






# Application of Grid Forming Control in Energy Storage Systems for Primary Frequency Regulation Case Study: Galapagos Islands

## Aplicación del Control Formador de Red en Microrredes con Sistemas de Almacenamiento de Energía para la Regulación Primaria de Frecuencia, Caso de Estudio: Islas Galápagos

A.E. Jacho<sup>1</sup>  0009-0004-0170-6010 C.X. Lozada<sup>1</sup>  0000-0002-6036-3124  
 D.E. Echeverría<sup>1</sup>  0000-0002-1743-9234 W.S. Sánchez<sup>1</sup>  0009-0009-1537-4850  
 M.S. Chamba<sup>2</sup>  0000-0001-6843-7151

<sup>1</sup>Operador Nacional de Electricidad, CENACE

E-mail: [ajacho@cenace.gob.ec](mailto:ajacho@cenace.gob.ec); [decheverria@cenace.gob.ec](mailto:decheverria@cenace.gob.ec); [wsanchez@cenace.gob.ec](mailto:wsanchez@cenace.gob.ec) [clozada@cenace.gob.ec](mailto:clozada@cenace.gob.ec)  
[mchamba@cenace.gob.ec](mailto:mchamba@cenace.gob.ec)

### Abstract

The Galapagos Islands present distinctive challenges in managing their electrical system due to their remote geographical position. Currently, their energy sources are limited to non-renewable energy and partially dependent on renewable energy sources like wind and solar power. The intermittence of these sources poses a threat to the stability and reliability of power systems. The battery energy storage systems (BESS) are a commonly adopted approach for promoting the stability of frequency and voltage in power systems. However, the effectiveness of these systems in accomplishing this objective is contingent on the type of controller and operation used in the storage system. Electrical energy storage systems implement two primary modes of operation; Grid Following and Grid Forming.

This paper focuses on the implementation and evaluation in different scenarios of the network-forming mode of operation of the storage system, with the purpose of contributing to the primary frequency regulation in the MRE of the Galapagos Islands. The results obtained demonstrate significant improvements in the stability of the MRE, and greater efficiency in primary frequency regulation.

**Index terms**— Battery Energy Storage, Grid Following, Grid Forming, Primary Frequency Regulation.

### Resumen

Las Islas Galápagos, debido a su ubicación geográfica aislada, enfrentan desafíos únicos en la gestión de su Microrred eléctrica (MRE), pues actualmente depende de energías no renovables y en una medida considerable de fuentes de energías renovables, como la energía solar y eólica. Estas fuentes de energía intermitentes, afectan la confiabilidad y estabilidad de la MRE. Una solución destacada en la actualidad es la implementación de los sistemas de almacenamiento de energía con baterías, pues estos sistemas aportan a la estabilidad de frecuencia y voltaje, sin embargo, estos aportes a la estabilidad de frecuencia y voltaje de la MRE están en función del tipo de controlador y operación que se emplee al sistema de almacenamiento. Existen dos modos de operación en sistemas almacenamiento de energía eléctrica; seguidor de red y formador de red.

Este trabajo se enfoca en la implementación y evaluación en diferentes escenarios, del modo de operación formador de red del sistema de almacenamiento, con el propósito de aportar a la regulación primaria de frecuencia en la MRE de las Islas Galápagos. Los resultados obtenidos demuestran las mejoras significativas en la estabilidad de la MRE, y una mayor eficiencia en la regulación primaria de frecuencia.

