



Primary Frequency Regulation with Battery Energy Storage Systems in the Ecuadorian Power System

Regulación Primaria de Frecuencia Mediante Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano

 M. S. Chamba¹

 W. Vargas¹

 D. Echeverría²

 J. Riofrio¹

¹CELEC EP Unidad de negocio Coca Codo Sinclair

E-mail: marlon.chamba@celec.gob.ec; walter.vargas@celec.gob.ec; jonathan.riofrio@celec.gob.ec

²Operador Nacional de Electricidad, CENACE

E-mail: decheverria@cenace.gob.ec

Abstract

The new technical challenges associated to the connection of dynamic loads, regional grid interconnections, and a higher participation of renewable energies have caused drastic changes in the typical dispatch approaches of generation plants and the distribution of load flows. Thus, the stability and reliability of power systems have been gradually affected. In this regard, the battery energy storage systems (BESS) are considered as one of the most outstanding solutions at the moment. BESS are able to contribute to frequency and voltage stability on power systems.

In this paper, the benefits of implementing a storage system for power-frequency ($P-f$) control in the National Interconnected System (S.N.I. for its Spanish acronym) are modeled and analyzed. For this purpose, the components of the BESS are modeled in DIGSILENT PowerFactory on a reduced data base of the Ecuadorian Interconnected Power System S.N.I., which includes the speed governing systems of the main power plants and the contribution of the Colombian power system through a dynamic equivalent. Finally, an analysis of the impact of batteries under different scenarios is presented, taking into account the uncertainties in the power scheduling.

Index terms— Primary Frequency Regulation, Battery Energy Storage Systems, Droop, BESS, SOC, Contingency.

Resumen

Los nuevos desafíos técnicos asociados a variaciones drásticas en patrones típicos de despacho de centrales de generación y la distribución de flujos de potencia, debido a la interconexión de cargas dinámicas, interconexión con sistemas regionales y diversificación de las fuentes primarias de energía renovable han afectado a la estabilidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos. Actualmente, los sistemas de almacenamiento de energía con baterías se constituyen como una de las soluciones más destacadas por su capacidad de contribuir a la estabilidad de frecuencia y voltaje en un sistema eléctrico.

En este trabajo se modela y se analiza las bondades de la implementación de un sistema de almacenamiento para el control de Potencia – Frecuencia ($P-f$) en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.). Para ello, se modela en DIGSILENT PowerFactory los componentes del sistema de almacenamiento en una base reducida del Sistema Nacional Interconectado S.N.I., la cual considera los reguladores de velocidad de las principales unidades de generación y mediante un equivalente dinámico se considera el aporte del sistema eléctrico colombiano. Se presenta el análisis del impacto de las baterías en diferentes escenarios teniendo en cuenta las incertidumbres en la programación de la generación.

Palabras clave— Regulación Primaria de Frecuencia, Sistemas de Almacenamiento de Energía con baterías, Estatismo, BESS, SOC, Contingencia.

Recibido:07-03-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Chamba, M.; Vargas, W.; Echeverría, D.; Riofrio, J.; (2022). “Regulación Primaria de Frecuencia Mediante Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano”. Revista Técnica “energía”. No. 19, Issue I, Pp. 13-21

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.506>

© 2021 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

La planificación de la operación de los sistemas eléctricos experimenta varios desafíos técnicos asociados a los nuevos paradigmas de administración y planeamiento. Entre los factores más relevantes se citan las variaciones drásticas en patrones típicos de despacho de centrales de generación y la distribución de flujos de potencia en las redes, debido a la interconexión de cargas dinámicas, interconexión con sistemas regionales y diversificación de las fuentes primarias de energía (motivada por el desarrollo acelerado de tecnologías de generación renovable y la promoción de políticas medioambientales) [1].

Estos factores pueden comprometer seriamente la seguridad y la confiabilidad de los sistemas eléctricos por el alto riesgo de violación de los límites de seguridad dinámica, lo cual afecta la eficiencia operativa y puede ocasionar la salida de elementos importantes del sistema e inclusive la interrupción parcial o total del suministro de energía eléctrica. La búsqueda de una solución a estos problemas ha promovido la investigación e implementación de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) de gran capacidad e integrados en la red eléctrica, los cuales necesitan soluciones específicas y apropiadas para gestionarlos y controlarlos de forma óptima [1].

Adicionalmente, el gobierno ecuatoriano mediante Decreto 238 promueve la participación del sector privado en la ejecución de proyectos eléctricos. Específicamente, en el Artículo 1 se menciona al almacenamiento de energía como un servicio adicional y para ello se decreta: “Expedir las Políticas del Sector Eléctrico para el desarrollo del servicio público de energía eléctrica, servicio de alumbrado público general, servicio de carga de vehículos eléctricos y el almacenamiento de energía” [2].

Con estos antecedentes, en el presente trabajo se presenta el estado del arte de los sistemas de almacenamiento y se analiza la implementación de baterías para el control Potencia – Frecuencia ($P-f$) en el S.N.I. Para ello, se organiza el documento de la siguiente manera. En el acápite 2 se desarrolla el estado del arte y las aplicaciones actuales de los sistemas de almacenamiento. En el acápite 3 se presentan los principales conceptos de Regulación Primaria de Frecuencia. En el acápite 4 se abordan las principales hipótesis para la modelación del S.N.I y del SAE. En el acápite 5 se muestran y discuten los principales resultados. Por último, en el acápite 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones.

2. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO BASADOS EN BATERÍAS

Actualmente, los SAE basados en baterías (BESS, Battery Energy Storage Systems) tienen más aplicaciones que cualquier otro tipo de sistema de

almacenamiento. Los BESS son celdas recargables que almacenan y entregan energía eléctrica mediante reacciones químicas en su interior. Las cualidades de capacidad de carga/descarga, capacidad de almacenamiento, densidad de energía o ciclabilidad (número de veces que puede recargarse antes de presentar averías) están definidas por las características de sus componentes de fabricación. Adicionalmente, estos componentes definen el coste de almacenamiento, el volumen que ocupan, el peso y vida útil [1].

Existen múltiples aplicaciones para los BESS, las cuales se basan en el diferimiento de los niveles de potencia y energía requeridos, donde no todas suponen el mismo esfuerzo para las baterías. En la Fig. 1 se indican las principales aplicaciones de los BESS en la red eléctrica [3].

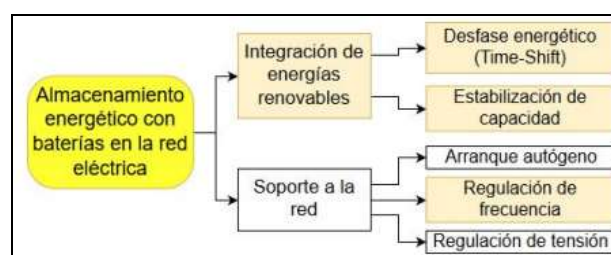


Figura 1: Clasificación de las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento energético en la red eléctrica (Fuente: [3])

Adicionalmente, en [4] se analizan diferentes aplicaciones de los BESS, por ejemplo, se presentan aplicaciones dentro de un mercado de energía con la finalidad de cargar las baterías (comprar) durante períodos de precios bajos de energía y descargar (vender) cuando los precios son altos. Otras aplicaciones que brindan son: control de voltaje, para reducir el pico de la curva de demanda y reducir la potencia máxima en las líneas de transmisión. Sin embargo, es la regulación primaria de frecuencia (RPF) la que ha recibido particular atención, debido a su aún prometedora aplicación en sistemas de potencia con alta participación de energías renovables y niveles de inercia cada vez menores ante la falta de masas giratorias en las plantas de generación [4], [5], [6].

Una característica de los BESS es que pueden cambiar su potencia despachada de forma rápida con tiempos menores que las plantas de generación convencional, debido a que son controlados por electrónica de potencia; mientras que, por ejemplo, las centrales hidroeléctricas necesitan primero estabilizar la presión del agua antes de aumentar la potencia entregada [7].

Dado que los BESS se pueden cargar o descargar por completo en cortos períodos de tiempo, es necesario que los algoritmos de control mantengan el estado de carga (SOC, por sus siglas en inglés) entre ciertos límites para garantizar la disponibilidad total del control de frecuencia primaria, realizar una operación correcta de las baterías y asegurar el tiempo de vida útil [1].

En este sentido, en [8] se presenta una metodología para dimensionar el BESS considerando los límites del SOC y disipadores de exceso de energía. Por otro lado, en [9] se plantea una metodología para optimizar el punto de trabajo del BESS; mientras que, en [10] y [11] se presenta un modelo de control que incluye la rentabilidad y degradación, donde se sugiere un enfoque multinivel para limitar óptimamente el SOC. Un trabajo similar aparece en [6], donde se presentan estrategias de control más flexibles y robustas para mantener el rango óptimo del SOC y disminuir el envejecimiento del BESS.

En [12] se muestra mediante mediciones de eficiencia el punto de trabajo óptimo de los sistemas BESS; para ello, se presenta un particular enfoque en la aplicación “Black Start” con la finalidad de alimentar una porción de la carga del sistema ante pérdida de la alimentación principal.

En este sentido, es posible encontrar en la literatura varias propuestas para estimar el SOC de una batería. Dichas propuestas pueden clasificarse en cuatro tipos generales: i) mediciones directas, ii) conteo de Coulombs o sistemas “book-keeping”, iii) sistemas adaptivos y iv) métodos híbridos [13], [14], [15]. Por otro lado, en [1] se presenta una novedosa propuesta metodológica que permite determinar el modelo estocástico para el SOC de un BESS implementado con un generador fotovoltaico (sistema PV-BESS) que puede ser usado en la evaluación horaria del flujo de potencia probabilístico (PPF, por sus singlas en inglés) de una microrred.

Adicionalmente, a la respuesta en la RPF, el BESS puede contribuir con energía firme en sistemas con importantes desequilibrios de generación y carga, como por ejemplo, alta penetración de generación fotovoltaica (sistemas PV-BESS) [16]. Bajo este escenario, trabajos más recientes han combinado el enfoque de RPF y SOC. Por ejemplo, [17] combina un control “droop” adaptativo con un controlador de recuperación del SOC en el BESS para la participación en la RPF. Este tipo de control integral mejora la dinámica de la frecuencia del sistema y asegura el rendimiento a largo plazo del BEES. Otra aplicación aparece en [18], donde se muestra un algoritmo de corrección para el SOC del BESS considerando la asimetría en las mediciones de frecuencia y que pueden afectar un control exacto para la RPF.

En todos los casos mostrados, el BESS permite: i) incrementar la capacidad firme de generación del sistema fotovoltaico y ii) mejorar la regulación de frecuencia. En este tipo de configuración, es necesario evaluar el impacto de grupo de generación renovable-BESS, considerando la estocasticidad del recurso primario de generación [19].

3. APLICACIÓN DE BESS EN LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA

3.1. Regulación de Frecuencia

Uno de los elementos clave para garantizar un funcionamiento seguro y estable de los sistemas eléctricos de potencia es el equilibrio entre la generación y la demanda. La mayor consecuencia en un sistema de potencia ante un “exceso/déficit” de generación es el efecto en la frecuencia del sistema. Por esta razón, el problema relaciona el control $P-f$, el cual debe conseguir que:

- Se mantenga el equilibrio entre generación y demanda.
- Se mantenga la frecuencia de referencia en el sistema.
- Se cumplan los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas.
- Se mantenga la suficiente potencia/energía de reserva.

