

Desarrollo del gemelo digital de una microrred híbrida en un entorno rural para flexibilizar la red de distribución - Energética 21

- Como parte de las tareas asignadas en el Proyecto MICROFLEX, se ha desarrollado un modelo de simulación capaz de analizar el comportamiento de una red eléctrica rural con alta penetración de generación renovable y sistemas de almacenamiento.



Desarrollo del gemelo digital de una microrred híbrida en un entorno rural para flexibilizar la red de distribución.

microrred híbrida

gemelo digital

simulación

red de distribución

flexibilidad

energía renovable

<https://energetica21.com/articulo/desarrollo-gemelo-digital-microrred-hibrida-entorno-rural-flexibilizar-red-dist...>

Energética 21

Martes, 24 marzo 2026

1- Resumen

Como parte de las tareas asignadas en el Proyecto MICROFLEX, se ha desarrollado un modelo de simulación capaz de analizar el comportamiento de una red eléctrica rural con alta penetración de generación renovable y sistemas de almacenamiento. El análisis que aquí se presenta se centra en la red ubicada en la localidad de Valcarlos en Navarra. Representa un caso idóneo de estudio, ya que dispone de numerosos puntos de generación y consumo distribuidos y, por su localización, podría estar expuesta a cortes de suministro en determinadas circunstancias.

2- Introducción

La transición energética está impulsando una electrificación creciente, fundamentalmente de determinado tipo de consumos. Esto lleva a una necesidad cada vez más creciente, de realizar análisis cada vez más exhaustivos del comportamiento de la red, considerando además las fuentes de energía renovables en todos los niveles de la misma. Todos estos cambios, suponen nuevos retos en el ámbito de la operación de las redes, especialmente en entornos rurales, donde las infraestructuras no están dimensionadas para incrementos importantes en la generación y/o en la demanda. En este contexto, los servicios de flexibilidad y la gestión inteligente de la energía se

convierten en herramientas clave para garantizar la estabilidad y optimizar el uso de los recursos locales.

El proyecto MICROFLEX tiene una duración de 3 años (de 2024 a 2026) y está financiado por el Departamento de Industria y de Transición Ecológica y Digital Empresarial a través de la convocatoria de ayudas a proyectos estratégicos de I+D 2024-2027 del Gobierno de Navarra. Los socios del proyecto son: i-DE, CENER, Ulartec y Adhoc.

3- Descripción del proyecto

Con este enfoque, el proyecto MICROFLEX tiene como parte de sus objetivos analizar cómo una microrred híbrida con generación hidráulica puede aportar flexibilidad y resiliencia a la red de distribución. El rol del Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) dentro del consorcio se centrará en el desarrollo y validación de un gemelo digital, orientado a mejorar la flexibilidad y eficiencia de la red. Asimismo, CENER actuará como líder de las pruebas de los demostradores, que se realizarán tanto en su microrred experimental Atenea (en entorno controlado) como en la microrred flexible real de Valcarlos.

El gemelo digital del sistema eléctrico de la región de Valcarlos se ha desarrollado en el entorno de simulación PSS®E (Power System Simulator for Engineering). Con esta herramienta, se ha analizado el comportamiento dinámico del sistema ante distintos escenarios de operación, incluyendo el modo isla.

La microrred modelada incluye un sistema de almacenamiento basado en baterías (BESS) de 1,2 MVA, dos plantas minihidráulicas, varios puntos de recarga inteligente de vehículos eléctricos y el sistema de gestión energética (EMS). El modelo abarca desde el Centro de Maniobra ubicado en Salazar (CM Salazar) hasta el núcleo de Ventas de Valcarlos, situado a unos 20 km, lo que permite estudiar cómo la red puede mantener la estabilidad de tensión y frecuencia frente a perturbaciones, desconexiones o incrementos de carga, y cómo la coordinación entre los distintos recursos puede mejorar la calidad y continuidad del suministro.

