

Aplicación viable de microrredes renovables: Caso de Estudio

R.Styles, Business Development Manager

Norvento Energy UK

rstyles@norvento.com

111 Power Road, London W4 5PY

Introducción

Desde hace unos años, el modelo de distribución eléctrica ha cambiado. En el pasado, la única manera de producir energía a precio razonable era a través de la red centralizada, sin embargo, ahora la situación de la generación distribuida ha cambiado gracias al desarrollo de la industria de la energía renovable. Estamos asistiendo al despegue de la generación renovable a pequeña escala, distribuida e incorporada a las redes de distribución eléctrica tradicionales.

Los cambios tecnológicos han provocado esta evolución. En los últimos 20 años, el coste de instalar generación renovable ha bajado en orden de magnitud. La solar FV representa el ejemplo más espectacular de esta bajada y, además, el almacenamiento eléctrico en baterías ha mejorado tanto su rendimiento como su rentabilidad, costando mucho menos que hace sólo unos años. Con un diseño correcto del sistema, es posible proporcionar electricidad a una red pequeña desconectada de la red principal, generando la electricidad con renovables y completando el sistema con baterías y un mínimo de diésel. Estos sistemas tienen que conseguir el equilibrio entre generación y demanda eléctrica, imitando así a las grandes redes de distribución, pero en formato más pequeño. De ahí que normalmente se llamen microrredes.

La mayor parte del mundo desarrollado está ya electrificado a través de una red eléctrica centralizada. A pesar de los avances en tecnologías de generación distribuida y almacenamiento energético, el caso de negocio de un sistema renovable desconectado de la red no está siempre justificado, a no ser que se tenga en consideración una visión más amplia de sus ventajas, como la huella de carbono. Sin embargo, muchas redes pequeñas en todo el mundo están aisladas de la red central y, debido a su aislamiento, es probable que se alimenten de manera cara con diésel, lo que ocurre tanto en países desarrollados como en desarrollo, con más frecuencia en este último caso.

En estos sistemas remotos alimentados con diésel es en los que la energía renovable puede tener un mayor impacto en su rentabilidad. Gracias a la ausencia virtual de economías de escala con sistemas solares y baterías, estas dos tecnologías hacen posible alimentar un sistema de forma más rentable que sólo usando generadores diésel, incluso en proyectos relativamente pequeños. Es importante resaltar que

cualquier tecnología renovable sólo es realmente efectiva cuando está situada en una zona que posea los recursos naturales necesarios como el sol o el viento. En una zona con buen recurso eólico, los aerogeneradores podrían ser más adecuados, al igual que paneles solares en zonas que tengan una fuerte irradiación solar.

En Norvento, hemos desarrollado las capacidades necesarias para diseñar e instalar microrredes renovables que se adapten a las necesidades operativas de nuestros clientes. El mejor ejemplo de ello es nuestra sede central, el edificio CIne. También ayudamos a empresas de todo el mundo en su transición hacia fuentes de energías más limpias. Por ejemplo, hace poco hemos asesorado a un cliente en el caso de una mina en Sudamérica. En la actualidad, nuestro cliente tiene que afrontar la falta de red eléctrica local usando generación diésel, sin embargo, hemos demostrado la ventaja de incorporar un sistema de microrred renovable que apoye la operación.

Metodología de diseño

Un cliente nos ha consultado a la hora de tomar una decisión sobre la inversión que iba a hacer en su sistema eléctrico. Sus instalaciones han funcionado durante años alimentadas con generadores diésel que producen electricidad a un coste muy alto. En la actualidad, el cliente tiene un precio de diésel equivalente a 0,65€ el litro, que incluye el coste de transporte a la localización remota. Ahora, se enfrenta a la decisión de invertir en un nuevo sistema de energía basado en la misma tecnología o encontrar una alternativa que quizás le ayude a ahorrar OPEX y a cumplir con sus objetivos de responsabilidad social corporativa.

Al principio del proceso de diseño, analizamos los recursos renovables disponibles en el emplazamiento, además de recoger datos sobre la demanda eléctrica habitual de la instalación. Se consideró que la solar FV era la fuente de generación primaria óptima en el lugar debido a las condiciones favorables de irradiación solar. Para dimensionar correctamente la microrred, se recopiló información sobre la demanda eléctrica diaria habitual en el emplazamiento. El cliente opera en dos turnos los siete días de la semana, consumiendo electricidad siguiendo un patrón bastante constante todo el año (Fig. 1)