Para cumplir estos objetivos, como se muestra en la Figura 2, el control $P-f$ se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario.

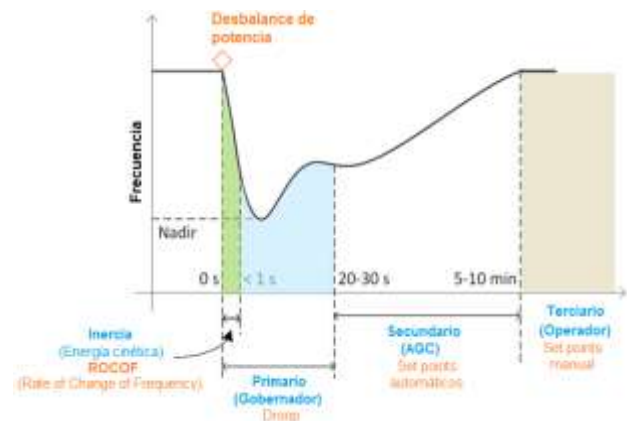


Figura 2: Regulación de Frecuencia

Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables [20]:

- El control primario es el más rápido, operando en un margen de tiempo de entre 2 y 30 segundos. El propósito es limitar la desviación de la frecuencia tras una contingencia, recuperando el balance entre carga y generación del sistema, ubicándolo en un nuevo punto de operación. La respuesta primaria proviene de la inercia de los generadores, el amortiguamiento de las cargas (motores), los reguladores de velocidad (Gobernadores), y otros dispositivos que proveen respuesta inmediata como el BESS. En los instantes iniciales, tras producirse un desbalance de potencia, la tasa de cambio de la frecuencia ROCOF (Rate of Change of Frequency) y el punto más bajo de la frecuencia alcanzado NADIR están determinados principalmente por la magnitud del desbalance, la inercia total del

sistema y por dispositivos de respuesta rápida como el BESS.

- El control secundario opera en un margen de tiempo de entre 30 segundos y 10 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.
- El control terciario opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía.

3.2. Aplicación de BESS

Debido a su rapidez de respuesta, los BESS son especialmente utilizados para RPF, la cual se caracteriza por requerir menor tiempo de respuesta, generalmente menor de 30 segundos. Sin embargo, los BESS también pueden utilizarse para regulación secundaria y terciaria, menos exigentes en este aspecto.

Además, de la rápida respuesta en la RPF, los niveles de potencia que se manejan pueden ser altos, pudiendo incluso llegar a precisarse la descarga de las baterías en períodos largos de hasta 15 minutos [21]. Asimismo, es importante destacar que la aplicación de BESS en la RPF demanda múltiples cargas y descargas en un corto período de tiempo, por lo que es una de las aplicaciones más exigentes y tiende a disminuir la vida útil de las baterías [22]. De forma general, el envejecimiento de las baterías electroquímicas tiene un comportamiento no lineal y un ciclo menor de profundidad de descarga brindando un mejor rendimiento en su vida útil [23].

Un ejemplo de aplicación de un BESS para RPF es el sistema ubicado en Glassenbury, Reino Unido. Se trata de un sistema de 40 MW compuesto por 3640 celdas de NMC fabricadas por LG. Desde 2016 forma parte del sistema de regulación de frecuencia de la red eléctrica británica [24]. Otro, es el proyecto de la compañía KEPCO compuesto por baterías de NMC tipo Samsung SDI, el cual se encuentra ubicado en Ulsan - Corea del Sur y cuenta con una capacidad de 32 MW y 12 MWh [25]. En Sudamérica se puede destacar el BESS Ventanilla de Lito Ion, ubicado en Perú, con una potencia de 14.6 MW; además, en Colombia se inauguró el BESS de la central térmica Termozipa con una capacidad de 7 MW y 3.9 MWh.

Algunos BESS se utilizan conjuntamente con centrales de generación renovables, por ejemplo, el sistema Hornsdale Power Reserve, en Australia, utiliza baterías de NMC fabricados por Tesla. Este BESS es uno de los sistemas con mayor potencia del mundo, 100 MW, y se emplea para facilitar la integración de una planta eólica en la red eléctrica y ofrecer el servicio de regulación de frecuencia a la red eléctrica [26].

4. HIPOTESIS Y CONSIDERACIONES PARA LA MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DEL BESS

4.1. Sistema eléctrico reducido

Se considera un sistema eléctrico reducido del S.N.I., el cual cuenta con las principales centrales de generación, el sistema de 500 kV, el anillo de 230 kV y parte del sistema de 138 kV y 69 kV, con lo cual se representa adecuadamente la dinámica del sistema eléctrico ecuatoriano. Respecto de las centrales de generación se considera que todas realizan RPF mediante la actuación correcta de sus reguladores de velocidad; para ello, se modelan sistemas de control considerando las tecnologías de las diferentes centrales. Para los sistemas de control de las centrales de generación hidroeléctricas se considera un estatismo (Droop) del 4%, mientras que, para las centrales térmicas se considera un estatismo del 7%.

El sistema eléctrico colombiano es modelado mediante un sistema equivalente, el cual cuenta con una impedancia y un generador. El comportamiento dinámico del sistema eléctrico es emulado mediante reguladores de velocidad y voltaje, donde el estatismo del regulador de velocidad es calculado, de forma aproximada, mediante un evento dinámico de frecuencia donde participan Ecuador y Colombia como se muestra en [27].

Adicionalmente, es importante destacar que la ubicación de los sistemas BESS es un tópico actual de investigación. Por ejemplo, en [28] se resumen algunos criterios y metodologías para determinar la ubicación óptima considerando criterios estacionarios y dinámicos de los sistemas eléctricos.

