

Off-grid 2.0

Ahorrar combustible con el sol: La combinación de generadores diésel y fotovoltaica en sistemas híbridos permite abaratar los gastos derivados del consumo de combustible, así como reducir emisiones y mantenimiento garantizando la seguridad de suministro y estabilidad de red. El “fuel save controller” de SMA se encarga de ello.

Los sistemas híbridos FV-diésel, como esta instalación minera en Sudáfrica equipada por SMA, pueden reducir considerablemente los costes industriales



Los generadores diésel han sido tradicionalmente la principal tecnología para sistemas de generación distribuida y su uso está muy extendido como sistema de respaldo durante episodios de interrupción de alimentación de red. Países con un aumento constante y significativo del consumo eléctrico, debido a incrementos de población y al desarrollo industrial, muestran una fuerte dependencia de generación eléctrica con diésel, bien sea como fuente de energía de reserva durante fallos del suministro eléctrico con duraciones medias de hasta 16 horas por día o como base de generación energética, en cuyo caso se utilizan combustibles de menor calidad para abaratar costes. Esta situación conlleva considerables riesgos económicos, siendo el principal de ellos la volatilidad del precio del combustible en torno a una tendencia al alza a largo plazo.

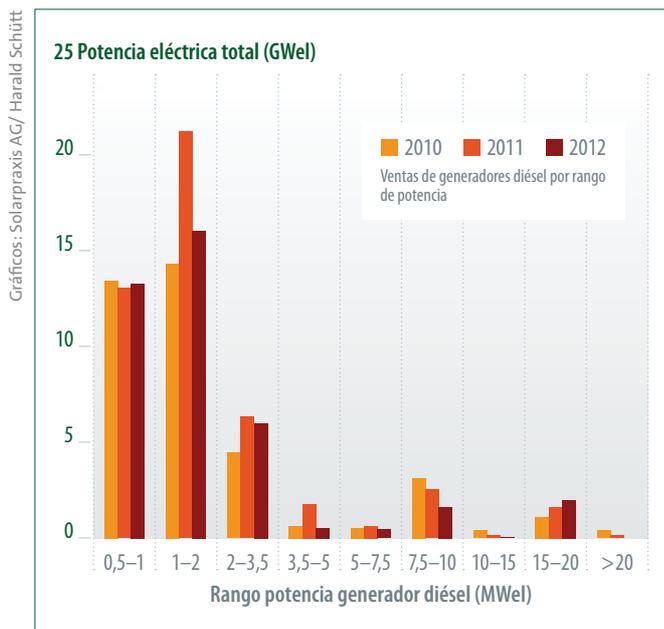
Los costes de sistemas fotovoltaicos se han reducido a más de la mitad en los tres últimos años, abriendo nuevas posibilidades a la generación de energía. Por un lado, los costes operativos de sistemas basados en grupos electrógenos diésel aumentan constantemente, mientras que los costes de operación de sistemas fotovoltaicos son marginales en comparación con fuentes de generación de energía convencional. El precio de generación por kilovatio hora de un sistema de generación con motores diésel depende principalmente de los gastos corrientes de la instalación (principalmente combustible diésel y mantenimiento), así como en menor medida de los costes de inversión. Gracias al abaratamiento de las instalaciones fotovoltaicas y sus bajos costes de mantenimiento, introducir generación fotovoltaica en sistemas de generación con motores diésel permite reducir considerablemente el número de horas de funcionamiento de estos y abaratar los costes de generación del sistema. El criterio básico de diseño de sistemas híbridos fotovoltaicos (FV)-diésel es la minimización del tiempo de operación de los generadores diésel, garantizando al mismo tiempo la estabilidad del suministro eléctrico, de las cargas y el que los generadores funcionen en su rango de trabajo. Al contrario de lo que ocurre con instalaciones fotovoltaicas, los costes de sistemas de almacenamiento de electricidad, baterías principalmente, siguen siendo elevados;

su vida útil es en general más corta y hay pocas referencias a gran escala, ya que su uso no es económicamente aconsejable hasta que la tecnología madure y los costes se ajusten a precios competitivos. Prescindir del uso de baterías reduce la complejidad y necesidades de mantenimiento del sistema híbrido, pero al mismo tiempo conlleva una serie de consecuencias técnicas.

