nos acercaremos de forma exponencial a un coste de generación casi nulo.

Como es natural, será preciso hacer llegar toda esa energía barata y limpia al usuario, en el momento exacto en que este la demande. A nivel de sistema, la integración de la generación solar y eólica exige grandes cambios estructurales. Esto incluye gestión de la demanda, interconexiones y almacenamiento. Estamos asistiendo a la aparición de un tipo de sistema eléctrico completamente distinto centrado en la flexibilidad. Francamente, se necesita de la fortaleza de ABB para construir estos sistemas.

[¿Hay un límite superior a la energía solar total que podemos controlar comercialmente?](#)

Es muy pronto para hablar de un límite cuando estamos aún en una fase de muy baja penetración de la energía solar, menos del 1% del total de la electricidad. Además, la electricidad es un componente minoritario de la energía total consumida. No hay que olvidar el transporte y la calefacción, tanto doméstica como comercial o de procesos industriales. Por supuesto, la electricidad en su conjunto también está penetrando en estas otras áreas, pero aún supone solamente menos de la tercera parte de la demanda total de

ABB Review: La idea de obtener electricidad de la luz del sol se remonta a Becquerel, pero solo en la última década ha alcanzado una cuota significativa y creciente del mercado eléctrico total. ¿Es solo el principio? ¿Qué impulsa los cambios que se están produciendo?

Michael Liebreich: Puse en marcha New Energy Finance hace 11 años porque estaba convencido de que estábamos a las puertas de una revolución de la energía limpia. Una de las principales razones de mi confianza era que creo, de manera casi religiosa, en las curvas de experiencia. Las principales tecnologías eléctricas limpias – eólica, solar, baterías de vehículos eléctricos– se benefician de curvas de experiencia muy pendientes, mientras que la energía convencional se ve limitada por la disponibilidad de los recursos y por razones ambientales.

Otro elemento importante de este escenario ha sido el muy bajo coste de los controles y del software. Hace solo 15 o 20 años atrás, tratar de gestionar un parque solar, o aún peor, una serie de paneles solares de cubierta, habría sido tremendamente costoso. Habría sido necesario crear un software a la medida y alquilar líneas telefónicas reservadas. Ahora, por supuesto, todo se basa en Internet y su coste es prácticamente nulo.

Las curvas de experiencia han sido una fuerza impulsora de enorme importancia para el avance de las energías limpias.

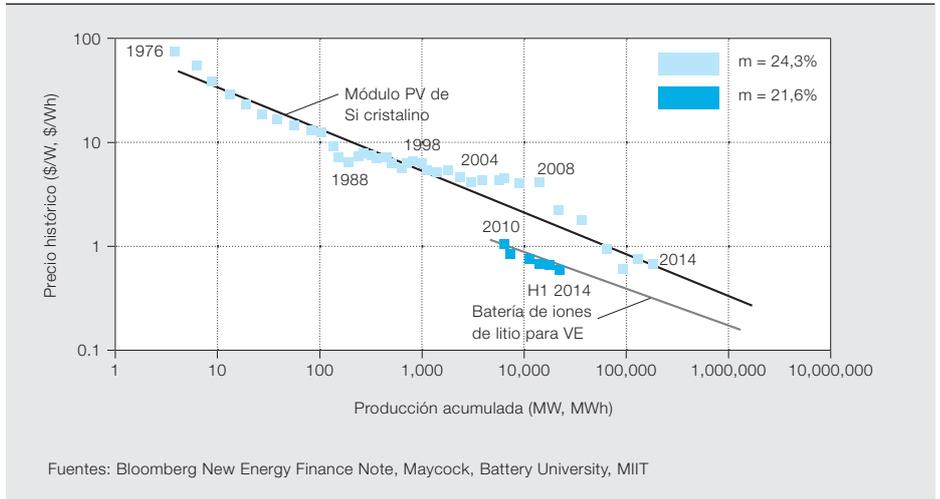
a 5 centavos/kWh. La energía solar también puede ayudar a gestionar las puntas de la demanda, ya que está casi perfectamente sincronizada con las necesidades de aire acondicionado. Pero hay que atender la demanda nocturna, y con mal tiempo y en invierno.

Aunque estamos hablando de energía solar, merece también la pena resaltar que la energía eólica tiene en Estados Unidos un coste sin subvenciones de 4 centavos/kWh, más bajo por lo tanto que la electricidad generada con gas.

Esto supone un verdadero reto para el carbón. Si tenemos una central eléctrica de carbón totalmente amortizada y podemos permitirnos emitir todos los contaminantes que queramos, se puede producir a precios de 3 a 4 centavos/kWh. Pero si las exigencias ambientales son más estrictas, solo filtrar los SO_x y NO_x eleva el coste de la generación con carbón hasta 5 a 8 centavos/kWh, sin tener en cuenta

El elemento impulsor para la inversión en energía solar ya no puede ser el idealismo medioambiental, y las herramientas necesarias ya no pueden ser las subvenciones.

1 Curvas de experiencia de baterías de iones de litio para VE y de PV solar



energía. Por lo tanto, estamos lejos de cualquier tipo de saturación en términos de lo que pueden absorber los sistemas. A medida que aumenta el porcentaje de energía renovable variable, mi hipótesis de trabajo es que los ingenieros son increíblemente brillantes y de que no existe un límite superior. Si seguimos invirtiendo en almacenamiento, interconexión de sistemas y gestión de la demanda, podemos seguir añadiendo capacidad. Por ejemplo, todos están muy interesados en el concepto de almacenamiento. Todo el mundo ha descubierto que el sol no brilla por la noche y que por lo tanto necesitamos baterías. Las baterías seguirán la misma curva de experiencia que ya ha recorrido la energía solar, pero por el momento siguen siendo caras → 1. Así pues, ¿es esto una mala noticia para la energía solar?

Antes de nada, hay que recordar que la demanda eléctrica es mucho mayor de día que de noche. Es posible asignar una gran cantidad de energía solar a la demanda diurna, y en casi todos los mercados esto significa que se pueden construir muchas más instalaciones solares durante muchos años sin preocuparse por la noche. Pero antes de añadir almacenamiento día-noche, es posible desplazar la demanda aplicando estrategias de gestión o incluso recurrir al almacenamiento térmico. Por ejemplo, se puede enfriar los congeladores y refrigeradores durante el día y dejarlos en reposo por la noche.

Desde la perspectiva de ABB, puede liberarse un enorme potencial de reducción de costes considerando el suministro eléctrico en su conjunto, como un sistema en lugar de como un conjunto de pro-

ductos individuales. ABB está en una posición única para ofrecer toda la cadena de valor.

¿Dónde cree usted que residen las principales dificultades y cambios que debe afrontar la energía solar en la próxima década, tanto tecnológicos como políticos?

El elemento impulsor ya no puede ser el idealismo “verde”, y las herramientas ya no pueden ser las subvenciones. La motivación tiene que ser el mejor funcionamiento del sistema en términos de coste, contaminación y flexibilidad, y los medios tienen que ser más matizados. La transición a un mayor uso de la electricidad solar debe ser aceptable para los bolsillos de los consumidores y de la industria → 2. Si se miran, por ejemplo, las tarifas reguladas alemanas, se ve que envían un mensaje muy claro y han sido muy eficaces para el avance de la energía solar. El problema es que eliminaron las señales de precios del mercado eléctrico y anularon el precio como impulsor de la competencia para desarrolladores y proveedores de tecnología. Lo que sucede en estas situaciones es que la gente se concentra en conseguir influencia y obtener negocio mediante mecanismos ajenos a la competencia en precios. Y, obviamente, esto no es una forma eficiente de actuar. Al final cuesta demasiado y algo tiene que cambiar. En España la reacción a este fenómeno provocó cambios retroactivos que frenaron en seco el mercado. Incluso Alemania está cambiando a subastas inversas cuando quedó claro que los altos costes energéticos estaban afectando negativamente a la competitividad del país. Todo el mundo sigue muy comprometido con la Energiewende

(transición energética), pero las estructuras reguladas iniciales están siendo sustituidas por algo más eficiente desde el punto de vista económico. En el Reino Unido estamos introduciendo un sistema de contrato para la diferencia (CFD) que requiere subastas inversas, lo que ya ha demostrado que reduce los precios.

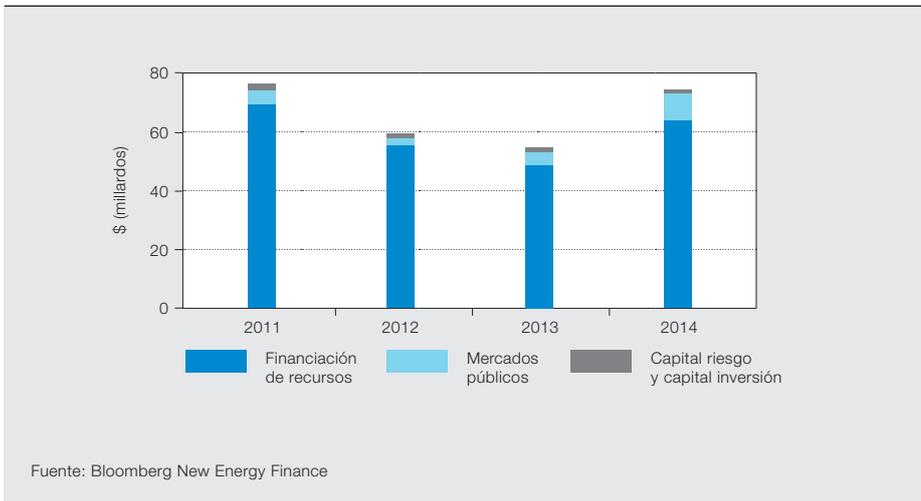
Así pues, las subvenciones y el apoyo públicos son buenos al principio pero deben reducirse con el tiempo.

Sin duda. Odio decirlo, pero la energía solar supone menos del uno por ciento del mercado eléctrico, lo que permite distribuir los costes extra por el resto del mercado eléctrico sin que las consecuencias tengan mucha importancia. Pero si la energía solar aumenta hasta el 3, el 5 o incluso el 12 por ciento, lo que es fácil de conseguir en países con muchas horas de sol, ya no es posible mantener este nivel de derroche.

Como sucede en la industria, incluso en un mercado excesivamente subvencionado, siempre es mejor ser un proveedor de bajo coste. Es la única forma de controlar el propio destino y no estar a merced de cambios en las políticas.

Si las administraciones no deben subvencionar, ¿qué papel deberían desempeñar?

Su papel principal debe ser la seguridad energética, es decir, garantizar que el sistema no se colapsa, ni por inestabilidad técnica ni por razones geopolíticas. Después de esto, las administraciones deben apoyar cuando sea necesario, pero no más. No deben empujar a los proveedores actuales a liderar la transición a las



La energía solar es mejor y más barata que el queroseno y puede recargar el móvil o proporcionar iluminación.

energías limpias, pero tampoco deben impedírsele si lo desean. Deben abrir el mercado a nuevos participantes y a nuevos modelos de negocio. Volviendo a Alemania, donde la energía solar ha progresado de forma más rápida, las grandes compañías eléctricas poseen entre el 80 y el 90 por ciento de la energía procedente del gas, del carbón y nuclear, pero solo entre el 5 y el 10 por ciento de las energías renovables. ¿Por qué? Porque las grandes empresas no tienen incentivos para cambiar. En California sucede lo mismo. Las compañías eléctricas están respondiendo e intentando ponerse al día, pero únicamente porque perciben la amenaza competitiva de los nuevos participantes. Así pues, las administraciones públicas deben garantizar el acceso al mercado de los nuevos participantes. Un ejemplo es el mercado de capacidad. Si se pone en marcha un mercado de capacidad, hay que asegurarse de que no se deja fuera a nuevos participantes o soluciones, pero esto es muy difícil.

¿Son universales los principales retos que debe afrontar el sector solar o hay diferencias importantes entre países y continentes?

La energía solar se está expandiendo más allá de sus mercados tradicionales, como Alemania, Japón y Estados Unidos, a países como Chile, norte de África y Tailandia. En realidad, la energía solar está presente en todo el mundo. A medida que bajan los precios, surgen muchos sitios, sobre todo en países en desarrollo, que tradicionalmente han padecido tarifas eléctricas elevadas y suministro poco fiable. En estos sitios, la energía solar se ha hecho de repente muy atractiva y

competitiva. Aquí es donde aparece la cuestión del acceso a la energía. Es fácil instalar energía solar en lugares a los que antes no llegaba la red. La energía solar es mejor y más barata que el queroseno y puede recargar el móvil o proporcionar iluminación. La energía solar fomenta el desarrollo rural, especialmente en países obligados a importar combustibles fósiles pagados con costosas divisas extranjeras → 3.

¿Cuáles son las principales barreras que dificultan la extensión de la energía solar?

Una de ellas son las subvenciones a la electricidad. En lugares como la India pueden verse precios de la electricidad artificialmente bajos, de 3, 4 o 5 centavos/kWh. Con esas tarifas es imposible recuperar los costes de la creación de capacidad. Otra barrera es la normativa, que protege a los productores de energía tradicionales y sus modelos de negocio. Una tercera barrera está en las limitaciones físicas de la red. ¿Vamos a producir excesiva electricidad cuando hace sol e insuficiente cuando no lo hay?

¿Dónde ve usted el futuro de la energía solar fotovoltaica? ¿En instalaciones distribuidas de cubierta o en grandes centrales fotovoltaicas?

En las dos. No creo que debamos priorizar la una frente a la otra. Veremos una penetración muy alta de instalaciones en cubierta a paridad de red. Pero ¿se cubre así toda la demanda eléctrica? No. La superficie de las cubiertas solares es insuficiente para cubrir toda la demanda de electricidad. Siem-

pre habrá un mercado mayorista de energía eléctrica.

Pero la generación sobre cubierta sigue creciendo y se escucha a veces hablar de "abandono de la red" para describir a algunos consumidores que intentan ser autónomos en términos de energía y se desconectan de la red. ¿Constituye este abandono de la red una amenaza para las compañías eléctricas?

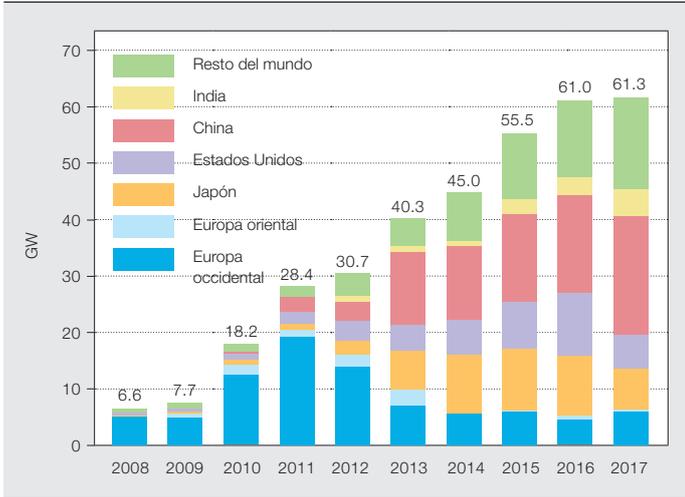
No creo demasiado en el abandono de la red. Se producirá en situaciones muy concretas, como en lugares muy aislados de Australia o con activistas que quieren vivir de forma independiente. Casi todos los usuarios desean seguir conectados a la red, por muchas razones.

La primera es: tengo paneles solares en mi tejado, pero cuando pongo el lavavajillas y la tetera al mismo tiempo necesito más electricidad y tengo que sacarla de algún sitio. Si mantengo la conexión a la red, puedo satisfacer esas puntas de demanda, o disponer de electricidad cuando no hace sol, de forma más económica que efectuando grandes inversiones en almacenamiento.

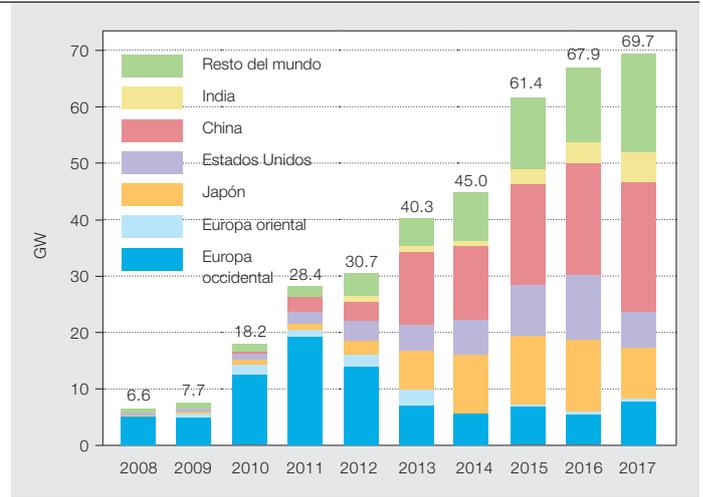
En segundo lugar, si he dimensionado correctamente mi instalación para satisfacer mis necesidades durante el período del año con más demanda, voy a generar un gran exceso de energía durante el resto del año. ¿Por qué no venderla? Pero para ello necesito un cable. En tercer lugar: ¿qué sucede si mi sistema falla? La red actúa como reserva.

Por último, para abandonar la red hay que construir una minired completamente autogestionada, y esto no es fácil. Me interesa que mi compañía eléctrica me ayude a gestionarla, me diga cuándo ten-

3 Construcción anual de nuevas plantas PV



3a Construcción anual, histórica y prevista para 2017 (estimación conservadora) de PV nuevas



3b Construcción anual, histórica y prevista para 2017 (estimación optimista) de PV nuevas

Fuente: Bloomberg New Energy Finance | Nota: para cada país se ha desarrollado una predicción conservadora y otra optimista. No es probable que todos los países lleguen a un término conservador u optimista, por lo que para la predicción global, la predicción conservadora es la suma de las predicciones conservadoras por país + 25% de la suma de las predicciones optimistas-conservadoras. La predicción optimista global es la suma de las predicciones conservadoras por país + 75% de la suma de predicciones optimistas-conservadoras.

go que limpiar mis paneles solares o haga el mantenimiento de mi pila de combustible, etc. Así pues, incluso con un sistema bien diseñado, una compañía eléctrica puede prestar muchos servicios, desde el mantenimiento hasta la seguridad del suministro. La compañía eléctrica puede cobrar a los clientes por estos servicios, pero no por la electricidad en bruto.

Así pues, lo que vamos a ver es un abandono de la carga, lo que significa que el usuario compra a la compañía menos energía, tanto por la eficiencia energética como porque él mismo genera electricidad. Las compañías eléctricas pasarán de cobrar por la energía a cobrar por los servicios. Si no lo hacen entonces sí que se producirá el abandono de red.

Más allá de la energía solar, ¿considera que otras fuentes renovables –eólica, hidroeléctrica, de biomasa, geotérmica o más experimentales como la energía de las olas o de las mareas– son competidoras o complementarias de la energía solar?

Son complementarias. Tenemos que reconocer el valor de la electricidad en términos de cuándo puede ser suministrada. La energía solar está disponible durante el día, pero deja un importante déficit de suministro por la noche, lo que significa que debemos considerar qué demanda puede satisfacer mejor. La energía hidroeléctrica es muy flexible. Se puede incluso utilizar almacenamiento por bombeo, pero aunque no sea posi-

ble, se puede almacenar agua en un embalse durante el día y utilizarla por la noche, o durante unas semanas cuando no haya viento.

La energía geotérmica es muy interesante en los lugares donde se puede utilizar. El biogás funciona bastante bien. La energía de las mareas es muy predecible, aunque cara. La energía de las olas está en un estadio de desarrollo muy preliminar. Soy escéptico sobre la posibilidad de reducir los costes a niveles similares a los de las energías solar y eólica. Hay que instalar una enorme cantidad de hormigón y acero en el mar para una producción relativamente modesta.

¿Dónde ve usted las principales fortalezas de ABB en el suministro y el desarrollo de la energía solar?

Lo fundamental es la extraordinaria fortaleza de ABB en ingeniería. Así pues, antes de nada estamos hablando de componentes de última tecnología que van desde inversores fotovoltaicos y productos de baja tensión a equipos de corriente continua a alta tensión (HVDC) y de comunicaciones. ABB tiene una enorme capacidad técnica a nivel de productos. En segundo lugar, veo la competencia de ABB a nivel del sistema. En terrenos como el equilibrio de cargas, el diseño de una minired o la prestación de servicios a nivel del sistema, hay relativamente pocos participantes realmente capacitados. Una empresa nueva puede suministrar un componente con mucha eficacia, pero

encontrará muy difícil proporcionar un nivel mayor de conocimiento, confianza y servicios distribuidos en una ciudad, una red o múltiples redes.

El tercer elemento es la reputación de la empresa. Una de las dificultades reside en que el usuario convencional, sea el inversor que lee el Financial Times o el ministro de energía de un país de tamaño medio, no están, por lo general, al día en tecnologías y costes. Hay un vacío de conocimiento. ABB puede desempeñar el importante papel de explicar a los responsables de la elaboración de políticas y de la toma de decisiones que la energía limpia ya no es una tecnología de alto riesgo, sino una solución robusta, flexible y probada.

Precisamente esta es la razón de la existencia de ABB Review y por eso mismo dedicamos este número a la energía solar. Para cambiar a otro asunto menos convencional, ABB está apoyando Solar Impulse 2, un avión alimentado por energía solar que intenta volar alrededor del mundo. Es obvio que la aviación no es el principal campo de aplicación de la energía solar, pero ¿cree usted que veremos alguna vez un avión comercial alimentado por energía solar?

Naturalmente, los aviones solares no van a ser un mercado objetivo importante para la tecnología solar en un futuro próximo. Solar Impulse es realmente un ejercicio para forzar los límites de la tecnología y del pensamiento humano



Michael Liebreich es presidente del consejo asesor y fundador de Bloomberg New Energy Finance, el principal suministrador mundial de información sobre energía limpia para inversores, empresas energéticas y gobiernos. Dirige un equipo de unas 200 personas —periodistas, investigadores, analistas, ventas y marketing— en todo el mundo, de los que algo menos de la mitad están en Londres. Michael fundó la empresa como New Energy Finance en 2004, y la vendió a Bloomberg en 2009.

Michael es un frecuente comentarista de prensa, TV y radio sobre cuestiones de energía, desarrollo y economía. Trabaja para el Grupo de Alto Nivel del Secretario General de las Naciones Unidas para Energía Sostenible y formó parte del Consejo de la Agenda Global del Foro Económico Mundial para la Nueva Arquitectura Energética. Es Profesor Visitante en el Imperial College de Londres, Miembro del Consejo de Transporte de Londres y Presidente de una Fundación para investigación de enfermedades colorrectales.

Michael obtuvo su MA en ingeniería por la universidad de Cambridge, consiguió el Premio Riccardo de termodinámica y un MBA de la Harvard Graduate School of Business, donde era Harkness Fellow y Baker Scholar. Fue miembro del equipo de esquí británico de 1986 a 1993 y compitió en los Juegos Olímpicos de Albertville. Vive en Londres con su pareja y tres niños.

Michael Liebreich

- Fundador y Presidente del Consejo Asesor, Bloomberg NewEnergy Finance
- Miembro del Consejo Asesor, UN Sustainable Energy for All
- Fundador de Finance for Resilience
- Miembro Asesor de Transport for London
- Profesor Visitante del Imperial CollegeEnergy Futures Lab
- Presidente de la St Mark's Hospital Foundation

diciendo a la gente: “Es posible”. Y aquí está haciendo un gran trabajo.

¿Podrá constituir alguna vez una oferta comercial? Solar Impulse 2 es muy lento. Necesita unas 15 horas para atravesar el golfo Árabe y 6 días para cruzar el Pacífico. Pero ¿quién sabe? Quizá vuelos comerciales de carga configurados como un dron o un dirigible podrían eliminar totalmente el combustible como componente del coste del transporte.

Probablemente una forma mejor de usar la energía solar para la aviación sería utilizarla para crear combustibles sintéticos, por catálisis directa o utilizando electricidad solar. Pero ¿quién sabe? Si hubiéramos estudiado las empresas de telecomunicaciones en 1975, nunca habríamos previsto Facebook, Skype y demás. Por lo tanto, no descarto nada.

Otra tipo de transporte en el que la energía solar representará un papel más directo son los vehículos eléctricos.

Soy muy optimista acerca de los vehículos eléctricos. Como ya he dicho, creo firmemente en la curva de la experiencia. Las baterías de los vehículos eléctricos están siguiendo el mismo tipo de curva de experiencia que la energía fotovoltaica. Pero dicho esto, no creo que vayamos a tener una penetración igual de rápida en todos los segmentos y países en los que actualmente hay vehículos de combustión. Las baterías son un importante factor de coste y ello favorece su adopción en los sectores con más kilómetros al año, pero la autonomía es un problema. Así pues, alguien que hace desplazamientos diarios largos es un objetivo más atractivo que alguien que utilice el coche ocasionalmente o en largos viajes aleatorios a lugares en los que no sabe si va a poder recargar la batería.

Vamos a terminar esta entrevista con algo más filosófico: Una interesante consecuencia de la energía solar es que normalmente la gente decide añadir paneles fotovoltaicos a sus casas u oficinas. La generación de energía eléctrica ya no es algo que sucede en lugares remotos, de los cuales los consumidores tienen un conocimiento vago, sino que se ha convertido en algo tangible. ¿Cree usted que esto está cambiando la forma en la que consideramos y valoramos la energía?

Sin duda. Tendemos a considerar la energía como algo dado, pero realmente hay

que ganársela, convertirla y suministrarla. Cada generación debe asegurarse su suministro de energía. Venimos de una época en la que casi podíamos olvidarlo, porque todo era muy fácil.

Las nuevas tecnologías nos están obligando a pensar de nuevo el modo en que nos ganamos la energía, a mirar con nuevos ojos a nuestros tejados, nuestra basura, el aislamiento de nuestros edificios, etc. La energía está saliendo de nuestros desiertos y de nuestros puertos y está entrando en nuestros hogares y en nuestras comunidades. En la India conocí a un tipo que vendía energía solar a los puestos de un mercado de pueblo. Los comerciantes de los puestos podían obtener por unas pocas rupias una bombilla LED y un cable conectado a la batería de este tipo, que la recargaba a diario con sus paneles solares. Los vendedores estaban satisfechos y ese emprendedor había creado un buen negocio. Era una fantástica prestación de un servicio y una fabulosa innovación. El tipo reinventó la compañía eléctrica.

Este fenómeno se está acelerando porque las nuevas tecnologías se apoyan unas a otras. El empresario indio pudo crear su negocio gracias a la interacción de las tecnologías LED y solar. Si lo hubiera intentado con una bombilla incandescente, el panel solar habría sido tan enorme que no habría cabido en su tejado. La revolución de la tecnología solar impulsará la aparición de aparatos eléctricos supereficientes, y viceversa. El Ministerio de las Energías Limpias lanzó el premio mundial de la Asociación para la Iluminación y el Acceso a la Energía (LEAP mundial) para aparatos muy eficientes, y uno de los primeros ganadores fue un televisor que consume solo 6 W. Es decir, menos que una bombilla.

Marshall McLuhan, el filósofo que acuñó la frase “el medio es el mensaje” dijo también que “el mensaje de todo medio o tecnología es el cambio de escala o de ritmo o de patrón que introduce en los asuntos humanos”. Parece que la energía solar y todas esas nuevas tecnologías contienen un mensaje increíblemente importante para todos nosotros.

Gracias por esta entrevista y por compartir su entusiasmo con nosotros.

Esta entrevista ha sido realizada para la ABB Review por Erika Velazquez, Alex Levran y Andreas Moglestue. Para cualquier consulta póngase en contacto con erika.velazquez@ch.abb.com

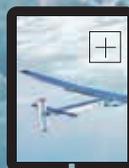


Una visión de altura

Movido solo por el sol, el avión Solar Impulse 2 está dispuesto a demostrar que hay alternativas a las energías fósiles.

ERIKA VELAZQUEZ – El intento de dar la vuelta al mundo en un avión movido por energía solar está forzando los límites de la gestión y la conversión de la energía. Para demostrar el enorme potencial de la energía renovable y el espíritu pionero, los aviadores suizos Bertrand Piccard y Andre Borschberg han construido el primer avión que utiliza solo energía solar para volar tanto de día como de noche y es capaz de atravesar continentes y océanos. Como líder mundial en tecnologías de eficiencia energética, transporte sostenible y energías renovables, ABB

constituyó la elección natural para formar una alianza de innovación y tecnología con el proyecto Solar Impulse. ABB aporta sus conocimientos técnicos a este intento de vuelo alrededor del mundo con la energía suministrada por paneles solares y baterías instalados en un avión. Los ingenieros de ABB han estudiado multitud de problemas técnicos: mejora de los sistemas de control para operaciones en tierra, prueba de componentes, mejora de los sistemas de baterías y resolución de problemas en vuelo.



Más detalles en ABB Review

La aplicación ABB Review contiene más fotografías y videos de este artículo.



ABB y Solar Impulse formaron su alianza para avanzar en una visión compartida de separar el crecimiento económico y el impacto ambiental aumentando el uso de energías renovables.

Borschberg y Piccard han realizado misiones de vuelo con energía solar cada vez más ambiciosas para llamar la atención hacia las posibilidades de las energías limpias. En 2013 marcaron un récord con un viaje a través de Estados Unidos desde California hasta Nueva York en su primer avión ultraligero, el Solar Impulse 1. El aparato, con una velocidad de crucero de unos 53 km/h, también realizó en 2010 un vuelo nocturno de 26 horas y en 2012 voló de Suiza a Marruecos.

Imagen del título

El Solar Impulse 2 sobrevolando Suiza durante un vuelo de prueba

Los pilotos presentaron el Solar Impulse 2 en Abril de 2014. En su vuelo inaugural

La colaboración y el intercambio de experiencias entre los ingenieros de ABB y el equipo Solar Impulse han constituido una oportunidad única para exhibir las energías renovables.

en Suiza en junio de 2014, el avión alcanzó una altitud media de 1.680 m y voló a una velocidad media en tierra de 55,6 km/h.

El nuevo aparato de fibra de carbono está recubierto por 17.248 células solares que proporcionan energía limpia a los cuatro motores eléctricos → 1 -2.

Durante el día las células solares recargan cuatro baterías de litio para disponer de suministro estable en vuelos sin escalas de día y de noche.

El viaje más reciente

En marzo de 2015, el Solar Impulse 2 comenzó en Abu Dhabi su intento de viaje de 35.000 km alrededor del mundo. Cuando concluya la misión en Abu Dhabi en julio de 2015 según lo previsto, el avión habrá hecho 12 escalas en Omán,

1 El Solar Impulse 2 en pocas palabras

El aeroplano mide 21,85 m de longitud, 6,4 m de altura y 72 m de envergadura de 72 m. La envergadura, mayor que la de un Boeing 747, minimiza la resistencia aerodinámica inducida y proporciona una superficie máxima para las células solares.

La estructura del Solar Impulse 2 es de materiales ligeros y delgados, como fibra de carbono y paneles de nido de abeja que reducen el peso de una capa de carbono de 80 g/m² a 25 g/m², solo un tercio de una hoja de papel de impresora del mismo tamaño.

La superficie superior del ala del avión está cubierta por células solares de alto rendimiento y la inferior está fabricada con un revestimiento de alta resistencia, flexible, una innovación tomada de las técnicas desarrolladas por los fabricantes de veleros para los barcos que participan en la Copa América. Hay 140 cuadernas de fibra de

carbono a intervalos de 50 cm que dan al ala una sección transversal aerodinámica, además de rigidez. El avión lleva 17.248 células solares de silicio monocristalino, cada una de 135 µm de espesor, montadas en las alas, el fuselaje y la cola, con el mejor compromiso entre ligereza, flexibilidad y rendimiento.