Para este caso, es importante destacar que el sistema BESS es modelado en la zona de Guayaquil, específicamente en barra Chorrillos 230 kV, tal como se muestra en la Figura 3. Cabe indicar que se eligió esta ubicación, dado que es una zona con déficit de generación, especialmente en épocas de alta hidraulicidad en el sistema eléctrico.

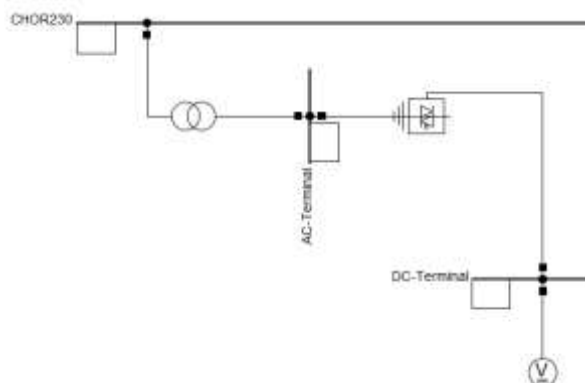


Figura 3: Sistema BESS modelado en el S.N.I.

4.2. Modelación del BESS

Un BESS consta del sistema de almacenamiento que permite almacenar/restaurar energía en un proceso electroquímico y, además contiene un rectificador/inversor que puede transformar el voltaje continuo de la parte de almacenamiento en voltaje alterno y viceversa. El rectificador/inversor se basa normalmente en un convertidor de voltaje (VSC, Voltage Sourced Converter) con una modulación de pulso (PWM, Pulse Width Modulation) [29]. Este último elemento es bien conocido y está disponible en DlgSILENT PowerFactory [30].

La parte de almacenamiento es un elemento que depende de las características electroquímicas de la batería recargable. En este sentido existe una enorme diversidad de tecnologías y variedades dentro de una misma tecnología; por lo tanto, no existe un modelo fácil, preciso y válido para todas las baterías [29], [30]. Las baterías más comunes en la industria suelen ser las de plomo-ácido. Pero también existen otros tipos como las de níquel-cadmio (NiCd), las híbridas de níquel-metal (NiMH) y varios tipos de iones de litio. Cada tipo tiene sus propias ventajas e inconvenientes.

Para modelar correctamente estos tipos de baterías se plantea dos problemas principales: 1) conseguir un modelo que no sea demasiado complejo pero lo suficientemente preciso y 2) obtener los parámetros de fabricantes o las mediciones reales necesarias para desarrollar el modelo. Un modelo de batería debe representar el voltaje de los terminales y la resistencia interna, que son una función de varias variables relacionadas entre sí, como el SOC de la batería, la edad y la temperatura de la batería [31].

En este caso para modelar el comportamiento de la batería se utiliza un modelo simplificado de PowerFactory, donde se hacen algunas suposiciones para obtener un modelo simple, pero funcional. En primer lugar, se asume que la batería podría descargarse completamente y que el voltaje depende linealmente del SOC. Además, se supone que la resistencia interna es constante y muy pequeña debido a la aplicación de alta corriente. Por último, se supone que la capacidad de la batería es constante; esto es válido si la corriente de descarga se conoce de antemano (corriente ingresada como dato) [30], [31].

A continuación, en la Figura 4 se presenta el diagrama de control de $P-f$ utilizado en la modelación del BESS. Los valores de estatismo y banda muerta del sistema de control se especifican en la Tabla 1. El valor del Droop es calculado considerando que la respuesta del BESS, ante un mismo evento de frecuencia, tenga aproximadamente la misma contribución de potencia a la RPF que la obtenida con las unidades de generación del S.N.I. por actuación de sus reguladores de velocidad.

Esto, con la finalidad de realizar la comparación de respuesta de control frecuencia que brindan los sistemas BESS y las unidades de generación con sistemas de control de velocidad bien sintonizados.

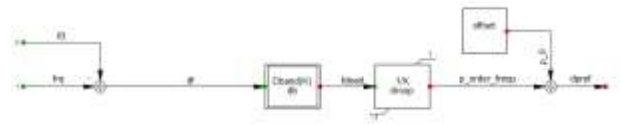


Figura 4: Diagrama de control Potencia-Frecuencia del BESS

Por otro lado, el dimensionamiento adecuado del BESS para la participación en RPF está asociado al tamaño del desbalance generación-carga, a la cantidad de energía requerida en tiempo real, los costos de operación de la red eléctrica y el capital de inversión [32], [33]. Además, y emulando algunos códigos de red ya implementados como el caso de Francia, Italia, o Alemania, podría exigirse que al igual que los generadores convencionales, un BESS entregue un aumento del 100% de potencia activa al menos por 15 minutos [34]. Tiempo de operación que también debe considerarse en la etapa de dimensionamiento del BESS. Bajo estas consideraciones en la Tabla 1 se muestra la capacidad del BESS simulado.

Tabla 1: Parámetros del BESS para RPF

Parámetros	Valor
Potencia máxima	100 MW
Energía máxima	7.2 kAh
Droop	0.0265 %
Deadband	30 mHz

5. RESPUESTA DEL BESS EN EL S.N.I.

El presente análisis del BESS en el S.N.I. considera como evento de frecuencia la salida de operación de la unidad de generación más grande del sistema eléctrico, Coca Codo Sinclair, con despacho a plena carga de la unidad de 187.5 MW. Además, el análisis está enfocado en la respuesta primaria de la frecuencia, la cual depende del comportamiento de los sistemas de control y dimensionamiento de la reserva de frecuencia. Con este antecedente, se formulan escenarios de análisis enmarcados en el despacho de reserva primaria de frecuencia, donde se considera que la reserva de 3% (unidades despachadas al 97% de la capacidad nominal) corresponde al 100% de la reserva asignada para control de frecuencia en el sistema.