Un mercado potencial gigantesco

Las ventas mundiales anuales de generadores diésel durante los tres últimos años han variado desde los 38 gigavatios en 2010 hasta los casi 48 gigavatios en 2011, para reflejar un descenso a 40 gigavatios en 2012, según un informe de la editora especializada Diesel & Gas Turbine Publications. De este volumen de ventas, un porcentaje superior al 50 por ciento corresponde a aplicaciones industriales aisladas de red o en redes con cortes de suministro frecuentes. La cuota de mercado de América Latina se mantiene relativamente constante alrededor del 10 por ciento. Estas cifras dan idea del tamaño de este mercado y del potencial de la energía solar fotovoltaica para hibridar aplicaciones basadas en sistemas de generación de energía con motores diésel. Esta solución es especialmente interesante en países emergentes, con limitado acceso a redes de distribución eléctrica, un abundante recurso solar y habituados a generar energía eléctrica mediante motores de combustión.

El factor que afecta principalmente la viabilidad económica de sistemas híbridos FV-diésel es el precio del combustible que paga el operador de planta, dependiendo éste de los impuestos aplicados, subsidios del tipo de distribución en cuestión (minorista o mayorista) y otros factores. El periodo de retorno de la inversión es generalmente el indicador sobre el cual el operador de planta basa su decisión de inversión. Un periodo de amortización de entre tres a seis años es necesario para hacer una inversión atractiva al inversor, siendo esto factible en rangos de potencia a partir de varios cientos de kilovoltio amperios (kVA) de potencia del generador diésel. El grueso del mercado (entre un 80 y 90 por ciento) de generación diésel en el rango de potencia de interés va desde 500 kVA de potencia del gene-



Según el informe Power Generation Order Survey de la editorial Diesel and Gas Turbine Publications, el volumen de ventas mundiales de generadores diésel ha descendido en los dos últimos años

rador diésel hasta los 3,5 MVA, siendo éste el rango de potencias donde los primeros fabricantes de soluciones FV-diésel centran sus ofertas.

La solución son redes inteligentes

Un sistema híbrido aislado de red necesita una unidad que gestione la red eléctrica, es decir, que construya una red de corriente alterna a la que puedan conectarse otros generadores de energía, así como los diferentes aparatos consumidores. El gestor de red ha de mantener la tensión y la frecuencia constantemente dentro de los límites permitidos, manteniendo en equilibrio la generación en el sistema y los consumos. Esta labor puede ser llevada a cabo en sistemas híbridos por un generador diésel o un inversor fotovoltaico bidireccional conectado a un banco de acumuladores. La mayoría de sistemas existentes actualmente en el mercado pretenden postergar la incorporación de baterías hasta que se solventen una serie de cuestiones técnicas (vida útil de las baterías, limitaciones de operación en ambientes con un amplio rango de temperaturas, mantenimiento y servicio en zonas remotas, reciclaje en países donde aún no existe una infraestructura recogida y reciclaje de baterías al final de su vida útil, etc.), así como su todavía alto costo. Como consecuencia, la mayoría de los fabricantes optan en la actualidad por arquitecturas donde es el generador diésel el que crea y determina los parámetros de la red. Esto implica que al menos un grupo electrógeno ha de estar constantemente en operación, mientras que el resto de generadores se despachan en función de los consumos y disponibilidad de generación fotovoltaica.

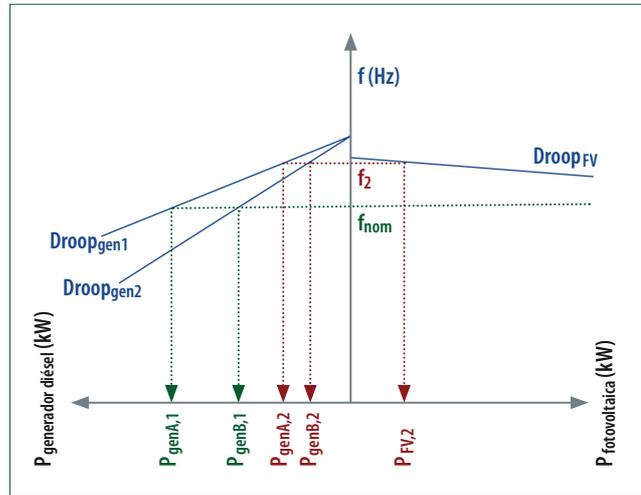
La estrategia de control depende de la tasa de integración fotovoltaica instantánea o media durante un periodo de tiempo determinado (mes/año). La contribución en potencia o tasa de integración instantánea compara la potencia pico del sistema fotovoltaico con el consumo pico de potencia activa de las cargas. La contribución en energía o tasa de penetración media se obtiene dividiendo el aporte de energía del sistema fotovoltaico

en ese período con la energía consumida por las cargas. La relación entre ambas tasas de penetración depende de la distribución horaria de los consumos y de las condiciones meteorológicas. Como regla general, para obtener tasas de penetración fotovoltaica medias superiores al 20 por ciento son necesarias tasas de penetración instantáneas mayores al 50 por ciento.