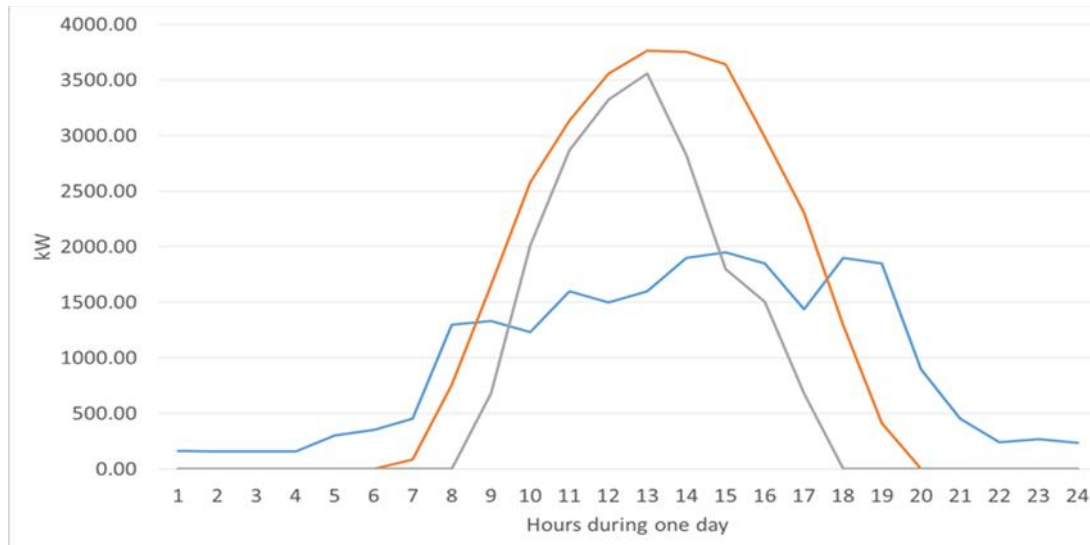


Fig 1. Electrical Demand and Generation throughout one day. Figures for generation shown for both summer and winter. Blue line shows site electricity demand, orange typical winter generation and grey typical summer generation

Las simulaciones nos permitieron comparar la demanda y la generación de varios sistemas de solar FV de diferentes tamaños, así como diferentes tipos de potencias de almacenamiento, teniendo en cuenta la estacionalidad de este recurso. La figura 1 muestra un día típico de verano e invierno, aunque las simulaciones cubren el año completo.

El requisito final era que la microrred tenía que adaptarse a las prioridades de nuestro cliente que eran, principalmente, reducir significativamente el coste de la generación eléctrica in situ, pero también conseguir una reducción importante de las emisiones de CO2 para cumplir con sus objetivos en materia de responsabilidad social corporativa.

Para valorar con imparcialidad la rentabilidad de dos sistemas de generación eléctrica diferentes, utilizamos el LCOE como modo de medir el coste de la energía usada por el cliente, sea cual sea la fuente de la que proceda. El LCOE representa el valor actual neto del coste por unidad de electricidad durante el ciclo de vida de un activo de generación, lo que significa que no sólo tiene en cuenta el coste y la energía producida si no también cuándo tiene lugar. En este artículo no presentamos la fórmula, pero se puede encontrar fácilmente en publicaciones online. El LCOE se usó para comparar la generación eléctrica actual de nuestro cliente con una microrred renovable proporcionada por Norvento.

Al calcular el LCOE para un periodo de 20 años, usamos un tipo de descuento de un 8% (lo indicado por nuestro cliente), que representa el coste de capital en términos reales, no se han tenido en cuenta ni la inflación ni la variación de precio del diésel para calcular el OPEX de la planta.

Caso de negocio

La valoración inicial de la instalación minera mostró que las necesidades eléctricas se cubrían con 2 MW de los antiguos generadores diésel y con un generador de respaldo de 1 MW. Éstos proporcionan 8.500 MWh de electricidad al año con un coste de mantenimiento de 47.384€ y 1.882.897€ en diésel. El reemplazo de los generadores actuales requeriría un CAPEX de 475.037€. Los generadores diésel consumirían un total de 2.880.658l de diésel al año, produciendo 7.736 toneladas de CO₂. Se estima un ciclo de vida de 10 años, al final de dicho periodo tendrían que ser cambiados.

Los ingenieros de Norvento valoraron una opción alternativa al sistema diésel. Propusimos una microrred compuesta de 5,3 MWp de solar FV y 6 MWh de almacenamiento en baterías, manteniendo el requisito de 2 MW de generadores diésel por seguridad. Mantener los generadores tiene sentido ya que el CAPEX asociado a ellos representa sólo una fracción del coste total durante su vida útil. La operación de los generadores en la microrred será también bastante menos intensa que en el caso base, lo que lleva a una bajada del gasto en diésel y a un incremento de su vida útil, así como a una reducción de las necesidades de mantenimiento y revisiones.

En la tabla 1 se muestra una comparativa de los parámetros de cada sistema.