La energía de las células solares se guarda en baterías de polímero de litio optimizadas para alcanzar una densidad de 260 Wh/kg.

Las baterías están aisladas por espuma de alta densidad y montadas en las cuatro góndolas de los motores, con un sistema para controlar la temperatura y los umbrales de carga. Su masa total asciende a 633 kg, un poco más de la cuarta parte del peso total del avión.

Este está equipado con cuatro motores sin sensores ni escobillas, cada uno de los cuales

genera 13 kW (17,4 CV), montados bajo las alas y equipados con una caja reductora que limita a 525 rpm la velocidad de giro de una hélice de dos palas y 4 m de diámetro. Todo el sistema tiene un rendimiento del 94 por ciento, un récord de eficiencia energética.

El avión asciende hasta 8500 m durante el día para acumular toda la energía solar posible, y desciende hasta 1500 m por la noche para conservarla, volando como un planeador y consumiendo mucha menos energía almacenada que volando a altitud constante.

El aparato vuela a una velocidad media de 70 km/h, con una velocidad de despegue de 44 km/h, y tiene una altitud de crucero máxima de 8500 m. La velocidad mínima es de 36 km/h al nivel del mar y de 57 km/h a la altitud máxima. La velocidad máxima es de 90 km/h a nivel del mar y de 140 km/h a la altitud máxima.

India, Myanmar, China, Estados Unidos y Norte de África o Europa, a una velocidad media en tierra de 55,6 km/h → 3.

A una velocidad de entre 50 y 100 km/h, el viaje durará unas 500 horas a lo largo de cinco meses y atravesará cuatro continentes y dos océanos.

Ingeniería

Los ingenieros de ABB aportaron al proyecto conocimientos específicos de procedimientos y protocolos de pruebas, así como de electrónica de potencia y refrigeración. Se hicieron pruebas de funcionalidad, temperaturas y presiones de componentes.

Una responsabilidad de los ingenieros de ABB era mejorar el sistema de control del hangar móvil en forma de globo del Solar Impulse, que se utiliza para guardar el avión en aterrizajes no previstos o si un aeropuerto no puede recibirlo. El hangar móvil es una estructura hinchable fabricada específicamente para el avión formada por varios módulos que se conectan entre sí y se arrastran por encima del aparato → 4. Cada módulo tiene una doble capa de tejido con ventiladores ABB para inflarlo.

Se mejoró la fiabilidad incorporando al sistema relés e interruptores de ABB. El sistema se hizo redundante con un interruptor conectado a otra fuente de energía. Se mejoraron los relés de medición de intensidades que activan una alarma en caso de fallo de un ventilador.

Los ingenieros de ABB desarrollaron también el cargador de baterías en cabina que se utiliza para cargar una pequeña batería adicional de litio situada detrás del piloto. La batería de cabina sirve como fuente de emergencia para la aviónica y alimenta los dispositivos esenciales (navegación, comunicaciones,

Se mejoró la fiabilidad incorporando al sistema relés e interruptores de ABB.

etc.) en caso de corte de la electricidad. Esta importante batería también se carga exclusivamente con energía solar, antes y durante el vuelo, y se mantiene a una carga del 100% durante los vuelos largos. Si el avión se queda sin energía solar para los motores, la batería de cabina mantiene la navegación y la comunicación y el funcionamiento de toda la electrónica de vuelo, pues el aparato puede planear durante mucho tiempo sin motores.

Los ingenieros de ABB participaron también en las pruebas del sistema eléctrico del avión, incluyendo determinados aspectos de la gestión de baterías y los dispositivos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que captan en todas las condiciones atmosféricas toda

la energía posible de las células solares que revisten como una piel las alas del avión.

Los ocho dispositivos MPPT del avión son críticos, dado que el fallo de uno solo de ellos durante determinadas etapas, como el vuelo de cinco días sin escalas entre China y Hawái, haría imposible cargar las baterías de día y alimentar los motores lo suficiente para alcanzar la máxima altitud.

Un aspecto crucial de la participación de los ingenieros de ABB fueron las pruebas funcionales de los componentes para garantizar su plena operatividad. El panel de avisos del avión, que vigila todos los dispositivos para detectar fallos y advierte al piloto cuando existe un problema en un dispositivo a bordo, consta de más de mil componentes.

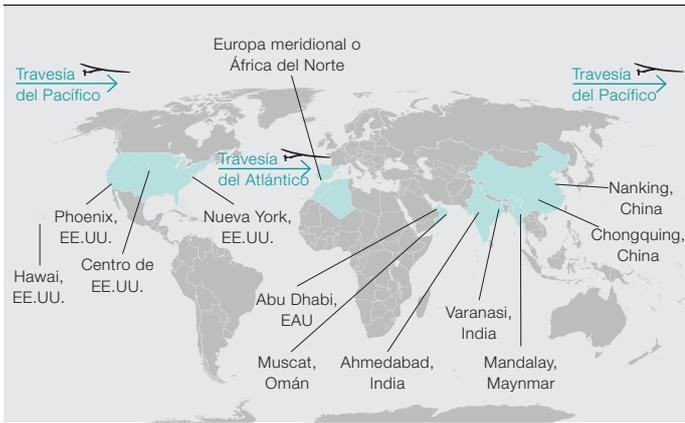
Las pruebas iniciales indicaron que el panel era demasiado sensible a los rebotes mecánicos de los relés. La depuración del circuito necesitó cuatro días de trabajo de los equipos eléctrico y de propulsión. El dispositivo se instaló en el avión solo cuando se diseñó, construyó y probó exhaustivamente una solución estable. Un sistema de alarmas correcto es también vital porque debe avisar al piloto, que podría disponer solo de 10 segundos de reacción para salvar su vida o la misión. También se probaron los dispositivos de monitorización del piloto que miden el pulso y el nivel de oxígeno.

2 El Solar Impulse 2 está equipado con cuatro motores sin escobillas ni sensores montados bajo las alas.



© Solar Impulse | Ackermann | Rezo.ch

3 Plan de vuelo del viaje del Solar Impulse 2 alrededor del mundo



4 El hangar móvil del Solar Impulse 2 protege el avión en escalas imprevistas.



© Solar Impulse | Stéfanel Rezo.ch

El último proyecto fue el diseño de un sistema de medios que mejoró la grabación directa de la cámara a bordo a una resolución de alta calidad de 1.080 p. El proyecto precisó la integración y la comunicación de diversos componentes y su refrigeración.

Una verdadera colaboración

La colaboración y el intercambio de experiencias entre los ingenieros de ABB y el equipo Solar Impulse han constituido una oportunidad única para exhibir las energías renovables.

“El vuelo probará hasta el límite la tecnología y el ingenio humano, y esta es otra importante razón por la que ABB participa en esta aventura, porque estamos ampliando constantemente los límites de la tecnología y del ingenio para servir a nuestros clientes al tiempo que reducimos al mínimo el impacto ambiental”,

declaró Ulrich Spiesshofer, consejero delegado de ABB. “Mientras que nuestras innovaciones y tecnologías de vanguardia tienden a estar ocultas tras muros, enterradas o sumergidas en el mar a grandes profundidades, Solar Impulse es literalmente un embajador volante de la innovación tecnológica y de su potencial para mejorar el mundo”.

Erika Velazquez
Solar Industry Segment Initiative
Zúrich, Suiza
erika.velazquez@ch.abb.com



Juegos de equilibrio

El control de la optimización estabiliza la producción de microrredes solares e híbridas

CELINE MAHIEUX, ALEXANDRE OUDALOV – Tradicionalmente, las microrredes más aisladas producen electricidad con generadores diésel. El gasóleo se suele entregar mediante transporte convencional terrestre o marítimo, y los costes contribuyen a incrementar el coste de la electricidad para el cliente final. Pero las ventajas ambientales y la mayor competitividad de las energías renovables han hecho cada vez más normal la integración de energías fotovoltaica y eólica con generadores diésel en microrredes híbridas. También se pueden incluir dispositivos de almacenamiento de energía tales como volantes de inercia y baterías de iones de litio. Compensar las fluctuaciones de la producción fotovoltaica y coordinar el funcionamiento de los generadores diésel, las cargas de las líneas de alimentación, el almacenamiento de energía y los dispositivos de estabilización de redes en respuesta a esas fluctuaciones es una tarea complicada que exige un sistema de control avanzado.

1 ¿Qué es una microrred?

Una microrred es una versión en miniatura de una red eléctrica (macro). Es una combinación de fuentes de generación, cargas y dispositivos de almacenamiento que actúa como una unidad y se mantiene en equilibrio gracias a un sistema de control. Algunos tipos de microrred se conectan a la red eléctrica (macro) próxima; además de generar electricidad, las microrredes pueden también recibirla de la red o enviarla a ella. Otros tipos de microrredes son autosuficientes y están fuera de la red o aisladas, por lo que tienen que generar su propia electricidad.

Las microrredes son adecuadas para gran diversidad de aplicaciones. Constituyen la solución obvia para islas como las Azores o las Canarias, para comunidades aisladas, como el interior de Australia, y para estaciones de investigación muy remotas, como el Antártico. Bases militares, campus universitarios, minas, yacimientos de petróleo o gas en alta mar, parques temáticos y complejos turísticos son otras aplicaciones típicas, al igual que los programas de electrificación rural en países con escasez de generación.

Cada vez es más normal que los generadores clásicos de microrredes aisladas de la red eléctrica, normalmente alimentados por gasóleo, se complementen con una o varias plantas solares y turbinas eólicas → 1-2. La microrred podría incluir asimismo dispositivos de almacenamiento como volantes de inercia y sistemas de baterías de iones de litio. Los volantes de inercia suministran electricidad inmediata a la microrred para contrarrestar las variaciones de potencia debidas a nubes o cambios repentinos de la velocidad del viento. Los sistemas de baterías almacenan electricidad en mayor cantidad y durante más tiempo para cubrir los cambios de turno del suministro. Pueden almacenar la energía solar producida durante el día cuando la demanda es baja y liberarla por la noche cuando la demanda es alta.

Imagen del título

Las microrredes pueden integrar una mezcla de generadores diésel, energía solar, turbinas eólicas, unidades de almacenamiento en volantes de inercia o baterías y dispositivos eléctricos para conectarlos conjuntamente. ¿Cómo se controla y coordina eficazmente una reunión tan dispar de equipos? Aquí se muestran los paneles PV y los generadores diésel y contenedores de volantes de Marble Bar, Australia Occidental.

La dificultad de integrar fuentes fotovoltaicas (PV) solares con generadores diésel presenta dos aspectos: manejar las fluctuaciones de la generación fotovoltaica y coordinar el funcionamiento de los generadores diésel, las cargas de las líneas de alimentación, el almacenamiento de la energía y los dispositivos de estabilización de la red en respuesta a esas fluctuaciones. Esto exige un sistema de control avanzado que pueda conectar y desconectar generadores y cargas, proporcionar puntos de consigna a los generadores y cargar o descargar el volante de inercia o el sistema de baterías. De esa forma, el sistema de control mantendrá la máxima penetración PV, reducirá los costes de explotación y mantendrá estable la microrred.

Solución ABB para microrredes

Microgrid Plus System™ de ABB es una plataforma de control distribuido que automatiza y gestiona microrredes e integra generadores de combustible fósil y renovables de una o más fuentes. Integra asimismo otros componentes de la microrred, como sistemas de almacenamiento y estabilización de la red y líneas de alimentación de distribución. Además, se conecta y comunica con la red eléctrica, si hay alguna cercana → 3-4.

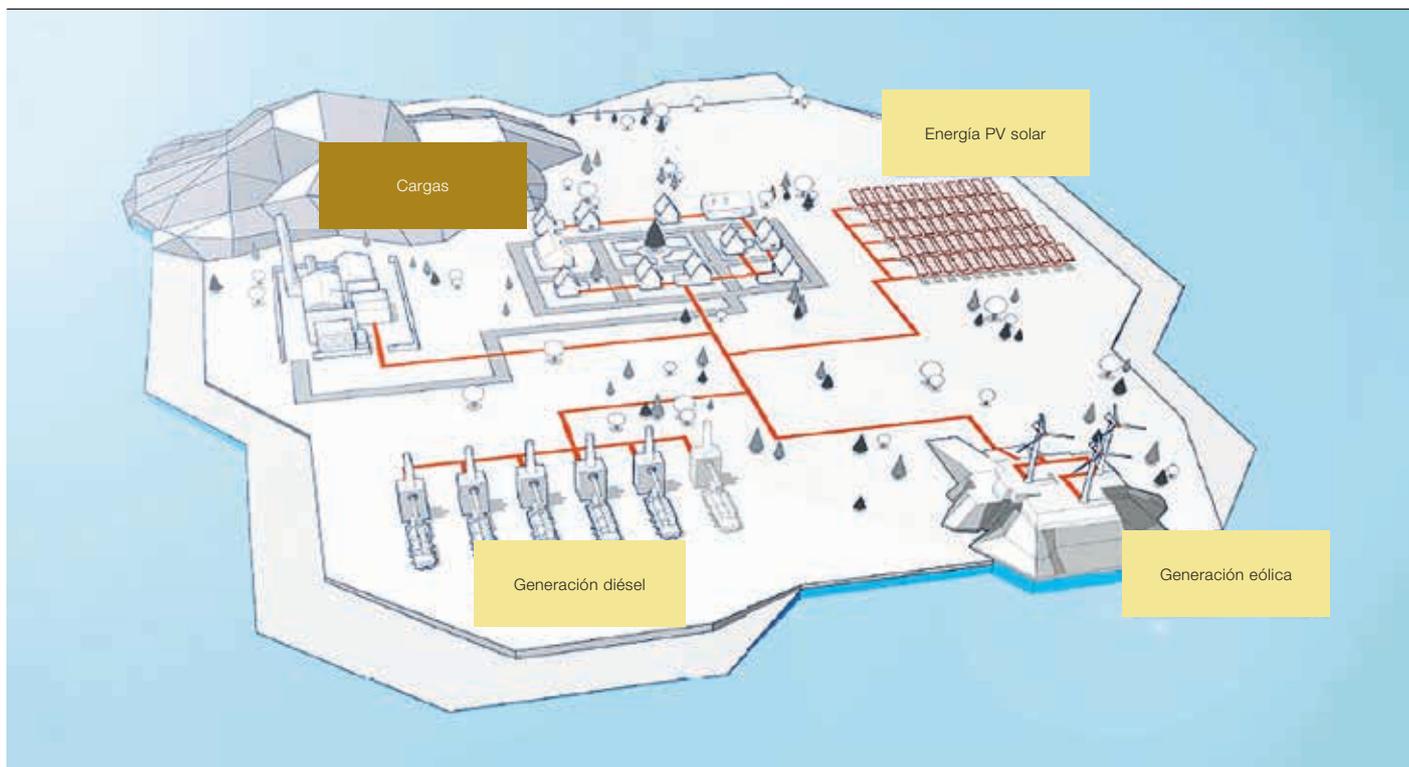
Microgrid Plus System está diseñado para trabajar con otros productos de microrred de ABB - PowerStore™, el sis-

tema de estabilización de red y almacenamiento de energía basado en volantes de inercia o baterías. Unidas, esas dos tecnologías calculan la configuración de microrred más económica que consiga un equilibrio adecuado de oferta y demanda, maximice la penetración de la

Es cada vez más común que los generadores de microrredes tradicionales aisladas de la red eléctrica se complementen con centrales eléctricas solares, turbinas eólicas y dispositivos de almacenamiento como volantes de inercia y baterías de iones de litio.

energía renovable (hasta el 100 por cien), reduzca el coste de explotación y mantenga la calidad energética, la estabilidad de la red y la fiabilidad del suministro eléctrico en el mayor nivel posible.

Los controladores MGC600 de ABB son los bloques que componen Microgrid Plus System. Permiten la comunicación entre todos los dispositivos eléctricos de la microrred y utilizan los datos enviados por los dispositivos para tomar decisiones locales que trabajen de forma coordinada en beneficio de toda la microrred. La gama de controladores MGC600 es amplia y utiliza una plataforma de hardware común que ejecuta distintos tipos de firmware según el dispositivo eléctrico de que se trate → 5.



Estos paquetes de firmware contienen la lógica de control central del MGC600. Trabajan en armonía dentro del Microgrid Plus System. Por ejemplo, el sistema de control y supervisión PV (MGC600-P) programa y controla la central PV junto con los controladores que dirigen los generadores diésel (MGC600-G) y el sistema de almacenamiento de energía (MGC600-E).

Funcionalidad completa

El MGC600 incorpora varias características y ventajas únicas que mejoran la disponibilidad de la microrred y reducen su consumo de combustible fósil maximizando la penetración de la generación renovable:

- Puesta en marcha y parada automáticas del generador PV
- Limitación de la potencia activa basada en la carga óptima del generador
- Limitación de la potencia activa basada en la carga por etapas del sistema
- Control del generador PV para modo aislado o de conexión con la red
- Limitación de la potencia activa compartida entre múltiples generadores PV

El MGC600-P supervisa y controla el generador PV, bien con un controlador de central PV, bien con un inversor. Proporciona control y supervisión independiente del fabricante para permitir la inte-

gración de distintas marcas de inversores y controladores de centrales en el sistema de la microrred. Para sistemas de pequeña o mediana penetración (es decir, aquellos sin dispositivos de almacenamiento y estabilización), el MGC600-P supervisa la potencia producida por los generadores de combustible fósil mediante un controlador MGC600-G. Basándose en los niveles de carga de los generadores de combustible fósil, el MGC600-P determina si el punto de consigna de limitación de potencia de la central PV debería aumentar o disminuir. Esto permite que los generadores de combustible fósil funcionen en su carga óptima, mientras se asegura que se utiliza la mayor cantidad de energía renovable.

Ejemplos de estrategias de control

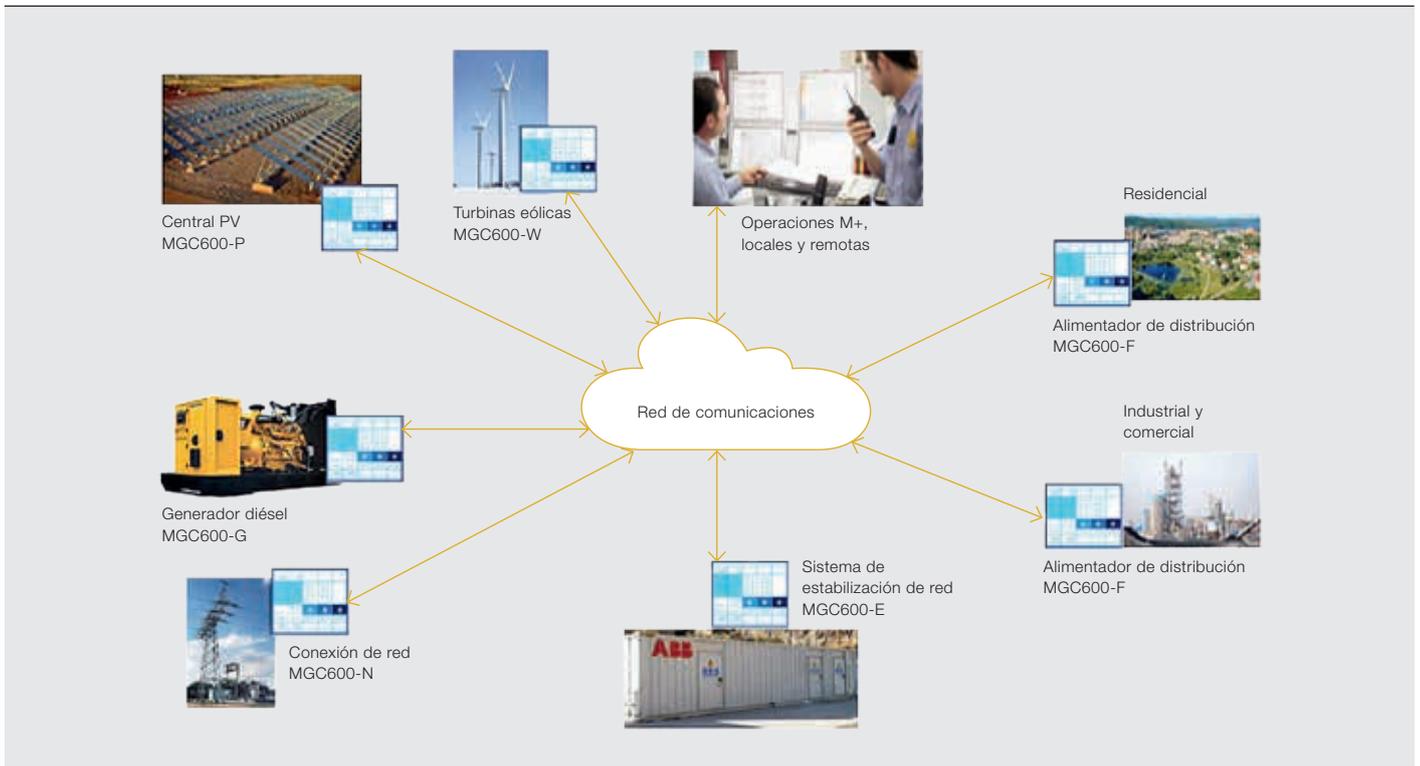
El Microgrid Plus System tiene una trayectoria dilatada y llena de éxitos de funcionamiento con varios tipos de microrredes. Los dos casos teóricos siguientes ilustran que dos niveles distintos de penetración

PV solar exigen estrategias de control diferentes. A su vez, éstas necesitan un sistema de control flexible y capaz de acomodar distintas estrategias e integrar niveles variables de energía renovable.

En el primer caso, el propietario de la microrred desea reducir la exposición a la volatilidad del precio del gasoil y el coste elevado de hacer funcionar la microrred

Esto exige un sistema de control avanzado que pueda conectar y desconectar los generadores y las cargas, proporcionar puntos de consigna a los generadores y cargar o descargar el volante de inercia o el sistema de baterías.

con combustible fósil. Se ha integrado una central eléctrica PV en la microrred; dispone de la capacidad para cubrir casi el 100 por cien de la demanda instantánea de la red con la máxima producción. Pero, como la PV solar es intermitente por natu-



raleza, el generador diésel debe funcionar en paralelo a la central PV para proporcionar referencias de frecuencia y tensión al sistema. En este caso particular, la mayor generación de PV solar podría llevar la producción del generador diésel a un nivel muy bajo. Los proveedores de generadores diésel suelen aconsejar que no trabajen por debajo del 20 al 30 por ciento de su capacidad nominal durante más de unas pocas horas, para evitar daños al motor. Por lo tanto, es necesaria una coordinación del reparto de cargas entre el sistema PV solar y el generador diésel.

En una solución Microgrid Plus, tanto el sistema PV como el de generadores diésel están equipados con controladores MGC600: el MGC600-P para el sistema PV y el MGC600-G para el generador. Estos dos grupos de controladores intercambian información en tiempo real. Basándose en los niveles de carga de los generadores de combustible fósil, el MGC600-P ajusta automáticamente el punto de consigna y permite que los generadores funcionen con su carga óptima al tiempo que la microrred utiliza la máxima cantidad de energía renovable.

Si la microrred se conecta a una red eléctrica mayor, la compañía de ésta puede no aceptar el flujo inverso de electricidad, es decir, no permitir la transfe-

rencia de electricidad de la microrred a la red de transporte o distribución. En este caso la microrred funcionará probablemente con el generador diésel apagado. El controlador MGC600-P que controla la central PV solar coordinará un suministro eléctrico desde la red eléctrica con un controlador MGC600-N en el punto de acoplamiento común.

En el segundo caso estudiado, la capacidad de producción de la central PV solar en la microrred es sustancial y supera la demanda durante las horas de producción máxima. Pero la producción máxima de la central PV solar y la carga local máxima no siempre coinciden. El pico nocturno, cuando la demanda suele ser máxima, no coincide con la producción PV, que es diurna. La solución a este dilema es almacenar parte de la energía PV producida durante el día para usarla durante la noche, cuando la central PV ha cesado su producción. Esto puede hacerse con un sistema de baterías de iones de litio. El coste de estas baterías ha disminuido mucho en los últimos años y hay distintos estudios y datos de fabricantes que prevén mayores reducciones en un futuro próximo.

La adición de un sistema de almacenamiento de energía a la microrred significa que el sistema de control de la microrred

Microgrid Plus System™ de ABB es una plataforma de control distribuido que automatiza y gestiona microrredes y que comprende generadores de combustible fósil y renovable de una o más fuentes.

Integra asimismo otros componentes de microrredes, como sistemas de almacenamiento de energía y estabilización de red y líneas de alimentación de distribución. Además, puede conectar y comunicar con la red eléctrica adyacente.

tiene ahora otro componente que controlar. Esto no representa una dificultad para el concepto de control distribuido del Microgrid Plus System: Es fácil instalar un controlador MGC600-E dedicado para el sistema de almacenamiento de energía que intercambia información con los otros controladores del Microgrid Plus System. El controlador MGC600-E informa continuamente a los demás controladores sobre su estado y el estado de carga y la condición de las baterías mientras recibe información operativa crítica de los generadores diésel, la central PV solar y los controladores de la red.

Funcionamiento estable con PowerStore

PowerStore de ABB es un generador de estabilización basado en volantes de inercia, versátil y compacto, que reduce las inestabilidades de las microrredes o de redes débiles debidas a fluctuaciones de la potencia PV solar causada por las nubes. Puede funcionar en un modo de ayuda a la red para grandes redes o en modo de generador virtual para microrredes aisladas.

En → 6 se muestra cómo se asegura una producción estable mediante una inyección rápida de corriente y la eficiente

4 Experiencia de ABB en microrredes

ABB ofrece soluciones llave en mano para microrredes con todo tipo de requisitos, y tiene referencias: centrales eléctricas híbridas de Greenfield de generación renovable y diésel; integración de la generación de energía renovable con una microrred ya existente basada en el empleo de combustibles; optimización del rendimiento de una microrred inestable que combina energía renovable y

generación fósil; estabilización de la conexión de una central de energía renovable a una red débil; y estabilización de redes eléctricas.

ABB tiene 25 años de experiencia en el desarrollo de tecnologías de microrredes y ha entregado más de 80 soluciones de microrredes en todo el mundo, más que ningún otro proveedor.

5 La gama de controladores MGC600 utiliza una plataforma de hardware común que admite distintos tipos de firmware según el dispositivo eléctrico.

Firmware / controlador	Descripción
Generador diésel (MGC600-G)	Control, monitorización e interfaz con generadores diésel
Alimentador de distribución (MGC600-F)	Control, monitorización e interfaz con alimentadores y sus relés de protección
Solar fotovoltaica (MGC600-P)	Control, monitorización e interfaz con inversores de paneles solares
Carga simple/múltiple (MGC600-L)	Control, monitorización e interfaz con grandes cargas como machacadoras, calderas, etc.
Sistema de almacenamiento de energía (MGC600-E)	Control, monitorización e interfaz con PowerStore de ABB basado en baterías
Conexión de microrred con red (MGC600-N)	Control, monitorización e interfaz con otras microrredes o redes mayores
Turbinas eólicas (MGC600-W)	Control, monitorización e interfaz con turbinas eólicas

capacidad de absorción de PowerStore. Las fluctuaciones de potencia se deben a variaciones de la producción del generador PV solar a causa de las nubes. Dos generadores diésel (“Gen 2” y “Gen 4”) participan en el equilibrio de la generación, pero la velocidad de la variación de la salida PV solar ocasiona esfuerzos en sus elementos motores que aceleran el desgaste y exigen más mantenimiento. PowerStore interviene precisamente durante estas fluctuaciones y ayuda a que los generadores diésel suban y bajen de régimen con menos esfuerzo.

Además, → 6 ilustra cómo los controladores MGC600 coordinan sus acciones. Por ejemplo, el Gen 2 es activado y desactivado por el controlador MGC600-G de acuerdo con el estado de carga y producción de PowerStore, que es transmitido por el MGC600-P. En otras palabras, cuando se detecten fluctuaciones repetidas de la PV solar y el estado de carga de Power Store pase a ser bajo tras ayudar a Gen 4 (curva verde), Gen 2 se encenderá. Entonces, ambos generadores comparten el control de equilibrio de potencia mientras PowerStore se recarga.

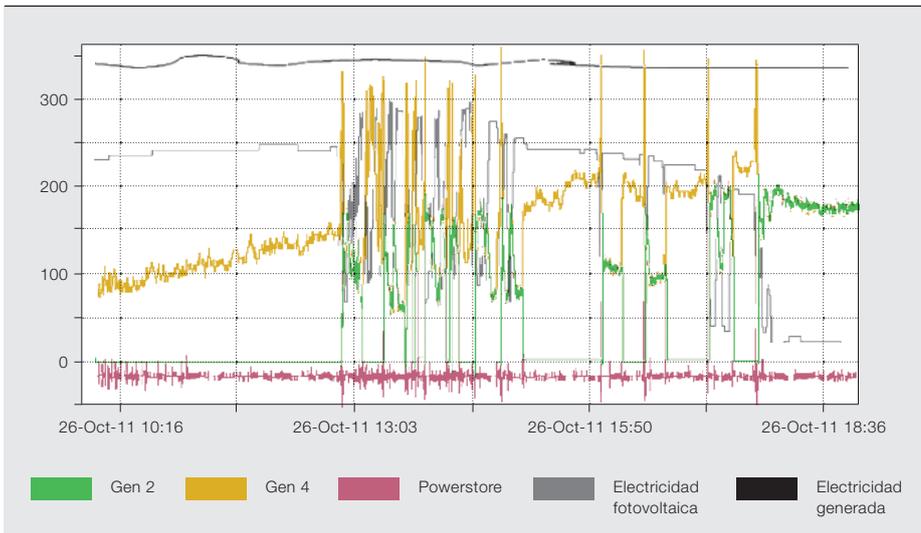
Funciones de control avanzadas

Se incluyen varias funciones de control avanzadas en los productos de optimización de microrredes de ABB.

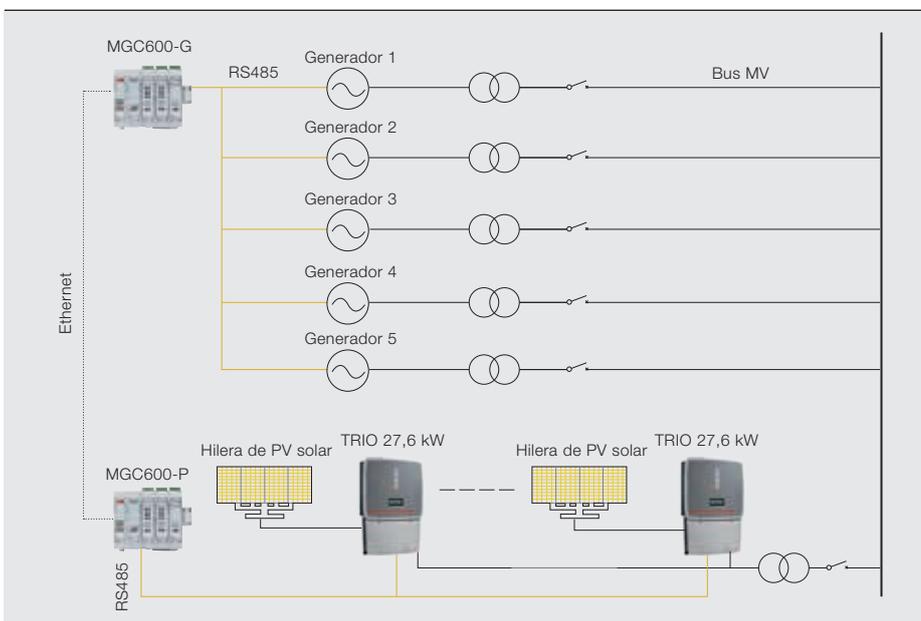
Seguimiento de nubes

A fin de garantizar el funcionamiento estable y económico de una microrred con una alta penetración de PV solar, ABB ha elaborado algoritmos que siguen el movimiento de las nubes en las cercanías de la microrred. Los algoritmos predicen el tiempo de llegada y la duración de la cobertura de nubes sobre la central PV, y calcula la caída y posterior subida esperadas de la producción (tasas de variación). Unas tasas de variación PV muy elevadas pueden causar inestabilidad si superan la capacidad de aceleración del generador diésel. La predicción precisa a corto plazo de las tasas de variación PV permitirá el control proactivo y reducirá los efectos de la perturbación. Si la energía almacenada en el sistema de baterías no basta para cubrir el corte de la producción PV, se puede programar el arranque de uno o varios generadores. Si los cortes de producción son prolongados, todavía se puede adquirir una cantidad óptima de energía en el mercado (para microrredes conectadas a una red) durante horas de

6 Perfiles de generación eléctrica en una microrred aislada



7 Control de ABB, de bajo coste y poca complicación, para ahorrar combustible en microrredes PV/diésel



Los controladores MGC600 de ABB son los bloques básicos del Microgrid Plus System.

tarifa de bajo coste, almacenarla en el sistema de baterías y liberarla durante el día para cumplir las cuotas contratadas.