En el caso de tasas de penetración fotovoltaica relativamente bajas (como regla general tasas instantáneas por debajo del 20 por ciento), la integración es relativamente simple. La generación fotovoltaica puede ser considerada como una “carga negativa” y su participación en la estrategia de control del sistema no es necesaria. Introducir generación fotovoltaica en un sistema diésel implica periodos de desconexión de los generadores diésel más largos, reduciendo de ese modo la inercia total en el sistema. Esto a su vez implica una tendencia a que las variaciones de frecuencia aumenten. Por esta razón, un requerimiento adicional para los inversores fotovoltaicos en este tipo de sistemas es una operación estable en redes con rangos de frecuencia y tensión más amplios que en sistemas conectados a red.

Con tasas de penetración más elevadas, la inherente volatilidad de la generación fotovoltaica y el objetivo de maximizar el porcentaje de cobertura solar se suma a la dificultad de gestionar consumos variables para los generadores diésel, que han de mantener el equilibrio entre producción y consumo y de ese modo regular tensión y frecuencia en la red. Un factor a tener en cuenta es el factor de carga mínimo de los motores diésel, dado que los motores operarán previsiblemente con una baja carga durante los periodos de alta producción del campo fotovoltaico. El consumo de combustible de los generadores diésel no es lineal con el factor de carga, siendo los generadores diésel menos eficientes con factores de carga bajos. Así, por ejemplo, una disminución de la carga del 100 al 30 por ciento de un generador diésel acarrea un incremento de consumo de combustible por kilovatio hora (kWh) generado (litros/kWh) de aproximadamente un 20 por ciento, dependiendo del fabricante. Además, factores de carga bajos conllevan un elevado desgaste de

Un mecanismo común de distribución de carga para varios generadores conectados en paralelo es la denominada regulación “droop”. En el caso de la figura tenemos dos generadores diésel y un inversor central fotovoltaico conectados en paralelo. Las estáticas “droop” de los generadores diésel tienen una pendiente proporcional a su potencia nominal, con pendiente menos pronunciada para el generador de mayor potencia. De este modo cuando la frecuencia del sistema es la nominal (curvas en verde) la carga se reparte entre los generadores proporcional a su potencia nominal, aportando el generador de mayor tamaño la potencia $P_{genA,1}$, mientras que el segundo generador aporta $P_{genB,1}$. En este escenario los inversores fotovoltaicos pueden inyectar toda la potencia que producen (la línea verde no corta la estática droop del generador fotovoltaico). Si los consumos disminuyen (p.e. debido a un desastre o disparo de una protección) la frecuencia en el sistema sube de f_{nom} a f_2 , debido a que la generación es mayor que el consumo (líneas rojas). Para volver a equilibrar consumo y generación, el primer generador diésel reduce su potencia de salida a $P_{genA,2}$ y el segundo generador a $P_{genB,2}$. El controlador ahora actúa también sobre el inversor fotovoltaico y limita su potencia de salida a $P_{FV,2}$. Si la potencia de salida del generador(es) diésel continúa bajando hasta rebajar la carga mínima especificada, la potencia fotovoltaica descenderá a cero.