Caso base: 2 MW instalados de generación diésel	Caso alternativo: 75% de penetración renovable
<p>Descripción del Sistema:</p> <p>2 generadores principales de 1 MW cada uno en operación constante.</p> <p>1 generador de apoyo de 1 MW para usar en caso de emergencia y durante el mantenimiento de los generadores principales.</p> <p>Vida útil prevista de los generadores: 10 años, con revisiones a partir del quinto.</p>	<p>Descripción del sistema:</p> <p>3 generadores como en el caso base, que se usan menos de la mitad de las horas que en el caso base.</p> <p>5,3MWp Solar FV</p> <p>6MWh/2MW Sistema de baterías de almacenaje de ion-litio.</p> <p>Vida útil prevista de los generadores: 20 años, con revisiones a partir del décimo.</p> <p>Vida útil prevista de los paneles FV y baterías: 20 años.</p>
<p>Inversión de capital</p> <p>3 generadores: 475.037€</p> <p>Sustitución de los generadores principales (año 10): 316.916€</p> <p>Revisiones de los generadores principales (años 5 y 15): 158.345€ por revisión.</p> <p><i>Total: 1.108.419€ (sin descuento)</i></p>	<p>Inversión de capital</p> <p>3 generadores: 475.037€</p> <p>Revisión de los generadores principales (año 10): 158.345€</p> <p>5,1 MWp solar FV: 4.196.160€</p> <p>6 MWh almacenamiento: 2.100.000€</p> <p>Equilibrio del diseño del sistema: 2.361.689€</p> <p><i>Total: 7.290.198€ (sin descuento)</i></p>
<p>Costes de operación</p> <p>Combustible: 1.882.897€/año</p> <p>Costes de mantenimiento: 47.384€/año</p> <p>Total: 1.788.136€</p>	<p>Costes de operación</p> <p>Combustible: 504.005€/año</p> <p>Costes de mantenimiento: 131.755€/año</p> <p>Total: 617.190€</p>
<p>LCOE: 236€/MWh</p>	<p>LCOE: 166€/MWh</p>
<p>Impacto medioambiental:</p> <p>Elevadas emisiones de CO₂ de 7.736 toneladas al año.</p> <p>Contaminación local de NOx, SOx y partículas.</p>	<p>Impacto medioambiental:</p> <p>Reducción de un 73% de las emisiones de CO₂ a 2.070,81 toneladas al año.</p> <p>Reducción importante de la contaminación local.</p>

Tabla 1. Comparativa de la generación diésel y la microrred con una penetración de un 75% de renovable en un periodo de 20 años

Conclusiones

Hemos demostrado la viabilidad económica de una microrred renovable como alternativa a la generación diésel, en especial en áreas remotas. Es importante destacar que se cubre un 75% de la demanda eléctrica con renovables y no un 100%. La relación entre coste y penetración renovable no es lineal.

Por ejemplo, podría ser factible cubrir un 90% de la demanda con renovables y almacenamiento energético, pero cubrir el 10% restante podría provocar que los costes del sistema se incrementasen por 3 o 4. Para cumplir con las prioridades de nuestro cliente, hemos llegado a un equilibrio entre los costes del sistema y los resultados, llegando a un 75% de penetración renovable. Por esta razón, combinamos generación renovable, almacenamiento y, en el caso de estudio anterior, mantenemos la generación diésel. Un sistema de control óptimo también debería garantizar que los generadores se usen de la manera más eficiente posible con un consumo mínimo de diésel y un desgaste mínimo del equipo, al limitar el número de horas en operación y el número de encendidos necesarios.

Al cambiar a una microrred renovable, hemos demostrado a nuestro cliente que los beneficios económicos para el negocio podrían ser superiores a 1M de € al año en costes operacionales y un LCOE un 29% más bajo (Fig 2.). Al usar los generadores como respaldo en el sistema de microrred, su vida útil puede alargarse y operar con unos costes de mantenimiento más bajos, como indicaba la Tabla 1. Como el cálculo del LCOE considera el gasto inicial en ambos proyectos, demuestra que una microrred renovable puede operar eficientemente con un coste considerablemente bajo de la energía.