Tabla 2: Escenarios de análisis

Casos	Escenarios	Consideraciones
Caso 1	CR 100% - SB	Considerando el 100% de la reserva para control primario de frecuencia. Sin BESS.
Caso 2	CR 75% - CB	Considerando el 75% de la reserva para control primario de frecuencia. Con BESS.
Caso 3	CR 50% - CB	Considerando el 50% de la reserva para control primario de frecuencia. Con BESS.
Caso 4	CR 0% - CB	Considerando el 0% de la reserva para control primario de frecuencia. Con BESS.

Los casos de estudio consideran un parque hidroeléctrico limitado, por tal razón en caso de requerir reserva es necesario despachar generación térmica



provocando el incremento de los costos operativos del sistema. Este sobrecosto podría utilizarse para la implementación de sistemas de almacenamiento mediante BESS.

En la Figura 5 se presenta la respuesta de frecuencia y el aporte a la RPF por parte del sistema eléctrico colombiano, ecuatoriano (RPF Generadores) y sistema BESS para el Caso 1. Se observa que, la frecuencia cae hasta 59.883 Hz y se estabiliza en 59.966 Hz con el aporte de 132.15 MW del sistema eléctrico colombiano y 50.389 MW de los generadores del sistema ecuatoriano.

El aporte a la RPF por parte del sistema colombiano es aproximadamente tres veces mayor respecto al aporte del sistema ecuatoriano, lo cual es concordante con el tamaño del parque de generación colombiano versus el ecuatoriano. En este caso no existe aporte del sistema BESS debido a que sólo se considera el aporte de los generadores a la RPF; sin embargo, a continuación, en los siguientes casos se presenta el aporte del sistema BESS a la RPF considerando la disminución de reserva del sistema eléctrico ecuatoriano.

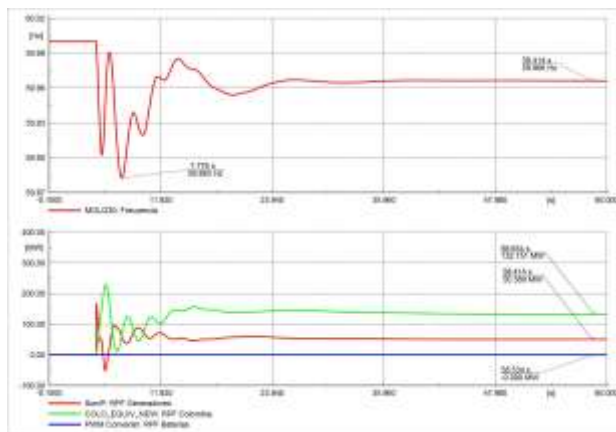


Figura 5: Frecuencia y RPF del Caso 1

Para los diferentes casos de estudio, en las Fig. 6 y Fig. 7 se presentan la comparación del comportamiento de la frecuencia y el aporte del sistema BESS, respectivamente.

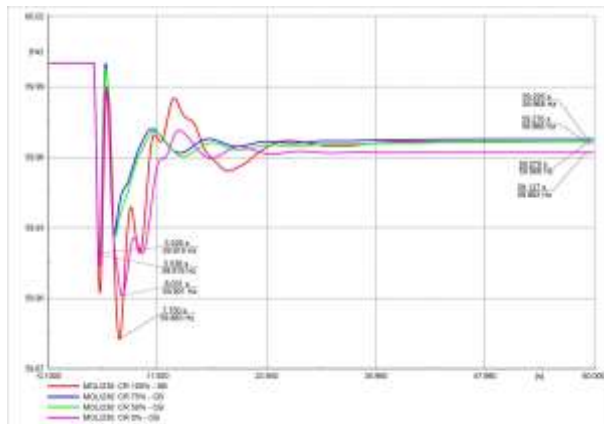


Figura 6: Comparación del comportamiento de la frecuencia

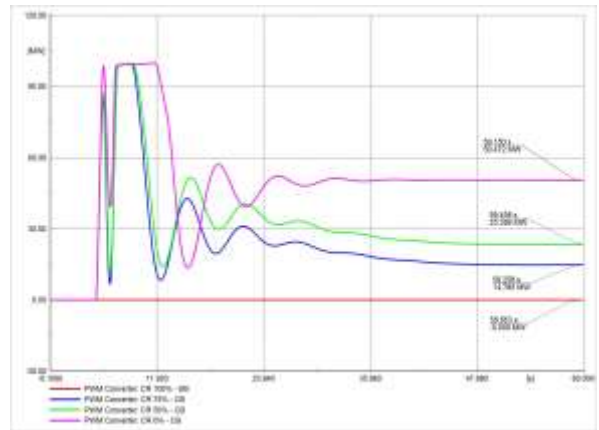


Figura 7: Comparación del comportamiento del sistema BESS

De la misma manera, en la Tabla 3 se presenta una comparación del valor mínimo de frecuencia (Nadir), la frecuencia estable luego del aporte de la RPF y los aportes a la RPF por parte del sistemas colombiano, ecuatoriano y el BESS. En estas figuras y tabla se puede observar lo siguiente:

- Conforme disminuye la reserva del sistema ecuatoriano, aumenta el aporte de los sistemas colombiano y el BESS. En el Caso 4 donde el sistema eléctrico ecuatoriano no cuenta con reserva, la batería aporta 50.096 MW a la RPF, cuyo valor es similar al aporte del sistema ecuatoriano en el Caso 1 (cuando estaba inhabilitado el BESS). Además, en los primeros segundos el BESS aporta con el máximo de su potencia nominal, es decir es capaz de aportar una energía instantánea en tiempos de conmutación de electrónica de potencia para evitar el colapso del sistema ante un evento de desbalance generación-carga, lo cual mejora la estabilidad del sistema.