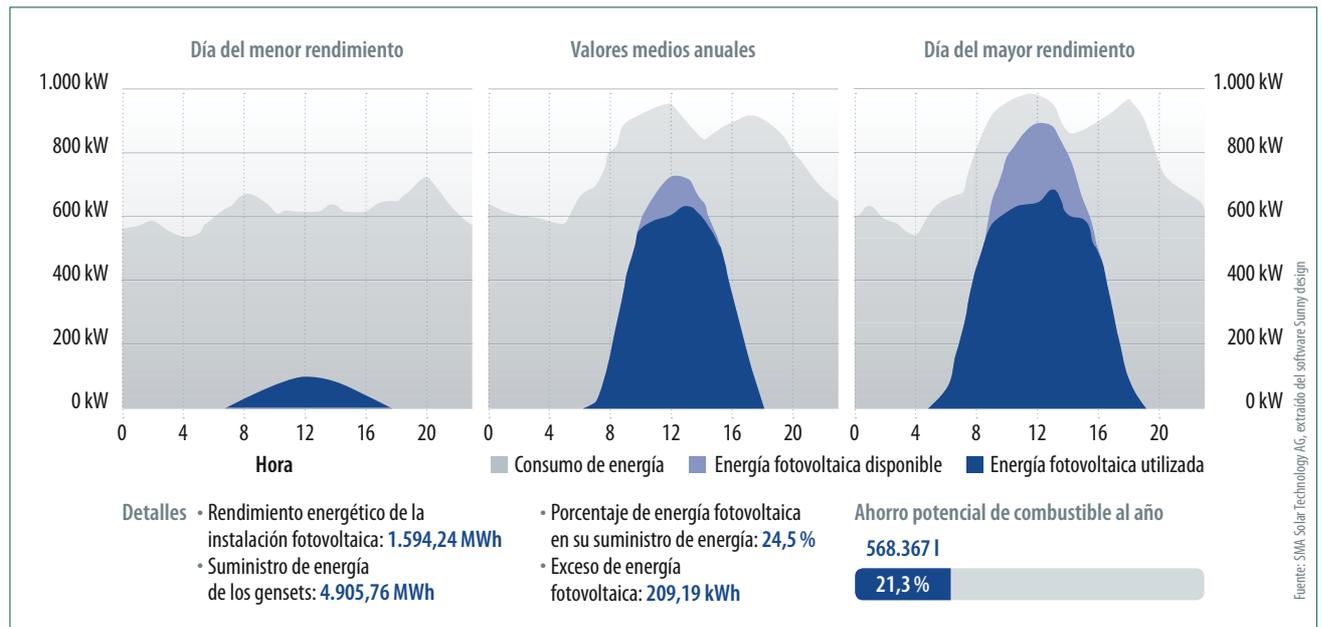
los motores y un mayor mantenimiento debido a acumulaciones en el sistema de escape y pistones causados por combustiones incompletas, detonaciones en pistones, contaminación por combustible y condensación de agua en el lubricante. En este sentido es necesario mencionar que los motores de nueva generación tipo “common-rail” presentan un menor desgaste en operación con cargas bajas y variaciones frecuentes, así como un menor consumo de combustible, que motores diésel con inyección mecánica. Debido a estas ventajas, así como menores escapes, mejor comunicación electrónica y por consiguiente integración en un sistema de supervisión, el uso de la tecnología “common-rail” está cada vez más extendida. Un factor de carga mínimo del 30 por ciento es aceptable para este tipo de generadores diésel, asegurando una larga vida útil del generador y un aprovechamiento adecuado del combustible diésel.

Fuel save controller: un controlador polifacético

Al integrar generación fotovoltaica en el sistema, un controlador adicional ha de garantizar que los grupos diésel bajo ninguna circunstancia operen con un factor de carga inferior a su carga mínima. La empresa SMA comercializa este controlador bajo la denominación de “Fuel Save Controller”. Otros fabricantes ofrecen versiones más o menos reducidas basadas en controladores lógicos programables (PLC), cuyos relés comunican con inversores fotovoltaicos y grupos diésel a través de una interfaz de comunicación (generalmente Modbus®), mientras monitorizan continuamente los parámetros de red (corriente/tensión) en el punto de conexión a las cargas. A medida que la carga de un generador diésel se acerca a su carga mínima, el controlador dinámicamente reduce la potencia de salida en los inversores fotovoltaicos para mantener la carga de los generadores diésel por encima del factor de carga mínimo. Esta es sólo una de las varias funcionalidades que este controlador adicional ofrece con el fin de reducir el consumo de combustible en la medida de lo posible, sustituyendo generación diésel por la fotovoltaica y garantizando estabilidad del sistema sin acumuladores.

Una situación que requiere la actuación del controlador es el desastre brusco de una carga o el disparo de una protección. Cuando esto ocurre, se produce un descenso súbito del consumo, de manera que la generación fotovoltaica a partir de ese momento puede superar la carga en el sistema. Esto conduciría en el mejor de los casos a una desconexión automática de los generadores diésel debido a un disparo del relé de protección. Si esto no ocurre por alguna razón, entonces el generador fotovoltaico alimenta al generador, que por consiguiente comenzaría a funcionar en modo motor, con posibles daños irreparables para el motor de combustión interna que mueve el generador. El controlador monitoriza los consumos continuamente y al detectar un descenso brusco del consumo regula activamente la generación fotovoltaica.