Almacenamiento híbrido de energía

Un sistema de almacenamiento de energía híbrido formado por varias tecnologías con distintas características (ciclo de vida, velocidad de respuesta, eficien-

cia, coste, etc.) puede ayudar a integrar la producción PV solar a mayor escala con un coste total menor que si se desplegaran las tecnologías por separado. ABB está analizando las ventajas y los inconvenientes de un sistema así y elaborando soluciones de control.

Solución que ahorra combustible

ABB está elaborando una solución de control de bajo coste y poca complicación para ahorrar combustible en microrredes PV/diésel desde unos pocos cientos de kilovatios hasta un par de megavatios. Un controlador MGC600-G coordinará varios generadores diésel de pequeña escala y un controlador MGC600-P dirigirá varios inversores PV de pequeña escala → 7.

PowerStore es un generador de estabilización versátil y compacto que reduce las inestabilidades de las microrredes o de redes débiles debidas a fluctuaciones de la potencia PV causada por las nubes.

Alexandre Oudalov

ABB Corporate Research
Baden-Dattwil, Suiza
alexandre.oudalov@ch.abb.com

Celine Mahieux

ABB Power Generation
Zúrich, Suiza
celine.mahieux@ch.abb.com





Un futuro brillante

El almacenamiento de energía transforma el paradigma solar

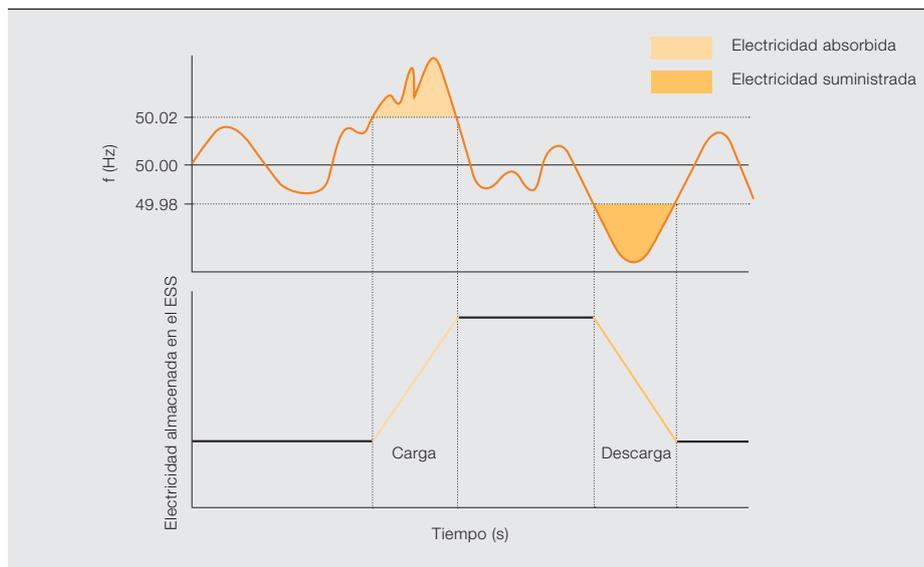
PAOLO CASINI, DARIO CICIO – La cantidad de radiación solar que llega a la superficie terrestre es más que suficiente para satisfacer las necesidades energéticas mundiales. Pero es difícil emparejar la disponibilidad intermitente de esta energía con la demanda, especialmente a primera hora de la mañana y última de la tarde, momentos en los que las fuentes solares no producen energía suficiente para satisfacer la demanda. Este problema puede resolverse con el almacenamiento de energía: combinar la producción de energía solar con el almacenamiento puede eliminar el carácter impredecible de esta forma de generación y convertirla en una fuente muy controlable y disponible. ABB cuenta con los conocimientos y las soluciones de almacenamiento de energía necesarios para el control preciso y la conexión de plantas de energía solar, desde sistemas de almacenamiento distribuidos hasta grandes soluciones centralizadas.

Imagen del título

La energía que la tierra recibe del sol es más que suficiente para satisfacer las necesidades mundiales de energía. ¿Pero cómo podemos almacenar esta energía para satisfacer las necesidades cuando el sol no brilla?

El almacenamiento de energía junto a los sistemas solares PV permite el control preciso de la cantidad de energía que se entregará a la red en cada momento.

1 Modo de regulación de la frecuencia



Si se colocan estratégicamente, los generadores locales de energía solar no solo reducen las emisiones con efecto invernadero, sino que además mejoran la fiabilidad y la seguridad de la red: colocar fuentes de generación distribuida más pequeñas cerca de la carga hace la red más resistente a los cortes y fluctuaciones de la calidad, lo que beneficia tanto a las compañías eléctricas como a los usuarios finales. Que el consumidor pueda generar y consumir su propia energía también tiene ventajas económicas.

Pero para aprovechar por completo el potencial y el valor de la energía solar, hay que superar su naturaleza intermitente. Una de las mejores herramientas para ello es el sistema de almacenamiento de energía (ESS). El almacenamiento de energía junto a los sistemas solares fotovoltaicos (PV) permite el control preciso de la cantidad de energía que se entregará a la red en

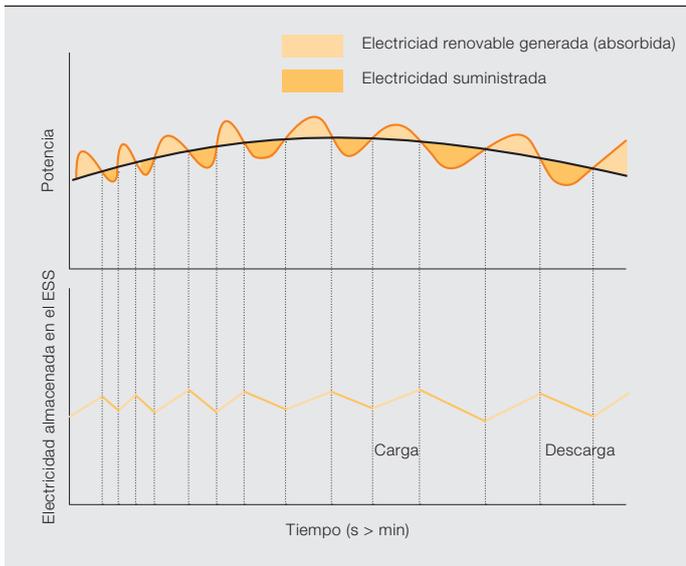
cada momento. También mantiene una generación uniforme que mejora la calidad del suministro para los usuarios finales. Además, un ESS permite un uso más eficiente de la energía generada en las plantas solares distribuidas.

El almacenamiento de la energía PV ahorra convirtiendo la planta solar en una fuente fiable de energía cuando la demanda del cliente es máxima. En esos momentos se puede utilizar la energía almacenada por el ESS durante períodos de baja demanda, evitando así cargas elevadas en momentos de máxima demanda.

Combinar el almacenamiento y la generación solar PV a escala de central transforma una planta solar imprevisible en un recurso fácilmente controlable con una regulación de la frecuencia segundo a segundo y en tiempo real.

Las soluciones de almacenamiento comunitario de ABB están diseñadas para estos casos y pueden utilizarse en aplicaciones que oscilan entre 25 kW y varios megavatios. Por ejemplo, el módulo de almacenamiento de energía (ESM) integrado de ABB consta de un transformador, aparataje de baja y

2 Modo de consolidación de la capacidad



media tensión e inversores y otros automatismos. Este exclusivo diseño permite una instalación rápida y sencilla con un elevado nivel de seguridad para los equipos y los operadores. La elección de la tecnología de batería de iones de litio usada en cada ESM concreto se basa en los requisitos de la aplicación.

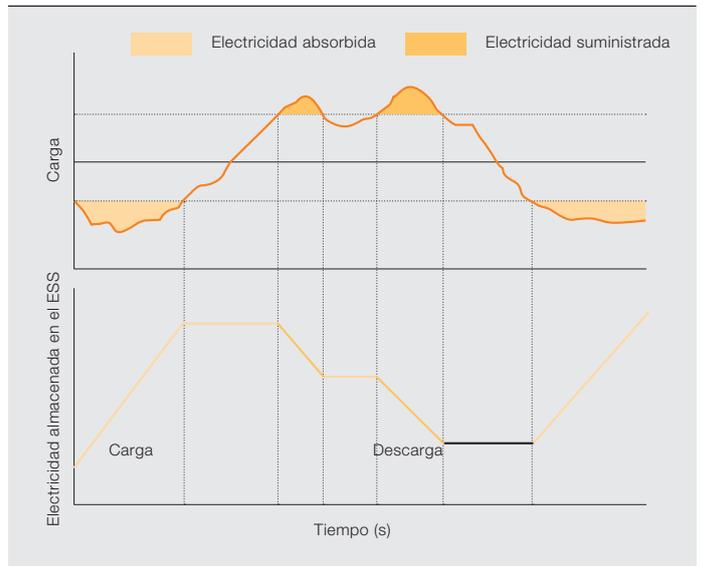
Energía solar a escala de central

El aumento de la demanda de fuentes de energía que emitan menos carbono y sean más sostenibles está impulsando un crecimiento de la generación solar a un ritmo sin precedentes. Pero la red eléctrica se diseñó pensando en un suministro planificado y estable desde fuentes centralizadas, a través de líneas de transporte y distribución, hasta los usuarios finales. Los ingenieros planifican cuidadosamente y recalibran constantemente la red para garantizar la disponibilidad de electricidad en los momentos en que esta se necesita. La incorporación de fuentes de energía variables, intermitentes y distribuidas a la red de transporte y distribución exige más control adicional y precisión para armonizar oferta y demanda.

ESS para regular la frecuencia

Los operadores de sistemas suelen utilizar instalaciones de generación a gran escala que no solo proporcionan electricidad a los usuarios finales, sino que además prestan los servicios necesarios para mantener la integridad de la red. Uno de estos servicios es la regulación de la frecuencia en tiempo real. La red eléctrica debe operar en todo el mundo

3 Modo de conmutación de carga



a 50 o 60 Hz para garantizar el buen funcionamiento de las instalaciones y los equipos críticos utilizados para la fabricación. Esto requiere un equilibrio instantáneo y continuo entre el suministro de electricidad y la demanda. Este equilibrio ya era complicado con los generadores convencionales y predecibles, pero se ha complicado mucho con la incorporación de fuentes solares, debido a su variabilidad.

Además, a medida que se incorporan más plantas solares de gran potencia y se cierran centrales de carbón, merman los recursos fácilmente controlables que prestan estos servicios de red. Pero la combinación del almacenamiento y la generación solar PV a escala de central transforma una planta imprevisible y variable en un recurso controlable con regulación de la frecuencia segundo a segundo y en tiempo real. En combinación con la energía solar, el ESS se carga o descarga como respuesta al aumento o la disminución de la frecuencia de la red → 1. Este método de regulación de la frecuencia es una opción particularmente atractiva por su rapidez de respuesta y a la ausencia de emisiones.

El ESS en la consolidación y el incremento de la capacidad

Para mantener la integridad de la red eléctrica y garantizar la calidad del suministro, es necesario mantener valores determinados de tensión y frecuencia. Pero con las plantas solares PV de gran potencia, la capacidad para mantener estos valores puede verse rápidamente

Mediante la rápida absorción o aportación de potencia como respuesta a las señales de control de la red, el ESS garantiza el mantenimiento de los valores correctos de frecuencia y tensión.



comprometida por el paso de nubes, un cambio súbito del tiempo o la rotura de un panel solar. Estas variaciones pueden causar fluctuaciones rápidas de la generación y desviaciones de la frecuencia y la tensión. El paso rápido de una simple

El ESS contribuye a la fiabilidad de la red mediante la conmutación de cargas

En zonas con una alta penetración de generación solar, la red pública local puede sufrir problemas de adecuación

de los recursos en momentos de desfase entre demanda y generación PV, sobre todo a primeras horas de la mañana y últimas horas de la tarde, cuando la demanda empieza a aumentar pero las fuentes solares ya no producen energía suficiente para atenderla. En

Combinando la producción y el almacenamiento de energía solar, el ESS se carga cuando la generación es mayor que la demanda y se descarga cuando la demanda empieza a crecer y el sol se oculta.

nube puede provocar una caída de la tensión que desestabilizaría la red local. La caída súbita de la tensión y la potencia también puede provocar desviaciones de la frecuencia y alterar las características operativas generales de la red. Mediante la rápida absorción o aportación de potencia como respuesta a las señales de control de la red, el ESS garantiza el mantenimiento de los valores correctos de frecuencia y tensión → 2.

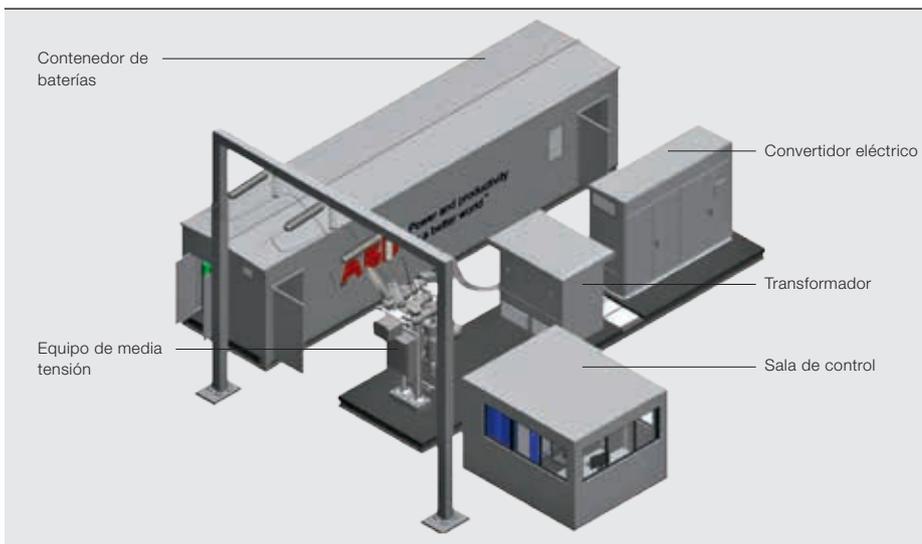
Pero el almacenamiento de energía no solo proporciona esta consolidación de la capacidad del sistema PV, sino que también puede aumentar y reducir la producción eléctrica solar al ritmo especificado por los operadores de red para así cumplir los códigos locales.

esos momentos, el almacenamiento de energía puede ayudar al operador del sistema a mantener la integridad de la red con capacidades de conmutación de cargas. Combinando la producción y el almacenamiento de energía solar, el ESS se carga cuando la generación es mayor que la demanda y se descarga cuando la demanda empieza a crecer y el sol se oculta → 3.

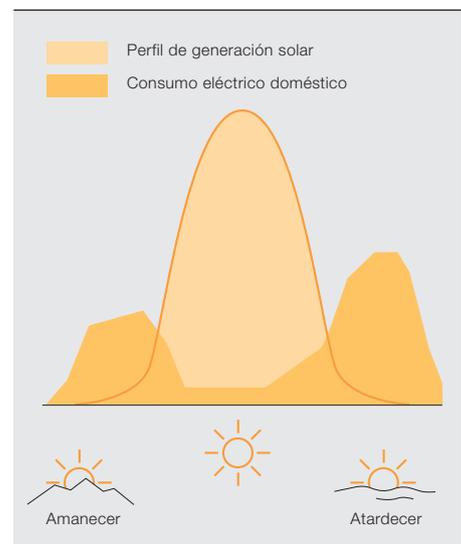
ESS para mejorar el rendimiento de la generación solar a escala de central

Los ESS colocados estratégicamente pueden incrementar el rendimiento operativo y la fiabilidad de la red e integrar mejor la generación solar de gran potencia. Las soluciones de almacenamiento de energía EssPro™ de ABB, que abar-

5 Ejemplo de configuración de EssPro Grid de ABB de 1 MW y 15 minutos



6 La demanda de PV residencial y el suministro están desajustados



can desde sistemas de conversión de energía (PCS) hasta ESS de baterías totalmente integrados llave en mano, ayudan a garantizar el máximo rendimiento de las plantas solares y a mantener la fiabilidad y la eficiencia de red → 4.

El PCS EssPro de ABB conecta la batería del ESS a la red eléctrica y convierte la energía almacenada de CC a CA compatible con la red eléctrica. Además de la tecnología de conversión, el sistema también proporciona los controles necesarios para maximizar el rendimiento operativo de la planta fotovoltaica.

Los ESS integrados llave en mano EssPro Grid de ABB se adaptan a requisitos de potencia que van desde cientos de kilovatios hasta decenas de megavatios, y están listos para conectarse a redes eléctricas de media y alta tensión → 5.

controles avanzados con la tecnología de almacenamiento idónea para cada aplicación para maximizar el rendimiento del ESS.

Almacenamiento de energía solar para uso residencial

El crecimiento récord registrado por el mercado solar mundial desde 2004 se inició con la introducción del plan de tarifas reguladas (FIT) en Alemania. Durante años, el FIT garantizó la remuneración de cada kWh de energía solar aportado a la red a una tarifa sensiblemente superior al precio al consumidor de la electricidad, sin obligación de ajustar la aportación a la red a la demanda real de la vivienda, ni en términos de equilibrio energético ni en términos de equivalencia de potencia. Pero esta situación está cambiando a causa de la mayor penetración de la generación distribuida, que acentúa

los problemas de inestabilidad de la red, la inminente paridad de los costes de autogeneración y los precios al consumidor y la disminución de los incentivos.

Las nuevas palabras clave de la energía solar son autoconsumo (el

El desajuste entre el perfil diario de generación solar y la demanda de la vivienda se supera añadiendo una solución de almacenamiento eléctrico al sistema PV convencional.

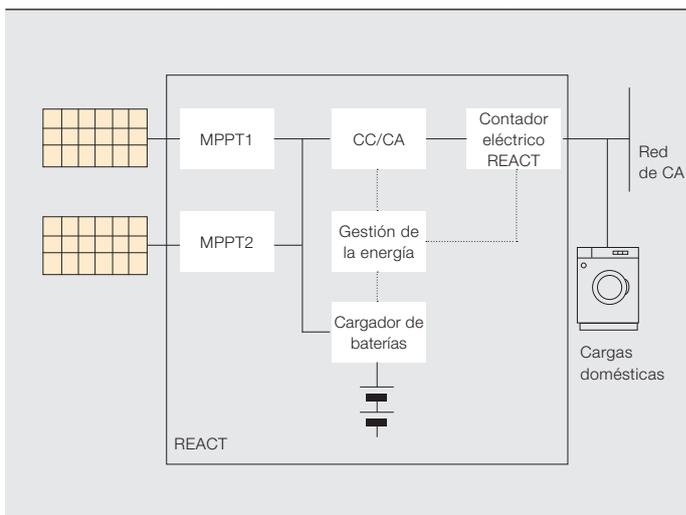
Gracias a la amplia experiencia de ABB en redes eléctricas públicas y su especialización en tecnologías de batería, el EssPro Grid combina algoritmos y

consumo de la energía solar producida localmente) y autosuficiencia (la capacidad de satisfacer la demanda de energía de la vivienda de manera completamente

7 El sistema REACT de ABB, con almacenamiento en baterías a la izquierda y electrónica a la derecha.



8 Configuración REACT típica: un contador reservado proporciona información en tiempo real sobre el autoconsumo y la autosuficiencia.



autónoma). Para alcanzar estos dos objetivos, es necesario resolver el desajuste entre el perfil de generación solar diaria y la demanda de la vivienda → 6. Esto se consigue añadiendo una solución de almacenamiento de energía al sistema fotovoltaico convencional.

REACT

El sentido práctico y el coste convierten las baterías electroquímicas en el mejor método para almacenar la energía solar excedente. Pero la incorporación no planificada de baterías a una planta PV podría resultar muy poco rentable, aunque aportara la autosuficiencia. Por el contrario, una solución de almacenamiento residencial de energía solar PV económicamente sostenible es el resultado de un equilibrio entre el tamaño del banco de baterías instalado y los niveles de autoconsumo y autosuficiencia que la vivienda puede conseguir con la adopción de una estrategia personalizada de gestión energética.

El sistema de almacenamiento de energía residencial REACT (tecnología de acumuladores y conversión de energía renovable) de ABB → 7 está diseñado para materializar esta solución de la mejor forma posible. Un sistema REACT consta de un inversor PV conectado a la red (hasta 5 kW) alimentado con un enlace de CC al que se conectan a su vez los dispositivos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) (conectados a los paneles PV) y un cargador de baterías bidireccional → 8. Aunque la arquitectura de conexión CC integrada es la solución más rentable para instalaciones

nuevas, también puede utilizarse para actualizar plantas PV existentes como enlace de CA cargador de baterías con el sencillo recurso de no conectar los paneles PV a su entrada.

La parte del sistema REACT dedicada al almacenamiento de energía está formada por baterías de iones de litio con una arquitectura modular que permite al sistema crecer desde sus 2 kWh nativos hasta 6 kWh (en el lugar de instalación). Un sistema de gestión de cargas incorporado permite la interacción con cargas/dispositivos seleccionados, incrementando así la independencia energética de la vivienda hasta un 60 por ciento en la configuración básica del sistema.

El éxito de las baterías de iones de litio se basa en su perfil favorable de coste previsto para los próximos años, el rendimiento tamaño/capacidad, la potencia nominal carga/descarga, la eficiencia y la duración (más del doble que las tecnologías actuales).

El futuro es brillante

La incorporación de capacidad de almacenamiento de energía a una instalación PV, independientemente de su tamaño, ayuda a superar el carácter intermitente de la energía solar y la coloca a la altura de fuentes de energía más convencionales en términos de flexibilidad, estabilidad, controlabilidad, etc. El desarrollo continuo de la tecnología de almacenamiento es esencial para agilizar el camino hacia el autoconsumo, la autosuficiencia y la integración perfecta de fuentes solares en redes eléctricas en todo el mundo.

Las nuevas palabras clave de la energía solar son autoconsumo y autosuficiencia.

Paolo Casini

ABB Discrete Automation and Motion, Power Conversion
Terranuova Bracciolini, Italia
paolo.casini@it.abb.com

Dario Cicio

ABB Battery Energy Storage Systems
Baden, Suiza
dario.cicio@ch.abb.com

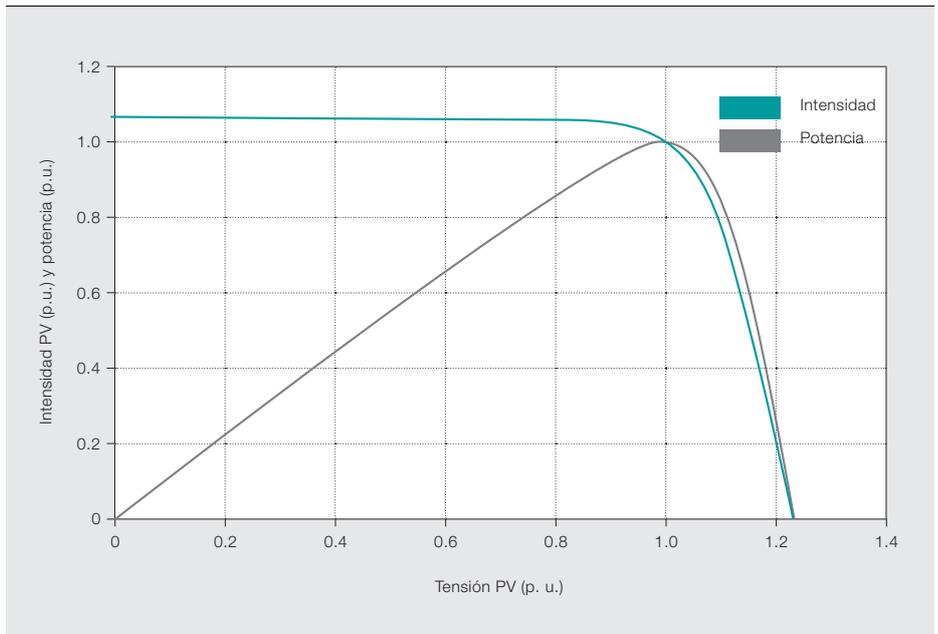


Soluciones en evolución

Tendencias tecnológicas y objetivos de diseño para la próxima generación de inversores fotovoltaicos

JUHA HUUSARI, PAOLO CASINI – La conversión de electricidad fotovoltaica es un área de aplicación relativamente nueva en el mundo de la electrónica de potencia. Las primeras tecnologías de conversión fotovoltaica se basaban en accionamientos para motores y sólo recientemente ha visto la industria el desarrollo de soluciones exclusivas para la conversión fotovoltaica. Para mantener una fuerte presencia en el negocio fotovoltaico actual, las empresas deben saber

adaptarse a un mercado en evolución constante y también adelantarse a su tiempo, con tecnologías clave para asegurar diseños vanguardistas para las necesidades futuras. ABB, con su sólida experiencia en electrónica de potencia, no es solo el principal proveedor de productos fotovoltaicos, sino también un precursor de la tecnología de conversión fotovoltaica de la próxima generación.



Las tarifas reguladas, ampliamente adoptadas, y otros incentivos que han ayudado a reducir los costes de los módulos fotovoltaicos (PV) han llevado a un auge del sector PV entre 2006 y 2011, especialmente en Europa [1]. Pero la drástica reducción de los incentivos financieros ha forzado al mercado a adaptarse, y el coste ha pasado a ser un objetivo fundamental para el lanzamiento de nuevos productos. También la investigación ha tenido que adaptarse. ABB ha investigado a fondo nuevos desarrollos para aplicaciones PV, en particular para sistemas de conversión de la electricidad PV.

Conversión de la electricidad PV

La conversión de la electricidad PV significa principalmente un suministro eficiente y controlado de energía eléctrica desde los módulos PV a la carga del sistema (en aplicaciones residenciales a pequeña escala, como calefacción o iluminación) o a la red de transporte (en aplicaciones de mayor tamaño). La energía irradiada por el sol que alcanza la superficie de la Tierra es capturada por la unión semiconductor de una célula PV que genera portadores de carga –corriente eléc-

trica– dentro del sistema. Por su naturaleza, la célula PV se percibe intuitivamente como una fuente de intensidad, a diferencia de otras fuentes de energía eléctrica, que tienen características de fuente de tensión. Esto exige, a su vez, unas medidas adecuadas para controlar de forma fiable la generación de electricidad. Los primeros convertidores para aplicaciones PV tenían un rendimiento subóptimo, e incluso la comunidad científica se esforzaba en aceptar el cambio de paradigma con los principios de control de la conversión PV [2]. Esas deficiencias de rendimiento ya se han eliminado.

Por su naturaleza de semiconductor no lineal, el generador PV entrega su máxima potencia de salida únicamente cuando se le fuerza a trabajar a un valor de tensión determinado → 1. Además, condiciones ambientales como la temperatura de las células PV del generador y la intensidad de la radiación recibida cambian drásticamente las propiedades eléctricas y la potencia generada. La potencia generada aumenta en función de la disminución de la temperatura de la célula y del aumento de la intensidad de la radiación. Por lo tanto, en regiones como la Europa sep-

tentrional, un generador PV puede producir su potencia máxima durante las mañanas frías del principio de la primavera.

El comportamiento intermitente del generador PV lo supervisa el convertidor de electrónica de potencia que procesa la energía producida por el generador PV. Gracias a una característica conocida como seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), el convertidor super-

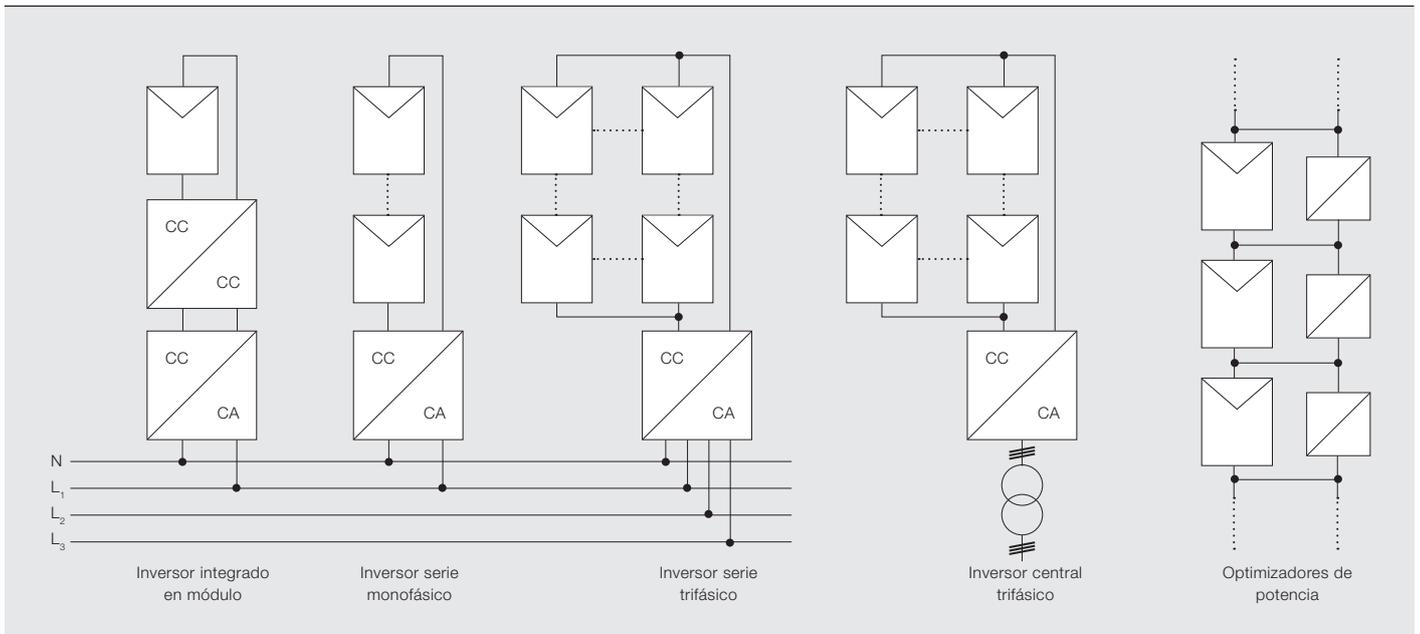
Por su naturaleza, la célula PV se percibe intuitivamente como una fuente de intensidad, a diferencia de otras fuentes de energía eléctrica, que tienen características de fuente de tensión.

visa la potencia de salida del generador y la ajusta continuamente al nivel deseado cambiando el valor de tensión del generador.