Esto indica que, en casos operativos extremos donde se presente una baja hidraulicidad e indisponibilidad de generación, la batería podría suplir, por periodos cortos, el requerimiento de reserva primaria. Es importante destacar que, el tiempo de uso de la batería, dependerá de las características de diseño de la misma y deberá ser optimizada con un análisis de varios escenarios operativos considerando las diferentes tecnologías y costos.

- La frecuencia mínima (Nadir) se presenta para el Caso 1, cuando se regula frecuencia con los generadores de los sistemas colombiano y ecuatoriano. El Nadir se incrementa con la incorporación de la batería debido a su rápida respuesta, aportando en este punto, su máxima capacidad (99.68 MW). Esta ventaja que ofrece la batería es importante para evitar la posible actuación de esquemas de alivio de carga.

- La frecuencia, luego de la RPF, se estabiliza en valores similares para todos los casos de estudio. Esto se debe a que el estadismo del BESS es calculado para que la batería supla la misma contribución de potencia a la RPF, obtenida con las unidades de generación del S.N.I.
- El aporte a la RPF del sistema colombiano es mayor cuando no existe reserva en el sistema ecuatoriano y sólo aporta la batería. El mínimo valor de aporte del sistema colombiano se da en el Caso 2, cuando se combina la reserva rotante del sistema ecuatoriano con el BESS.

Tabla 3: Comparación de la respuesta RPF de los casos de estudio

Casos	Nadir		Estado estable (luego de la RPF)			
	Frecuencia Mínima	Aporte del sistema BESS	Frecuencia estable	Aporte del sistema colombiano	Aporte del sistema ecuatoriano	Aporte del sistema BESS
Caso 1	59.883 Hz	0 MW	59.966 Hz	132.151 MW	50.389 MW	0 MW
Caso 2	59.920 Hz	99.68 MW	59.968 Hz	126.605 MW	44.535 MW	15.463 MW
Caso 3	59.919 Hz	99.68 MW	59.966 Hz	131.960 MW	35.265 MW	24.092 MW
Caso 4	59.901 Hz	99.68 MW	59.962 Hz	149.392 MW	0.049 MW	50.096 MW

Adicionalmente, para el mismo evento de salida operación de una unidad de generación de Coca Codo Sinclair (187.5 MW), se realiza un análisis de la respuesta de frecuencia considerando la operación aislada del sistema eléctrico ecuatoriano y la conexión/desconexión del sistema BESS. Considerando la desconexión del BESS, en la Figura 8 se presenta la respuesta de frecuencia y el aporte a la RPF, con 100% de la reserva por parte de los generadores del sistema ecuatoriano. En esta figura se observa que, la frecuencia mínima (Nadir) cae hasta 59.648 Hz y se estabiliza en 59.760 Hz con el aporte de 155.22 MW por parte de los generadores del sistema ecuatoriano. Es importante destacar que, ante la magnitud de este evento, en operación aislada y con 100% de reserva, la frecuencia se recupera y se evita un posible colapso del sistema.

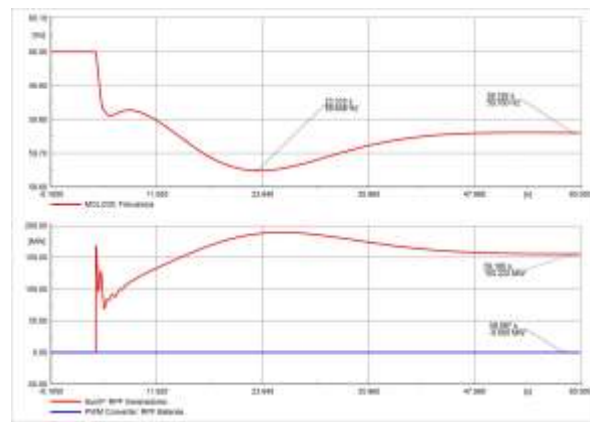


Figura 8: Frecuencia y RPF – Sin BESS y operación aislada

Esta situación mejora sustancialmente con la conexión del sistema de almacenamiento BESS, lo cual se puede observar en la Figura 9. En este caso, el Nadir se incrementa a 59.880 Hz y la frecuencia se estabiliza en un valor más alto de 59.944 Hz, esto debido a la operación combinada del sistema BESS y los generadores que aportan a la RPF. El sistema BESS aporta con toda su capacidad (99.682 MW), mientras que los generadores aportan con 78.779 MW. Para obtener una respuesta similar, en el caso sin batería sería necesario incrementar la reserva, involucrando sobrecostos operativos para el sistema eléctrico ecuatoriano.

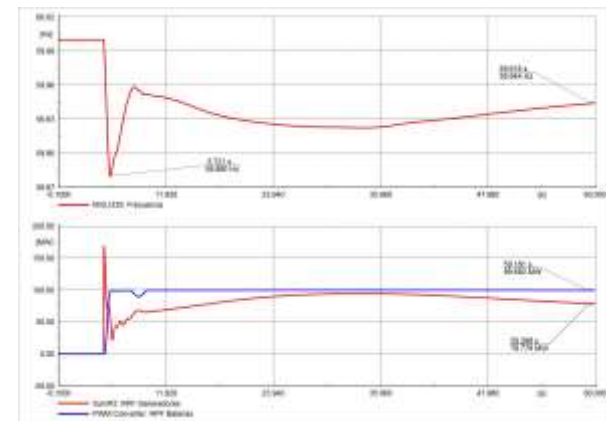


Figura 9: Frecuencia y RPF – Con BESS y operación aislada

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La planificación y operación de los sistemas eléctricos se enrumba a un nuevo concepto en el que el monitoreo y control se deberían ajustar dependiendo del progreso de los eventos en tiempo real. En este sentido, los desarrollos alcanzados por los BESS pueden constituirse como herramientas importantes para el control del equilibrio de generación-carga y la regulación de frecuencia y voltaje.