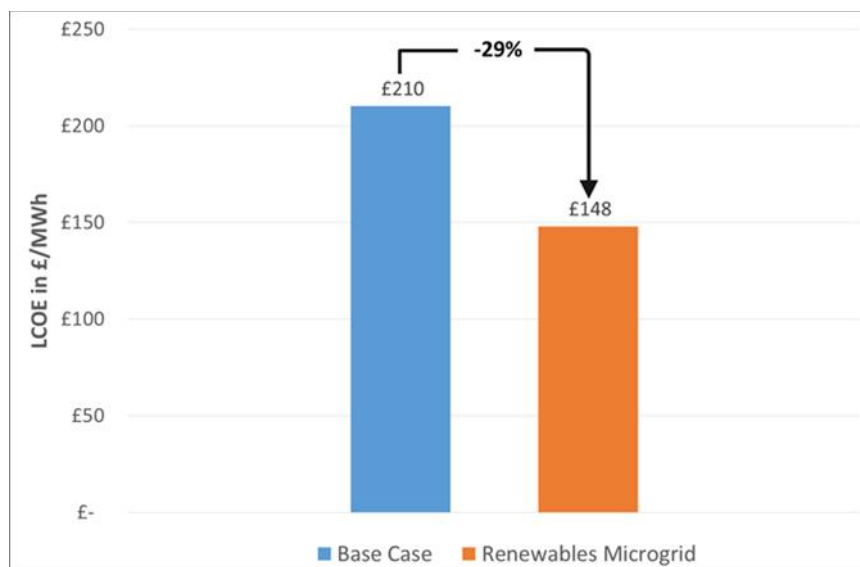


Fig 2. Diferencia de LCOE entre el caso base y la microrred diseñada por Norvento

También es importante la reducción de las emisiones de CO2 como resultado de la transición a renovables; 5.665 toneladas al año (Fig. 3) de reducción es una cifra importante que se tiene que tener en cuenta.

El sistema de microrred también proporciona flexibilidad a futuro al negocio gracias a su sencillez para añadir otros módulos tanto de generación como de almacenamiento.

Además, la generación renovable y el almacenamiento en baterías permite a la empresa protegerse de la volatilidad de los precios futuros del diésel.

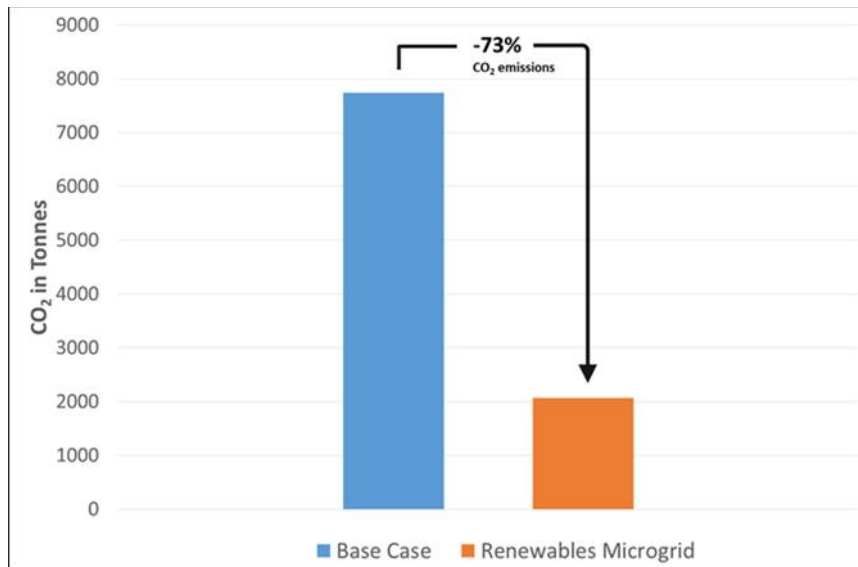


Fig 3. Diferencia de emisiones de CO₂ entre el caso base y la microrred diseñada por Norvento

Las conclusiones obtenidas de este caso de estudio no tendrán la misma relevancia en un futuro cercano ya que los precios de las tecnologías renovables y de los combustibles cambian. Durante años hemos sido testigos de una bajada constante y pronunciada tanto de los precios de la solar FV como de las baterías, una tendencia que va a continuar. El LCOE de los proyectos de microrredes probablemente sea comparable al de la red central en un futuro cercano. Suponiendo que el proyecto anterior estuviera conectado a la red de un país como España en vez de alimentado únicamente con diésel, el LCOE estaría alrededor de 0,12€/kWh (impuestos no incluidos). Claramente se ve que el sistema propuesto en este caso de estudio no se aleja de la realidad, la paridad de red alcanzará pronto a los sistemas de microrredes.

En qué punto estamos respecto a las microrredes

En Norvento Enerxía, hemos llevado a cabo un proyecto para mostrar las diferentes posibilidades que ofrece una microrred. El CIne (Centro de Innovación Norvento Enerxía) son las oficinas centrales de la compañía que se encuentran en Galicia, España. El edificio opera desconectado de la red eléctrica y de gas y funciona con recursos renovables. Como empresa de ingeniería y tecnología, hemos diseñado el

sistema de energía, que incluye un sistema de control de microrredes único que hace posible el aprovechamiento óptimo de los recursos renovables. En el siguiente enlace pueden ver más detalles sobre el proyecto: [ver](#). Mientras que el edificio representa un ejemplo de las capacidades de Norvento como ingeniería, también es un paso adelante para cumplir con los objetivos de la empresa de descarbonización del sistema energético.