La rapidez de respuesta del controlador ha de ser suficiente para compensar cambios súbitos en consumos en el sistema. En caso de que sea necesaria una respuesta muy rápida, el controlador desconecta los inversores automáticamente, aunque una desconexión de inversores ocurre muy esporádicamente y, por regla general, se lleva a cabo una reducción de potencia de los inversores fotovoltaicos. El controlador suele incorporar una lógica de optimización de carga en el sistema con el objetivo de reducir al mínimo la generación fotovoltaica desaprovechada. La implementación de esta reducción de potencia depende del modo de funcionamiento en paralelo de los generadores diésel. Estos pueden trabajar a una frecuencia/número de revoluciones dependientes de la carga, o bien a revoluciones fijas (frecuencia nominal), que es el caso más común. En el primer caso se puede utilizar el denominado mecanismo “droop” para reducir la carga del inversor (ver gráfico arriba). Independientemente del mecanismo de distribución de cargas utilizado en el sistema, isócrono o droop, un requerimiento adicional para los inversores al incrementar la tasa de penetración fotovoltaica es que sea posible regular/limitar su potencia de salida, o bien a través de interfaces de comunicación o en respuesta a variaciones de frecuencia de la red (idealmente ambos).



Estimación de parámetros de funcionamiento de un sistema híbrido con 1,45 MW de grupos diésel y 1 MW de potencia fotovoltaica nominal para una instalación minera en Chile. Se puede observar como el controlador reduce la potencia de salida de los inversores fotovoltaicos para garantizar la estabilidad del sistema y garantizar la óptima operación de los generadores diésel. mínima especificada, la potencia fotovoltaica descenderá a cero.

La mencionada capacidad de limitación de potencia de los inversores fotovoltaicos también se utiliza para gestionar la reserva activa necesaria en cada momento en el sistema. Un abastecimiento fiable en cualquier régimen de carga solo es posible si en todo momento existe suficiente reserva activa disponible. En sistemas de generación diésel, la reserva activa es proporcionada por los generadores diésel, siendo esta su capacidad ociosa; es decir, la diferencia entre su potencia nominal y la potencia actual. Los criterios para definir la reserva activa necesaria pueden variar, pero existen denominadores comunes.

Un requisito aplicado con frecuencia es el conocido criterio de fallo simple (N-1), el cual establece la necesidad de abastecer los consumos en caso de fallo de uno de los generadores diésel, incluso el de mayor tamaño. En conjunto con este primer criterio se suele requerir que la capacidad combinada de los generadores diésel, con una unidad fuera de servicio, sea un 110 por ciento de la carga máxima estimada.

La integración de energía fotovoltaica con su inherente variabilidad incrementa los requerimientos de reserva activa necesaria, dependiendo estos de la rapidez con la que la potencia fotovoltaica aportada al sistema puede variar, por ejemplo por el paso de una nube, medida en potencia nominal perdida por unidad de tiempo. Esta métrica depende de varios factores (condiciones meteorológicas, área sobre la que se extiende la generación fotovoltaica, etc.). Los escasos estudios llevados a cabo en diferentes zonas geográficas arrojan cifras similares, con la inmensa mayoría de los descensos de potencia fotovoltaica inferiores al 70 por ciento a la potencia nominal en un intervalo de tiempo de 10 minutos. Se puede entonces asumir que, siendo estos 10 minutos suficientes para el arranque y sincronización de un grupo adicional en línea, un porcentaje de entre el 20 y 30 por ciento de la potencia fotovoltaica está asegurado hasta la conexión de un generador adicional.

Es preciso mencionar que un sobredimensionamiento del generador fotovoltaico en comparación con la potencia del inversor permite atenuar las fluctuaciones de potencia fotovoltaica, ofreciendo un margen de seguridad adicional. Y en última instancia evita variaciones bruscas en la carga demandada a los generadores diésel.

