Artículos

Uso de supercondensadores para brindar soporte de frecuencia en una microrred aislada

Use of supercapacitors for providing frequency-support in an island-mode microgrid

Danny Ochoa
Universidad de Cuenca, Ecuador
danny.ochoac@ucuenca.edu.ec

Edisson Villa
Universidad de Cuenca, Ecuador
edisson.villa2809@ucuenca.edu.ec

Vinicio Iñiguez
Universidad de Cuenca, Ecuador
vinicio.iniguezm@ucuenca.edu.ec

Ciro Larco
Universidad de Cuenca, Ecuador
ciro.larco@ucuenca.edu.ec

Rodrigo Sempértegui
Universidad de Cuenca, Ecuador
rodrigo.sempertegui@ucuenca.edu.ec

Revista Tecnológica ESPOL - RTE
vol. 34, núm. 4, p. 174 - 185, 2022
Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador
ISSN: 0257-1749
ISSN-E: 1390-3659
Periodicidad: Semestral
rte@espol.edu.ec

Recepción: 07 Agosto 2022
Aprobación: 20 Diciembre 2022

DOI: https://doi.org/10.37815/rte.v34n4.961

URL: https://portal.amelica.org/ameli/journal/844/8445081010/

Resumen: Este artículo presenta la implementación práctica de una técnica de control de frecuencia (inercia virtual) en un sistema de almacenamiento energético basado en el uso de supercondensadores (SAE-SC). La propuesta estuvo diseñada para brindar soporte de frecuencia a una microrred eléctrica aislada real que integra fuentes de generación renovable (solar fotovoltaica, 15 kWp), generación síncrona convencional (térmico diésel, 44 kVA) y sistemas de almacenamiento energético (SAE-SC, 30 kW). Tomando como caso base la operación en condiciones normales de una microrred híbrida solar-diésel (una situación típica de sistemas insulares), se comprobó la efectividad de las labores de soporte de frecuencia provisto por el SAE-SC y se evaluó la resiliencia de la microrred en términos de esta variable. Los resultados experimentales mostraron que la implementación de la propuesta permitió reducir las fluctuaciones de frecuencia de la microrred en un 30%, representando una mejora significativa en la calidad del suministro eléctrico. Los experimentos se llevaron a cabo en el Laboratorio de Micro-Red del Centro Científico, Tecnológico y de Investigación Balzay (CCTI-B) de la Universidad de Cuenca.

Palabras clave: microrred, supercondensadores, respuesta rápida de frecuencia, inercia virtual, sistemas de almacenamiento energético.

Abstract: This article presents the practical implementation of a frequency control technique (virtual inertia) in an energy storage system based on supercapacitors (ESS-SC). The design of this proposal provides frequency support to a real isolated microgrid that integrates renewable generation sources (solar photovoltaic, 15 kWp), conventional synchronous generation (diesel thermal, 44 kVA), and energy storage systems (ESS-SC, 30 kW). The base case is a hybrid solar-diesel microgrid

Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la naturaleza académica y abierta de la comunicación científica
PDF generado a partir de XML-JATS4R

(typical situation of insular systems) operating in normal conditions. Frequency support tasks' effectiveness provided by the SAE-SC checks out, and the resilience of the microgrid are evaluated in terms of this variable. The experimental results show that the implementation of the proposal allows reducing the frequency fluctuations of the microgrid by 30%, representing a significant improvement in the quality of the electricity supply. The experiments were carried out in the Microgrid Laboratory of the Centro Científico, Tecnológico y de Investigación Balzay (CCTI-B) of the Universidad de Cuenca.

Keywords: microgrid, supercapacitors, fast-frequency response, virtual inertia, energy storage system.

Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la naturaleza académica y abierta de la comunicación científica
PDF generado a partir de XML-JATS4R

Introducción

En muchas regiones del mundo, la participación de agentes de generación, basados en el aprovechamiento de fuentes energéticas renovables, particularmente la energía eólica y solar, ha aumentado sustancialmente como resultado de las políticas, los incentivos y la economía de escala que ha supuesto una reducción de los costos de inversión (Ahmed et al., 2022). Este hecho ha dado lugar a que en los sistemas eléctricos de potencia tradicionales proliferen los recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) que, de manera gradual, han ido transfigurando al sistema hacia un modelo más distribuido, con agentes de generación de pequeña y mediana potencia más cerca de los puntos de consumo energético. Este cambio de paradigma en la concepción de un sistema eléctrico va dando paso, en mayor o menor medida, a la aparición de microrredes eléctricas (Győrvári & Vokony, 2017; Smith & Ton, 2013).

De acuerdo con Stadler & Naslé (2019), una microrred eléctrica es un grupo de cargas y recursos energéticos distribuidos interconectados, dentro de unos límites eléctricos claramente definidos, que actúa como una sola entidad controlable con respecto a la red eléctrica principal. Una microrred puede conectarse y desconectarse de la red eléctrica principal para operar tanto en modo conectado como en modo isla (Samanta et al., 2019). Los sistemas eléctricos insulares remotos, que por sus limitaciones geográficas, técnicas y económicas no pueden conectarse a una red eléctrica continental, suelen también considerarse ejemplos prácticos de microrredes aisladas: la isla de San Cristóbal-Ecuador (Ochoa & Martinez, 2019), la isla de El Hierro-España (Martínez-Lucas et al., 2020), las islas Feroe-Dinamarca (Thomsen et al., 2014), etc. En todos estos casos, estos sistemas eléctricos se caracterizan por poseer generación síncrona de pequeña capacidad y una integración importante de generación renovable, con o sin sistemas de almacenamiento energético.

El uso cada vez mayor de DERs con interfaces de conexión a la red basada en convertidores electrónicos de potencia (inversores) supone un riesgo constante para la estabilidad de frecuencia en una microrred aislada (Győrvári & Vokony, 2017). Esto se debe, en primer lugar, a que la incorporación de potencia, proveniente de generadores renovables no convencionales, reduce la cantidad de unidades de generación tradicionales que pueden proporcionar una reserva de energía primaria para el control primario/secundario de frecuencia, lo que lleva a que se produzcan mayores desviaciones de frecuencia y al debilitamiento de la estabilidad de la microrred. En segundo lugar, los DER, normalmente, poseen una inercia baja o inexistente debido al

Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la naturaleza académica y abierta de la comunicación científica
PDF generado a partir de XML-JATS4R

empleo de inversores, lo que implica una reducción significativa de la inercia total del sistema. Este empobrecimiento inercial provoca que la frecuencia del sistema sufra cambios rápidos y severos, incluso ante pequeñas perturbaciones. Estos problemas pueden conducir a la inestabilidad de la microrred y, en el peor de los casos, a la pérdida total del suministro (Pazmiño et al., 2022).