El componente básico de un generador PV es la célula PV, de unos 15 cm × 15 cm, con un grosor del orden de 100 μm. Una sola célula PV genera normalmente un par de vatios a tensiones por debajo de un voltio, dependiendo del tamaño y la tecnología empleada. La

Imagen del título

Una instalación fotovoltaica (PV) de 181 kWp en la cubierta de la fábrica de ABB en Helsinki, Finlandia.



mayoría de las células se basan en el silicio (Si), pero toda la familia incluye otros materiales semiconductores convencionales, como el nitruro de galio (GaN), el fosforo de indio (InP) y el diseleniuro de cobre-indio-galio (CIGS), además de materiales más raros, orgánicos y sensibilizados con colorantes.

Las células individuales se unen en serie para crear un módulo PV (también denominado panel PV), formado por 2 a 96 células PV. Esto se hace porque la electricidad es más fácil de procesar con tensiones más altas. Los módulos PV suelen tener de 5 a 350 W; los sistemas a gran escala se construyen con módulos mayores de gran potencia. Los módulos PV se conectan en serie para formar la unidad fundamental, una cadena PV. Las normas de seguridad limitan la tensión máxima de la cadena PV respecto a tierra (1000 V/1500 V en la Unión Europea; 600 V en los Estados Unidos), y esto a su vez define la potencia máxima de la cadena. Una cadena PV de 1000 V nominales suele proporcionar una potencia nominal de 5 kW de CC. Por eso, los inversores PV comerciales para cadenas múltiples presentan valores nominales múltiplos de 5 kW.

Los convertidores de potencia que procesan la energía generada se categorizan como sigue: microinversores, que generalmente interconectan de uno a cuatro módulos PV en la red de CA; inversores de cadena, inversores mono a

trifásicos que interconectan de una a 20 cadenas PV; y, finalmente inversores centrales trifásicos con valores nominales usualmente por encima de 100 kVA → 2. Además, hay un nicho de optimizadores de potencia que son convertidores CC-CC adicionales de baja potencia para el ajuste fino de la potencia generada en cadenas PV existentes. Aparte de los optimizadores de potencia, ABB suministra convertidores y soluciones para todas estas áreas de aplicación.

Características a nivel de central

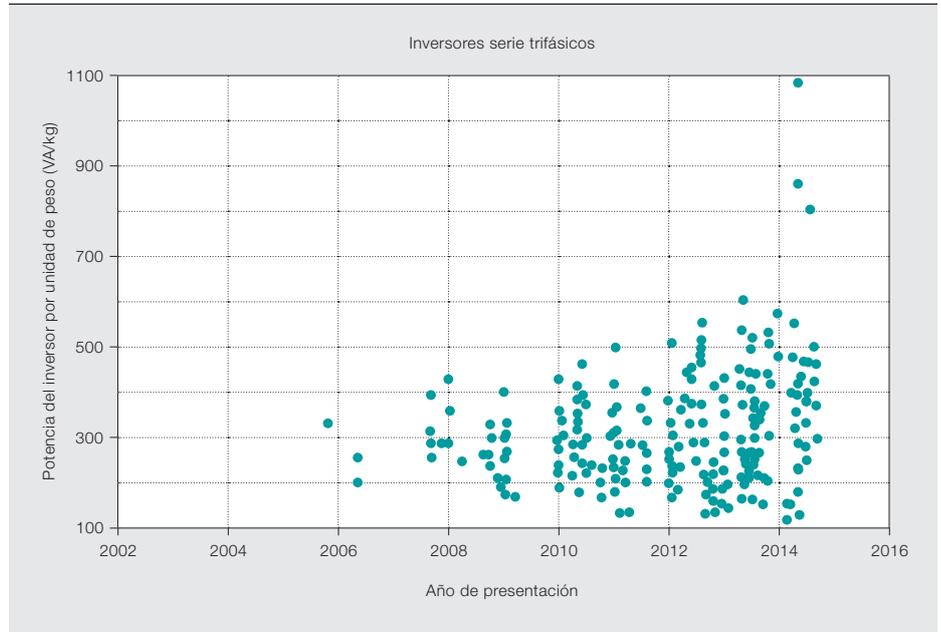
Tradicionalmente, las instalaciones PV se realizaban con el mayor valor nominal del inversor para el tamaño de la instalación: instalaciones pequeñas con microinversores y sistemas mayores con estaciones de inversores de gran potencia. Este concepto está cambiando, ya que el sector tiende hacia los sistemas de gran potencia con inversores de cadena. Impulsan esta tendencia la mayor potencia obtenida con inversores distribuidos que extraen la máxima potencia y los menores costes de instalación. Además, cuando se producen averías de los inversores, solo una parte de la instalación deja de producir electricidad. En consecuencia, cada vez es mayor la importancia de los inversores de cadena.

Otra novedad interesante que emerge en las aplicaciones PV para sistemas mayores es la inclusión de datos de ambientales para mejorar las previsiones y la potencia producida. Así, vigilando el

Así, vigilando el movimiento de las nubes cerca de la planta PV, el controlador centralizado puede dirigir con antelación a los inversores y ajustar su funcionamiento para mejorar el trabajo del MPPT.

El corazón de un inversor PV es el puente de dispositivos semiconductores de conmutación rápida que, junto con elementos pasivos de almacenamiento de energía, permiten el proceso de la producción de electricidad.

3 Densidad de potencia en inversores murales PV sin transformador



movimiento de las nubes cerca de la planta PV, el controlador centralizado puede dirigir con antelación los inversores y ajustar su funcionamiento para mejorar el trabajo del MPPT. Además, esta información se puede usar para predecir la energía disponible a corto plazo, para beneficio del operador de la red.

Una característica reciente que ha surgido en las aplicaciones PV es la conexión a varios servicios de datos distribuidos, de modo que el inversor está conectado a la red de información para guardar y compartir información importante, tal como el histórico de la producción de energía. De nuevo, dicha información ayuda al operador de la red a equilibrar la demanda eléctrica.

Dispositivos semiconductores emergentes

El corazón de un inversor PV es el puente de dispositivos semiconductores de conmutación rápida que, junto con elementos pasivos de almacenamiento de energía, permiten el proceso de la producción de electricidad. Mientras la gran mayoría de los inversores PV emplean dispositivos de Si, últimamente están apareciendo dispositivos de carburo de silicio (SiC). Soportan mayores tensiones y temperaturas y conmutan más deprisa que los de Si; con este material se construyen dispositivos de tratamiento de la electricidad más compactos y eficientes [3]. Sin embargo, la tecnología de SiC es cara y la fiabilidad a largo plazo de los

componentes de SiC sigue siendo una cuestión abierta. A pesar de estos inconvenientes, los dispositivos de SiC pueden considerarse como una parte integral de los inversores PV para los próximos años, como se ha demostrado en la investigación de ABB [4] y en los productos que emplean la tecnología de SiC.

Siguen debatiéndose en la industria las ventajas de la tecnología del GaN en comparación con la del SiC. Se sostiene que los dispositivos de GaN permiten una acción de conmutación ultrarrápida, con las consiguientes ventajas de eficiencia y densidad de potencia. Pero todavía están por verse demostraciones prácticas que validen esas afirmaciones.

Mientras los dispositivos de SiC ya están tecnológicamente maduros, los de GaN no lo están. En la actualidad, solamente hay en el mercado un puñado de productos de GaN y, además, no existen módulos de potencia de alta intensidad. Esto se debe también a la propiedad de la unión lateral del semiconductor de GaN que hace difícil la conexión en paralelo de muchos de esos chips, entorpeciendo la producción de módulos de alta intensidad. Con chips de GaN de empaquetamiento simple es posible conseguir niveles de potencia de unos 20 a 30 kW; con mayores niveles de potencia se necesitan módulos.

Densidad de potencia en inversores de cadena

En los últimos 10 años, han cambiado espectacularmente los objetivos de diseño de los inversores de cadena PV. Los diseños de la primera generación buscaban una producción de alta energía con múltiples convertidores MPPT aislados. Los diseños de segunda generación maximizaban el rendimiento de la conversión, seguidos por sistemas de tercera generación de una sola etapa. Los objetivos de diseño actuales son de menor coste y mayor densidad de potencia. Cada uno de estos presenta distintas dificultades a los diseñadores de electrónica de potencia.

Las dificultades con la densidad de potencia surgen de diversas necesidades: Por razones de seguridad, la industria ha adoptado un límite de peso de 75 kg para cada armario que tiene que ser transportado entre dos personas. Para montaje mural también hay límites para la capacidad de soporte de peso de la estructura de montaje y de la propia pared. Otro condicionamiento es el menor coste de transporte por watio instalado.

La evolución de la densidad de potencia de inversores de cadena PV trifásicos comerciales, sin transformador para montaje mural que pesen menos de 75 kg muestra que los fabricantes de inversores están esforzándose cada vez más para maximizar la densidad de potencia → 3.

La densidad de potencia de los inversores de cadena PV tiene limitaciones definidas. Normalmente, los elementos de filtro pasivo constituyen una parte importante del peso del sistema, pero la solución de la transferencia de calor, el propio contenedor y diversos dispositivos de protección añaden también bastante peso. Muchas de estas limitaciones no se pueden cambiar; por ejemplo, el grosor del contenedor y el empleo de ciertos medios de protección están normalizados (por ejemplo, IEC 62109). Cuanto mayor es el nivel de potencia, más voluminoso se hace el medio de protección, lo que se traduce en un contenedor más pesado que soporte el peso y que proporcione un índice de protección de acceso (IP) adecuado.

La dificultad de conseguir una alta densidad de potencia impulsará a los diseñadores a buscar soluciones con sistemas

más innovadores y fomentará el uso de componentes semiconductores de la siguiente generación.

Soluciones PV a escala de central

Aunque los avances tecnológicos se han producido en toda la industria PV, el segmento de las centrales ha seguido el ritmo de innovación más impresionante. Desde las primeras etapas del moderno mercado PV, la evolución de los inversores PV para centrales ha sido impulsada por la optimización del rendimiento de la producción de las centrales PV y el coste total de propiedad (TCO), esto es, la suma del gasto de capital inicial (capex) y los gastos de explotación (opex) realizados durante la vida de la planta.

La mayor parte de los esfuerzos de la industria de inversores en los últimos 10 años se han dirigido a mejorar el rendimiento de la conversión de energía del inversor, lo que se ha traducido en mayores valores de rendimiento de hasta el 98 por ciento ponderado y el 99 por ciento máximo. Pero la inevitable tendencia asintótica del rendimiento y la modesta ganancia de la rentabilidad financiera en relación con el coste añadido de topologías de mejor comportamiento y técnicas de control ha atraído gradualmente la atención hacia la reducción del TCO.

La innovación a nivel del inversor se ve como un medio para reducir el coste del equilibrio del sistema (BOS), que representa el 60 por ciento del coste de una central PV, frente a menos del 10 por ciento de la incidencia del coste del propio inversor. Hace pocos años la adopción progresiva de la tensión de 1000 V del sistema desde la de 600 V permitió una reducción del 25 por ciento del BOS de CC. La industria PV se encuentra a las puertas de un cambio similar con la tecnología del módulo de 1500 V, que revolucionará la oferta del inversor de central con su exigencia de una importante revisión de los componentes electrónicos y electromecánicos y las topologías desplegadas en inversores PV.

El otro componente del TCO es el coste de explotación. El coste usual anual de explotación y mantenimiento de una central PV es igual en números redondos al 1,5 por ciento de su coste capex inicial y una parte importante del mismo corresponde al mantenimiento de los inversores PV clásicos, refrigerados por aire,

especialmente en lugares aislados y hostiles. A lo largo de los 20 años de vida útil esperada, el opex es un contribuyente importante al coste de la central. La combinación de la necesidad de reducir los costes de mantenimiento con unos costes logísticos reducidos y la facilidad de instalación crea otro estímulo para la evolución del paquete mecánico de inversores de central. El cambio brusco a contenedores de inversor para exterior en varias carteras de compañías eléctricas fue el movimiento inicial en esta dirección, que proseguirá con el desarrollo de soluciones innovadoras de refrigeración de bajo coste de mantenimiento. La refrigeración tradicional por aire de los inversores IP20, con su mantenimiento periódico para limpiar los filtros de aire y descontaminar la electrónica expuesta al flujo directo del aire, está pasando gradualmente a soluciones en contenedor cerrado IP54 o IP65 con soluciones de refrigeración por líquido o de 2 fases.

Una ventaja añadida de estas tecnologías de cerramiento y refrigeración más inteligentes es la mayor densidad de potencia, que reduce los costes de instalación y logísticos. Esto cobra importancia cuando la demanda de las compañías eléctricas se desplaza a mercados emergentes con instalaciones en zonas aisladas.

Juha Huusari

ABB Corporate Research
Baden-Dattwil, Suiza
juha.huusari@fi.abb.com

Paolo Casini

ABB Discrete Automation and Motion,
Power Conversion
Terranuova Bracciolini, Italia
paolo.casini@it.abb.com

Referencias

- [1] "Global market outlook for photovoltaics 2014–2018," European Photovoltaic Industry Association.
- [2] L. Nousiainen *et al.*, "Photovoltaic generator as an input source for power electronic converter," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 28, no. 6, pp. 3028–3038, June, 2013.
- [3] C. Weizer *et al.*, "Silicon carbide high power devices," IEEE Transactions on Electron Devices, vol. 43, no. 10, pp. 1732–1741, Oct. 1996.
- [4] C. Ho *et al.*, "A comparative performance study of an interleaved boost converter using commercial Si and SiC diodes for PV applications," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 28, no. 1, pp. 289–299, May 2012.



Automatización y servicios durante la vida útil

Un enfoque holístico de la automatización, la explotación y el mantenimiento de una central fotovoltaica

ADRIAN TIMBUS, MARC ANTOINE, LUIS DOMINGUEZ – La generación fotovoltaica está creciendo muy deprisa, con un aumento previsto de las instalaciones en todo el mundo de 60 a 66 GW en 2017 [1]. ABB está profundamente involucrada en este crecimiento, y aplica un enfoque holístico a los proyectos que abarcan toda la vida útil de la central y a las dos etapas de los proyectos de generación fotovoltaica. La primera etapa es el diseño de la solución, la selección del equipo y la construcción de la central. La segunda consiste en garantizar que la central produce la máxima cantidad de energía y que su equipo se gestiona de una manera eficiente para minimizar los costes de explotación y mantenimiento. Este enfoque holístico es la culminación del dominio de ABB de las tecnologías para aplicaciones de energía solar y de los vastos recursos de servicio y mantenimiento de la empresa.

Como principal proveedor de tecnologías de generación fotovoltaica (PV), ABB se asocia con propietarios e inversores y les orienta. ABB lleva a cabo estudios de viabilidad y analiza la rentabilidad de los proyectos; diseña, fabrica y optimiza centrales; gestiona proyectos; y suministra sistemas eléctricos y de automatización. Gracias a su oferta completa de explotación y mantenimiento (O&M), que incluye supervisión y servicio a distancia avanzados, ABB asegura que cada central maximiza la producción y protege sus recursos. Las soluciones escalables de energía y automatización de ABB para centrales PV se diseñan para un despliegue rápido.

Están premontadas, probadas en fábrica y cargadas en contenedores para reducir el tiempo de entrega y facilitar la instalación. Con la excepción de los paneles solares, que ABB no fabrica, las soluciones se componen enteramente de productos de ABB, diseñados especialmente para las aplicaciones PV. Se integran perfectamente para suministrar los mayores niveles de fiabilidad y rendimiento y los más bajos de consumo de energía de la central. ABB ha entregado más de 100 soluciones integradas de electricidad y automatización para centrales PV, con una capacidad de generación combinada de unos 1000 MW.

Las tecnologías de ABB para centrales fotovoltaicas (PV) están diseñadas para maximizar el rendimiento de la planta y facilitar a los propietarios la recuperación rápida de la inversión y una larga vida útil de la central. Desde el equilibrio eléctrico de la central (EBoP) a los sistemas de control y gestión de la energía, la previsión de la producción y la supervisión y los servicios remotos, las tecnologías de generación PV de ABB buscan la máxima producción a un coste mínimo → 1.

Un sistema de automatización de centrales líder en el mundo

Symphony® Plus for Solar, el sistema de automatización de ABB para centrales PV, es un sistema de supervisión y control versátil y escalable. Como su nombre sugiere, forma parte de la plataforma Symphony Plus de ABB, la solución completa de automatización de centrales para los sectores de la electricidad y el agua. Symphony Plus es la última generación de la familia Symphony de sistemas de control distribuido que, con más de 6.500 instalaciones operativas, es una de las plataformas de automatización de centrales más utilizadas del mundo.

Symphony Plus for Solar supervisa y recopila datos de los componentes críticos de la central. Estos incluyen las cadenas de paneles, los centros de trans-

predecesora y la mejora con nuevas tecnologías y funcionalidades para alcanzar los objetivos de rendimiento en evolución de sus usuarios. La inversión en

hardware y software de Symphony Plus queda así protegida durante toda la vida útil de la central.

Symphony Plus for Solar mejora la recuperación de la inversión con servicios completos de explotación y mantenimiento.

Gestión de la energía eléctrica

La gestión de la energía es clave

para facilitar la conexión a la red de la central PV. El controlador de alto rendimiento de Symphony Plus se conecta a todos los actuadores relevantes (inversores, sistemas de seguimiento y, en su caso, bancos de condensadores, STATCOM¹ o almacenamiento de energía) y realiza cálculos en tiempo real para ajustar la producción de la central a las especificaciones. A partir de toda la información relevante de la central, envía puntos de consigna a los inversores. Además, garantiza que la gestión y el control de la central cumplen con los requisitos y códigos de red locales, controla la tasa de aceleración de la producción y proporciona el factor de potencia y el control de la tensión en el punto de conexión a la red.

formación (con inversores, transformadores, apartamento de media tensión y cuadros de distribución de baja tensión), la conexión a la red y las estaciones meteorológicas. El sistema es compatible con una amplia gama de protocolos de comunicación, lo que le permite conectarse e intercambiar datos con todos los componentes. Equipado con una base de datos en tiempo real e históricos, adquiere y almacena todos los datos relevantes de la central, tanto in situ como en un centro de servicio remoto de ABB.

Utilizando el protocolo de comunicación IEC 61850, Symphony Plus for Solar supervisa y controla el equipo de la subestación e integra los componentes de generación y eléctricos en un único sistema de información. Uno de los principales factores de diferenciación de la plataforma Symphony Plus es que está diseñada para durar toda la vida útil de la central. A través de la política de vida útil de “evolución sin obsolescencia” de ABB, cada generación de la familia Symphony Plus se basa en su

predecesora y la mejora con nuevas tecnologías y funcionalidades para alcanzar los objetivos de rendimiento en evolución de sus usuarios. La inversión en hardware y software de Symphony Plus queda así protegida durante toda la vida útil de la central.

Imagen del título

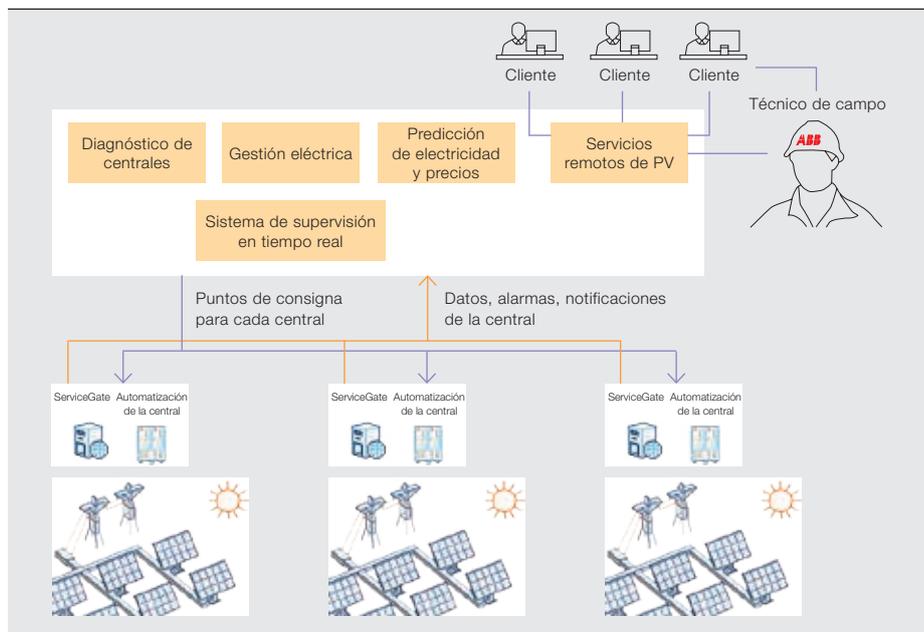
Los servicios de explotación y mantenimiento son componentes clave de la oferta fotovoltaica de ABB y permiten a los operadores de centrales minimizar los costes por esos conceptos.

Nota a pie de página

1 Compensadores síncronos estáticos

ABB ofrece una solución flexible para prever la producción de la central.

2 Arquitectura de Symphony Plus for Solar



3 Alarmas y notificaciones en el portal remoto

La imagen muestra una captura de pantalla del portal remoto de ABB. A la izquierda hay un menú con 'Plant Name' y una lista de plantas (AB1, AB2, AB3, AB4). El área principal muestra una lista de alarmas con columnas para 'Alarm Description', 'Last Alarm' y 'Last Alarm'. Abajo hay una tabla de detalles de las alarmas con columnas para 'ID Alarm', 'Time', 'Tag Name Alarm', 'Status' y 'Message'.

ID Alarm	Time	Tag Name Alarm	Status	Message
527881	14:02:46	PG11T_SEZNTCAB2	OK	PG11T_SEZNTCAB2 PG11T - Centro Subestacione MT Cabina 2 CLOSSED RN
527890	14:02:46	PG11T_SEZNTCAB1	OK	PG11T_SEZNTCAB1 PG11T - Centro Subestacione MT Cabina 1 CLOSSED RN
527899	13:55:28	PG11T_SEZNTCAB2	OK	PG11T_SEZNTCAB2 PG11T - Centro Subestacione MT Cabina 2 CLOSSED RN
527898	13:55:28	PG11T_SEZNTCAB1	OK	PG11T_SEZNTCAB1 PG11T - Centro Subestacione MT Cabina 1 CLOSSED RN
527892	13:55:24	PG11T_SEZNTCAB2	OK	PG11T_SEZNTCAB2 PG11T - Centro Subestacione MT Cabina 2 CLOSSED RN
527893	13:55:12	PG11T_SEZNTCAB2	ALARMED	PG11T_SEZNTCAB2 PG11T - Centro Subestacione MT Cabina 2 OPENED AL
527891	13:55:11	PG11T_SEZNTCAB1	OK	PG11T_SEZNTCAB1 PG11T - Centro Subestacione MT Cabina 1 CLOSSED RN
527890	13:55:28	PG11T_SEZNTCAB1	ALARMED	PG11T_SEZNTCAB1 PG11T - Centro Subestacione MT Cabina 1 OPENED AL
527891	13:55:11	PG11T_SEZNTCAB1	OK	PG11T_SEZNTCAB1 PG11T - Centro Subestacione MT Cabina 1 CLOSSED RN
527892	13:55:24	PG11T_SEZNTCAB1	ALARMED	PG11T_SEZNTCAB1 PG11T - Centro Subestacione MT Cabina 1 OPENED AL
527890	14:02:46	PG11T_SEZNTCAB2	OK	PG11T_SEZNTCAB2 PG11T - Centro Subestacione MT Cabina 2 CLOSSED RN

Previsión de la producción

Con el tamaño de las centrales PV aumenta la importancia para la rentabilidad de la capacidad de prever la producción. ABB ofrece una solución flexible que utiliza datos de los paneles, las cadenas y los inversores, así como de la producción histórica y la información meteorológica, para prever la producción de la central. El horizonte de previsión va desde unas horas (normalmente, de 6 h, con una resolución de 15 minutos) hasta varios días (una semana con una resolución de una hora).

ABB ha desarrollado también algoritmos que siguen el movimiento de las nubes en las proximidades de la central PV. Utilizando el procesamiento avanzado de imágenes y técnicas de visión por orde-

nador, así como modelos ópticos y físicos, los algoritmos predicen el tiempo de llegada y la duración de la cubierta de nubes sobre la central, y calculan el descenso previsto de la generación. Si la central está equipada con un sistema de almacenamiento de energía, la optimización del equilibrio eléctrico se consigue con la previsión precisa a corto plazo de las fluctuaciones causadas por las nubes.

Supervisión y control remotos

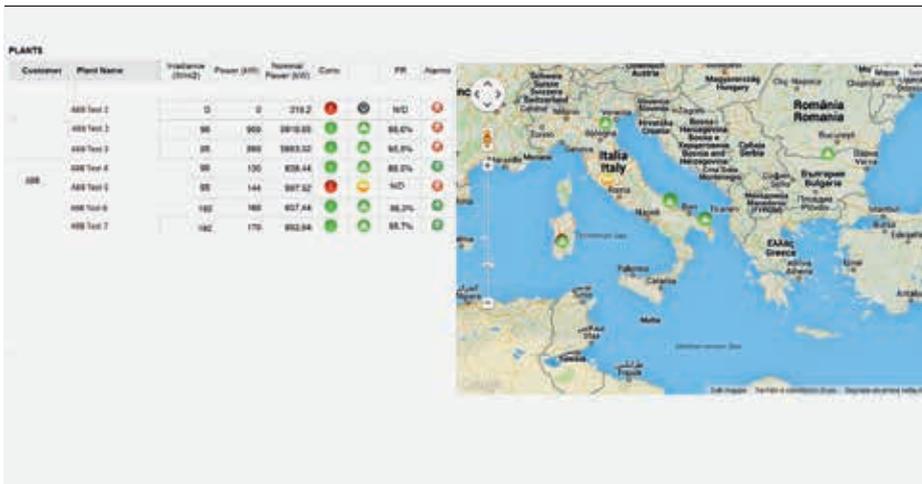
Los propietarios de las centrales necesitan minimizar los costes de explotación y mantenimiento (O&M) identificando con rapidez los componentes de bajo rendimiento. Necesitan el mantenimiento predictivo para reducir el tiempo de inactividad, prolongar la vida útil de los equipos y evaluar el impacto del fallo de un equi-

po. Esperan, además, un acceso rápido a los ingenieros de servicio y los especialistas de productos.

La plataforma de supervisión, operaciones y servicios remotos de ABB para centrales PV actúa en todos estos. Symphony Plus for Solar tiene tres componentes principales: una interfaz remota denominada Symphony Plus ServiceGate, un centro de servicios remotos de ABB y un portal web específico → 2. La plataforma se puede utilizar para una única central, un parque de centrales PV u otras centrales de energías renovables.

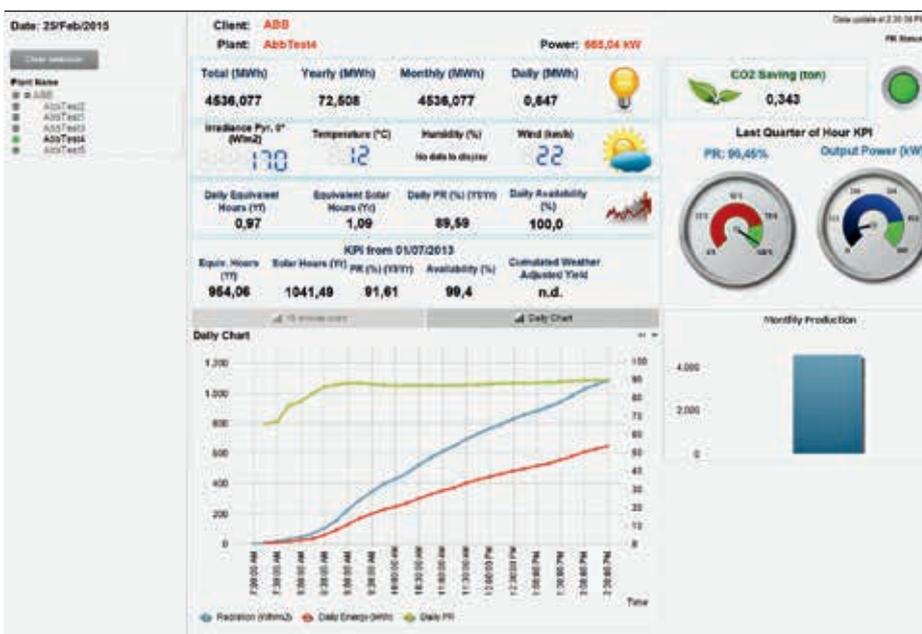
ServiceGate proporciona una conexión de transmisión de datos segura y de alta velocidad entre los sistemas de automatización de la central y un centro de ser-

4 Resumen con mapas



Symphony Plus for Solar tiene tres componentes principales: una interfaz remota, un centro de servicios remotos y un portal web especial.

5 Cuadro de mando KPI



vicios remotos de ABB. Admite la configuración del sistema, las comprobaciones del estado y el diagnóstico del sistema, así como las operaciones remotas de equipos de la central.

El centro de servicios remotos de ABB recibe los datos de ServiceGate y los almacena, para lo que está equipado con una plataforma de hardware y un software configurable específicos. Ejecuta el software de procesamiento y supervisión y las aplicaciones avanzadas, además de almacenar los resultados que se muestran en el portal web específico. A diferencia de otros sistemas de supervisión del mercado, el de ABB ejecuta operaciones de la central en tiempo real a través de una interfaz hombre-máquina ergonómica. Además, hay una función

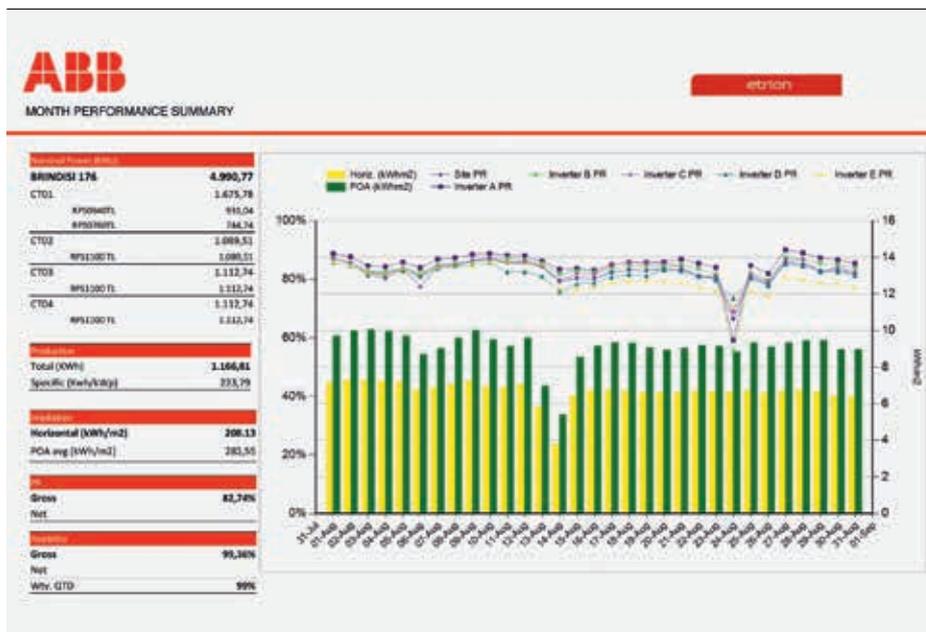
optimizada de gestión de la energía disponible para todo el parque que controla la producción global en el mejor punto económico de funcionamiento. El centro de servicio está disponible las 24 horas del día, atendido por ingenieros acreditados y preparados para actuar en todo momento ante cualquier problema.