Por último, es importante destacar que el Operador Nacional de Electricidad CENACE y la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP han empezado a trabajar en un proyecto ambicioso para la sintonización de parámetros de los reguladores de velocidad (gobernadores) de las principales centrales de generación del país. En base a estos resultados, que modificarán la dinámica del sistema y que son esenciales para mejorar la confiabilidad del S.N.I, será necesaria la actualización de bases de datos para realizar estudios especializados ante la incorporación masiva de energías renovable y sistemas BESS.

En este documento se analiza las bondades de la implementación de BESS para el control $P-f$ en el sistema eléctrico ecuatoriano. Para ello, se modela en PowerFactory los componentes del sistema de almacenamiento en una base reducida del S.N.I., la cual considera los reguladores de velocidad, donde los generadores hidroeléctricos se parametrizan con un estatismo del 4% y los térmicos con 7%. Además, se modela el sistema colombiano mediante un equivalente, el cual cuenta con una impedancia, un generador y reguladores de velocidad y voltaje.

Mediante las simulaciones se comprobó que el aporte a la RPF puede realizarse de forma combinada entre unidades de generación del sistema ecuatoriano y el BESS. Se observó que en casos operativos extremos de baja hidraulicidad e indisponibilidad de generación, la batería puede suplir el déficit de reserva operativa del sistema ecuatoriano. Es importante destacar que la mejor respuesta de la frecuencia se da cuando se opera de forma combinada, con reserva y conexión del BESS, dado que, en este caso el Nadir mejora y se tiene, además, menor aporte del sistema colombiano, cuya importación no programada causa sobrecostos al sistema.

Para finalizar, se recomienda un análisis técnico-económico que considere la tecnología del sistema de almacenamiento y sobre costos operativos asociados a la reserva. Este análisis deberá realizarse para diferentes escenarios operativos que emulen las condiciones operativas actuales y futuras. Además, trabajos futuros podrán basarse en el uso de sistemas de control más sofisticados para el BESS, mismos que sean capaces de incluir señales de mercados, dinámica del sistema, vida útil de baterías y SOC.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Cepeda, S. Chamba, “Determinación del Modelo Estocástico del Estado de Carga de Baterías para el cómputo de Flujo de Potencia Probabilístico de Microrredes”, vol. 16, n.º 1, pp. 41-50 pp., jul. 2019.
- [2] Decreto Ejecutivo No. 238, Quito, Ecuador, Octubre de 2021.
- [3] O. Palizban, and K. Kauhaniemi, “Energy storage systems in modern grids – Matrix of technologies and applications”, *Journal of Energy Storage*, vol. 6, pp. 248-259, Mayo 2016
- [4] A. Oudalov, D. Chartouni, and C. Ohler, “Value analysis of battery energy storage applications in power systems” in *Proc. 2nd IEEE PES Power Systems Conf. Expo.*, Atlanta, GA, 2006, pp.2206-2211.
- [5] M. Liu, J. Chen y F. Milano, “On-Line Inertia Estimation for Synchronous and Non-Synchronous Devices”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, n.º 3, pp. 2693-2701, May 2021.
- [6] B. Xu, A. Oudalov, J. Poland, A. Ulbig y G. Andersson, “BESS Control Strategies for Participating in Grid Frequency Regulation”, de *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*, Cape Town, 2014.
- [7] K. Vu, R. Masiello, and R. Fioravanti, “Benefits of Fast-Response Storage Devices for System Regulation in ISO Markets”, *Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, July 2009.
- [8] A. Oudalov, D. Chartouni, and C. Ohler, “Optimizing a battery energy storage system for primary frequency control”, *Power Systems*, *IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 3, pp. 1259-1266, Aug. 2007.
- [9] T. Borsche, A. Ulbig, M. Koller, and G. Andersson, “Power and Energy Capacity Requirements of Storage Providing Frequency Control Reserves”, *Power Systems Laboratory*, ETH Zürich, to be presented at *IEEE PES General Meeting 2013*, Vancouver.
- [10] O. Mégel, J. Mathieu, and G. Andersson, “Substantial Draft: Provision of Fast Frequency Control by Energy Constraint Storage Units”, *Power Systems Laboratory*, ETH Zürich, to be presented at *IEEE PES ISGT Europe 2013*, Copenhagen.
- [11] L. Lam, “A Practical Circuit-based Model for State of Health Estimation of Li-ion Battery Cells in Electric Vehicles”, *Master’s Thesis*, TU Delft, August 2011.
- [12] L. Consiglio, G. Di Lembo, C. Noce, P. Eckert, A. Rasic, and A. Schuette, “Performances of the first Electric Storage System of Enel Distribuzione”, *22nd International Conference on Electricity Distribution*, Stockholm, June 2013.
- [13] V. Pop, H.J. Bergveld, D. Danilov, P.P. Regtien and P.H. Notten, “State-of-the-art of battery state-of-charge determination”, *Institute of Physics Publishing, Measurement Science and Technology*, Vol. 16, pp. 93-110, October 2005.
- [14] W. Y. Chang, “The state of charge estimating methods for battery: A review”, *ISRN Applied Mathematics*, pp. 1-7, July 2013.
- [15] N. Watrin, B. Blunier, and A. Miraoui, “Review of adaptive systems for lithium batteries state-of-charge and state-of-health estimation,” in *Proceedings of IEEE Transportation Electrification Conference and Expo*, pp. 1–6, Dearborn, Mich, USA, June 2012.
- [16] Y. Zhang, P. Yang, Z. Xu and J. Chen, “Smooth mode transition strategies of PV-BESS microgrids”, *IEEE 2nd International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE)*, pp. 709-716, September 2017.
- [17] Z. Tan, X. Li, L. He, Y. Li y J. H. Huang, “Primary frequency control with BESS considering adaptive SoC recovery”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 117, n.º September 2019, pp. 1-12, 2020.
- [18] M. Sanduleac, L. Toma, M. Eremia, V. A. Boicca, D. Sidea y A. Mandis, “Primary Frequency Control in a Power System with Battery Energy Storage Systems”, *Proceedings - 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC/I and CPS Europe 2018*, n.º 727481, pp. 1-5, 2018.
- [19] M. Fan, V. Vittal, G.T. Heydt and R. Ayyanar, “Probabilistic power flow analysis with generation dispatch including photovoltaic resources”, *IEEE Trans. on Power Systems*, 28(2), 1797-1805, 2013.
- [20] R. Kuga, M. Esguerra, B. Chabot, A. Avendano Cecena, “EPIC 2.05; Inertia Response Emulation for DG Impact Improvement”; *EPIC—Final Report*;