En respuesta a los desafíos de estabilidad causados por la baja inercia del sistema debido a la alta penetración de DER, en la literatura se han propuesto nuevos conceptos para la provisión de soporte rápido de frecuencia en el contexto de una microrred (Tamrakar et al., 2017; Ochoa & Martinez, 2018; Fernández-Guillamón et al., 2020; Pazmiño et al., 2021; Ali et al., 2021; Sarmiento-Vintimilla et al., 2022). Casi la totalidad de las soluciones consultadas explotan el concepto de "inercia virtual" y precisan de un colchón energético (propio o externo) para que factibilicen su implementación práctica. La inercia virtual se consigue implementando lazos de control adicionales en el controlador de potencia de los inversores tales que ofrezcan, en el punto de conexión a la red, una potencia activa que sea sensible a las variaciones de la frecuencia del sistema, similar a como lo haría un generador síncrono convencional. Debido a que la respuesta conseguida por el inversor es forzada, emulada y controlada, de ahí el nombre de inercia virtual o sintética, como se ha venido acuñando en la literatura en los últimos años. Las pruebas basadas en simulación y en experimentación han demostrado que la aplicación de estas técnicas consigue mejorar la inercia del sistema, las propiedades de amortiguación y la estabilidad de frecuencia (Bevrani et al., 2014; D'Arco et al., 2015), permitiendo una transferencia de energía ininterrumpida entre generación y demanda dentro de los distintos agentes de la microrred, tanto en modo isla y como cuando está conectada a la red principal.

Este artículo presenta la implementación práctica de una técnica de control de inercia virtual en los controladores preexistentes de un sistema de almacenamiento de energía basado en supercondensadores (SAE-SC). La propuesta está diseñada para facultar al SAE-SC a dar soporte de frecuencia a una microrred aislada real que integra fuentes de generación renovables, generación síncrona convencional y sistemas de almacenamiento de energía. El banco de pruebas experimental está montado en el Laboratorio de Micro-Red del Centro Científico, Tecnológico y de Investigación Balzay (CCTI-B) de la Universidad de Cuenca-Ecuador.

Materiales y Métodos

Esta investigación tuvo por objeto estudiar la dinámica de una microrred operando en modo aislado ante perturbaciones de potencia

Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la naturaleza académica y abierta de la comunicación científica
PDF generado a partir de XML-JATS4R

ocasionadas por la integración de una cantidad importante de generación solar fotovoltaica y evaluar la resiliencia del sistema en términos de frecuencia. Además, se buscó evaluar una solución basada en el uso de supercondensadores para contribuir al mejoramiento de la respuesta dinámica de la frecuencia de la microrred al momento de absorber la inyección de potencia solar fotovoltaica intermitente. Las labores de experimentación se llevaron a cabo en el Laboratorio de Micro-Red del Centro Científico, Tecnológico y de Investigación Balzay (CCTI-B) de la Universidad de Cuenca. Este laboratorio cuenta con una variedad de agentes de generación, consumo y almacenamiento energético y con la posibilidad de trabajar conectado a la red principal de distribución (grid-connected mode) o en modo isla (island-mode) (Espinoza et al., 2017; Rey et al., 2022). La Figura 1 muestra una representación esquemática de los principales componentes del laboratorio.

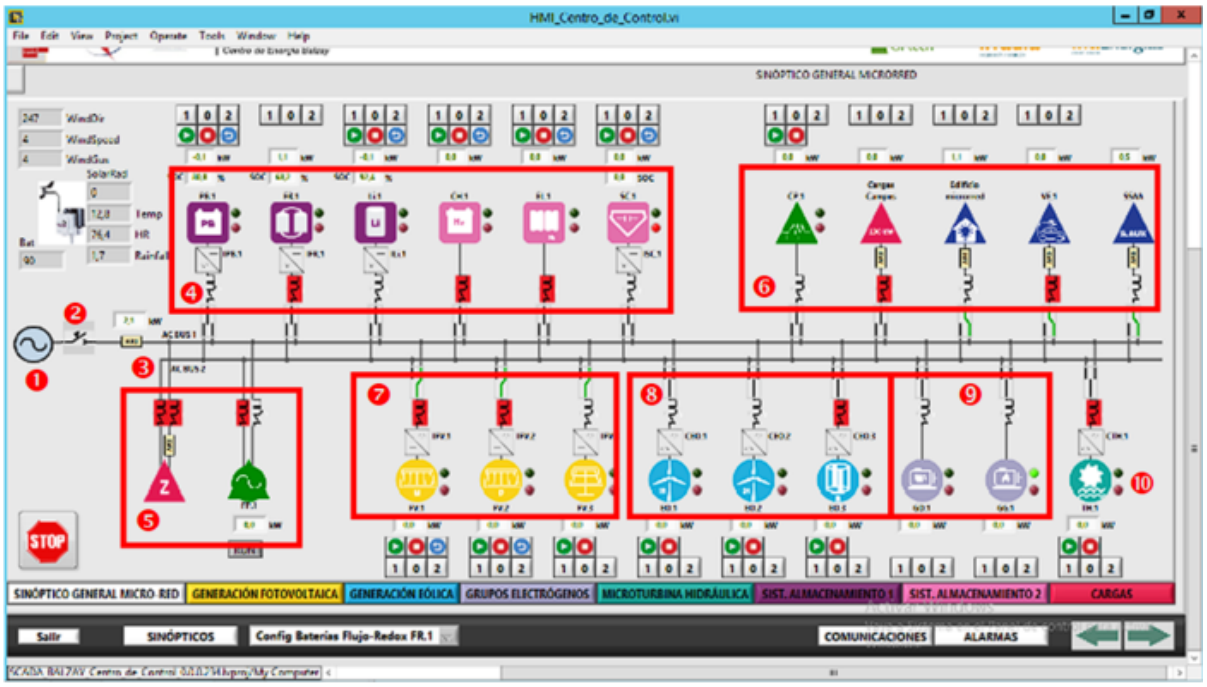

Figura 1

Representación esquemática de los principales componentes del Laboratorio de Micro-Red del CCTI-B: 1. Red principal de distribución, 2. Barra de conexión a la red (B-01), 3. Barra de servicio para operación aislada de la red (B-02), 4. Componentes de almacenamiento energético, 5. Cargas y fuentes programables, 6. Otras cargas, 7. Generación solar fotovoltaica, 8. Generación eólica, 9. Generación térmica, 10. Generación hidráulica

Sistema eléctrico en estudio

De acuerdo con los intereses investigativos de este estudio, se definió como sistema de pruebas una microrred eléctrica híbrida

solar-diésel, como se aprecia en la Figura 2. Esto se consiguió en el laboratorio del CCTI-B transfiriendo a la barra de servicio B-02 los siguientes equipos: un generador diésel de 44 kVA, un sistema de generación fotovoltaica de 15 kWp y una carga trifásica programable de 150 kW. Inicialmente, el sistema de almacenamiento energético, basado en supercondensadores (SAE-SC) de 30 kW, estuvo deshabilitado, hasta cuando se implementaron las tareas de compensación. La Figura 3 muestra los componentes del sistema de pruebas en el laboratorio.