El portal web dispone de una interfaz específica que permite a la central PV comunicarse con el mundo exterior. Todas las centrales del parque se pueden gestionar desde el mismo portal web, al que acceden los usuarios autorizados en cualquier momento y lugar con un PC o un dispositivo móvil. El inicio de sesión proporciona diferentes niveles de autorización basados en funciones definidas en la norma IEC 62351.

Las principales características del portal web incluyen alarmas y notificaciones, presentación dinámica de datos recopilados, mantenimiento predictivo, previsión de producción, indicadores de producción y rendimiento, notificación y gestión de incidencias y comprobaciones de estado.

Alarmas y notificaciones

Además de recibir alarmas normales de la central, como fallos de inversores o equipos de la central, los usuarios pueden generar sus propias alarmas para situaciones como "valor bajo de KPI". Cuando se activa una alarma, la plataforma realiza un diagnóstico preliminar de posibles fallos de funcionamiento y envía una notificación inmediata al personal responsable por SMS o correo electrónico → 3.



Mapas con datos dinámicos

Los mapas muestran la ubicación geográfica de las centrales del parque con iconos. Un marco contiguo incluye una lista de las centrales del parque y utiliza semáforos e iconos dinámicos para mostrar el estado de los KPI contractuales, las incidencias abiertas de mantenimiento y el estado de la conexión de la central con ServiceGate → 4.

Mantenimiento predictivo

La plataforma de servicios remotos incluye un conjunto de herramientas para detectar y corregir las causas más habituales del bajo rendimiento de los recursos. Las herramientas analizan la central en secciones pequeñas (normalmente, cadenas individuales) para detectar los problemas locales a tiempo, antes de que se conviertan en problemas de producción más graves. Detectan la suciedad (acumulación de polvo en los módulos), el sombreado total o parcial de las cadenas y el envejecimiento, que analiza la eficiencia de los módulos PV con el paso del tiempo para determinar la pérdida de rendimiento causada por la degradación.

Indicadores de producción y rendimiento

Otras aplicaciones que supervisan y analizan la producción de la central son la supervisión del coeficiente de rendimiento, un sistema de indicadores en tiempo real para la supervisión de la producción y los KPI de la central (basado en la tecnología QlikView) → 5; tenden-

cias del estado de los equipos que supervisa el rendimiento de los equipos críticos en tiempo real; y análisis del parque, con un cuadro de mando de datos históricos para comparar y analizar el rendimiento del parque.

Sistema de notificación y gestión de incidencias

La plataforma de servicios remotos almacena los datos de las centrales fotovoltaicas y el portal web los utiliza para generar de forma automática informes de producción, intervenciones y medidas de los operarios; libro de registro de explotación y mantenimiento que recopila las incidencias de explotación y mantenimiento y sigue las acciones de los operarios; e informes ejecutivos con la información necesaria para gestionar las centrales → 6.

Comprobaciones del estado

La plataforma de servicios remotos comprueba también el estado del equipo. Estas comprobaciones consisten en un diagnóstico de huellas, que supervisa y evalúa el rendimiento del equipo e identifica los problemas de fiabilidad. Están disponibles para los activos de la central, incluidos el sistema de automatización (hardware y software), la configuración de la ciberseguridad y el equipo de procesos eléctricos. Las huellas se utilizan para iniciar un proceso de optimización permanente mediante la identificación de mejoras necesarias y un calendario para su implementación.

Actualmente, ABB utiliza la plataforma de servicios remotos para supervisar y controlar más de 50 centrales PV en todo el mundo.

Actualmente, ABB utiliza la plataforma de servicios remotos para supervisar y controlar más de 50 centrales PV en todo el mundo. El tamaño de estas centrales va desde menos de 1 MW a más de 100 MW, con centrales individuales y parques completos. La elevada satisfacción de los clientes y el gran número de contratos de renovación indican que el enfoque holístico de ABB en la generación PV rinde beneficios reales y un valor medible para los clientes.

Adrian Timbus

Marc Antoine

ABB Power Systems, Power Generation

Baden, Suiza

adrian.timbus@ch.abb.com

marc.antoine@ch.abb.com

Luis Dominguez

ABB Corporate Research

Baden-Dattwil, Suiza

luis.dominguez@ch.abb.com

Referencia

[1] Bloomberg New Energy Finance

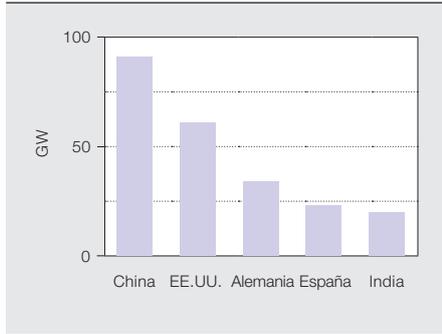


Todos a una

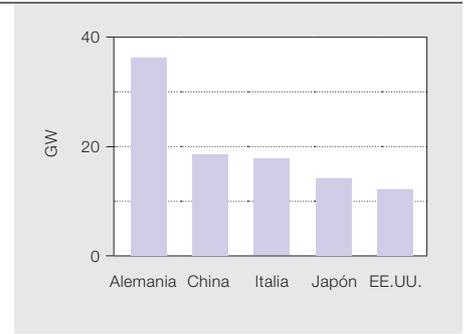
Integración en la red de las energías renovables distribuidas

JOCHEN KREUSEL – Hace más de diez años que las nuevas fuentes renovables de energía eléctrica (solar y eólica) empezaron a hacerse un hueco en el sistema de suministro eléctrico. En aquel momento se consideró que eran dos fuentes más de energía primaria que se podrían conectar a los sistemas existentes sin realizar cambios importantes. Ahora estas nuevas energías renovables se han convertido, en algunos países, en el principal subsector de generación. Teniendo en cuenta las importantes reducciones de costes de los últimos años, se prevé una mayor aceleración de este crecimiento. Pero el enfoque basado en la conexión de las energías renovables a los sistemas existentes es

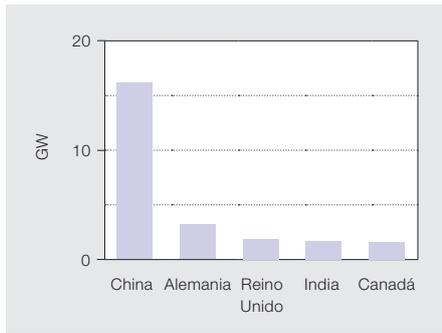
demasiado miope. Lo cierto es que los sistemas de suministro eléctrico deben evolucionar más para integrar nuevas fuentes a una escala mayor. Con su alta escalabilidad, la energía fotovoltaica es el principal impulsor de este cambio que afecta a todos los ámbitos del suministro y la utilización de la cadena de valor eléctrica. El profundo conocimiento que tiene ABB de la generación renovable junto con la experiencia en los códigos de redes y las prácticas de las compañías eléctricas de todo el mundo le permiten ofrecer una gama completa de productos, sistemas, soluciones, servicios y consultoría al sector de las renovables.



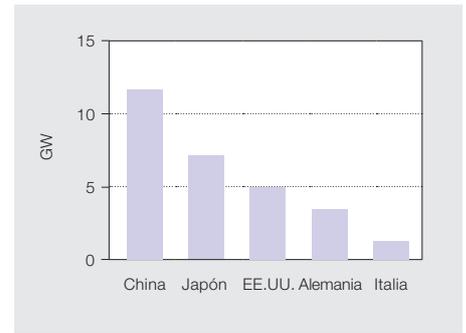
1a Eólica: capacidad instalada, 2013



1b PV: capacidad instalada, 2013



1c Eólica capacidad nueva, 2013



1d PV: capacidad nueva, 2013

Fuentes: Eólica: Bundesverband Windenergie e.V., Deutschland; Fotovoltaica: IEA-PVPS, IDAE, PV News, BSW, IWR

Desde finales del siglo XX, un número creciente de países ha fomentado el uso de la energía eólica y solar. Dinamarca ha sido pionera en este campo y, en 2011, cubría más del 40% de su demanda eléctrica con fuentes renovables, formadas en sus tres cuartas partes por energía eólica. Alemania es objeto de observación por ser el primer gran país industrial que trata de transformar su suministro eléctrico con un enfoque estricto en las nuevas fuentes renovables.

→ 1 muestra los cinco primeros países del mundo en términos de capacidad eólica y solar instalada y nueva en 2013. Se observa actividad en países de todas las regiones y algunos de los pioneros, reconocibles por su gran capacidad instalada, han sido superados por otros países. En la actualidad, las nuevas energías renovables son una realidad mundial y han dejado de depender del apoyo de países individuales.

El principal impulsor de este cambio es la energía fotovoltaica que, tras las importantes reducciones de costes al final de la última década, ha alcanzado o se ha situado por debajo de la paridad de red en varios países. Es decir, la energía fotovoltaica ha logrado unos precios competitivos para el usuario final en las redes de baja tensión. → 2 muestra la evolución de los costes de la generación fotovoltaica (PV) en comparación con los precios de la electricidad en los hogares de Alemania. La energía fotovoltaica es una opción económica para satisfacer la demanda de los hogares particulares, siempre que el precio de uso de la red se base primordialmente en la energía. Esto hace que sea independiente de filiales directas en un gran ámbito de aplicaciones en la medida en que reduce la propia demanda del propietario.

Nuevas fuentes renovables e integración del sistema

Las nuevas energías renovables comparten tres características que alteran sustancialmente el sistema de suministro

eléctrico: generación remota, generación distribuida y volatilidad.

Generación remota

El porcentaje de generación remota en las energías renovables es mucho mayor que en los sistemas de centrales eléctricas, en los que se prefiere un equilibrio regional de generación y demanda por motivos económicos y técnicos. Este

La generación remota, distribuida y volátil afecta a todos los ámbitos del suministro y la utilización de la electricidad.

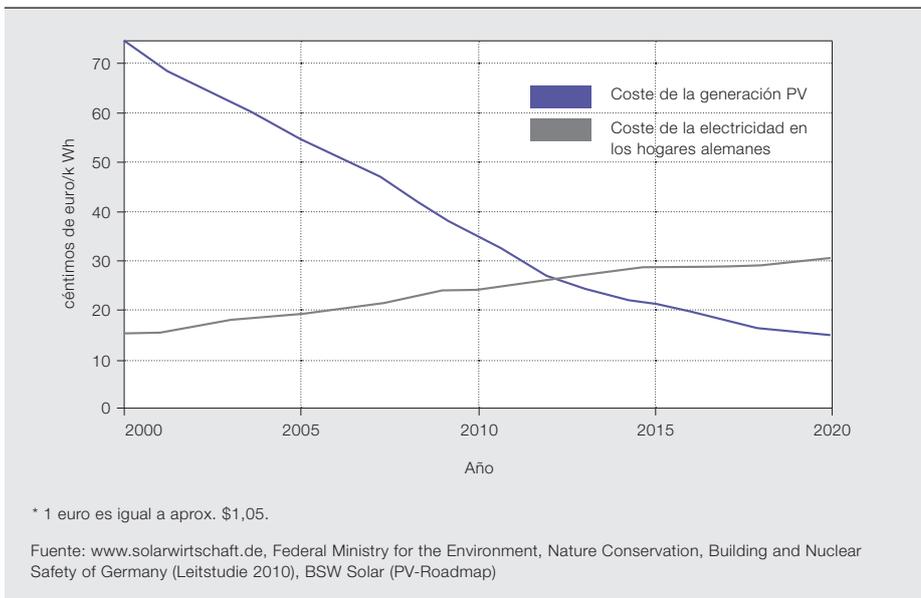
cambio se debe sobre todo a que las fuentes de viento y agua están muy vinculadas a determinados lugares y pueden dar lugar a grandes unidades o agrupaciones de generación.

Generación distribuida

El crecimiento de la generación distribuida está impulsado principalmente por la energía fotovoltaica y la cogeneración de calor y electricidad (CHP). En el caso de la energía fotovoltaica, se debe principalmente a las economías de escala

Imagen del título

El cambio a fuentes de energía renovables ha convertido el suministro eléctrico fiable en un problema cada vez mayor. La oferta completa de energía eólica y solar de ABB ayuda a resolverlo.



La cuota creciente de energías renovables influye en la explotación de las centrales eléctricas convencionales.

relativamente bajas en términos de costes combinadas con los resultados económicos, en relación con los precios del usuario final en una red de baja tensión. La CHP se debe distribuir para acercar la calefacción al usuario.

En concreto, sistemas PV muy pequeños pueden hacer que una cuota considerable de la generación esté cubierta por numerosas unidades pequeñas que suministran electricidad a las redes de distribución.

Volatilidad

La volatilidad la introducen en el sistema eléctrico principalmente las energías eólica y solar, con fluctuaciones más rápidas, mayores y, especialmente en el caso de la energía eólica, menos predecibles que en el pasado.

La generación remota, distribuida y volátil afecta a todos los ámbitos del suministro y la utilización de la electricidad. En → 3 se resumen estos campos, incluida la influencia de las nuevas cargas como impulsores del cambio.

Suministro convencional de electricidad

La cuota creciente de energías renovables influye en la explotación de las centrales eléctricas convencionales. El incremento de la frecuencia del uso de las centrales eléctricas, previstas originalmente como centrales de carga base, para cargas posteriores a la operación con gradientes de producción eléctrica pronunciados plantea un gran desafío

técnico. Tomando Alemania como ejemplo, los efectos de este cambio se han investigado en detalle en [1]. El estudio concluyó que se esperan, incluso en 2015, unos gradientes de energía de hasta 15 GW/h en el parque de generación eléctrica convencional.

Otro factor que influye en la explotación de las centrales eléctricas convencionales es que, dado que las energías eólica y solar no tienen costes variables, siempre se sitúan en el extremo inferior en la clasificación de méritos en un mercado de sólo energía. Esto significa que desplazan a la generación convencional, reduciendo la utilización de las centrales eléctricas convencionales y dificultando la cobertura de los costes fijos.

Estos efectos económicos han restado atractivo a la construcción y explotación de centrales eléctricas convencionales. Pero como la capacidad de generación convencional es indispensable, como respaldo en los períodos de baja producción renovable y control del sistema eléctrico, actualmente se debate cómo adaptar el mercado. ABB ha participado mucho en los debates y ha contribuido a conformar el moderno sistema de suministro eléctrico.

Nivel de transporte

En las redes de transporte, la generación remota conduce a un aumento de las necesidades de capacidad. Además, la volatilidad de la generación, especialmente en combinación con el bajo

La creciente variedad de condiciones operativas en las redes de distribución incrementa los requisitos de información.

3 Efectos de los principales impulsores del cambio en las distintas partes de la cadena de valor de suministro y utilización de la electricidad

Impulsor	Sistema afectado				
	Generación convencional	Transporte	Distribución	Funcionamiento del sistema	Aplicación
Generación remota		<ul style="list-style-type: none"> – Transporte a larga distancia – FACTS¹ – Red superpuesta /HVDC 		<ul style="list-style-type: none"> – Estabilización con FACTS¹ 	
Generación distribuida			<ul style="list-style-type: none"> – Automatización – Regulación de tensión 	<ul style="list-style-type: none"> – Comunicación – Control – Centrales eléctricas virtuales 	
Generación volátil	<ul style="list-style-type: none"> – Capacidad de carga parcial – Flexibilidad: 	<ul style="list-style-type: none"> – Equilibrio transregional – Red superpuesta/HVDC – Almacenamiento masivo 	<ul style="list-style-type: none"> – Almacenamiento distribuido 	<ul style="list-style-type: none"> – Gestión de cargas – Centrales eléctricas virtuales – PMU/WAMS² 	<ul style="list-style-type: none"> – Almacenamiento (en aplicaciones) – Respuesta a la demanda
Cargas nuevas (por ej. e-movilidad)			<ul style="list-style-type: none"> – Infraestructura de carga 	<ul style="list-style-type: none"> – Respuesta a la demanda 	

1 FACTS: sistemas de transporte flexible de corriente alterna

2 PMU/WAMS: unidades de medición de fasores / sistemas de supervisión de grandes áreas

número de horas a plena carga de las energías renovables, aumenta los requisitos del transporte. La ampliación del sistema eléctrico interconectado es la opción más rentable para equilibrar la generación volátil y el consumo [2].

El beneficio de la expansión regional para la integración de un gran porcentaje de energías renovables en el suministro eléctrico se ilustra en → 4 con el ejemplo de la expansión del sistema eléctrico interconectado europeo al Norte de África y Oriente Medio.

→ 4 muestra los costes de un MWh adicional generado a partir de fuentes renovables en Europa, siempre que los objetivos políticos y energéticos europeos se cumplan y se implementen reducciones adicionales de costes en las centrales. La ventaja de costes es el resultado de ubicaciones significativamente más adecuadas en el norte de África y Oriente Medio en comparación con Europa. Se tienen en cuenta los costes de la capacidad de transporte adicional necesaria. Esta ventaja de costes beneficia directamente a los operadores de las centrales y no requiere ningún apoyo especial, aparte de unas condiciones marco fiables. La otra ventaja de costes ilustrada en → 4 se basa en un mejor equilibrio entre la oferta y la demanda de energías

renovables como resultado de las variaciones estacionales complementarias del viento y el consumo en Europa y al sur del Mediterráneo. Esta reducción de costes requiere una consideración adecuada del diseño del mercado.

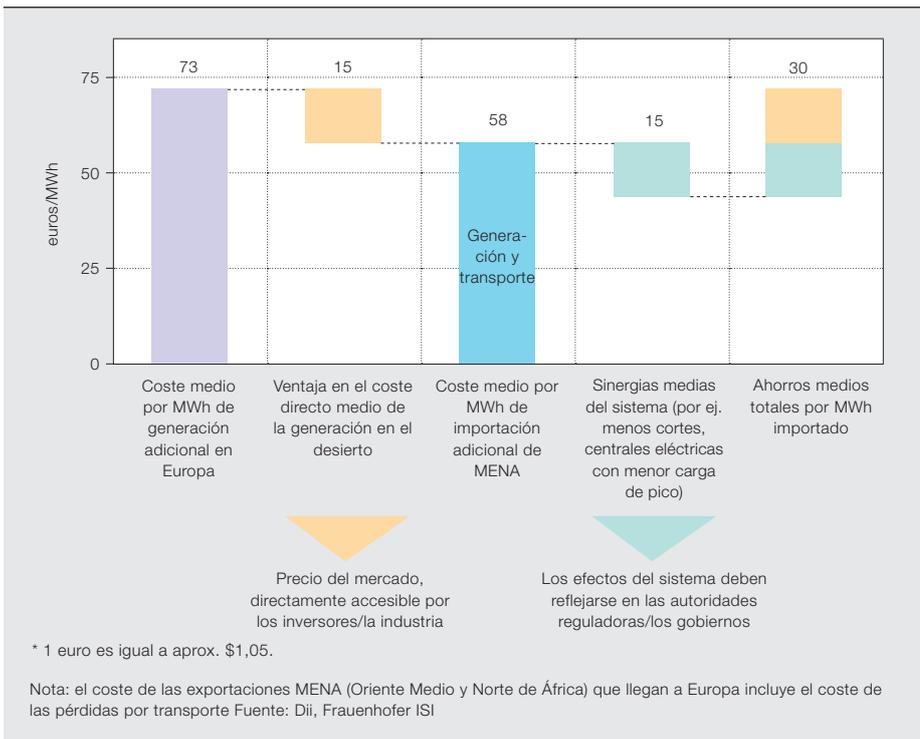
Los sistemas de transporte necesarios en las circunstancias descritas en → 4 serán presumiblemente diferentes de los del pasado. Teniendo en cuenta las grandes distancias de transporte y los flujos de carga cambiantes debido a los altos picos de entrada de alimentación de las fuentes renovables, parece sensato un nivel de transporte superpuesto (cuadrícula de superposición) basado en la tecnología de corriente continua de alta tensión (HVDC).

Un componente clave en este aspecto es el interruptor HVDC desarrollado por ABB [4].

Nivel de distribución

Los cambios que se producen en las redes de distribución son múltiples. En muchos casos, el aumento en la generación distribuida obliga a reforzar las redes. Sin embargo, sobre todo en redes rurales con líneas de transporte relativamente largas, los problemas de apoyo a la tensión son los que primero aparecen. Dado que la causa no es la situación de

4 Reducción de costes* de la energía renovable mediante la integración de los sistemas de suministro de Europa, Norte de África y Medio Oriente [3]



La ampliación del sistema eléctrico interconectado es la opción más rentable para equilibrar la generación volátil y el consumo.

Debido a la volatilidad de la generación renovable, la respuesta a la demanda a corto plazo está adquiriendo una mayor importancia.

una carga para la que la red se diseñó, sino una serie de condiciones entre la alimentación y la extracción de electricidad, la solución tradicional de adaptar manualmente la relación de transformación del transformador de distribución local ya no es suficiente → 5. En tales casos, el refuerzo de la red, que suele ser significativamente más caro, se puede posponer o incluso descartar completamente instalando un regulador de tensión, como un transformador de distribución controlado por la tensión (véase, por ejemplo, [5,6]).

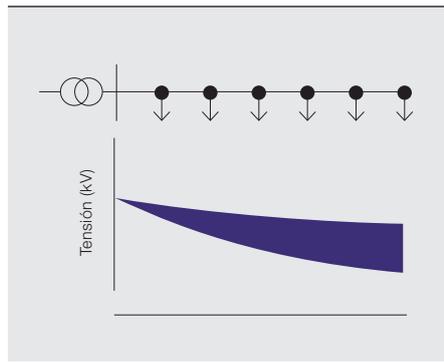
La creciente variedad de condiciones operativas en las redes de distribución incrementa los requisitos de información. Esto conduce a la automatización, al

menos parcial, de las subestaciones de distribución, que hasta el momento se han supervisado mínimamente o controlado a distancia. La generación distribuida y la movilidad eléctrica (debido a la naturaleza móvil de los usuarios) conducirá a una capacidad insuficiente de las redes de distribución en algunas situaciones. Esto significa que se necesitarán medición y control. Además, dado que todos los sistemas técnicos, incluidas las mediciones, pueden fallar, la solución consistirá en transferir enfoques conocidos de las redes de transporte, como la estimación de estado, al nivel de distribución y a los sistemas de distribución secundaria.

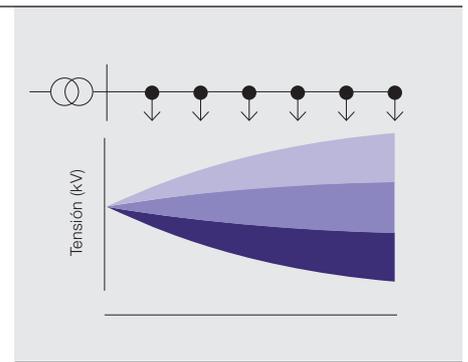
Si la red no puede ofrecer una capacidad suficiente en todas las situaciones, se deben detectar y solucionar por anticipado las posibles congestiones, una tarea que no es nueva en el ámbito del suministro eléctrico. De hecho, es la práctica habitual en la coordinación entre centrales eléctricas (a gran escala) y operadores del sistema. Por lo tanto, las soluciones para este aspecto del suministro eléctrico se deben en gran medida normalizar y automatizar. Un ejemplo de explotación predictiva de la red de distribución, que tiene además en cuenta los requisitos del mercado liberalizado, se ha desarrollado e implementa-

Un enfoque integral que tenga en cuenta el suministro eléctrico y de calefacción y refrigeración es esencial para utilizar opciones de flexibilidad en el lado de la demanda.

5 Cambio del apoyo a la tensión en redes de distribución con generación cada vez más distribuida (esquema)



5a En el pasado: Distribución; la tensión disminuye a lo largo de las líneas de BT y la banda de tensión se puede garantizar mediante un ajuste fijo del transformador de distribución



5b Ahora y en el futuro: Distribución y alimentación, que se traducen en una variación mayor de la tensión en el extremo de la línea, por lo que se requerirá posiblemente un ajuste de tensión en la carga

do con éxito en el proyecto eléctrico MeRegio en Alemania [7].

Consumo

Debido a la volatilidad de la generación renovable, la respuesta a la demanda a corto plazo está adquiriendo una mayor importancia. Las medidas de respuesta a la demanda, en concreto las basadas en cargas con almacenamiento intrínseco, son una opción. En → 6 se ilustran los requisitos asociados con el equilibrio de cargas y la generación para distintos ámbitos de tiempo, las soluciones habituales actuales y las soluciones futuras previstas. Se aprecia claramente que la respuesta a la demanda puede ser una contribución importante, especialmente en los primeros 15 minutos. Este intervalo es importante porque es suficiente para que las centrales eléctricas de arranque rápido respondan a una deficiencia repentina de capacidad de generación. Si la respuesta a la demanda puede contribuir actualmente en el breve intervalo en el que la masa rotativa de las centrales eléctricas tiene un efecto estabilizador depende de la capacidad para lograr una reacción autónoma de la carga al desequilibrio entre generación y consumo. Transcurridos 15 minutos, el uso de la respuesta a la demanda sólo es realista en aplicaciones concretas.

respondan a una deficiencia repentina de capacidad de generación. Si la respuesta a la demanda puede contribuir actualmente en el breve intervalo en el que la masa rotativa de las centrales eléctricas tiene un efecto estabilizador depende de la capacidad para lograr una reacción autónoma de la carga al desequilibrio entre generación y consumo. Transcurridos 15 minutos, el uso de la respuesta a la demanda sólo es realista en aplicaciones concretas.

La respuesta a la demanda es especialmente adecuada en aplicaciones de calefacción y refrigeración, ya que el almacenamiento de energía térmica es, en la mayoría de los casos, relativamente barato. Por lo tanto, un enfoque integral que tenga en cuenta el suministro eléctrico, la calefacción y la refrigeración es esencial para utilizar opciones de flexibilidad en el lado de la demanda.

Opciones de almacenamiento

El almacenamiento es otro elemento importante en la integración de las energías renovables. No obstante, debido a

La transición del suministro eléctrico basado en centrales térmicas al basado en nuevas energías renovables como fuente principal determinará un cambio radical del diseño de los sistemas eléctricos.

la variedad de aplicaciones y soluciones, se trata de un asunto muy complejo que debe analizarse por separado. En la página 27 de este número de ABB Review se analiza con más detalle el almacenamiento de la energía (“Un futuro brillante”).

Perspectivas futuras

La transición del suministro eléctrico basado en centrales térmicas al basado en nuevas energías renovables como fuente principal tiene implicaciones téc-

6 Requisitos para equilibrar la generación y la demanda en distintos dominios de tiempo, y posibles soluciones actualmente y en el futuro

Dominio de tiempos	Tarea	Soluciones clásicas	Nuevas soluciones para el futuro
<30 s	Reserva instantánea, equilibrado de variaciones a corto plazo	<ul style="list-style-type: none"> – Masa giratoria de las centrales eléctricas 	<ul style="list-style-type: none"> – Almacenamiento en baterías – Fuentes de energía renovable y gestión de carga pueden también contribuir
<15 min	Reserva en minutos, equilibrado de variaciones a corto plazo	<ul style="list-style-type: none"> – Centrales hidráulicas – Centrales eléctricas en la red – Centrales eléctricas de arranque rápido 	<ul style="list-style-type: none"> – Gestión de cargas – Almacenamiento en baterías
1-3 d	Equilibrado de las variaciones durante el día de la carga residual	<ul style="list-style-type: none"> – Almacenamiento por bombeo – Centrales eléctricas (almacenamiento de combustible) 	<ul style="list-style-type: none"> – Almacenamiento por bombeo – Gestión de carga (aplicaciones seleccionadas)
De semanas a meses	Equilibrado de las variaciones anuales de la carga residual	<ul style="list-style-type: none"> – Centrales eléctricas (almacenamiento de combustible) – Embalse de agua (caudal afluente natural) 	<ul style="list-style-type: none"> – Embalse de agua (caudal afluente natural) – Expansión de sistema eléctrico interconectado

nicas en todas las áreas del suministro y la utilización de la electricidad, lo que determinará un cambio radical del diseño de los sistemas eléctricos.

La futura generación convencional exigirá centrales que se puedan explotar de manera económica incluso con cargas bajas y en situaciones de cambios frecuentes y rápidos de carga. Las redes de transporte deberán asumir tareas de transporte a más larga distancia en situaciones de flujo de carga muy variable en comparación con el pasado. Para compensar la volatilidad de las nuevas fuentes renovables, los sistemas interconectados de área extensa, como los propuestos para la región Europa-Norte de África-Oriente Medio, en el marco del concepto Desertec, pueden ser una opción.

Las consecuencias de la integración de la generación distribuida en las redes de distribución serán de largo alcance, tanto cuantitativa como cualitativamente. En primer lugar, será inevitable en muchos casos un aumento de la capacidad de la red. Como la combinación de extracción e inyección de energía en la red propicia una mayor variedad de condiciones de funcionamiento, en muchos casos será necesario aumentar la supervisión y regulación de la tensión. Y, finalmente, dejará de ser razonable diseñar redes de distribución para situaciones extremas e inusuales, debido principalmente al bajo número de horas a plena carga asociadas con la energía solar y a la movilidad eléctrica. Por lo tanto, se necesitarán un seguimiento y un control hasta el nivel de distribución secundario.

El equilibrio de cargas y generación será cada vez más difícil en sistemas con un suministro de energía primaria muy variable e imposible de almacenar. Además de las plantas de almacenamiento por bombeo, probadas pero dependientes del perfil orográfico, el almacenamiento en baterías pueden servir de ayuda a corto plazo, por ejemplo, en la estabilización de la frecuencia y la atenuación de los valores de pico. A largo plazo, sobre todo para la compensación de las variaciones estacionales, es probable que se expandan los límites del sistema con sistemas interconectados o interconectando otros sistemas, como el suministro de calor y gas.

El cambio más significativo en la gestión del sistema será la integración de gran número de unidades distribuidas, tanto en el lado de la generación como en el del consumo, así como el control de la frecuencia con un menor número de masas en rotación como elementos estabilizadores.

Los problemas más importantes en el desarrollo de los sistemas son, desde una perspectiva organizativa, la coordinación de las medidas necesarias en todas las áreas del sistema y, desde una perspectiva técnica, el desarrollo de un almacenamiento adecuado, la operación del sistema sin masas en rotación y la integración de gran número de unidades distribuidas en la gestión del sistema. Con su compromiso por la innovación, ABB sigue impulsando el crecimiento de las energías renovables y allanando el camino al nuevo sistema de suministro eléctrico.

Uno de los cambios más importantes en la gestión del sistema será la integración de gran número de unidades distribuidas, tanto en el lado de la generación como en el del consumo.

Jochen Kreusel

ABB Smart Grids

Mannheim, Alemania

jochen.kreusel@de.abb.com

Referencias

- [1] VDE/ETG, "Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke," The Power Engineering Society (ETG) in the Association for Electrical, Electronic & Information Technologies (VDE), VDE-Verlag, Frankfurt/Main, Germany, 2012.
- [2] VDE/ETG, "Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger," The Power Engineering Society (ETG) in the Association for Electrical, Electronic & Information Technologies (VDE), VDE-Verlag, Frankfurt/Main, Germany, 2008.
- [3] F. Zickfeld, A. Wieland, "Desert Power 2050," Dii GmbH, Munich, Germany, 2012.
- [4] J. Häfner, B. Jacobson, "Proactive hybrid HVDC breakers – a key innovation for reliable HVDC grids," presented at the CIGRE International Symposium on the Electric Power System of the Future, Bologna, Italy, 2011.
- [5] ABB Ltd. (2013). *Smart-R-Trafo Voltage Regulation Solution for Distribution Transformers*. Available: https://library.e.abb.com/public/0803e28840f64334802c7c7c686b730a/Smart-R-Trafo_leaflet_EN.pdf?filename=Smart-R-Trafo_leaflet_EN.pdf
- [6] T. Hammerschmidt, *et al.*, "Innovative concepts for efficient electrical distribution grids," presented at CIRED 2011, paper 0447, Frankfurt/Main, Germany, 2011.
- [7] C. Franke, *et al.*, "On the necessary information exchange and coordination in distribution smart grids experience from the MeRegio pilot," Proceedings of the CIGRE International Symposium on the Electric Power System of the Future, Bologna, 2011.