- Pacific Gas and Electric Company: San Francisco, CA, USA, 2019.
- [21] Aneke, M.; Wang, M.; “Energy storage technologies and real life applications – A state of art review”, *Applied Energy*, vol. 179, pp. 350-377, Octubre 2016.
- [22] D. Mejía-Giraldo, G. Velásquez-Gomez, N. Muñoz-Galeano, J. B. Cano-Quintero y S. Lemos-Cano, “A BESS Sizing Strategy for Primary Frequency Regulation Support of Solar Photovoltaic Plants”, *Energies*, vol. 12, n° 2, pp. 1-16, 2019.
- [23] B. Xu, Y. Shi, D. Kirschen y B. Zhang, “Optimal Battery Participation in Frequency Regulation Markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n° 6, pp. 6715-6725, 2018.
- [24] Low Carbon Company [Online]: <https://www.lowcarbon.com/ourportfolio/portfolio-overview/our-projects/glassenbury-storage-park/>
- [25] LSIS Co., *Futuring Smart Energy Leaflet*, Octubre 2016.
- [26] Hornsdale Reserve [Online]: <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>.
- [27] J. C. Cepeda, “Real-time Vulnerability Assessment of Electric Power Systems Using Synchronized Phasor Measurement Technology,” PhD Thesis, Universidad Nacional de San Juan, 2013.
- [28] P. Boonluk, A. Siritariwat, P. Fuangfoo, and S. Khunkitti, “Optimal Siting and Sizing of Battery Energy Storage Systems for Distribution Network of Distribution System Operators,” *Batteries*, vol. 6, no. 4, p. 56, Nov. 2020, doi: 10.3390/batteries6040056.
- [29] M. Ceraolo. *New Dynamical Models of Lead-Acid Batteries*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(4), November 2000.
- [30] DiGSILENT GmbH: <http://www.digsilent.de>.
- [31] N. K. Medora and A. Kusko. *Dynamic Battery Modeling of Lead-Acid Batteries using Manufacturer’s Data*. *Twenty-Seventh International Telecommunications Conference, INTELEC '05.*, 2005.
- [32] S. Sukumar, M. Marsadek, A. Ramasamy, and H. Mokhlis, “Grey Wolf Optimizer Based Battery Energy Storage System Sizing for Economic Operation of Microgrid,” *Proc. - 2018 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2018 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. EEEIC/ CPS Eur.* 2018, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/EEEIC.2018.8494501.
- [33] J. Martinez-Rico, I. R. de Argandoña, E. Zulueta, U. Fernandez-Gamiz, and M. Armendia, “Energy Storage Sizing Based on Automatic Frequency Restoration Reserve Market Participation of Hybrid Renewable Power Plants,” in *2021 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, 2021, pp. 1–6, doi: 10.1109/SEST50973.2021.9543235.
- [34] X. Luo et al., “Review of voltage and frequency grid code specifications for electrical energy storage applications,” *Energies*, vol. 11, no. 5, 2018, doi: 10.3390/en11051070.



Marlon Chamba.- Nació en Loja, Ecuador en 1982. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2007. En el año 2016, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de investigación son: Mercados de Energía, Confiabilidad, Calidad, Evaluación de la seguridad del SEP.



Walter Vargas. – Nació en Guayaquil, Ecuador en 1984. Recibió sus títulos de Ingeniero en Electricidad especialización Potencia (2007) en la Escuela Superior Politécnica del Litoral y el de Máster en Sistemas de Energía Eléctrica (2013) en la Universidad de Sevilla. Entre 2013 y el 2017 trabajó en la sección de Estudios Eléctricos del Departamento de Centro de Operación de CELEC EP – Transelectric. Actualmente se desempeña como especialista en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de interés incluyen la optimización, confiabilidad de sistemas de potencia, evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.



Diego Echeverría.- Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. En el año 2021, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente trabaja en el Operador Nacional de Electricidad CENACE de Ecuador como Subgerente Nacional de Investigación & Desarrollo. Sus áreas de interés son: Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Sistemas de medición sincrofasoriales PMU’s y Control de Emergencia de Sistemas de Potencia.



Jonathan Riofrio. - Nació en Quito, Ecuador. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana (UPS), Ecuador, en 2015 y de Master en Ciencias en Ingeniería Eléctrica de la Budapest University of Technology and Economics (BME), Hungría, en 2021. Sus campos de investigación incluyen: generación distribuida, movilidad eléctrica, emulación de inercia virtual y modelos de operación para la incorporación a la red de generación renovable.