En sistemas eléctricos con estas características es de esperar que el régimen variable de la generación fotovoltaica incorporada introduzca una potencia activa muy cambiante con el tiempo, lo que trae consigo una afectación importante a la dinámica de la frecuencia del sistema y a la tensión trifásica en el punto de conexión común (PCC, por sus siglas en inglés). En la microrred en estudio, las labores de control de frecuencia y de tensión fueron llevadas a cabo únicamente por la generación síncrona diésel, mientras que, la generación fotovoltaica se limitó a inyectar una potencia activa que obedece a criterios de eficiencia mediante la aplicación de un algoritmo de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT, por sus siglas en inglés). A fin de tener un entorno de pruebas controlado, la carga trifásica programable fue mantenida en un valor constante e igual a 20 kW.

Como resultado, se esperaría que la operación dinámica del sistema esté caracterizada por un generador diésel procurando en cada momento mantener el balance entre la potencia total generada y la potencia demandada; condición que es violada permanentemente por la integración de una potencia fotovoltaica intermitente. Esta labor de compensación hace que la velocidad de giro del eje del generador diésel sufra constantes desvíos respecto a su valor nominal, lo que se traduce en una dinámica fluctuante de la frecuencia de las variables eléctricas trifásicas del sistema. En este estudio, se evaluó la resiliencia del sistema en términos del desvío máximo de la frecuencia respecto a su valor nominal (60 Hz). La prueba experimental aquí descrita constituyó el caso base de estudio. En el esquema de la Figura 3, los interruptores S_A, S_B y S_C se encuentran cerrados durante las pruebas. Para habilitar la compensación con el SAE-SC, se tuvo que repetir el experimento con el interruptor S_D. cerrado.

Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la naturaleza académica y abierta de la comunicación científica
PDF generado a partir de XML-JATS4R