Necesidad creciente

Riego asequible con bombas solares de ABB

FILIPPO PAGANI – No es ningún secreto que la sed mundial de agua y energía crece a un ritmo desbocado. ¿Pero sabía que la mitad de la electricidad del mundo se utiliza para accionar bombas? Teniendo en cuenta que la agricultura depende del riego, que a su vez depende de bombas de agua, no es extraño que se invierta tanta energía en este campo. Pero en muchas partes del mundo, la conexión a una red eléctrica local fiable y asequible para accionar una

bomba de agua no siempre es posible. Por eso, ABB ha recurrido al sol para desarrollar una solución innovadora que emplea energía solar como fuente fiable para bombear agua. El accionamiento de bomba solar de ABB, diseñado para emplear tecnologías de accionamiento convencional y seguimiento del punto de máxima potencia, mantiene las bombas a la máxima potencia de forma proporcional a la energía solar disponible.



1a Accionamiento de maquinaria general ACS355



1b ACSM1

El uso de los sistemas solares de bombeo se es cada vez más común. Se utilizan en suministros de agua comunitarios, acuicultura y agricultura, silvicultura e ingeniería de tratamiento de aguas residuales. Estos sistemas se utilizan cada vez con más frecuencia para ingeniería municipal, parques municipales, complejos hoteleros e incluso fuentes de zonas residenciales y, naturalmente, para regar.

En algunos países, muchas explotaciones agrícolas pequeñas y medianas son independientes de la red o solo reciben unas pocas horas de electricidad al día. Normalmente, la única alternativa para los agricultores es utilizar generadores diésel para las bombas de riego, una opción costosa, especialmente cuando aumenta la demanda de agua durante la estación de crecimiento, con el consiguiente aumento del precio del combustible. Ahora, la energía solar desempeña un papel importante en el sector del riego en todo el mundo.

Imagen del título

Un proveedor de bombas indio ha incorporado el accionamiento de bomba solar ACS355 de ABB a su tecnología de bombas para independizarlas de la red eléctrica y del combustible diésel.

Accionamiento de bomba solar

En 2011, ABB desarrolló una solución que combina los accionamientos de ABB con paneles solares y un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que controla la bomba mediante la radiación solar. Los agricul-

tores y otros usuarios de bombas se benefician de la máxima potencia de la bomba durante todo el día. En comparación con las bombas accionadas por generadores diésel, el accionamiento solar de ABB es respetuoso con el medio ambiente y tiene una vida útil más prolongada y costes de mantenimiento más bajos. Además, es independiente de la red y no produce ruido ni contamina.

El sistema completo consta de cuatro componentes: un panel fotovoltaico (PV), un accionamiento, un motor y una bomba. El accionamiento solar de ABB emplea un panel PV como fuente de alimentación, que se conecta a las tomas de corriente continua (CC) de un accionamiento ACS355 o ACSM1 → 1. El

En algunos países, muchas explotaciones agrícolas pequeñas y medianas son independientes de la red o solo reciben unas pocas horas de electricidad al día.

El accionamiento se conecta al motor de la bomba → 2.

El sistema completo consta de cuatro componentes: un panel fotovoltaico (PV), un accionamiento, un motor y una bomba. El accionamiento solar de ABB emplea un panel PV como fuente de alimentación, que se conecta a las tomas de corriente continua (CC) de un accionamiento ACS355 o ACSM1 → 1. El

El accionamiento se conecta al motor de la bomba → 2.

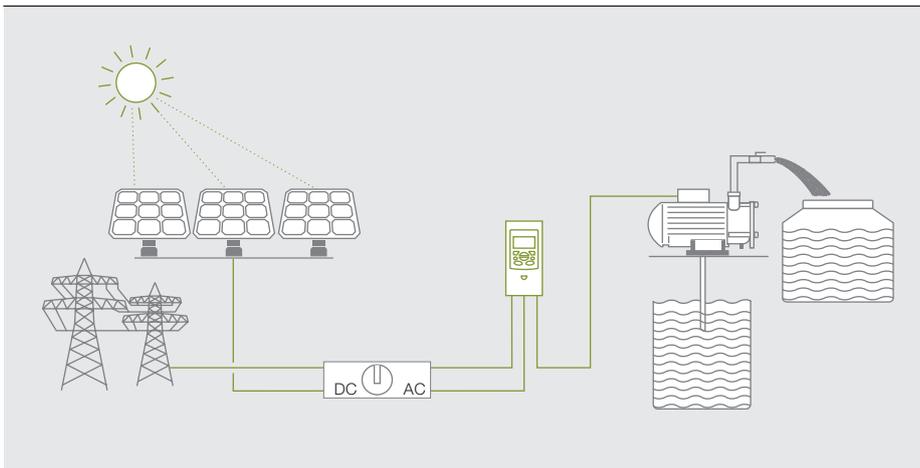
Potencia máxima con suministro doble

Los accionamientos de ABB proporcionan un caudal ininterrumpido, incluso durante cambios drásticos en la radiación, gracias al algoritmo MPPT. La funcionalidad MPPT integrada también es importante para la fiabilidad cuando el equipo se instala en zonas remotas con un mantenimiento mínimo. Los usuarios pueden supervisar la bomba a distancia, desde cualquier sitio. Para proteger y vigilar la estación de bom-

La gama de potencias del accionamiento de bomba solar se amplió recientemente de 0,37 a 18,5 kW hasta 45 kW. Este

En 2011, ABB desarrolló una solución que combina los accionamientos de ABB con paneles solares y un sistema MPPT que controla la bomba mediante la radiación solar.

2 El accionamiento de bomba solar de ABB



beo se utilizan funciones de bombeo integradas como detección de funcionamiento en seco y cálculo del caudal sin sensores. El accionamiento está diseñado para detenerse automáticamente y evitar los daños derivados del funcionamiento en seco. La determinación del caudal sin sensores ofrece una indicación directa del rendimiento que permite al usuario final medir el trabajo del sistema en función del caudal, no de parámetros eléctricos.

Después del amanecer, cuando la luz solar alcanza intensidad suficiente para mover la bomba, el accionamiento arranca automáticamente el motor y empieza a extraer agua. Al atardecer, el accionamiento apaga el motor y el caudal hidráulico se detiene. Si el accionamiento incorpora un conmutador de cambio, se puede accionar desde la red; por ejemplo, por la noche o cuando se necesita el caudal máximo y no se dispone de energía solar suficiente.

Compacto y beneficioso

El accionamiento de bomba solar está programado para aplicaciones de bombeo específicas y prácticamente no requiere configuración de parámetros. Otras ventajas son: larga vida útil de la bomba, eliminación de reinicios durante fluctuaciones de la tensión CC, restablecimiento automático tras fallos y arranque automático. Esta solución también carece de otras restricciones que pueden afectar a la productividad, como reparto de cargas, cortes del suministro eléctrico y el aumento de los precios de la energía, así como motores quemados por fluctuaciones de la tensión.

La solución también incorpora diversos componentes de baja tensión de ABB,

como relés, bloques de terminales y contactores, incluidos disyuntores en miniatura PV-S, especialmente diseñados para extinguir arcos peligrosos de CC en aplicaciones PV.

Éxito total

El accionamiento de bomba solar de ABB ha cosechado un gran éxito en India, donde ABB ya tiene miles de instalaciones.

En algunos estados indios, la administración financia hasta el 86 por ciento del coste de las bombas solares como inversión a largo plazo en la producción agrícola y la sostenibilidad del país.

Esta solución también tiene gran demanda en Asia, Sudamérica y África: solo alrededor del 6 por ciento de los cultivos del África subsahariana están equipados actualmente para riego. Incluso en países sin subvenciones para energías renovables, varias alternativas de financiación, como programas de arrendamiento, cooperativas de propiedad compartida y microcréditos, están convirtiendo las bombas de agua solares en una opción económica para explotaciones pequeñas sin conexión a la red.

Dada la creciente demanda mundial de agua y energía, y las enormes presiones ambientales, las bombas solares son una solución viable a corto y a largo plazo. ABB está preparando el terreno para aumentar el uso de energías renovables en todo el mundo.

Filippo Pagani

ABB Discrete Automation and Motion, Solar Pumps
San Giovanni, Italy
filippo.pagani@it.abb.com



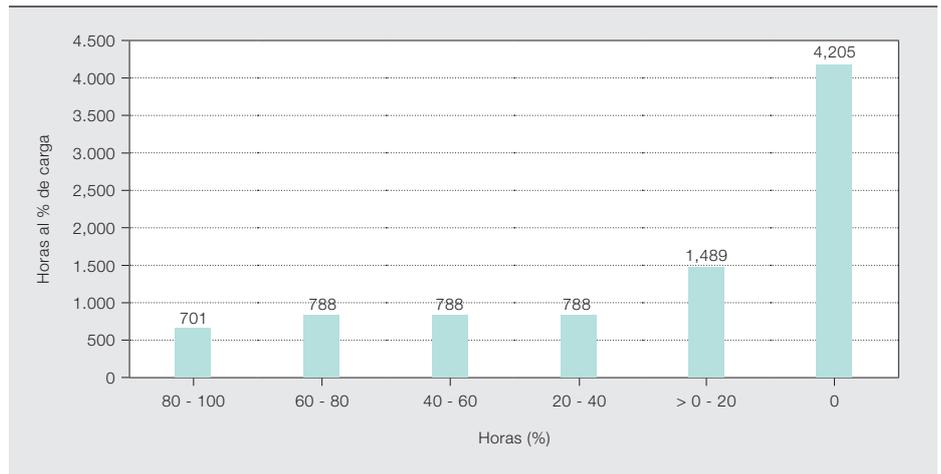
Transformación de ingresos

La tecnología de ABB reduce las pérdidas del transformador

PATRICK ROHAN, TERO KALLIOMAA – Aunque los transformadores son muy eficientes (más del 99 por ciento por lo general), las pérdidas que causan son considerables debido a su enorme número. Esta es una de las razones por las que la legislación en materia ambiental regula cada vez más el rendimiento de los transformadores. Igual de importante es el coste de estas pérdidas para los operadores: en una

central solar, cada vatio de potencia perdido es un vatio no vendido. De hecho, durante las horas de oscuridad, hay que comprar electricidad para alimentar el transformador, salvo que este pueda desconectarse de la red. Surge entonces una pregunta obvia: ¿cómo pueden los operadores reducir las pérdidas y maximizar la rentabilidad de la inversión en transformadores?

1 Casi todos los parques solares funcionan la mayor parte del tiempo muy por debajo de su producción máxima. Datos de una central solar a 45,3 °N de latitud.



que será mayor que el precio de compra inicial.

Pérdidas del transformador

La eficiencia del transformador se ve afectada por la salida del inversor: a medida que la carga aumenta, también aumenta la pérdida con carga del transformador. Pero también se producen pérdidas sin carga, pues se consume energía cuando se aplica tensión para magnetizar el núcleo de hierro. Estas pérdidas son independientes de la carga y se producirán mientras el transformador esté conectado.

La red de colectores de una central solar, que incluye transformadores, se dimensiona en función de la producción máxima del inversor. Pero el promedio anual indica que la producción no suele superar el 20-30 por ciento del valor máxi-

La directiva europea de diseño ecológico, que entra en vigor en julio de 2015, insta un marco uniforme para mejorar el comportamiento ambiental de los productos relacionados con la energía. Un transformador es un producto de este tipo, y la directiva exige que todos los transformadores comercializados cumplan nuevas y estrictas especificaciones de diseño para evitar pérdidas. Esta tendencia hacia la regulación de las pérdidas en transformadores está haciendo que los propietarios y desarrolladores de plantas solares presten más atención a los costes totales del transformador. Aunque los costes de capital de los transformadores de pérdidas reducidas necesarios para cumplir las nuevas directivas de eficiencia sean algo mayores que los de transformadores “corrientes”, los costes durante su vida útil son menores. El coste del ciclo de vida debe tener en cuenta no solo el precio de compra, los costes de instalación y mantenimiento, etc., sino también el lucro cesante por pérdidas,

Desde el punto de vista económico, tiene sentido usar transformadores de pérdidas reducidas. Son un poco más caros, pero aumentan los ingresos durante la vida útil.

Imagen del título

Aunque por lo general son muy eficientes, el ingente número de transformadores instalados causa pérdidas de energía sustanciales. ¿Cómo reducir estas pérdidas y extraer el máximo rendimiento de la inversión? La imagen ilustra una estación solar de MT con un transformador y aparataje de pérdidas reducidas.

mo → 1. La ubicación geográfica y la tecnología utilizada (sistemas de seguimiento, por ejemplo) provocan variaciones de la producción, por lo que es importante conocer la salida media del inversor para que el fabricante del transformador pueda adaptar el diseño con el fin de minimizar las pérdidas que tengan mayor reper-

2 Ejemplo de coste de capital y prestaciones del transformador (los precios del transformador son solo ilustrativos)

Opciones de transformador					
Transformador	kVA	Tensión	Sin pérdida de carga (W)	Pérdida de carga (W)	Precio de adquisición
1: Acero de grano regular orientado	2.500	20.000/400	2.782	23.682	21.600
2: Acero de alta permeabilidad	2.500	20.000/400	1.747	21.861	25.700

3 Comparación de energía: el transformador de baja pérdida produce mayores ingresos anuales

Ventas de energía para ambos transformadores							
Factor de carga (%)	Horas	Transformador 1			Transformador 2		
		Ventas de energía (MWh)	Precio (\$/MWh)	Ventas de energía (\$)	Ventas de energía (MWh)	Precio (\$/MWh)	Ventas de energía (\$)
100	701	1.733	130	225.349	1.735	130	225.609
80	788	1.563	130	203.138	1.564	130	203.363
60	788	1.174	130	152.565	1.175	130	152.739
40	788	783	130	101.800	784	130	101.937
20	1489	739	130	96.037	740	130	96.253
0	4205	-12	-65	-760	-7	-65	-477
Total				778.128	779.424		

cusión. En una planta solar, las pérdidas sin carga constituyen una parte importante de las pérdidas totales debido a la menor producción media.

Comparación del coste de las pérdidas

Los propietarios de parques eólicos desean maximizar la rentabilidad de la inversión operando cerca de la capacidad máxima y minimizando las pérdidas en la red de colectores. La inversión de capital destinada a reducir las pérdidas e incrementar la eficiencia se decide en función de la rentabilidad calculada. Como ejemplo de dicha evaluación, se pueden comparar dos transformadores llenos de líquido: uno que emplea un acero de grano orientado con pérdidas “normales” y otro de pérdida reducida que emplea acero de alta calidad y alta permeabilidad conforme con la nueva directiva de la UE. Se puede calcular el coste de las pérdidas futuras de estos dos transformadores a partir del perfil de carga mostrado anteriormente, suponiendo que:

- El precio medio de la energía vendida es de 130 \$/MWh.
- El precio medio de la energía (nocturna) comprada es un 50 por ciento menor que el precio medio de venta.

En → 2-3 se comparan las ventas netas de energía para estos dos tipos de transformador. El transformador 1 es una unidad normal con un total acumulado de 5.960 MWh disponibles para la venta, equivalente a unos ingresos de 778.128 dólares. El transformador 2, con menos pérdidas y un núcleo de acero Hi-B, tiene 5.992 MWh disponibles para la venta, que equivalen a 779.424 dólares. Por lo tanto, con el transformador de pérdida reducida se obtienen 1.296 dólares más de ingresos al año. Este ejemplo corresponde a una instalación de 2,5 MW, pero el ahorro aumenta de manera lineal para instalaciones mayores.

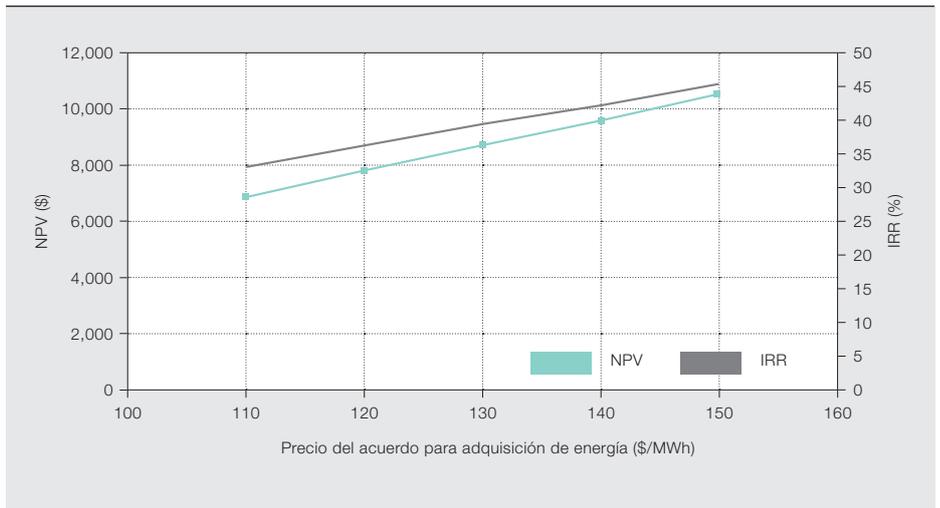
Las ventas negativas de energía cuando no hay producción en el inversor indican que la planta solar está comprando electricidad a la red para energizar el transformador y la red de colectores → 3. Esto corresponde a las pérdidas sin carga o básicas que siempre están presentes cuando el transformador está energizado.

Tras el cálculo de los ingresos, el siguiente paso es calcular si merece la pena pagar un precio mayor por un transformador de pérdida reducida. El cálculo incorpora el coste de compra inicial del

También se producen pérdidas sin carga, pues se consume energía cuando se aplica tensión para magnetizar el núcleo de hierro.

En función de la ubicación geográfica del parque y del precio abonado por la energía nocturna, puede que merezca la pena considerar la desconexión del transformador del circuito para ahorrar el coste de la energía nocturna.

4 El gráfico de sensibilidad al precio PPA presenta la IRR y el NPV de la inversión adicional para distintos precios PPA.



transformador y el aumento de los ingresos anuales derivados de la mayor eficiencia de un equipo de pérdidas reducidas durante su vida útil (20 años).

transformador del circuito para ahorrar el coste de la energía nocturna. Esto se puede hacer con aparata de media tensión (MT).

El argumento financiero para usar transformadores de pérdida reducida puede estudiarse con más detalle calculando el NPV (valor actual neto) y la IRR (tasa interna de rentabilidad), con un tipo de interés del 8 %. El gráfico de la sensibilidad al precio del contrato de compra de compra de electricidad (PPA) de → 4 muestra la IRR y el NPV de la inversión adicional para distintos precios PPA. Un PPA de 130 \$/MWh arrojaría una IRR del 39 por ciento y un NPV de 8726 dólares.

ABB dispone de una amplia selección de aparata apta para instalaciones solares, como SafeRing/SafePlus o Uni-Sec para subestaciones secundarias. La política ecológica de ABB garantiza el respeto por factores medioambientales durante la fabricación y a lo largo de la vida útil de la aparata.

En centrales solares hay aparata en el lado de MT de cada transformador para proteger de daños estos y la red

de MT. La aparata está junto al transformador o algo más alejada, en una estación de colectores o una subestación de conexión a la red, dependiendo del tamaño y el diseño de la central eléctrica. Para interrumpir la corriente, la aparata está equipada con

La aparata con disyuntores motorizados y relés de protección controlados a distancia permite programas de apertura y cierre a distancia o automáticos para desconectar los transformadores.

Esto significa que el coste extra del transformador con pérdida reducida es una buena inversión.

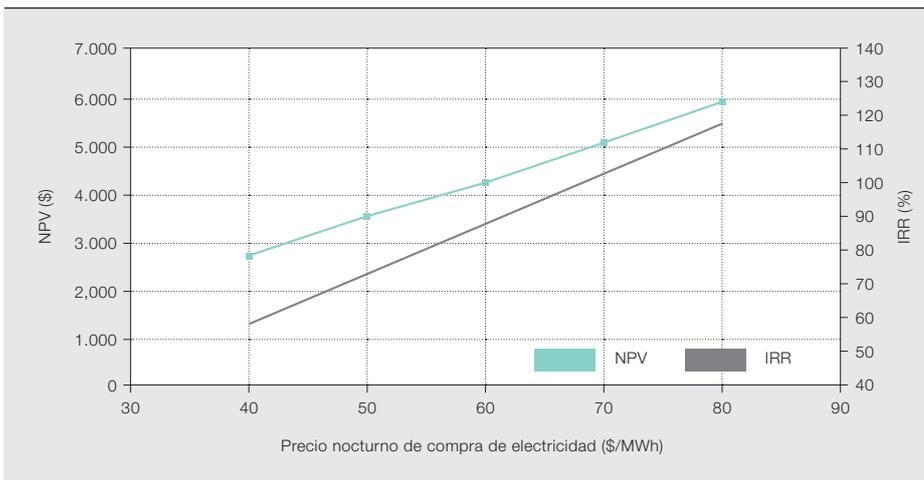
un fusible o un interruptor. Los fusibles motorizados pueden accionarse hasta 1.000 veces, pero el interruptor se puede accionar miles de veces.

Desconexión para ahorrar

En función de la ubicación geográfica del parque y del precio abonado por la energía nocturna, puede que merezca la pena considerar la desconexión del

La aparata con disyuntores motorizados y relés de protección controlados a distancia permite programas de apertura y cierre a distancia o automáticos

5 Sensibilidad al precio de compra de electricidad de la inversión extra en apartamento en NPV e IRR para el transformador de acero de grano regular orientado si el interruptor existente esté motorizado



El ahorro depende en gran medida del diseño de las instalaciones: si se habían previsto interruptores, la motorización permitiría al operador desenergizar los transformadores.

para desenergizar los transformadores. La inversión adicional necesaria depende del diseño de la central y puede requerir un sencillo cambio de fusibles a interruptores, la motorización de los interruptores existentes o la incorporación de interruptores motorizados. También puede ser necesario cambiar los relés de protección o incorporar equipos de comunicación para controlar a distancia el interruptor.

El ahorro obtenido depende del tiempo diario durante el que los paneles no producen electricidad y del número de veces que pueden accionarse los interruptores. Obviamente, en las plantas de energía solar no se produce electricidad por la noche, y para desenergizar un transformador cada noche y volver a energizarlo cada mañana durante un ciclo de vida de 20 años, cada interruptor tendría que accionarse 14.600 veces. Esto es un problema, ya que los interruptores de apartamento secundaria suelen estar limitados a un máximo de 10.000 accionamientos mecánicos.

En plantas eléctricas más pequeñas (menos de 10 MW), la solución consiste en reemplazar el interruptor después 10.000 accionamientos o sencillamente limitar el número de accionamientos a esta cifra a lo largo de la vida útil del transformador. En centrales solares más grandes, que utilizan apartamento primaria en estaciones de colectores o en la subestación de conexión a la red, podría resultar viable invertir en interruptores motorizados capaces de 30.000 accionamientos mecánicos. Aunque son más

caros, el número de interruptores necesarios sería menor, ya que la apartamento primaria de las subestaciones de colectores y las subestaciones de conexión a la red se conecta a varias estaciones de MT de la instalación.

Por ejemplo, la apartamento secundaria UniSec de ABB se puede acoplar a un interruptor capaz de 10.000 accionamientos de hasta 24 kV. Una apartamento UniSec con un interruptor de vacío motorizado costaría solo 600 dólares más que una opción no motorizada. Pero el ahorro de la desenergización de los transformadores durante la noche generaría unos ingresos extra de 580 dólares al año, suponiendo un coste de 65 \$/MWh y que el transformador se desconecte durante el invierno, cuando las noches son más largas y la radiación solar más baja. Esto suma un total de 3.226 horas y un ahorro de 9 MWh anuales en el caso del Transformador 1 (comparar con → 3). La rentabilidad de la inversión adicional sería de una IRR del 97% y un NPV de 4.750 \$. Por lo tanto, la inversión adicional en disyuntors motorizados merecería la pena → 5.

El ahorro depende en gran medida del diseño de la planta: si se habían previsto interruptores, la motorización permitiría al operador desenergizar los transformadores. En instalaciones con transformadores más pequeños en los que la opción de fusible es viable, el cambio por interruptores motorizados también puede ser una buena inversión, en función del coste de la energía.

ABB ofrece ayuda para el diseño de la red interna de la central eléctrica y para la selección de los productos adecuados para lograr la mejor solución desde los puntos de vista de la inversión inicial y del coste total de propiedad.

Patrick Rohan

ABB Power Products, Transformers
Waterford, Irlanda
patrick.rohan@ie.abb.com

Tero Kalliomaa

ABB Power Products, Medium Voltage Products
Vaasa, Finlandia
tero.kalliomaa@fi.abb.com

Componentes de nueva generación

Componentes avanzados de baja tensión para la nueva generación de centrales solares PV de 1500 V CC

ALLEN AUSTIN, FEDERICO MAI – La energía solar fotovoltaica es la fuente de energía renovable que más crece en el mundo, y ABB, un proveedor líder del sector, se compromete a satisfacer las necesidades de este dinámico sector con una completa cartera de productos, sistemas y soluciones para aplicaciones. Ahora afronta el reto del diseño avanzado de componentes con una nueva línea para el procesamiento seguro de la producción de 1500 V CC con menos pérdidas de energía, menor número de polos, tecnología de palas visibles y tecnologías integradas de disipación térmica y extinción avanzada de arco.

A medida que la industria solar fotovoltaica (PV) aumenta su cuota de participación en el “mix de energías”, la tecnología de los componentes evoluciona continuamente para contribuir a reducir el coste de la producción eléctrica. En los últimos años el sector ha dado un enorme salto y ha pasado de entradas de 600 V CC a 1000 V CC, que son los valores de la mayor parte de las centrales PV. El siguiente paso en esta tendencia son sistemas de 1500 V CC que, gracias a la mayor tensión, permiten aumentar la capacidad hasta un 50 por ciento, reduciendo así los costes por pérdidas y equilibrio de planta.

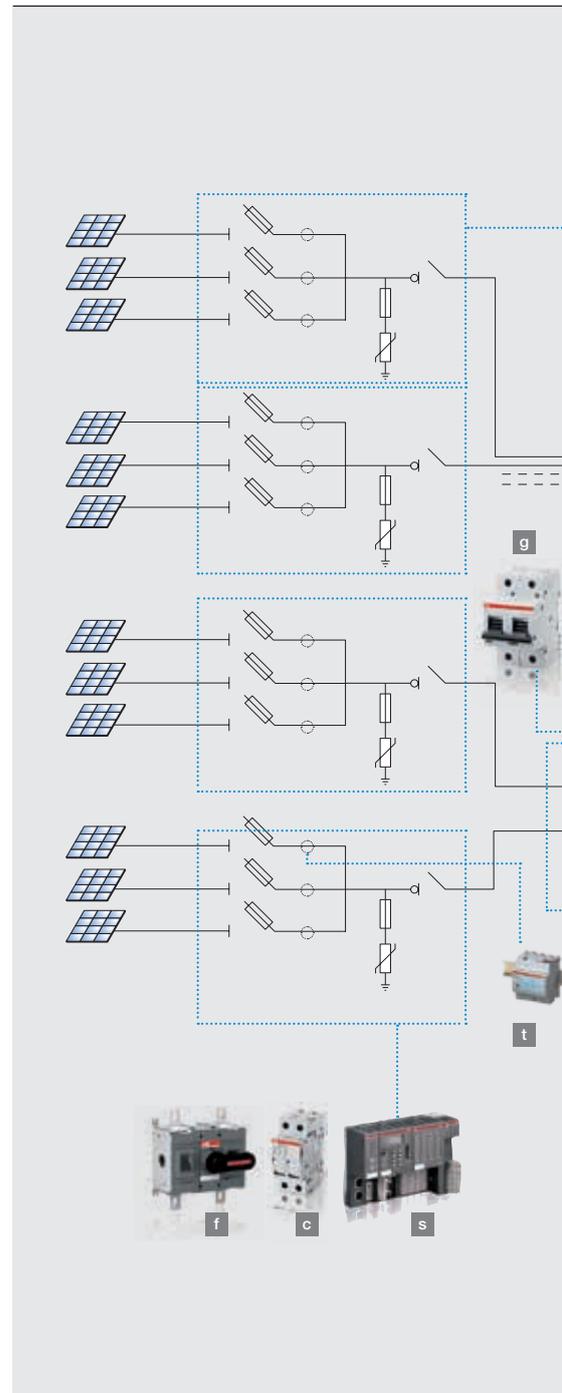
ABB ha desarrollado componentes de baja tensión de 1500 V CC para procesar esta nueva energía. Estos componentes incluyen interruptores, interruptores en cajas moldeadas, contactores,

dispositivos de protección de sobretensiones y sensores de tensión/intensidad. Algunos componentes tienen una potencia nominal de hasta 3000 A / 1500 V CC y cuentan con varias certificaciones, entre ellas UL e IEC.

Adaptación al mercado solar

La tensión de 1500 V CC no es nada nuevo, y se usa por ejemplo en aplicaciones ferroviarias, pero su adaptación al mercado solar ha planteado algunas dificultades.

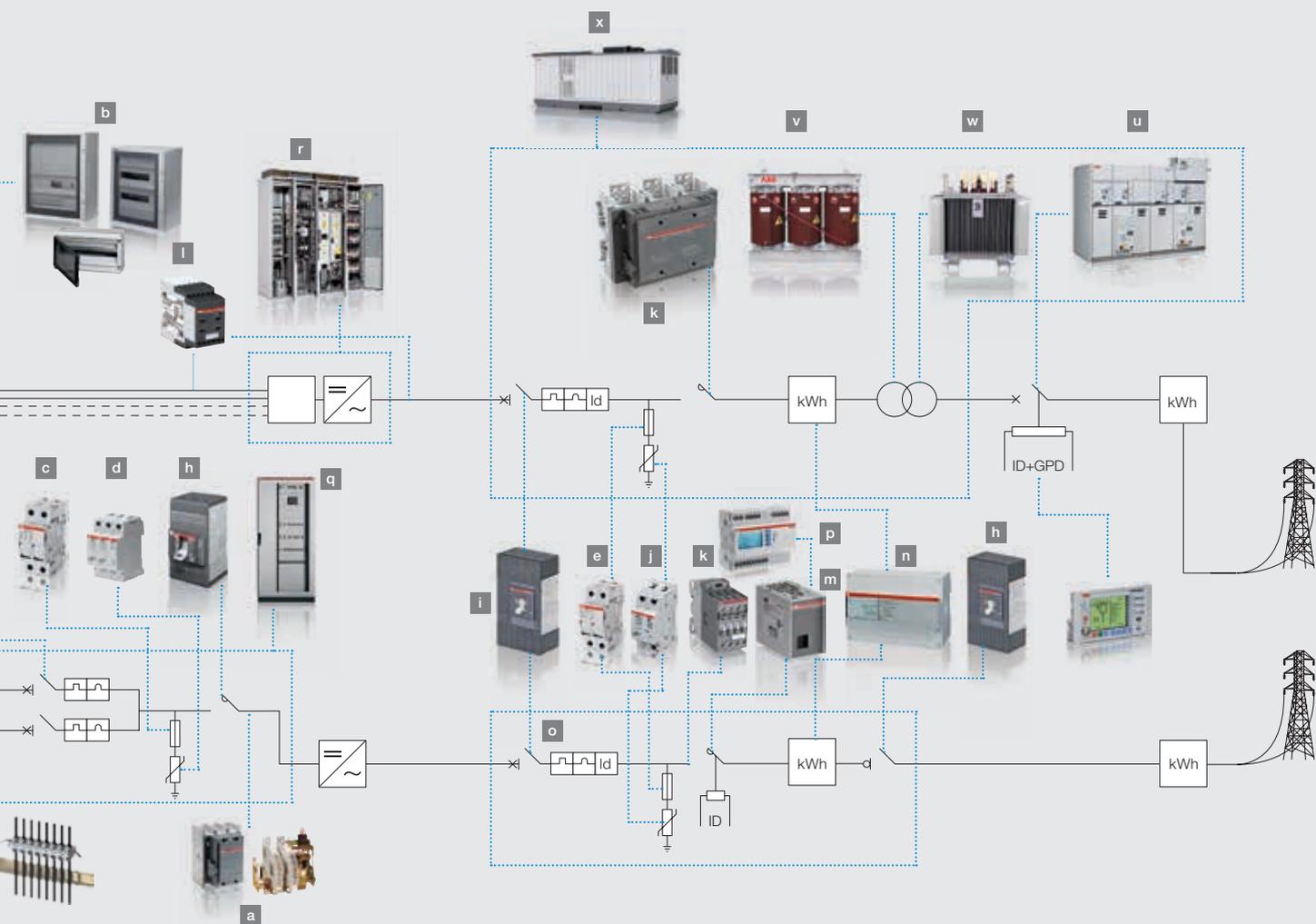
Una de ellas es que la tensión más elevada afecta al diseño del sistema y a las necesidades de aislamiento. La temperatura es otro aspecto al que debe prestarse atención, pues los componentes de una planta PV tienen que trabajar a temperaturas más elevadas, con frecuencia de hasta 70 °C. Además, los componentes para instalaciones de



generación comercial de 1500 V CC a veces tienen que diseñarse para flujos de corriente bidireccionales.