Con el fin de validar el desempeño del BESS (Battery Energy Storage System) en condiciones de funcionamiento aislado, se definieron cuatro casos de estudio representativos:

Caso 1: Transición a modo isla en Valcarlos y respuesta del BESS ante variaciones de carga.

Caso 2: Respuesta del sistema ante variaciones bruscas de carga, extendiendo la microrred en modo isla a 5 km.

Caso 3: Integración y coordinación de una planta minihidráulica en la microrred del Caso 2.

Caso 4: Evaluación del sistema completo en modo isla, abarcando desde el CM Salazar hasta Ventas de Valcarlos (20 km), e identificación del punto de operación crítico.

4- Resultados

De las simulaciones realizadas, se han obtenido una serie de resultados que nos permiten extraer algunas conclusiones interesantes. El sistema BESS demostró suficiente capacidad para mantener la estabilidad de tensión y frecuencia durante la transición a modo isla en todos los casos analizados.

Tanto en el caso 1, con variaciones moderadas de carga, como en el caso 2, con perturbaciones bruscas de carga, el almacenamiento fue capaz de garantizar la continuidad del suministro y estabilizar las magnitudes eléctricas de la red, validando su idoneidad como elemento principal de control en situaciones de emergencia.

En los casos 3 y 4, donde se incorpora generación distribuida minihidráulica, los resultados muestran la relevancia de la coordinación entre recursos. La operación conjunta del BESS con los generadores locales mejora la respuesta dinámica del sistema y contribuye a mantener la calidad del suministro frente a perturbaciones.

Finalmente, las simulaciones del caso 4 permitieron identificar los límites operativos del sistema en escenarios de alta demanda. Aunque el comportamiento del BESS fue estable en la mayoría de las situaciones, cuando la demanda total se aproxima o supera la potencia nominal del convertidor el sistema tiende a desestabilizarse debido a la incapacidad de suministrar la potencia requerida. Más que una limitación del equipo, este resultado pone de relieve la necesidad de estrategias avanzadas de gestión y coordinación de la red, como por ejemplo la reserva de capacidad, la gestión flexible de la demanda o la priorización temporal de consumos, para aumentar de esta forma la autonomía y resiliencia del sistema en modo isla.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos se puede afirmar que, gracias a las simulaciones de un gemelo digital de una microrred híbrida, es posible demostrar la viabilidad técnica de emplear un sistema BESS como elemento central para garantizar la estabilidad en operación aislada. Además, se pone de relieve la importancia de una coordinación inteligente entre los distintos activos distribuidos (almacenamiento, generación renovable y cargas), para mantener la calidad del suministro y optimizar la utilización de los recursos energéticos locales.

Asimismo, el estudio ha evidenciado las limitaciones prácticas impuestas por la potencia disponible en el convertidor, lo que refuerza la necesidad de estrategias avanzadas de gestión de la demanda. En este sentido, la integración de servicios de flexibilidad, incluyendo la regulación de consumos, la modulación de la carga de vehículos eléctricos y la operación coordinada de generación distribuida representa una oportunidad para aumentar la autonomía del sistema y su capacidad de respuesta ante posibles contingencias.

Como siguiente paso, y una vez validado el modelo, se llevará a cabo la implementación y prueba de los algoritmos de control tanto en simulaciones en tiempo real (HIL) como en la microrred experimental "Atenea", propiedad de CENER. Estas pruebas en un entorno real permitirán validar empíricamente cómo la combinación de almacenamiento, control coordinado de generación y flexibilidad de la demanda puede contribuir a una red de distribución más resiliente, eficiente y preparada para un futuro eléctrico más renovable y descentralizado.

Artículo escrito por:

Maialen Moreno, Gabriel García y Mónica Aguado, departamento de Integración en Red, Almacenamiento e Hidrógeno del Centro Nacional de Energías Renovables (CENER)| Jesús Varela, responsable de Flexibilidad en i-DE Redes Eléctricas Inteligentes en Iberdrola