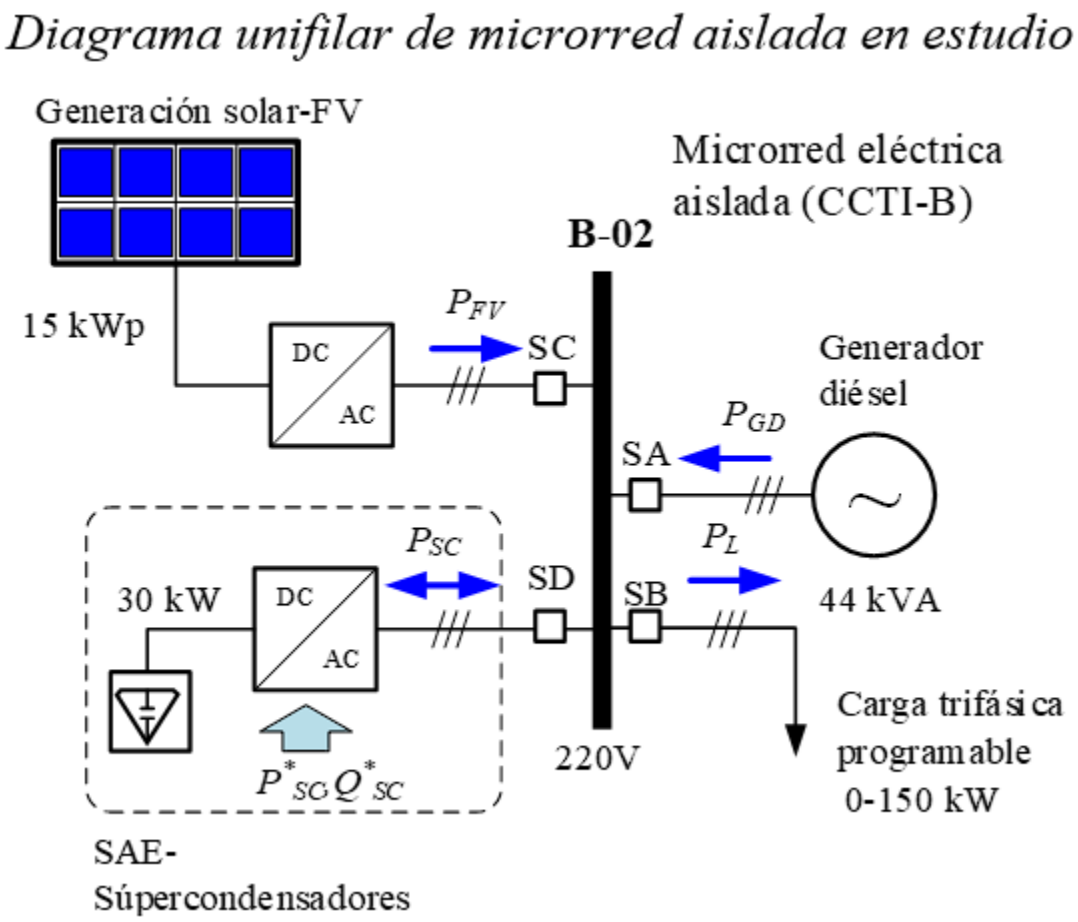

Figura 2

Diagrama unifilar de microrred aislada en estudio

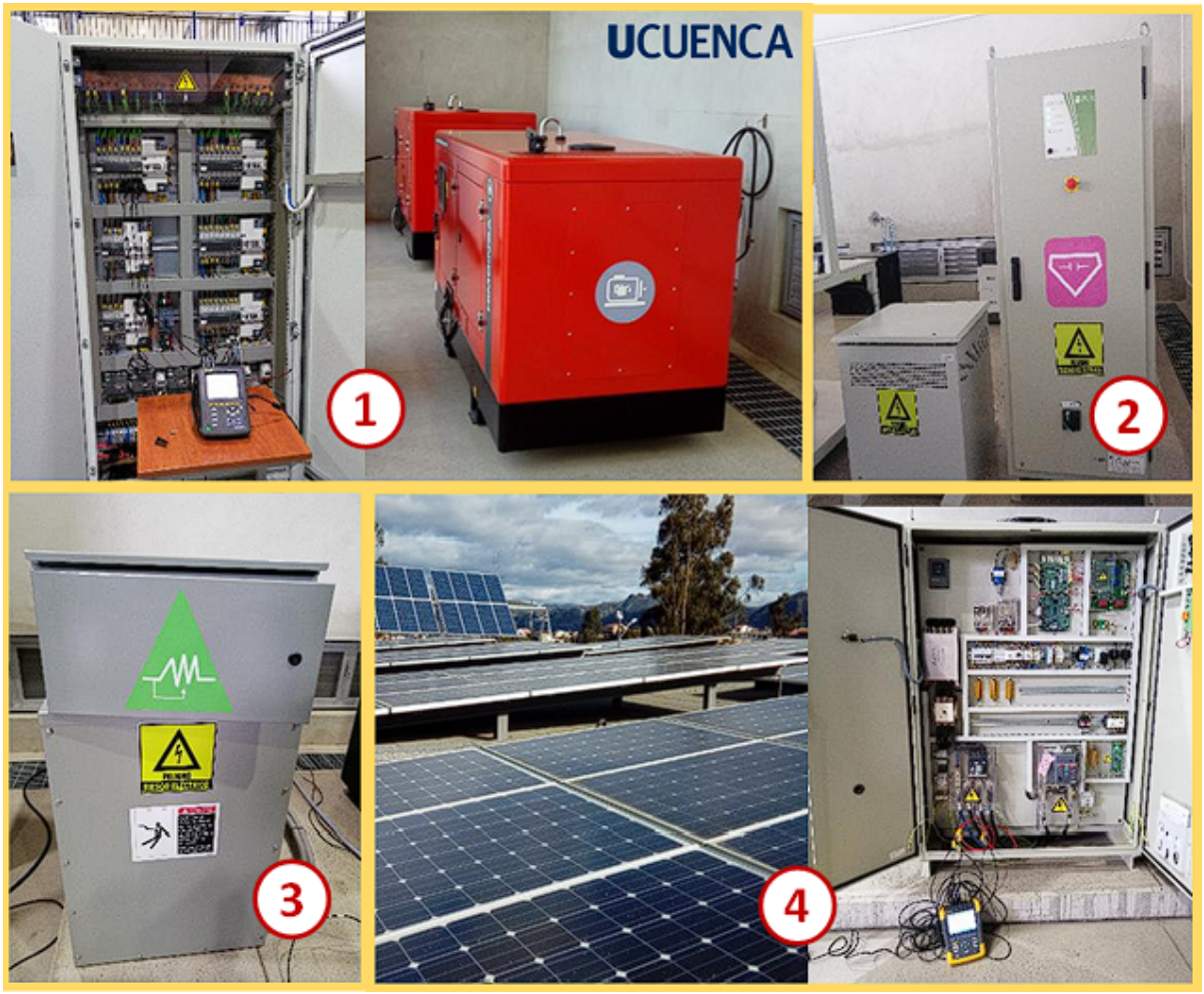

Figura 3

Componentes del sistema de pruebas implementado en el laboratorio: 1. Generador diésel, 2. SAE-Supercondensadores, 3. Carga programable, 4. Módulos fotovoltaicos e inversor

Soporte de frecuencia provista por el SAE-Supercondensadores

El Laboratorio de Micro-Red del CCTI-B cuenta con un banco de supercondensadores (10 unidades de 130 F y 56 V conectadas en serie) con interfaz de conexión a la red basado en convertidor electrónico de potencia (CEP). El CEP asociado al SAE-SC tiene una capacidad de 30 kW y obedece a consignas de potencia activa y reactiva, P^*_{SC}, $Q^*_{SC,}$ que son generadas desde la interfaz HMI del sistema SCADA (Figura 1). Para cumplir con los objetivos de este estudio, la señal de referencia P^*_{SC} que se diseñó para contribuir en las tareas de control de frecuencia del sistema, fue generada en tiempo real y de forma controlada por el esquema de control que se describe en la siguiente subsección.

Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la naturaleza académica y abierta de la comunicación científica
PDF generado a partir de XML-JATS4R

Esquema de control de frecuencia a implementarse en el SAE-SC

La Figura 4 muestra el esquema de control de frecuencia propuesto en esta investigación, el cual ha sido tomado de Martinez et al. (2019) y acondicionado para las particularidades de esta aplicación. Este esquema fue implementado en una rutina de MATLAB para generar, en tiempo real, la consigna de potencia activa que deberá presentar el SAE-SC en sus bornes con miras a mitigar las fluctuaciones de frecuencia del sistema. Si el lector precisa de mayores detalles respecto a la topología, control y operación del convertidor electrónico de potencia asociado al SAE-SC y la configuración del lazo de control PQ, puede consultar el trabajo reportado en Ochoa (2021).

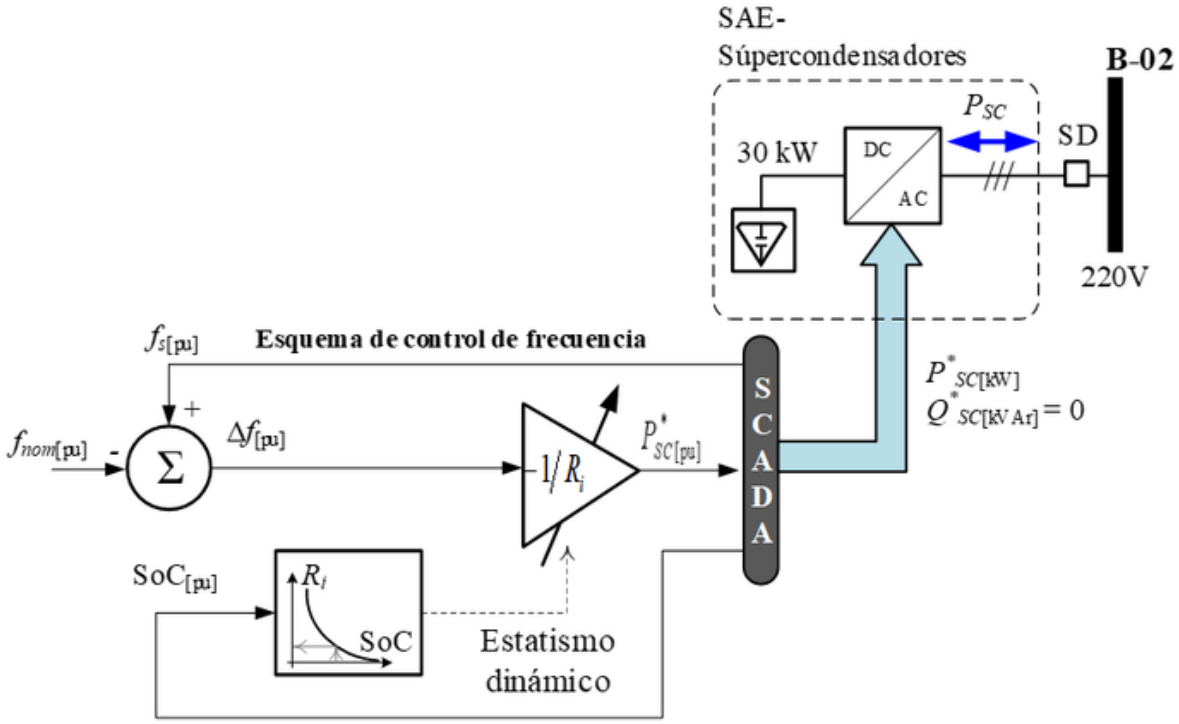

Figura 4

Esquema de la estrategia de control de frecuencia implementada en el SAE-SC

La rutina de control propuesta inició con la medición de la frecuencia de la microrred en los bornes del inversor del SAE-SC. Este dato se comparó con un valor de referencia correspondiente a la frecuencia nominal del sistema eléctrico ecuatoriano, 60 Hz, a fin de generar una señal de error que fue necesaria para el control correctivo. Luego, esta señal de error alimentó una función de estatismo de ganancia variable, R_i, la cual, se actualizó constantemente en función del estado de carga actual del SAE-SC (SoC, por sus siglas en inglés), esta constituyó una segunda variable de entrada del esquema. A la

salida de la función de estatismo, se generó una señal de consigna de potencia activa instantánea, P^*_{SC}, que fue enviada al SCADA que comanda el SAE-SC. La inyección/absorción de la potencia activa del SAE-SC, controlada por el esquema propuesto, brindó un importante respaldo al generador diésel en las labores de seguimiento de potencia de la carga alimentada, lo que se tradujo en una reducción de las fluctuaciones de frecuencia de la microrred.