Los nuevos productos también garantizan el procesamiento seguro de la generación de 1500 V CC y la reducción de las pérdidas, la disminución del número de polos, la tecnología de palas visibles y tecnologías integradas de disipación térmica y extinción avanzada de arcos.

Además del aumento de tensión, los nuevos productos también admiten intensidades de hasta 6000 A, en fun-



Productos de baja tensión

- a – Contactores: serie GAF, contactores de barras IOR
- b – Cajas de concentración de CC: Cuadros de distribución: Serie Geminis, Unidades de consumidor: Serie Europa
- c – Seccionadores de fusible: E 90 PV; Fusibles: E 9F PV
- d – Dispositivos para protección de sobretensiones: OVR PV
- e – Seccionadores de fusibles: E 90
- f – Interruptores: Serie OTDC, Seccionadores automáticos Miniatura: S800 PV-M
- g – Interruptores automáticos Miniatura: S800 PV-S
- h – Interruptores automáticos Miniatura: S200 M UC Z
- h – Interruptores-seccionadores: Tmax PV
- i – Interruptores automáticos en caja moldeada: Tmax

- j – Dispositivos protectores de sobretensiones: OVR T1 / T2
- k – Contactores: Series A y AF
- l – Dispositivos para control del aislamiento: CM-IWN
- m – Alimentación
- n – Contadores de energía: contadores EQ
- o – Bloques de dispositivos para corriente residual: Dispositivos para corriente residual DDA 200 B: Interruptores automáticos Miniatura F202 PV B y F204 B: S 200
- p – CM-UFD.M22
- q – Cuadros de distribución ArTu

Inversores solares

- r – Inversores centrales: Portal de vigilancia a distancia PVS 800

Supervisión de series

- s – PLC AC500
- t – Sistema de Medición de Intensidades (CMS)

Productos de media tensión

- u – Apararmenta secundaria
- v – Transformadores de tipo seco
- w – Transformadores de tipo líquido (reellenos de aceite)
- x – Subestaciones secundarias compactas

ción del dispositivo. Esto permite a los inversores y las cajas de combinadores PV de escala comercial manejar más potencia. Algunos de los productos nuevos admiten dos entradas de 1500 V CC simultáneas.

ABB, que ya es proveedor líder de todas las aplicaciones fotovoltaicas, ahora también proporciona a sus clientes componentes solares avanzados apropiados para iniciar sus propios diseños PV de 1500 V CC de escala comercial y beneficiarse de mayor eficiencia y menores costes → 1.

Allen Austin

ABB Low Voltage Products
Houston, TX, Estados Unidos
allen.austin@us.abb.com

Federico Mai

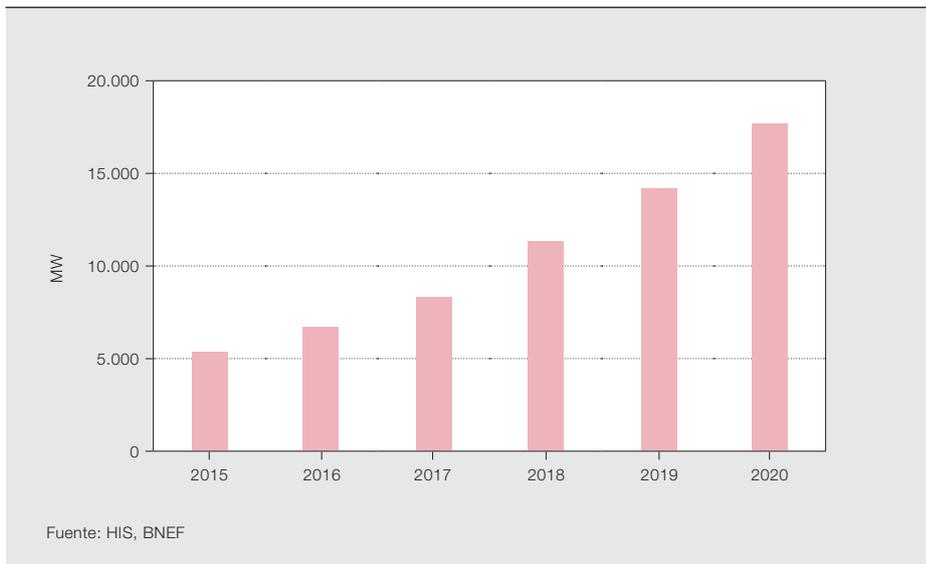
ABB Low Voltage Products
Sesto San Giovanni, Italia
federico.mai@it.abb.com



Autogeneración

Los sistemas fotovoltaicos desempeñan un papel esencial en la tecnología Active Site de ABB

LEONARDO BOTTI, PHILIP JUNEAU – ¿Cuál es la mejor manera de conectar paneles fotovoltaicos de cubierta y cómo pueden los usuarios diseñar una instalación óptima? Los sistemas fotovoltaicos han experimentado una rápida transformación, tanto en términos de rendimiento como de coste, y casi pueden competir con la generación convencional. Su instalación es ya viable sin recurrir a subvenciones ni incentivos, y el sector continúa creciendo con fuerza, incluso después de que en muchos países hayan disminuido o desaparecido las subvenciones. Pero el paso de la generación convencional a la generación solar no consiste solo en cambiar una fuente de energía por otra. Se trata también de un cambio de la generación centralizada a la distribuida. Los centros comerciales, municipales e industriales consumen y generan electricidad, y muchos pueden tener almacenamiento sobre el terreno, por lo que son cada vez más los que crean sus propias microrredes. Estas microrredes se deben gestionar de una manera óptima y conectar a la macrorred. Aquí entra la tecnología Active Site de ABB.¹ Esta tecnología proporciona un soporte amplio y completo a las nuevas necesidades del mercado. ABB ofrece una solución idónea para conectar y gestionar sistemas fotovoltaicos (PV) con una amplia gama de inversores de cadena trifásicos avanzados, incluidos compactos y para exteriores, y seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) de respuesta rápida.



Hospitales, universidades y fábricas ya no son solo consumidores de electricidad, sino que cada vez más la generan. Esta fotografía de la fábrica de inversores de ABB en Helsinki, Finlandia, muestra que la empresa no es ninguna excepción. La tecnología Active Site de ABB puede ayudar a gestionar estos centros y conectarlos a la red.

Las subvenciones de los sistemas fotovoltaicos (PV) en los principales mercados europeos son actualmente inviables y se están reduciendo. En otros mercados maduros se apreciará pronto la misma tendencia. Pero no es una mala noticia para la generación de energía solar. La fuerte reducción de los costes y el aumento de los precios minoristas han transformado los sistemas fotovol-

Imagen del título

Hospitales, universidades y fábricas ya no son solo consumidores de electricidad, sino que cada vez más la generan. Esta fotografía de la fábrica de inversores de ABB en Helsinki, Finlandia, muestra que la empresa no es ninguna excepción. La tecnología Active Site de ABB puede ayudar a gestionar estos centros y conectarlos a la red.

Nota a pie de página

1 Si desea más información sobre la tecnología Active Site de ABB, consulte "Active Site" en la página 34 del número 4/2014 de la Revista ABB.

taicos de tecnología subvencionada y marginal en fuente de energía frecuente y competitiva. No sólo los usuarios comerciales, sino también los propietarios de edificios residenciales, están instalando sistemas de generación solar en sus cubiertas para reducir la factura eléctrica. El modelo de autoconsumo, que convierte a los residentes en "prosumidores", permite utilizar la energía generada en su propiedad y vender el excedente o

comprar más electricidad cuando sea necesario. En la actualidad, este tipo de instalaciones se puede crear sin subvenciones, con una IRR (tasa interna de rentabilidad) superior al 6 por ciento y un plazo de amortización inferior a 10 años (con una vida útil del equipo que duplica este plazo). Las cifras son aún más alentadoras en el caso de los edificios comerciales y los complejos industriales en los que la IRR puede superar el 10 por ciento con un plazo de amortización inferior a siete años, lo que los convierte en candidatos idóneos para implementar la tecnología Active Site. Active Site controla y optimiza la microrred y su interfaz con la macrorred, optimiza el uso de la energía y los costes e integra plenamente la microrred en la red inteligente.

En mercados maduros, como Europa y Estados Unidos, el modelo de autoconsumo parece funcionar bastante bien, y

en conjunto es económicamente viable y autosostenible. Numerosos análisis y estudios de investigación han calculado que, en estos países, más del 20 por ciento de la demanda de electricidad se satisfará en 2020 con energía solar auto-

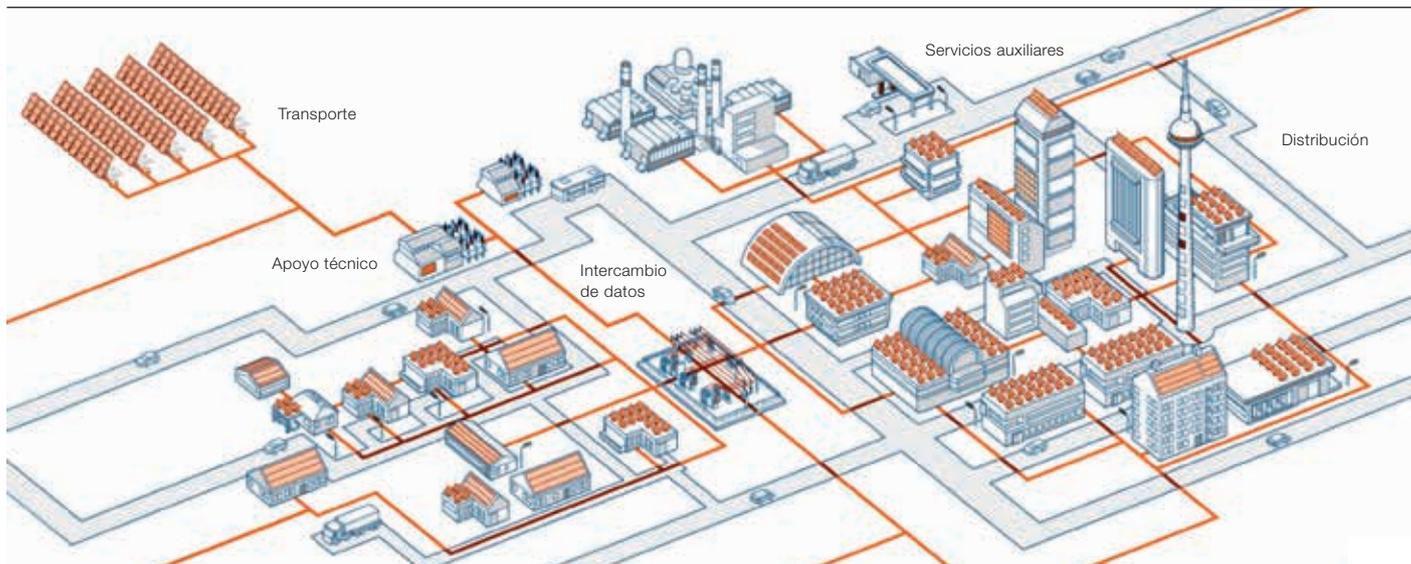
Actualmente, los sistemas fotovoltaicos se pueden construir sin subvenciones y generar una IRR superior al 6 por ciento.

generada en más de 60 GW de instalaciones de cubierta no subvencionadas → 1.

En este escenario, con las necesidades de los clientes en un nivel de complejidad sin precedentes, la competitividad se complicará aún más para todos los proveedores de energía, que se deberán transformar en empresas de servicios energéticos integrales → 2. Su capacidad para realizar esta transición será decisiva para el éxito en el mercado.

Los factores decisivos serán los siguientes:

- Competencias de distribución inteligente (capacidad para dominar la complejidad tecnológica de una red en evolución).
- Dominio de la gestión energética (experiencia en la gestión de la red y en las herramientas de hardware y software necesarias).



La generación con módulos pequeños y flexibles dentro de la red es fundamental para implantar un sistema eléctrico verdaderamente descentralizado.

- Maestría técnica (conocimientos, profesionalidad y experiencia, así como el reconocimiento por parte de los clientes y usuarios finales).

Generación PV distribuida

La factura eléctrica es un gasto importante a todos los niveles de consumo, desde un piso hasta un gran complejo industrial. Un factor importante en el control de los costes es la capacidad de gestionar y controlar el consumo eléctrico. En un centro comercial o industrial hay gran número de diferentes perfiles de carga, caracterizados por edificios y objetos individuales. En estos perfiles tienen gran influencia factores como el clima, los perfiles de uso horario, etc. Para gestionar esto, los usuarios deben en primer lugar implantar un proceso para medir, analizar y determinar los perfiles de demanda y consumo a nivel de equipo o activo. Esto es posible gracias a la gran cantidad de contadores eléctricos, sensores y otros componentes de medición del sistema de automatización de un edificio.

La combinación de estos datos no sólo facilita una perspectiva detallada y precisa de los perfiles de carga actuales, sino que ayuda también a predecir mejor los perfiles futuros. Con estos datos detallados, combinados con otra información pertinente del centro, determinar la mejor capacidad de generación sobre el terreno es un paso relativamente menor.

Veamos el ejemplo práctico de una pequeña planta industrial en Italia → 3. La planta, que fabrica cajas de plástico, se

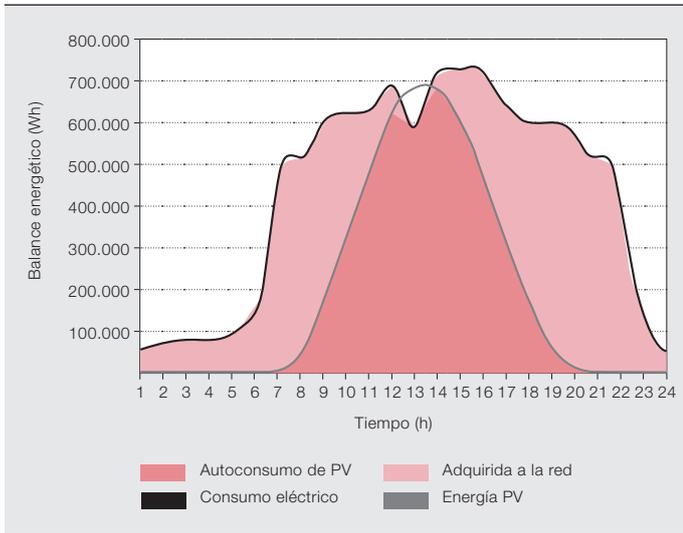
propone mejorar su eficiencia energética con una instalación fotovoltaica de cubierta. Tras realizar un análisis detallado de la demanda y el consumo de electricidad, con un gasto energético anual superior a 10,6 GWh, se definió un perfil → 3b.

La forma de la curva es una buena representación del tiempo de activación de la carga y se corresponde perfectamente con la disponibilidad solar → 3a. Mediante simulaciones y análisis de todas las variables, ABB determinó que la solución más eficaz era una instalación PV de 700 kW. Esta solución permite a planta consumir 1,1 GWh/año y, suponiendo un precio de la electricidad (impuestos incluidos) de 17 centavos/kWh (0,156 €/kWh), se obtiene un ahorro sustancial de más de 150.000 dólares/año (140.000 €/año) con una recuperación de la inversión en algo más de seis años y una IRR del 11,5%. La solución de ABB para lograr este objetivo es combinar 24 unidades de TRIO-27.6-S2X y un único sistema de supervisión VSN-700-05, además de sensores ambientales, interruptores de baja tensión y protecciones auxiliares.

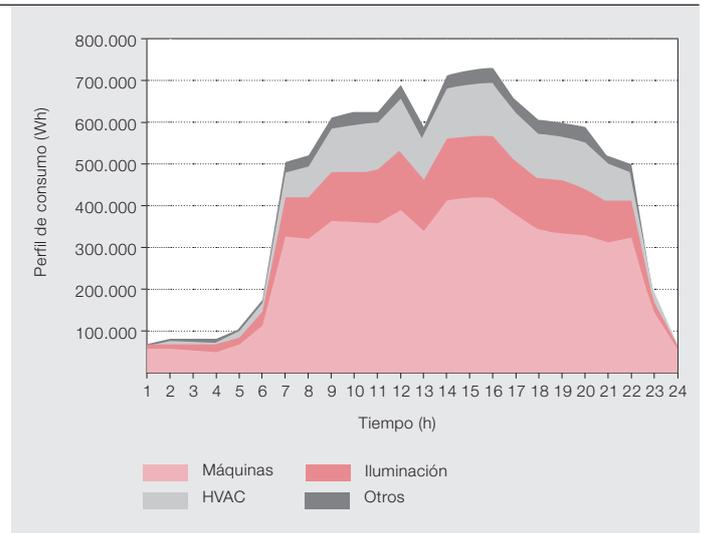
Inteligencia local y centrales eléctricas virtuales

La generación con módulos pequeños y flexibles dentro de la red es fundamental para implantar un sistema eléctrico verdaderamente descentralizado. Un Active Site con generación solar distribuida es la manera más eficaz de lograr este objetivo. En determinadas situaciones, estas instalaciones se pueden convertir

3 Ejemplo real: planta en Italia



3a Balance energético diario en el emplazamiento con PV local



3b Perfil de consumo diario para el emplazamiento

en centrales eléctricas virtuales (VPP), con un intercambio continuo de datos entre los micrositos y la red. Las VPP permiten la prestación de servicios del sistema en la red de transporte y distribución (p. ej., la potencia de control en la denominada “capacidad de reserva en minutos”) configurada combinando cargas del equipo de uso final con unidades generadoras de emergencia y generación distribuida. La VPP agrega la producción eléctrica de una multitud de objetos y pone este suministro a disposición del sistema de distribución. Cuando se solicita, la VPP controla el envío inmediato de la producción eléctrica a las plantas conectadas, lo que contribuye a la estabilidad de la red.

Los inversores de cadena trifásicos de ABB instalados en recintos industriales y edificios comerciales desempeñan un papel crucial en la conversión de los Active Sites en VPP. Gracias a su seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), estos inversores maximizan la producción del sitio.

Al considerar con más detalle los requisitos de la red, las líneas de productos de inversores PVI, TRIO y PRO de ABB ofrecen una amplia gama de funciones de energía reactiva y de respuesta ante averías. Además de controlar la gestión de la frecuencia/tensión, realizan una importante contribución a la estabilidad de la red. Las VPP ofrecen las siguientes ventajas a los proveedores de energía:

- La opción de recorte de los picos de demanda para mejorar la estabilidad

en instalaciones de generación. Esto proporciona indirectamente un ahorro constante, pues evita el coste adicional necesario para hacer frente a picos más altos durante periodos breves.

- Reduce la necesidad de sistemas de reserva debido al menor consumo y a la mejor gestión del flujo de energía. Permite el cierre de plantas de generación antiguas (reducción de capex).
- Evita la sustitución de centrales antiguas u obsoletas por instalaciones de generación nuevas (eliminación de capex). Esto es decisivo en muchos países donde las inversiones masivas son la principal alternativa.
- Reduce los gastos en redes antiguas aprovechando el “Internet de las cosas” con el uso de aplicaciones (apps) en tabletas y teléfonos inteligentes. Estas aplicaciones de usuario final ayudarán a reducir el trabajo general y administrativo.
- Una capacidad extraordinaria para realizar diagnósticos en tiempo real cuando se producen averías con la oportunidad de realizar intervenciones preventivas eficaces, con el consiguiente ahorro de gastos de explotación (opex).

Comunicación

La optimización del autoconsumo es la forma de sacar el máximo partido a la electricidad solar, pero exige el intercambio continuo y fiable de datos entre los diferentes integrantes del sistema eléctrico descentralizado: generadores, cargas y red. La arquitectura Active Site de ABB basa su comunicación en múltiples

protocolos para que todas las posibles entradas se analicen y gestionen en el sistema de control Active Site. La comunicación del sistema conecta cargas, interruptores, sensores, contadores y generadores solares distribuidos. Los algoritmos y esquemas de explotación facilitados por los operadores de la red equilibran la gestión energética del sitio para minimizar el desperdicio y hacer frente a las fluctuaciones de la red. Los inversores solares de ABB se pueden comunicar mediante una serie de protocolos que incluyen ModBus, TCP/IP y RS 485, además de pasarelas abiertas. Están plenamente integrados en el sistema de automatización del edificio y pueden intercambiar datos continuamente con el sistema de gestión de energía global Active Site.

Las instalaciones PV son una parte vital del concepto Active Site de ABB. Junto con las tecnologías de almacenamiento de energía y la automatización del edificio de una empresa, las instalaciones PV desempeñan un papel vital en la independencia energética y la sostenibilidad.

Leonardo Botti

ABB Discrete Automation and Motion,
Power Conversion
Terranuova Bracciolini, Italia
leonardo.botti@it.abb.com

Philip Juneau

ABB Low Voltage Products, Building Automation
Zúrich, Suiza
philip.juneau@ch.abb.com

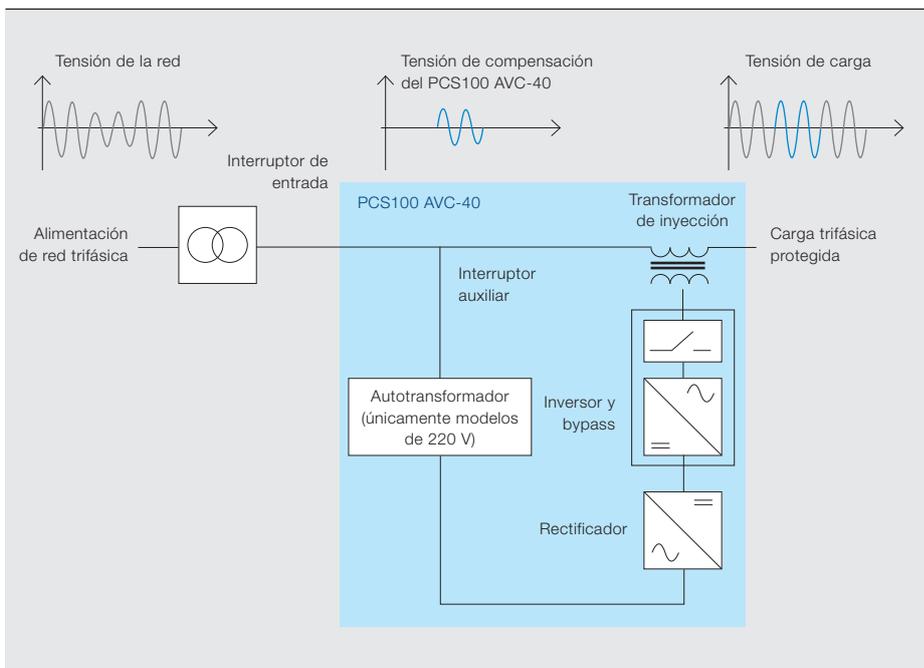


Firme como una roca

Dos productos PCS100 AVC ahora diseñados para distintas aplicaciones

DARIO ROZMAN – Ni siquiera los países desarrollados con redes eléctricas modernas son inmunes a los problemas de tensión. Aunque los cortes de corriente sean raros, los problemas de tensión causados por el tiempo, las averías de redes o los incidentes del tipo “excavación hasta el cable eléctrico” nunca faltan. Como la industria moderna utiliza cada vez más la automatización, está aumentando la sensibilidad de los procesos a esos incidentes de calidad de la alimentación eléctrica. Incluso un incidente que dure menos de unos pocos ciclos puede llevar los procesos a paradas

inesperadas, con el resultado de daños al producto, desperdicio y cortes de producción. En países en desarrollo y regiones con un suministro eléctrico deficiente, el problema principal es la mala regulación de la tensión. Sin la tensión adecuada, no es posible el funcionamiento fiable de los procesos. La tensión baja o desequilibrada presenta un riesgo de sobrecalentamiento de los motores. Los productos PCS100 AVC de ABB se han diseñado para proteger la industria de los episodios de tensión con el fin de que las empresas se centren en lo que hacen mejor.



Frecuentemente, las instalaciones industriales están situadas unas cerca de otras, en un parque industrial o en una zona especial de una ciudad. Si un usuario del grupo perturba la tensión eléctrica –por ejemplo poniendo en marcha un gran motor– los demás pueden verse afectados por una bajada o una fluctuación de la tensión. El clima o las averías en otras partes de la red pueden también provocar bajadas de tensión muy por debajo de su valor nominal y permanecer ahí durante muchos ciclos.

Estas variaciones pueden hacer que se paren equipos de producción sensibles. Si se interrumpe una línea de producción, hay que volver a ponerla en marcha, y esto puede ser una operación compleja y muy costosa. Los daños en los equipos producidos por incidentes de calidad eléctrica pueden ser todavía más costosos. Además, los equipos pueden depender en gran manera de un suministro estable de electricidad para entregar un producto final de buena calidad.

Imagen del título

El PCS100 AVC de ABB corrige las caídas o fluctuaciones de tensión y asegura un suministro eléctrico de alta calidad para cargas críticas.

Por eso, es mejor para las empresas expuestas al riesgo de un suministro eléctrico incierto invertir en equipos que aseguren un suministro constante de electricidad limpia y de alta calidad,

correctora se efectúa por medio de un transformador situado entre la central y la carga crítica → 1-2. Esta configuración proporciona una corrección de la tensión muy eficiente y efectiva.

El PCS100 AVC-40 responde a las bajadas y subidas de tensión en milésimas de segundo y puede inyectar hasta un 40 por ciento de corrección de la tensión.

como el PCS100 Active Voltage Conditioner (Acondicionador de tensión activo) (AVC) de ABB.

El producto PCS100 AVC

ABB tiene varios productos de protección del suministro eléctrico, pero el PCS100 AVC es único entre ellos. Diseñado especialmente para aplicaciones industriales y comerciales de gran tamaño, el PCS100 AVC responde instantáneamente a las caídas y subidas de tensión, corrige los desequilibrios y elimina los parpadeos de la tensión.

El PCS100 AVC consta de dos convertidores que no están en el recorrido de la corriente entre la carga y la central. En su lugar, la inyección de la tensión

El PCS100 AVC no necesita almacenamiento en baterías, ya que extrae la corriente necesaria para la corrección de la tensión de la central. Sin los costes de mantenimiento asociados usualmente con las

baterías, el coste de propiedad de los sistemas PCS100 AVC es muy bajo.

Además, el PCS100 AVC incluye un sistema bypass que, en caso de una avería dentro del propio PCS100 AVC, asegura que se siga alimentando la carga desde la central.

El PCS100 AVC está disponible con valores nominales entre 150 kVA y 3,6 MVA y se presenta en un armario de apartamiento de baja tensión → 3. Ofrece un control preciso de la tensión en línea, una plataforma de convertidor probada y fiable, un sofisticado software de control y una eficiencia del 99 por ciento. La cartera de productos PCS100 AVC incluye ahora dos equipos diseñados para distintas aplicaciones:

El PCS100 AVC no necesita almacenamiento en baterías ya que extrae la corriente necesaria para corregir la tensión de la central.



- El PCS100 AVC-40 para clientes con una red estable, pero que pueda padecer caídas de tensión por factores exteriores, como el tiempo, etc.
- El PCS100 AVC-20 para una regulación continua de la tensión. Este producto es ideal para clientes cuya red es débil e inestable.

Cada producto está diseñado específicamente para solucionar distintos tipos de problemas comunes de suministro eléctrico.

PCS100 AVC-40 Active Voltage Conditioner para corrección de caídas de tensión

El PCS100 AVC-40 responde a las bajadas y subidas de tensión en milésimas de segundo y puede inyectar hasta un 40 por ciento de corrección de la tensión. Si una instalación recibe una tensión que cae al 60 por ciento de su valor nominal, el PCS100 AVC-40 la devuelve al 100 por ciento. No se atenuarían las luces y ningún equipo se desconectaría; la actividad continúa como siempre. Este ejemplo se aplica a la corriente trifásica; el comportamiento es todavía mejor para las caídas de tensión monofásicas (el tipo más común): se corrigen completamente caídas de tensión de hasta un 45 por ciento.

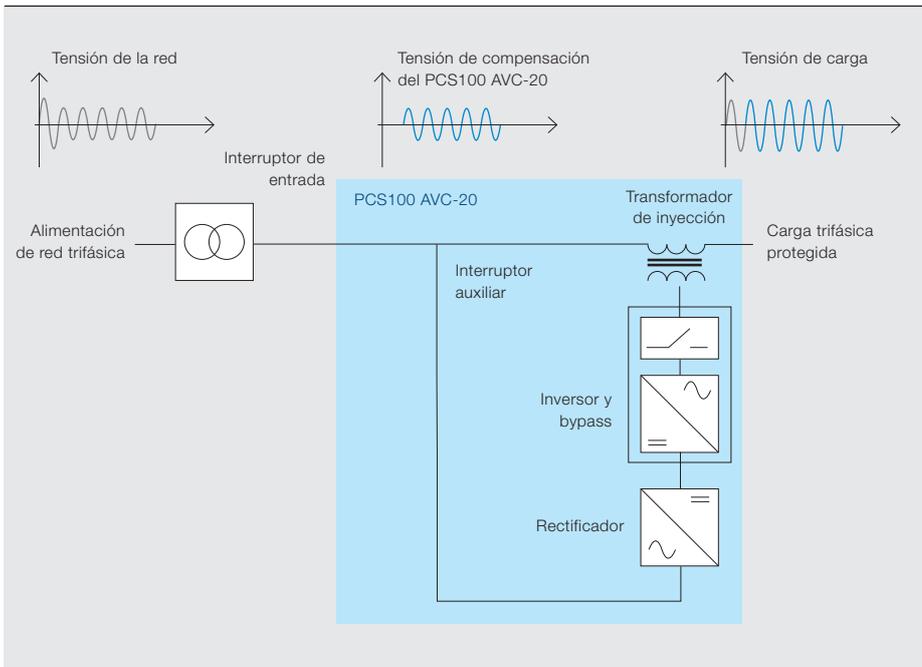
Para los incidentes de caídas de tensión trifásicas, el PCS100 AVC-40 puede restaurar una bajada de tensión del 50 por

ciento al nivel del 90 por ciento, garantizando de esta forma el funcionamiento continuado de la planta. El AVC puede mantener esta corrección durante 10 segundos. Este comportamiento cubre ampliamente la duración de las caídas de tensión experimentadas por los clientes. De esa forma, el funcionamiento de la planta está bien protegido contra los dos aspectos principales de las caídas de tensión: profundidad y duración.