Inversor y generador diésel trabajando en armonía

En caso de que el controlador detecte que la capacidad ociosa no es suficiente para satisfacer un posible aumento de la demanda y una pérdida de potencia fotovoltaica según los criterios definidos anteriormente, éste reduce temporalmente la potencia de los inversores fotovoltaicos. Como resultado, la carga soportada por el conjunto de generadores diésel aumenta por encima del umbral de activación de un generador adicional y la unidad de control electrónico (UCE) del grupo diésel dispara el proceso de arranque y sincronización del generador. Si por el caso contrario el controlador detecta que la demanda de reserva activa puede ser cubierta por menos grupos diésel de los que están en funcionamiento, éste utiliza el sobredimensionamiento del generador mencionado y aumenta temporalmente la potencia fotovoltaica para de ese modo reducir la carga soportada por los generadores diésel por debajo del umbral de desconexión. Una eficaz gestión de la capacidad de reserva por parte del controlador disminuye las maniobras de arranque y desconexión de los grupos diésel al mínimo.

En escenarios de alta generación fotovoltaica y bajos consumos, el riesgo de sobretensiones en el sistema se acentúa. En general, en los sistemas híbridos la regulación de tensión a través de la gestión de la potencia reactiva es menos efectiva que en redes eléctricas convencionales, debido al mayor carácter resistivo de las líneas de alimentación. El controlador monitoriza continuamente la tasa actual de potencia activa y reac-

tiva consumida, y emplea una estrategia combinada. Por un lado, la generación de potencia activa fotovoltaica puede ser limitada en función de la tensión en red. Por otro lado, en caso de que esta tasa sobrepase un cierto límite, el controlador da una consigna a los inversores fotovoltaicos para que estos aporten potencia reactiva al sistema, reduciendo de este modo la demanda de potencia reactiva a los grupos diésel y contribuyendo a la regulación de tensión en el sistema. Los inversores fotovoltaicos han de ser capaces de producir potencia reactiva inductiva y capacitiva, con un rango de factores de potencia +0,8 / -0,8, para permitir su sincronización a la red del generador sin causar perturbaciones.

En resumen, el controlador es una interfaz que continuamente analiza los consumos y el factor de carga de los grupos diésel y los inversores fotovoltaicos. En base a una lógica interna, calcula la potencia de salida óptima de los inversores fotovoltaicos en cada instante con el objetivo de minimizar el consumo de combustible, operando los grupos eléctricos en el régimen más eficiente y garantizando la estabilidad de suministro. El controlador no actúa directamente sobre los grupos eléctricos, sino que regula la potencia de salida de los inversores fotovoltaicos para operar en el régimen adecuado los grupos diésel, que reaccionan indirectamente de acuerdo a la diferencia entre consumo y generación fotovoltaica. Una prometedora solución para instalaciones industriales con nulo o limitado acceso a red.

La integración de generación fotovoltaica en aplicaciones industriales dependientes hasta la actualidad en grupos eléctricos para garantizar su suministro es una alternativa extremadamente interesante y posiblemente uno de los mercados más prometedores para la industria fotovoltaica. Explotaciones mineras, industrias comerciales con elevado consumo para refrigeración, centros de cálculo informático, depuradoras de aguas o desalinizadoras son sólo algunas de las posibles aplicaciones.

En última instancia, este controlador se puede utilizar para incorporar generación fotovoltaica en aplicaciones conectadas a redes con apagones frecuentes que utilizan grupos eléctricos como suministro eléctrico de emergencia. Y el anuncio de innovadoras nuevas generaciones de controladores no se van a hacer esperar. Los fabricantes ya están trabajando en prototipos que incorporan acumuladores, que se pueden incorporar en cualquier momento a sistemas híbridos de energía fotovoltaica sin desaprovechar la inversión realizada. Esta nueva generación de sistemas híbridos eliminaría la necesidad de que los grupos eléctricos sean los gestores de red, pasando a ser estos inversores de baterías, de manera que no existiría límite a la tasa de penetración fotovoltaica en sistemas aislados. ¿Está ya “Off-grid 3.0” a la vuelta de la esquina?

Alberto Gallego

Director de proyectos,

Departamento Energía Solar Fotovoltaica,

Renac AG

Publicidad



Photo: Copyright SMA Solar Technology AG

www.solarpraxis.de

14th Forum Solarpraxis

Berlin, Germany, 21 – 22 November 2013

- ▶ Politics and Markets: power generation for private use, effects on power trading
- ▶ Financing and Marketing: Direct marketing, development of new customer segments
- ▶ System integration: Network stability, energy, storage, grid network development and integration

Contact: Tina Barroso, tina.barroso@solarpraxis.de

Gold Sponsors



Silver Sponsors



Powered by