Resultados y Discusión

Con el objeto de representar la operación dinámica que tendría un sistema eléctrico de potencia débil y aislado que integra cantidades importantes de potencia provenientes de fuentes energéticas renovables no convencionales, se permitirá que la instalación fotovoltaica del laboratorio de microrred inyecte la potencia máxima disponible en cada instante de tiempo, P_{FV}. La instalación fotovoltaica usada en este estudio tiene una potencia nominal de 15 kWp y un perfil temporal como el que se muestra en la Figura 5. Si se compara esta potencia fotovoltaica máxima con la capacidad del generador diésel del laboratorio (44 kVA), se estaría representando un escenario de penetración de energía solar fotovoltaica del 34%.

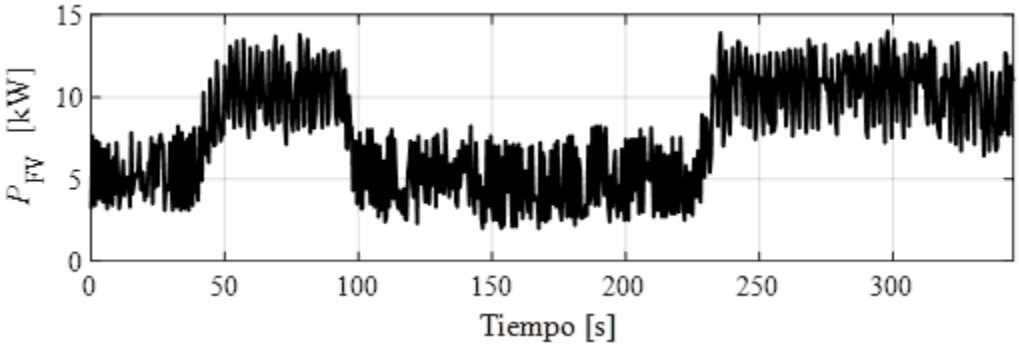

Figura 5

Perfil de la potencia fotovoltaica registrado en los experimentos

La Figura 6 muestra el comportamiento de ciertas variables de interés para un horizonte temporal de una hora, durante el día en el que se realizaron las pruebas experimentales. Esta prueba constituye el caso base de estudio. En esta figura se evidencian los efectos derivados de la inyección de un recurso energético de alta variabilidad (Figura 5) sobre la potencia activa y velocidad de giro (frecuencia) de un generador diésel. La Figura 6(a) muestra la dinámica de la potencia desarrollada por el generador diésel, P_{GD}, en su esfuerzo por mantener el balance entre generación y demanda, lo que implica mantener la frecuencia de la red en un valor cercano a 60 Hz. Se

Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la naturaleza académica y abierta de la comunicación científica
PDF generado a partir de XML-JATS4R

observa además que, en una microrred débil y aislada, la incorporación de generación fotovoltaica cambiante se traduce en importantes fluctuaciones de frecuencia en condiciones normales de operación (Figura 6(b)). De estos resultados preliminares, salta a la vista la necesidad de implementar soluciones técnicas de compensación de potencia a fin de reducir la alta variabilidad de la frecuencia, que en este caso se estima en un σ^2= 0.2958 para el horizonte de tiempo graficado.

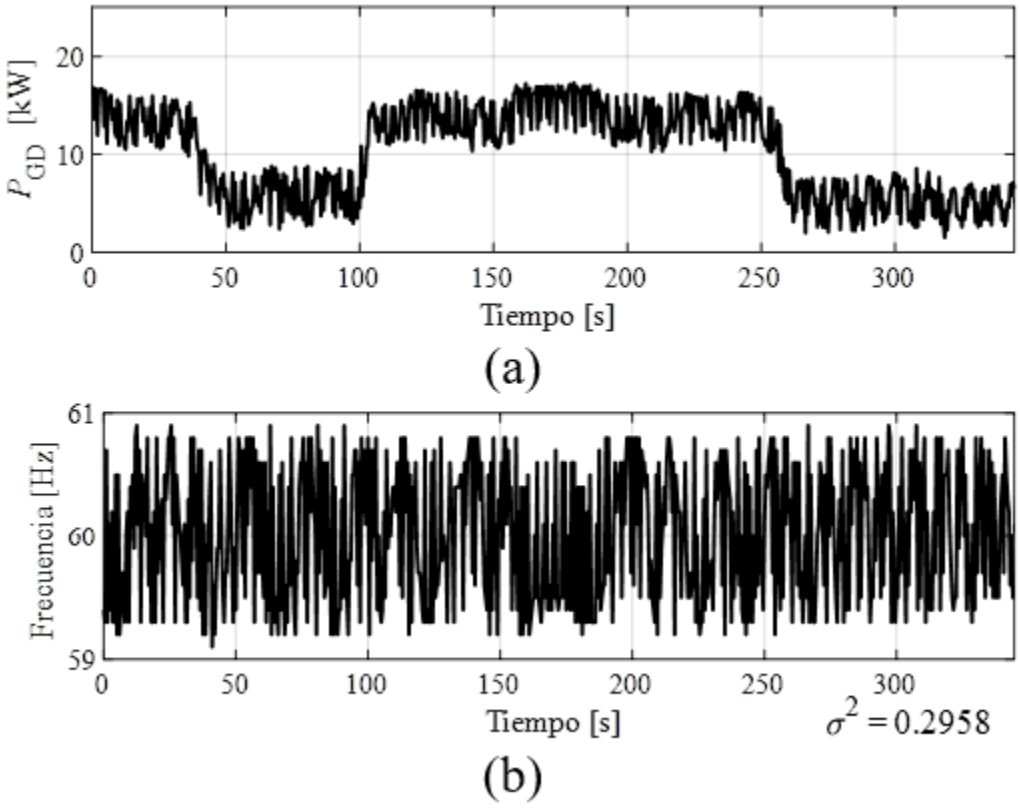

Figura 6

Dinámica de las variables de interés obtenida en los experimentos (caso base)

A continuación, se procede a repetir el experimento en el laboratorio, pero, en este caso, con la función de compensación del SAE-SC habilitada. En este estudio, se han seguido las recomendaciones de Martinez et al. (2019), para definir el valor de la función de estatismo del esquema de la Figura 4, R_i, quedando como sigue:

Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la naturaleza académica y abierta de la comunicación científica
PDF generado a partir de XML-JATS4R

$$R_{i[\mathrm{pu}]} = R_0 \frac{SOC_{\max[\mathrm{pu}]}}{SOC_{i[\mathrm{pu}]}} = (0.02)\frac{1}{SOC_{i[\mathrm{pu}]}} \qquad (1)$$

Donde, R_0 es el estatismo fijo del esquema, SOC_{max} es el estado de carga máximo que admite el SAE-SC y SOC_i. es el estado de carga actual del SAE-SC, que tiene que ser medido en tiempo real.