En el caso monofásico, el PCS100 AVC-40 puede corregir caídas de tensión de hasta el 30 por ciento devolviendo la tensión al 90 por ciento, lo que garantiza un funcionamiento continuado de la planta. El AVC mantiene esta corrección durante 10 segundos a este nivel de tensión. De nuevo, esto cubre sobradamente la duración de las caídas de tensión que experimentan los clientes.

Además, el PCS100 AVC-40 puede corregir continuamente fluctuaciones de tensión de ± 10 por ciento de las tensiones de la red e incluso eliminar desequilibrios de la tensión de alimentación.

El producto ofrece valores nominales entre 150 kVA y 3,6 MVA y está disponible para 220 V, 400 V y 480 V. Como diseños personalizados se puede disponer de tensiones especiales y potencias para varias MVA.



Con una potencia nominal de hasta 3 MVA, el PCS100 AVC-20 asegura una regulación continua de la tensión al 100 por ciento para fluctuaciones de ± 20 por ciento en la red. Elimina asimismo todos los desequilibrios de la tensión de alimentación.

PCS100 AVC-20 Active Voltage Conditioner para regulación de la tensión

Con una potencia nominal de hasta 3 MVA, el PCS100 AVC-20 asegura una regulación continua de la tensión al 100 por ciento para fluctuaciones de ± 20 por ciento en la red. El PCS100 AVC-20 elimina también cualquier desequilibrio de la tensión suministrada → 3.

Si las fluctuaciones de tensión son mayores, el PCS100 AVC-20 efectúa una corrección parcial, con una inyección de tensión de hasta el 20 por ciento. Por ejemplo, con caídas de tensión de red del 30 por ciento, corrige hasta el 90 por ciento de la tensión nominal y mantiene el valor dentro de las especificaciones normales de la mayoría de los equipos eléctricos.

Características comunes

El PSC100 AVC presenta varias ventajas sobre los dispositivos de la competencia:

- Dimensiones pequeñas: el espacio suele ser importante en los entornos industriales, y las dimensiones del PCS100 AVC permiten instalarlo en espacios reducidos.
- Alta fiabilidad: un bypass integrado y la capacidad de soportar sobrecargas y fallos de grado industrial contribuyen a la alta fiabilidad.
- Coste mínimo de propiedad total: la ausencia de almacenamiento en baterías, el poco mantenimiento y el

alto rendimiento minimizan los costes de explotación.

Los dos productos PCS100 AVC-40 y AVC-20 incorporan una gran pantalla LCD táctil que permite manejar el dispositivo y acceder a registros detallados de sucesos. Un servidor Web integrado permite el acceso a distancia y el envío de correos electrónicos a los afectados cuando se produce un evento de calidad de la energía eléctrica.

Las fábricas modernas con equipos sofisticados se enfrentan continuamente a amenazas de incidentes de red como caídas y subidas de tensión. Instalando un PCS100 AVC de ABB disfrutarán de una capa de protección sofisticada que mejora la cifra de resultados reduciendo drásticamente el tiempo de inmovilización, el material desechado, los productos de mala calidad, el tiempo perdido en la producción y el mantenimiento de la planta.

Dario Rozman

ABB Discrete Automation and Motion
Napier, Nueva Zelanda
dario.rozman@nz.abb.com

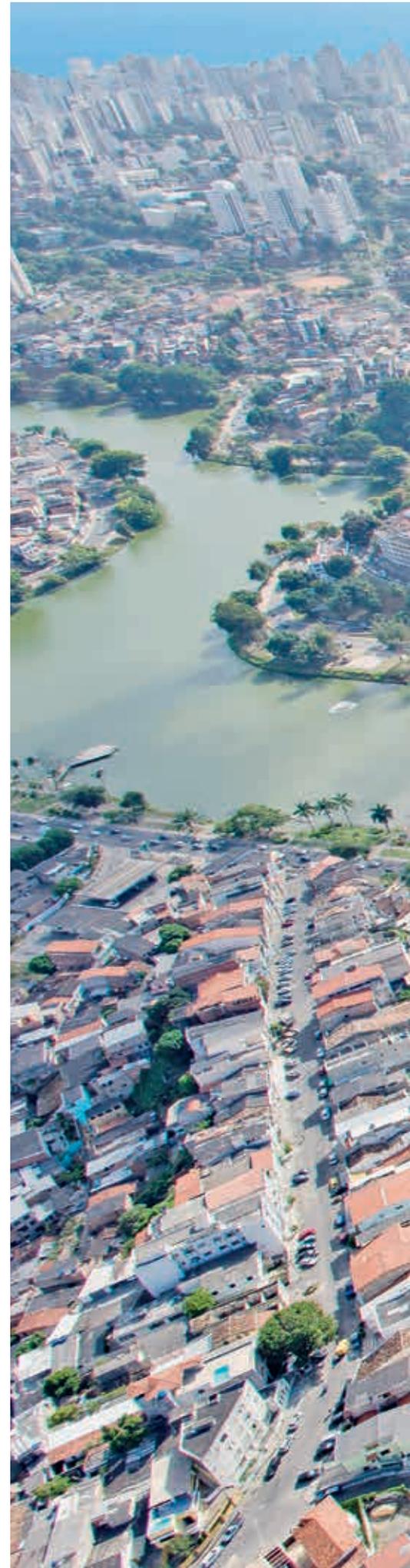
Seguros y potentes

Transformadores secos para transporte secundario

MARTIN CARLEN, MARIANO BERROGAIN – HiDry⁷², el reciente e innovador transformador de ABB, ya está operando en varias subestaciones de todo el mundo. Con el HiDry⁷², ABB ha allanado el camino para el uso del transformador de tipo seco, que permite pasar de las aplicaciones de distribución al campo de las tensiones de transporte secundario. La tecnología libre de aceite, muy fiable y segura, que incorpora este transformador permite ahora integrar fácilmente una subestación en cualquier edificio, con total tranquilidad. El HiDry⁷² resulta especialmente útil en subestaciones situadas en ciudades así como en lugares muy concurridos y con grandes necesidades de consumo eléctrico.

Imagen del título

Salvador da Bahía, Brasil, con el estadio Arena Fonte Nova, que cuenta con una subestación de 69 kV equipada con transformadores secos de 69 kV/25 MVA.
Fotografía: World Cup Portal.





Para la Copa Mundial de la FIFA 2014 celebrada en Brasil se construyeron varios estadios nuevos. Uno de ellos es el Arena Fonte Nova de Salvador da Bahía, una ciudad de 2,7 millones de habitantes situada en el centro de la costa atlántica brasileña. El estadio tiene capacidad para 55.000 personas y está situado en el centro de la ciudad → [imagen del título](#).

La electricidad se suministra a esta parte de la ciudad mediante un cable de transporte secundario de 69 kV. Con la demolición del antiguo estadio y la construcción del nuevo, fue necesario sustituir

Los transformadores secos no necesitan pasatapas aislantes y tampoco vierten aceite. Pero su principal ventaja es la ausencia de aceite inflamable y de otros materiales combustibles.

una subestación exterior cercana. Como la subestación se encontraba en un espacio destinado al uso recreativo, la compañía eléctrica local propuso integrar la nueva subestación en el estadio

en construcción. Casualmente, esto ocurrió en el momento en que ABB anunció la salida al mercado de un transformador eléctrico seco para la clase de tensión de 72,5 kV, el HiDry⁷² [1]. HiDry significa “seco de alta tensión”; el exponente “72” indica la clase de tensión de 72,5 kV.

Los responsables del proyecto estaban intrigados por la idea de que la tecnología del transformador seco a prueba de incendios y explosiones se pudiese utilizar ahora no sólo en aplicaciones de media tensión (MT), sino también de alta tensión (AT). Además, los transformadores secos facilitan mucho el diseño y la configuración de la instalación, son una solución muy rentable y eliminan las preocupaciones por la seguridad de la integración de la subestación en el estadio. La seguridad es una consideración básica en un lugar al que asisten decenas de miles de espectadores.

Tecnología del transformador seco

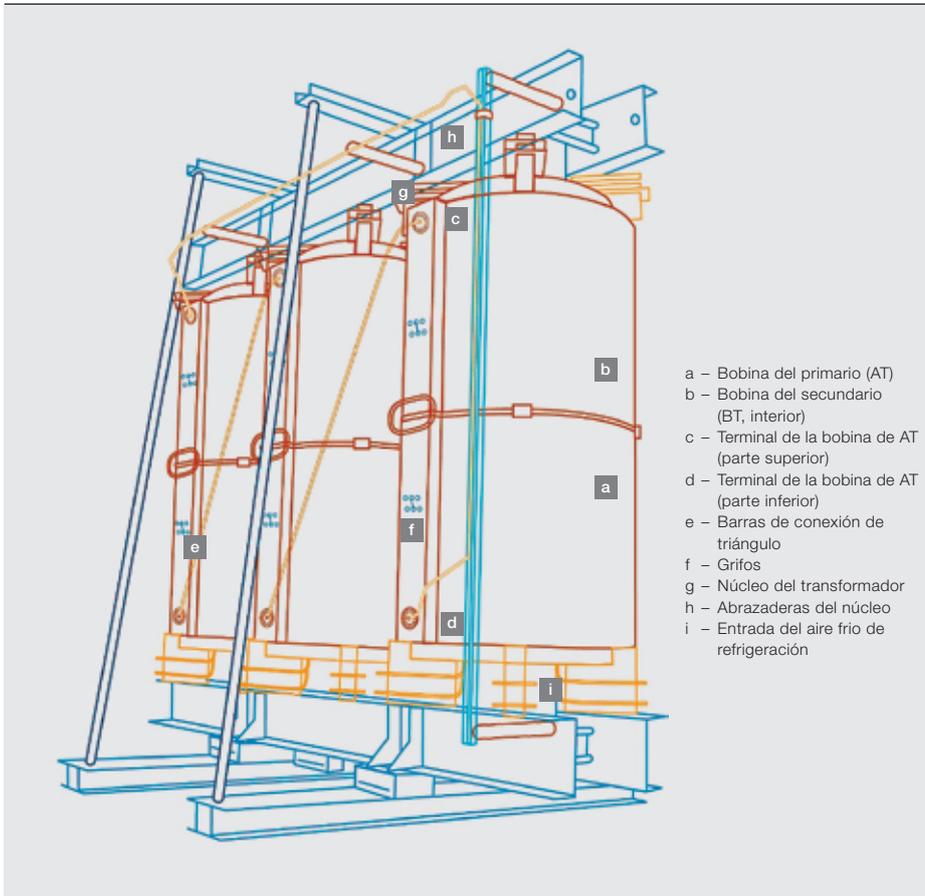
A diferencia de los transformadores aislados en aceite, los transformadores secos están aislados en aire. Esto tiene ventajas e inconvenientes: la rigidez dieléctrica del aceite es unas ocho veces mayor que la del aire, por lo que las dimensiones del núcleo y los devanados de un transformador en baño de aceite son menores que los de uno similar aislado por aire. Por otra parte, los transformadores secos no necesitan pasatapas aislantes y tampoco vierten aceite. Pero su principal ventaja es la ausencia de aceite inflamable y de otros materiales combustibles. Mientras que un transformador típico contiene varios miles de litros de aceite inflamable, los materiales aislantes utilizados en un transformador seco lo convierten en F1 (clase ante fuego), y además

son autoextinguibles. Los transformadores secos son también una alternativa a los transformadores aislados en gas (GIT) y son más seguros de manipular.

En los transformadores secos se utilizan diversas tec-

nologías, como la de encapsulado al vacío (VCC), RESIBLOC® y Open Wound, cada una con características especiales. En → 1 se ilustran los principales componentes de un transformador VCC.

1 Transformador seco



2 Características del HiDry⁷²

Tensión del primario	Hasta 72,5 kV
Potencia nominal	Hasta 63 MVA
Tensión de impulsos de descarga	325 kV para I EC 350 kV para ANSI/IEEE
Tensión no disruptiva de CA de corta duración	140 kV para I EC 140 kV para ANSI/IEEE
Tensión en el secundario	Hasta 36 kV
Descarga parcial	<10pC
Grupo de conexión	Estrella o triángulo
Clase de aislamiento	F (155°C) o H (180°C)
Clase medioambiental	E2
Clase climática	C2
Clase para incendios	F1
Refrigeración	AN, ANAF, AFAF, AFWF A: aire W: agua N: convección natural F: convección forzada
Tomas de carga y OLTC	17 posiciones ($\pm 8 \times 1,25\%$)
Contenedor	Sin contenedor, o contenedor para interior o exterior de IP y NEMA (National Electrical Manufacturers Association) según lo requerido

Entre los devanados del primario y el secundario de un transformador VCC hay un conducto de aire. Dado que la constante dieléctrica del material de aislamiento sólido que rodea los devanados es mayor que la del aire, el campo eléctrico es captado principalmente por el aire del conducto. El tamaño del conducto de aire debe ser suficiente para soportar el ensayo del impulso de rayo. Cada transformador se somete al ensayo de descargas parciales (se exige un nivel de descarga parcial inferior a 10 pC). Esto garantiza que el aislamiento sólido tiene una alta calidad y que no existen burbujas en su estructura.

El mismo conducto de aire proporciona también un flujo de aire refrigerante, que entra por la parte inferior y genera un flujo autónomo gracias al efecto chimenea. Esto mantiene la renovación automática del aire aislante. Hay otros conductos de aire entre los devanados de baja tensión y las columnas del núcleo. Los devanados de AT también están refrigerados en su superficie exterior. En el caso de los transformadores de gran potencia, se pueden introducir conductos de aire adicionales entre los terminales de conexión de los devanados de baja y alta tensión.

Los devanados se pueden realizar con un conductor de aluminio o de cobre, según la preferencia del cliente. Los cables de entrada o las barras abiertas se conectan directamente a los devanados de AT.

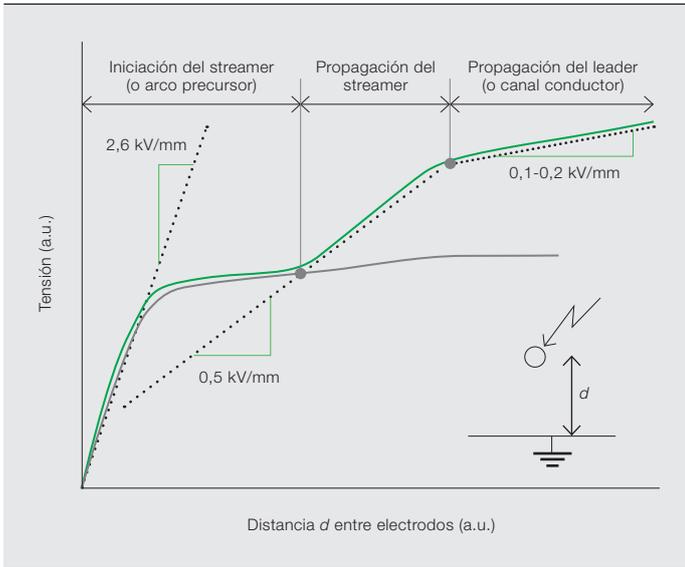
En todo el mundo se observa una tendencia clara a favor de los transformadores secos. El mercado potencial es considerable: mientras que en aplicaciones de BT la tecnología de transformador seco ya es dominante, en las de media tensión las unidades en baño de aceite siguen siendo las más frecuentes. En las aplicaciones de AT, salvo unas pocas unidades que utilizan aislamiento con gas SF₆, dominan los tipos en baño de aceite. Los transformadores HiDry⁷² pertenecen a la primera serie de transformadores aislados por aire para la clase de tensión de 72,5 kV.

Características y tecnología HiDry

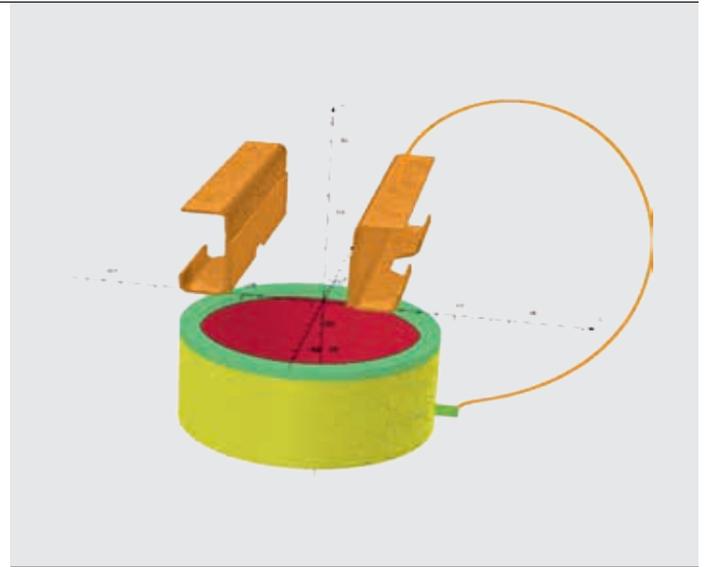
HiDry⁷² está disponible para potencias de hasta 63 MVA en soluciones trifásicas o monofásicas. Ofrece la misma funcionalidad que un transformador en baño de aceite [2,3], incluida la regulación de la tensión bajo carga mediante un cam-

Mientras que un transformador típico contiene varios miles de litros de aceite inflamable, materiales aislantes utilizados en un transformador seco lo convierten en F1 (clase ante fuego), y además son autoextinguibles.

3 El comportamiento dieléctrico del aire es un factor crítico en el diseño del transformador.

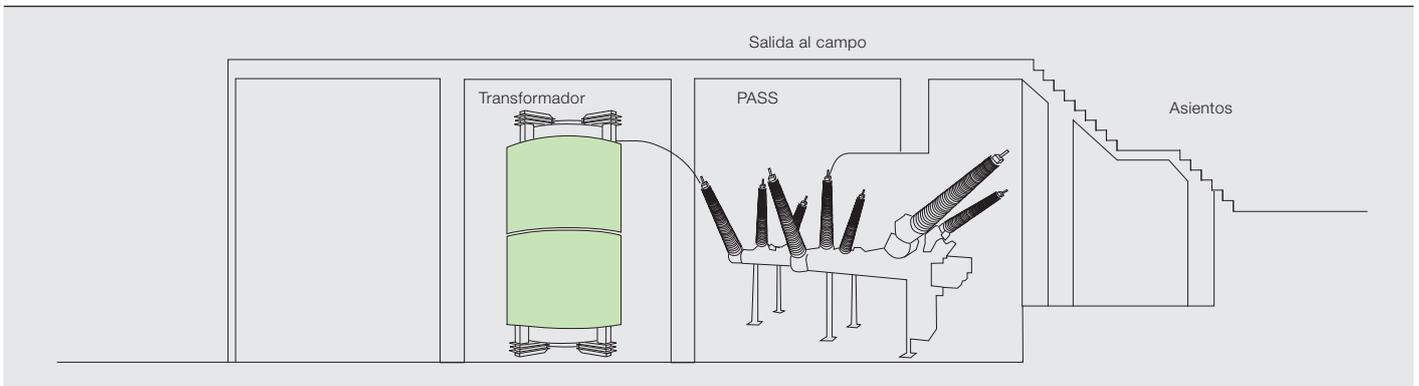


3a La curva verde representa la tensión no disruptiva para una disposición esfera-plano [1].



3b Evaluación de la trayectoria de descarga proyectiva mediante simulaciones del dieléctrico

4 Subestación HiDry⁷² de 69 kV en Arena Fonte Nova, Salvador de Bahía, Brasil, con instalación de transformador y GIS



En todo el mundo se observa una tendencia clara a favor de los transformadores secos, con un gran mercado potencial.

biador de tomas en carga (OLTC) de tipo seco. El OLTC suele tener un margen de regulación del ± 10 por ciento \rightarrow 2.

Los transformadores HiDry⁷² utilizan la misma tecnología base que se utiliza en aplicaciones de MT y se ofrecen en las implementaciones de transformador seco VCC y RESIBLOC de ABB. Pero los requisitos que se exigen a los transformadores para niveles de tensión de transporte secundario son muy superiores a los que rigen para transformadores de distribución: la tensión más elevada, la mayor potencia y el campo de regulación de la tensión más amplio obligan a resolver problemas dieléctricos, térmicos y mecánicos más complejos.

En particular, cuando la clase de tensión es superior a 36 kV, hace falta un conocimiento muy profundo de la física de descomposición de los gases para minimizar las distancias dieléctricas en el aire \rightarrow 3. Las distancias se minimizan

introduciendo aros de guarda en los devanados, apantallando ciertas partes del núcleo y aplicando conceptos de barrera múltiple y disposiciones de barrera. Estas técnicas influyen en la distribución del campo eléctrico local y determinan las trayectorias de descarga.

Seguridad contra incendios: decisiva en las subestaciones interiores y subterráneas

Las subestaciones de AT situadas en centros urbanos suelen instalarse en edificios especiales, principalmente debido al riesgo de incendio y explosión de los transformadores. Pero la creciente utilización de la AT en zonas urbanas y la menor disponibilidad de espacio hacen que la integración en edificios públicos o privados sea muy atractiva, un contexto en el que el HiDry⁷² es perfecto por sus excelentes propiedades de seguridad contra incendios.



5a Con OLTC de tipo seco (izquierda)



5b PASS M00 72,5 kV SF₆ /aparamenta híbrida-aire

Los transformadores HiDry⁷² ofrecen la misma funcionalidad que los transformadores en baño de aceite, incluida la regulación de la tensión bajo carga mediante un OLTC de tipo seco.

Los transformadores HiDry⁷² utilizan una resina epóxica en el proceso de encapsulado al vacío de los devanados. La resina epóxica es un polímero termoestable que, a diferencia de los polímeros termoplásticos, no se funde a temperaturas elevadas. La resina se carga con gran cantidad de sílice no combustible (pequeñas partículas de arena o fibra de vidrio) que, en caso de incendio, absorbe el calor y reduce la temperatura de combustión. Cuando se somete a altas temperaturas, la resina epóxica no se inflama espontáneamente, sino que se degrada e inicia un proceso de desgasificación y oxidación. Cuando termina el aporte externo de calor o se extingue el incendio exterior, este proceso se detiene. Por lo tanto, el transformador HiDry⁷² nunca plantea ningún riesgo de inflamabilidad.

Ensayos de inflamabilidad

Los transformadores de la clase contra incendios F1 (que se basan en la norma IEC 60076-11:2004) presentan una infla-

mabilidad limitada y minimizan la emisión de sustancias tóxicas y humos opacos. El ensayo de comportamiento frente al fuego F1 se realiza con una fase completa de un transformador, con devanados de AT y BT, las columnas del núcleo y los componentes de aisla-

miento. Se coloca un recipiente lleno de etanol debajo de la bobina y se enciende el alcohol. Se coloca un panel calentador eléctrico, que irradia a 24 kW y representa una fuente de calor externa adicional, a lo largo de un lateral del devanado de AT. El ensayo se realiza en una cámara de ensayos normalizada y se miden la temperatura y las propiedades de transmisión ópticas de los gases de escape.

Es de gran importancia que los gases de escape no sean tóxicos ni muy corrosivos, ya que pueden pasar a otras partes del edificio o distribuirse por el sistema de ventilación y afectar a muchas personas. La elevada transparencia del humo permite orientarse y localizar las salidas de emergencia.

La experiencia de ABB con transformadores secos que sufren fallos internos es que no estallan ni proyectan piezas. Lo habitual es que los devanados se agrieten, con acompañamiento de arcos eléctricos y carbonización localizados, y que se gene-

6 Transformador seco HiDry⁷² de 31,5 MVA / 66 kV en el laboratorio de ensayos CESI para la realización de un ensayo de cortocircuito



re algo de humo. Dependiendo del fallo, la protección del sistema desconectará el transformador o el sensor de temperatura detectará una temperatura de disparo [4].

Subestación de Arena Fonte Nova, Brasil

La instalación de la subestación de 69 kV en el estadio Arena Fonte Nova tiene una configuración redundante de dos transformadores y dos sistemas de aparamenta de AT → 4. Los transformadores están situados debajo de la zona de acceso del estadio, muy cerca de las gradas. Las barras abiertas fijadas al techo de la sala eléctrica conectan la aparamenta y los transformadores. La subestación empezó a funcionar en la primavera de 2013, a tiempo para la celebración de los partidos de la Copa FIFA Confederaciones de 2013.

Los transformadores de 25 MVA se conectan por el lado del secundario a la aparamenta de MT → 5. La tensión en el secundario es conmutable entre 11,95 kV y 13,8 kV. Los devanados del transformador se han fabricado con tecnología VCC, que asegura un devanado robusto (clase ambiental E2) y una buena protección frente a la contaminación ambiental y la humedad. El transformador se refrigera por convección natural del aire. Se ensaya para un impulso de tensión de tipo rayo de 350 kV.

El OLTC de tipo seco se ubica enfrente al transformador, y cada fase tiene su propia unidad de contactos. El OLTC utiliza interruptores de vacío para la conmutación. Está configurado para ofrecer un campo de regulación de +4/-12 pasos porcentuales, de cada uno del

7 Transformador seco de 16 MVA / 45 kV con OLTC y cerramiento para la instalación en una subestación al aire libre en Suecia



1,25 por ciento de la tensión nominal en AT. Tanto el transformador como el OLTC están vallados para evitar cualquier contacto accidental del personal, aunque no se requiere ningún cerramiento.

Subestación del centro de la ciudad de Sevilla, España

Ahora hay muchos transformadores HiDry⁷² instalados en todo el mundo. En Sevilla (España), por ejemplo, Endesa (Enel), la mayor compañía eléctrica del país, decidió sustituir los transformadores en baño de aceite de dos subestaciones en el centro de la ciudad por transformadores HiDry⁷² para eliminar cualquier riesgo en el vecindario. Cada subestación dispone de dos transformadores. Uno de los transformadores de 31,5 MVA, 66/22 kV y OLTC ($\pm 8 \times 1,25$ por ciento) con devanados fabricados en tecnología VCC, se sometió satisfactoriamente al ensayo de cortocircuito en el laboratorio de ensayos independiente CESI en Italia (Milán), siguiendo los requisitos pertinentes de la norma IEC 60076-5 → 6. El OLTC se conectó al transformador para esta prueba. Es el transformador seco de mayor potencia ensayado en el CESI en toda su historia.

En otro caso similar, la compañía eléctrica de Ulricehamn (Suecia) tuvo que sustituir un transformador en baño de aceite situado al aire libre en un bosque. La compañía decidió instalar un transformador HiDry de 45/11 kV, 16 MVA y OLTC, y así redujo el riesgo ambiental a cero → 7. Los devanados RESIBLOC están cualificados para soportar temperaturas de hasta -60 °C.

Subestaciones futuras

La combinación de aparamenta aislada en gas con transformadores HiDry⁷² permite construir subestaciones muy compactas fáciles de integrar en cualquier edificio. Los transformadores HiDry⁷² pueden suministrar tensiones más altas y más potencia en zonas urbanas sin necesidad de construir más subestaciones. La experiencia positiva acumulada hasta la fecha con el transformador seco de 72,5 kV sugiere que el catálogo de transformadores secos debería incluir la clase de tensión inmediatamente superior

Martin Carlen

ABB Power Products, Transformers
Zúrich, Suiza
martin.carlen@ch.abb.com

Mariano Berrogain

ABB Power Products, Transformers
Zaragoza, España
mariano.berrogain@es.abb.com

Referencias

- [1] M. Carlen *et al.*, "Transformer innovation: Dry-type transformers for the 72.5 kV voltage class – safe and ecological," Advanced Research Workshop on Transformers, Santiago de Compostela, Spain, 2010, pp. 8–13.
- [2] M. Carlen and M. Berrogain, "Dry-type transformers for the subtransmission voltage level," presented at the EEA 2014 Conference, Auckland, New Zealand, 2014.
- [3] A. Pedersen *et al.*, "Streamer inception and propagation models for designing air insulated power devices," IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Virginia Beach, VA, 2009.
- [4] M. Carlen *et al.*, "Dry-type subtransmission transformer: Compact and safe indoor substations," paper A2-304, presented at the 2014 CIGRE Session, Paris, 2014.

Consejo de redacción

Claes Ryttoft

Director de Tecnología
I+D y tecnología del Grupo

Ron Popper

Jefe de Responsabilidad empresarial

Christoph Sieder

Responsable de comunicaciones corporativas

Ernst Scholtz

Director de Estrategia de I+D
I+D y tecnología del Grupo

Andreas Moglestue

Jefe de redacción de la ABB Review
andreas.moglestue@ch.abb.com

Editorial

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

ABB Technology Ltd.

ABB review

Affolternstrasse 44

CH-8050 Zúrich

Suiza

abb.review@ch.abb.com

ABB Review se publica cuatro veces al año en inglés, francés, alemán y español. ABB Review es una publicación 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 suscríbese 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.

Editorial y copyright © 2015

ABB Technology Ltd.

Zúrich, Suiza

Impresión

Vorarlberger Verlagsanstalt GmbH
AT-6850 Dornbirn/Austria

Diseño

DAVILLA AG

Zúrich, Suiza

Cláusula de exención de responsabilidad

Las información contenida en esta revista refleja el punto de vista de sus autores y tiene una finalidad puramente informativa. El lector no deberá actuar sobre la base de 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 3115

Aspectos de la productividad

La visión de ABB, "Power and productivity for a better world", se presenta junto con el logo de la empresa en la publicidad y los productos y en publicaciones como ABB Review. Después de este número centrado en la generación solar, la próxima edición estará dedicada a las tecnologías de productividad de la empresa.

Se tratarán, entre otras cosas, el robot Yumi de dos brazos, que no solo ampliará el alcance de las aplicaciones robóticas, sino que también redefinirá la forma en que los seres humanos y los robots interactuarán en el futuro.

La productividad no se limita a lo que pueden hacer los productos nuevos, sino que también aborda el funcionamiento óptimo de la base ya instalada. El Asset Health Center™ de ABB es un ejemplo de la forma en que la empresa apoya a sus clientes en este ámbito.

En el campo de la experiencia de ABB en I+D, el próximo número recogerá el primero de una serie de artículos sobre la investigación de las oscilaciones, un campo a menudo subestimado que afecta prácticamente a todos los sistemas técnicos.

ABB Review en tablets

ABB Review también en su tablet.

La encontrará en <http://www.abb.com/abbreview>



Manténgase informado

¿Alguna vez se ha perdido un número de ABB Review?

Regístrese para recibir un aviso por correo electrónico en <http://www.abb.com/abbreview> y no vuelva a perderse ningún número.





Del generador al enchufe, nadie proporciona tantas soluciones solares

La energía solar desempeña un importante papel para responder a la necesidad mundial de más energía con un menor impacto. ABB ofrece la cartera de productos, sistemas, soluciones y servicios más completa del sector para optimizar el rendimiento, la fiabilidad y la rentabilidad de la inversión de cualquier instalación solar: desde cubiertas residenciales hasta aplicaciones comerciales y centrales eléctricas. Con una trayectoria demostrada en el ámbito de la energía solar desde la década de 1990 y nuestra competencia técnica en áreas que abarcan desde los sistemas de energía solar hasta la conexión a red y la integración en redes inteligentes y microrredes, nadie proporciona tantas soluciones solares del generador al enchufe en el mundo como ABB. Más información en <http://new.abb.com/solar>