La Figura 7 muestra los resultados obtenidos luego de implementar la propuesta en el laboratorio. En esta se observa una respuesta correcta del SAE-SC (Figura 7(c)), en términos de potencia, P_{SC}, ante los desvíos de la frecuencia experimentados por la microrred aislada (Figura 7(b)). En este caso, la variabilidad de la frecuencia es considerablemente menor: σ^2= 0.2069; un 30% menos fluctuante que en el caso base. El aporte del SAE-SC se refleja también en la nueva dinámica adoptada por la potencia activa inyectada por el generador diésel (Figura 7(a)), la cual se percibe menos agresiva que en el experimento anterior. Por último, estos resultados ponen en evidencia que la acción controlada de la propuesta mantiene el estado de carga del SAE-SC, SoC, en un valor más o menos constante y próximo a su condición inicial, logrando con esto una operación del SAE-SC lejos de sus límites de carga superior e inferior (Figura 7(d)).

Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la naturaleza académica y abierta de la comunicación científica
PDF generado a partir de XML-JATS4R

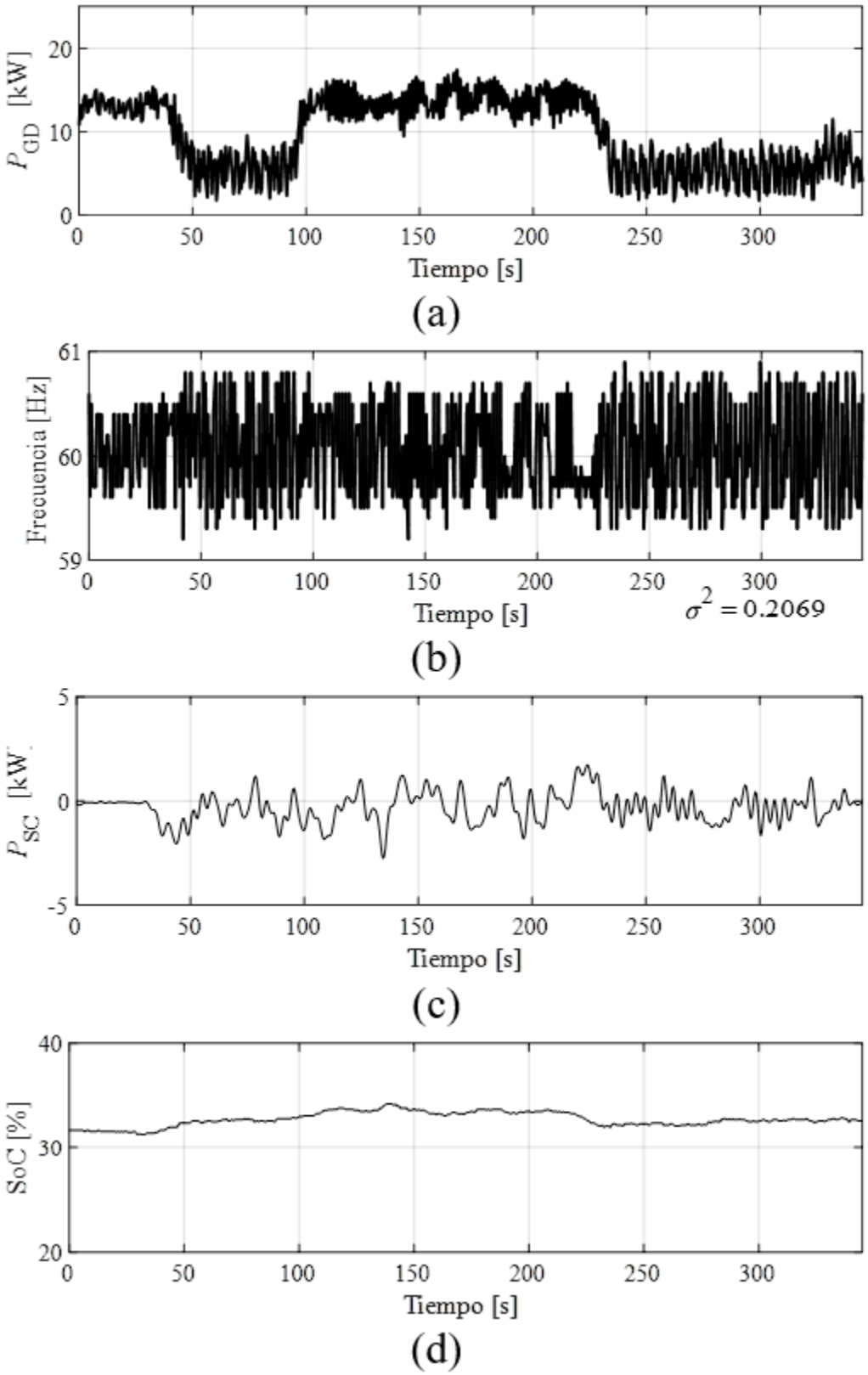
P_{GD} [kW]
Tiempo [s]
(a)
Frecuencia [Hz]
Tiempo [s]
$\sigma^2 = 0.2069$
(b)
P_{SC} [kW]
Tiempo [s]
(c)
SoC [%]
Tiempo [s]
(d)

Figura 7

Dinámica de las variables de interés con la implementación de la propuesta

Finalmente, la Figura 8 evidencia la dinámica de las variables de interés: P_{FV}, $P_{GD,}$ frecuencia, P_{SC} y SoC para un horizonte temporal más reducido que facilita verificar, con un mayor nivel de detalle, la efectividad del método propuesto.

Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la naturaleza académica y abierta de la comunicación científica
PDF generado a partir de XML-JATS4R

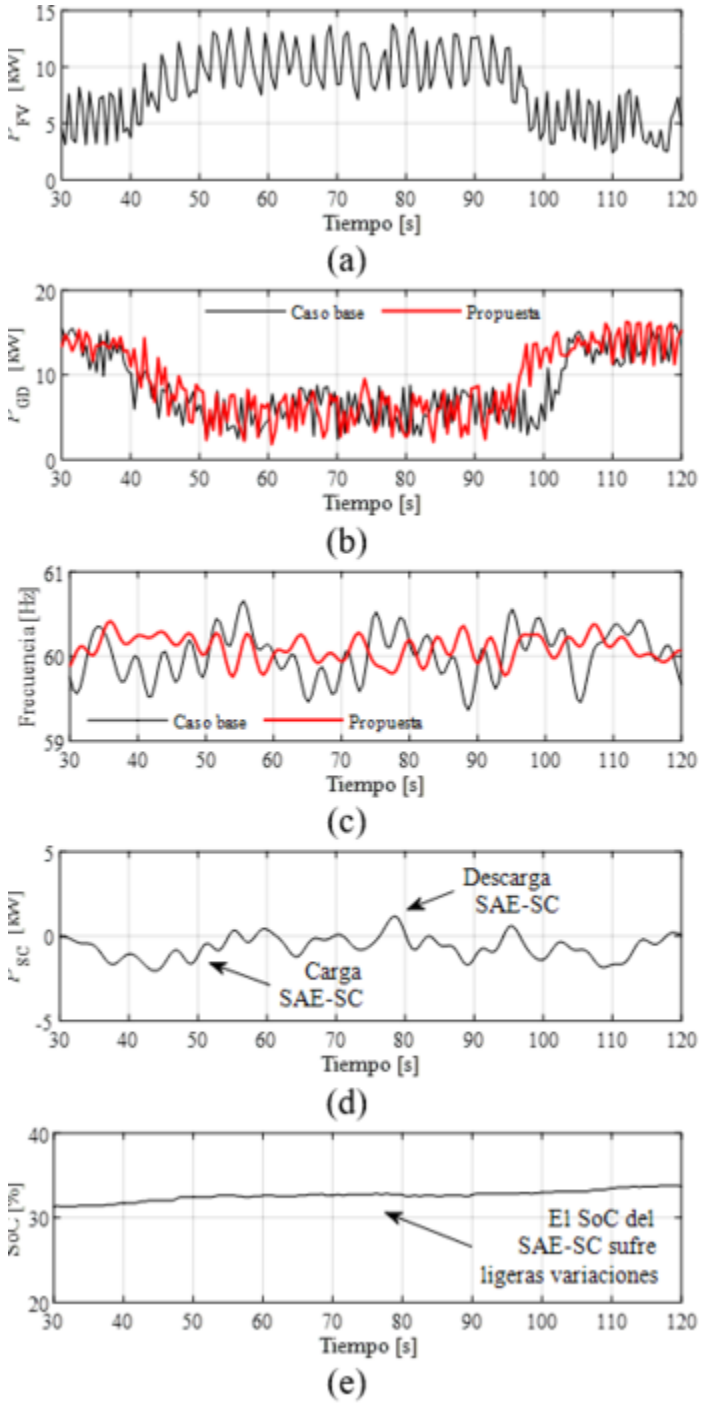

Figura 8

Evaluación de la efectividad de la propuesta en el soporte de frecuencia de la microrred aislada para el intervalo (30<t<120 s)

Conclusiones

Los recursos energéticos distribuidos (DER) con interfaces de conexión a la red basada en convertidores electrónicos de potencia, han mostrado ser una solución técnica para la integración amigable de agentes de generación eléctrica renovable no convencional en los sistemas eléctricos continentales y en microrredes. No obstante, la presencia cada vez mayor de DER puede suponer un riesgo latente para la estabilidad de frecuencia de un sistema eléctrico débil y aislado, pues su incorporación implica reducir la cantidad de unidades de generación tradicionales que proporcionan reserva de energía primaria para el control primario/secundario de frecuencia y la inercia necesaria para mantener a la red estable ante la presencia de perturbaciones de potencia. Esto se traduce en un empobrecimiento inercial que provoca que la frecuencia de tales sistemas sufra cambios rápidos y severos que pueden incluso conducir a la inestabilidad de la microrred y, en el peor de los casos, a la pérdida total del suministro eléctrico.

En este trabajo se ha estudiado la dinámica de una microrred operando en modo aislado ante perturbaciones de potencia ocasionadas por la integración de una cantidad importante de generación solar fotovoltaica en un entorno real de experimentación. Se verifica que en un sistema eléctrico débil y aislado, la incorporación de generación fotovoltaica con un nivel de penetración del 34% y alta variabilidad temporal, empobrece seriamente la característica inercial de la microrred, llevándola a presentar fuertes fluctuaciones de frecuencia en condiciones normales de operación (σ^2= 0.2958). Ante tal situación, se ha procedido a implementar una técnica de control de inercia virtual en un sistema de almacenamiento energético basado en el uso de supercondensadores (SAE-SC) para respaldar a la generación síncrona convencional en las labores de control de frecuencia. Los resultados experimentales demuestran que la implementación de la propuesta en el SAE-SC en tiempo real, le faculta a este sistema de almacenamiento energético a responder con una potencia activa que hace frente al constante desequilibrio introducido por una potencia solar fotovoltaica intermitente. Esto se traduce en una notable reducción de las fluctuaciones de frecuencia de la microrred (σ^2 = 0.2069); un 30% menos que en el caso base, lo que representa una mejora significativa de la resiliencia del sistema en términos de frecuencia.

Finalmente, es posible establecer, con base a los resultados alcanzados en el laboratorio, que sí es factible integrar cantidades importantes de generación renovable no convencional en sistemas eléctricos débiles y aislados, siempre y cuando, se cuente con agentes energéticos habilitados para ofrecer una respuesta rápida de frecuencia cuando la naturaleza real de tales sistemas así lo demande.

Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la naturaleza académica y abierta de la comunicación científica
PDF generado a partir de XML-JATS4R

Reconocimientos

Los autores agradecen a la Universidad de Cuenca por facilitar el acceso a las instalaciones del Laboratorio de Micro-Red del Centro Científico, Tecnológico y de Investigación Balzay (CCTI-B), por permitir hacer uso de sus equipos y por autorizar la provisión de soporte técnico por parte de su personal para la realización de los experimentos descritos en este artículo.

El trabajo documentado forma parte de las actividades ejecutadas en el proyecto titulado: "*Movilidad Eléctrica: retos, limitaciones y plan de implementación en el régimen especial de la Provincia de Galápagos enfocada en el desarrollo sostenible y su factibilidad en la Ciudad de Cuenca*", dirigido y co-dirigido por los autores R. Sempértegui y D. Ochoa, respectivamente, en el marco del II Concurso de Proyectos de Investigación – Vinculación, organizado por el Vicerrectorado de Investigación y la Dirección de Vinculación con la Sociedad de la Universidad de Cuenca.

Referencias

Ahmed, I., Rehan, M., Basit, A., & Hong, K.-S. (2022). Greenhouse gases emission reduction for electric power generation sector by efficient dispatching of thermal plants integrated with renewable systems. Scientific Reports, 12(1). Scopus. https://doi.org/10.1038/s41598-022-15983-0

Ali, H., Magdy, G., & Xu, D. (2021). A new optimal robust controller for frequency stability of interconnected hybrid microgrids considering non-inertia sources and uncertainties. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 128, 106651. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106651

Bevrani, H., Ise, T., & Miura, Y. (2014). Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 54, 244-254. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.07.009

D'Arco, S., Suul, J. A., & Fosso, O. B. (2015). A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids. Electric Power Systems Research, 122, 180-197. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.01.001

Espinoza, J. L., González, L. G., & Sempértegui, R. (2017). Micro grid laboratory as a tool for research on non-conventional energy sources in Ecuador. 2017 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), 1-7. https://doi.org/10.1109/ROPEC.2017.8261615

Fernández-Guillamón, A., Martínez-Lucas, G., Molina-García, Á., & Sarasua, J.-I. (2020). Hybrid Wind–PV Frequency Control Strategy under Variable Weather Conditions in Isolated Power Systems. Sustainability, 12(18), 7750. https://doi.org/10.3390/su12187750

Győrvári, B., & Vokony, I. (2017). Technical issues of solar- and gas engine based MicroGrids: Assessment on feasibility by using present technologies. 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 1-6. https://doi.org/10.1109/EEEIC.2017.7977650

Martinez, S., Mendonca, H., de Castro, R. M., & Ochoa, D. (2019). Contribution of electric vehicles to power system ancillary services beyond distributed energy storage. En N. Kishor & J. Fraile-Ardanuy (Eds.), ICT for Electric Vehicle Integration with the Smart Grid (pp.

Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la naturaleza académica y abierta de la comunicación científica
PDF generado a partir de XML-JATS4R

265-284). Institution of Engineering and Technology. https://doi.org/10.1049/PBTR016E_ch10

Martínez-Lucas, G., Sarasúa, J. I., Pérez-Díaz, J. I., Martínez, S., & Ochoa, D. (2020). Analysis of the Implementation of the Primary and/or Inertial Frequency Control in Variable Speed Wind Turbines in an Isolated Power System with High Renewable Penetration. Case Study: El Hierro Power System. Electronics, 9(6), 901. https://doi.org/10.3390/electronics9060901

Ochoa, D. (2021). Modelo simplificado de una interfaz de conexión a la red basada en un convertidor electrónico de potencia para estudios de red en régimen dinámico. Ingenius, 26, 87-98. https://doi.org/10.17163/ingenius.n26.2021.08

Ochoa, D., & Martinez, S. (2018). Proposals for Enhancing Frequency Control in Weak and Isolated Power Systems: Application to the Wind-Diesel Power System of San Cristobal Island-Ecuador. Energies, 11(4), 910. https://doi.org/10.3390/en11040910

Ochoa, D., & Martinez, S. (2019). Modeling an Isolated Hybrid Wind-Diesel Power System for Performing Frequency Control Studies. A Case of Study: San Cristobal Island, Galapagos–Ecuador. IEEE Latin America Transactions, 17(05), 775-787. https://doi.org/10.1109/TLA.2019.8891946

Pazmiño, I., Martinez, S., & Ochoa, D. (2021). Analysis of Control Strategies Based on Virtual Inertia for the Improvement of Frequency Stability in an Islanded Grid with Wind Generators and Battery Energy Storage Systems. Energies, 14(3), 698. https://doi.org/10.3390/en14030698

Pazmiño, I., Ochoa, D., Minaya, E. P., & Mera, H. P. (2022). Use of Battery Energy Storage Systems to Enhance the Frequency Stability of an Islanded Microgrid Based on Hybrid Photovoltaic-Diesel Generation. En M. I. A. Chauvin, M. Botto-Tobar, A. Díaz Cadena, & S. Montes León (Eds.), Sustainability, Energy and City (Vol. 379, pp. 48-58). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-94262-5_5

Rey, J. M., Vera, G. A., Acevedo-Rueda, P., Solano, J., Mantilla, M. A., Llanos, J., & Sáez, D. (2022). A Review of Microgrids in Latin America: Laboratories and Test Systems. IEEE Latin America Transactions, 20(6), 1000-1011. https://doi.org/10.1109/TLA.2022.9757743

Samanta, H., Pramanik, M., Das, A., Bhattacharjee, A., Bhattacharya, K. D., Deb, N. K., Sengupta, S., & Saha, H. (2019). Development of a novel controller for DC-DC boost converter for DC Microgrid.

Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la naturaleza académica y abierta de la comunicación científica
PDF generado a partir de XML-JATS4R

TENCON 2019 - 2019 IEEE Region 10 Conference (TENCON), 1124-1129. https://doi.org/10.1109/TENCON.2019.8929521

Sarmiento-Vintimilla, J. C., Torres, E., Larruskain, D. M., & Pérez-Molina, M. J. (2022). Applications, Operational Architectures and Development of Virtual Power Plants as a Strategy to Facilitate the Integration of Distributed Energy Resources. Energies, 15(3), 775. https://doi.org/10.3390/en15030775

Smith, M., & Ton, D. (2013). Key Connections: The U.S. Department of Energy?s Microgrid Initiative. IEEE Power and Energy Magazine, 11(4), 22-27. https://doi.org/10.1109/MPE.2013.2258276

Stadler, M., & Naslé, A. (2019). Planning and implementation of bankable microgrids. The Electricity Journal, 32(5), 24-29. https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.05.004

Tamrakar, U., Shrestha, D., Maharjan, M., Bhattarai, B. P., Hansen, T. M., & Tonkoski, R. (2017). Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions. Applied Sciences, 7(7), 654. https://doi.org/10.3390/app7070654

Thomsen, B., Guerrero, J. M., & Thøgersen, P. B. (2014). Faroe Islands wind-powered space heating microgrid using self-excited 220-kW induction generator. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 5(4), 1361-1366. Scopus. https://doi.org/10.1109/TSTE.2014.2339373

Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la naturaleza académica y abierta de la comunicación científica
PDF generado a partir de XML-JATS4R

AmeliCA

Disponible en:
https://portal.amelica.org/ameli/ameli/journal/844/8445081010/8445081010.pdf

Cómo citar el artículo

Número completo

Más información del artículo

Página de la revista en redalyc.org

Sistema de Información Científica Redalyc
Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal
Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la naturaleza académica y abierta de la comunicación científica

Danny Ochoa, Edisson Villa, Vinicio Iñiguez, Ciro Larco, Rodrigo Sempértegui
Uso de supercondensadores para brindar soporte de frecuencia en una microrred aislada
Use of supercapacitors for providing frequency-support in an island-mode microgrid

Revista Tecnológica ESPOL - RTE
vol. 34, núm. 4, p. 174 - 185, 2022
Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador
rte@espol.edu.ec

ISSN: 0257-1749
ISSN-E: 1390-3659

DOI: https://doi.org/10.37815/rte.v34n4.961

CC BY-NC 4.0 LEGAL CODE
Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial 4.0 Internacional.