**Palabras clave**— Sistemas de almacenamiento de energía con baterías, Seguidor de red, Formador de red, Regulación Primaria de Frecuencia, Microrred

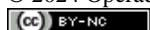
Recibido: 06-05-2024, Aprobado tras revisión: 11-06-2024

Forma sugerida de citación: Jacho, A.; Echeverría, D; Chamba, S.; Lozada, C; Sánchez, W. (2024). “Aplicación del Control Formador de Red en Sistemas de Almacenamiento de Energía para la Regulación Primaria de Frecuencia Caso de Estudio: Islas Galápagos”. Revista Técnica “energía”. No. 21, Issue I, Pp. 94-104

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.662>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación es de acceso abierto bajo una licencia Creative Commons



## 1. INTRODUCCIÓN

La conexión de centrales fotovoltaicas y eólicas exigen una evaluación adecuada de la estabilidad, es decir, el uso masivo de fuentes de energía renovables puede conducir a problemas en la MRE, es por ello que la integración de sistemas de almacenamiento con baterías en MRE, emergen como una solución innovadora para abordar desafíos significativos en la generación distribuida. En el caso particular de las Islas Galápagos, el cual está geográficamente aislado, la eficiencia y estabilidad de su MRE son fundamentales para el buen vivir de sus habitantes y desarrollo como sociedad [1].

La justificación de este trabajo está en la complejidad que presenta la red eléctrica de las Islas Galápagos en relación de generación y distribución de energía. La red eléctrica de Galápagos para satisfacer sus necesidades energéticas, tiene un perfil de generación de electricidad donde el 85.43% de la generación total procede de generadores térmicos, mientras que la parte restante de la generación la cubren la eólica (8.58%) y la solar (5.99%) acorde [2]. Y son estas fuentes de generación renovable (eólica y solar) que, al depender de un recurso energético intermitente, conlleva a variaciones en la calidad del suministro eléctrico y provocar inestabilidad de la red eléctrica, provocando apagones y desperdicio de recursos de energía renovable [3]. Además de mencionar que las Islas Galápagos se enfrentan a restricciones en la expansión de la capacidad de generación convencional debido a preocupaciones medioambientales [4].

Con estas condiciones mencionadas anteriormente, el estado ecuatoriano promueve con el Artículo 3 del Decreto 238 que “El sector eléctrico será eficiente, competitivo, sostenible, ambientalmente responsable basado en la innovación, garantizando la seguridad jurídica y potenciando la inversión privada”. Además, en este mismo Decreto 238 se menciona al almacenamiento de energía en el Artículo 1 como un servicio público [5].

Y bajo estos antecedentes, en el presente trabajo se analiza la implementación del sistema de almacenamiento basados en baterías cuyo modo de operación llamado Formador de Red (Grid-Forming sus siglas en inglés GFM) que se empleará para el control de frecuencia y potencia activa en la red eléctrica modelada en software PowerFactory, este sistema BESS permitirán gestionar la variabilidad inherente de las fuentes de energía renovable y mejorar la confiabilidad de la red, en especial para la regulación primaria de frecuencia.

Esta tecnología se ha desplegado en algunas MRE y otros están en construcción, un ejemplo de ellos es el proyecto denominado *Hornsedale*, ubicado en el Sur de Australia, pues brinda servicios de inercia a escala de red, con una capacidad de 150 MW/193 MWh y su modo de operación es GFM, el tiempo de pruebas para esta implementación fue de dos años previo a la aprobación por parte del Operador del Mercado Energético de

Australia, quienes mencionan que este modo de operación es fundamental para una transición exitosa de una red eléctrica basada en carbón a una que puede ser completamente de energías renovables [14].

Otro ejemplo de una MRE a la cual se está implementando este tipo de tecnología y que actualmente se encuentra en desarrollo, está ubicado en Nueva Gales del Sur, el proyecto denominado *AGL Broken Hill* cuenta con una capacidad de 50 MW/ 50 MWh, la necesidad de implementar este modo de operación surge a partir de la disminución de la fortaleza de la MRE, es decir, la inercia del sistema, puesto que está impactando una mayor inversión en energías renovables [15]. Las inercias de estos sistemas de generación renovable son de valores pequeños, y eso convierte a la MRE en un sistema vulnerable ante cualquier evento dinámico que involucre la respuesta inercial del sistema, en otras palabras, que la frecuencia opere en valores y rangos no deseados, es decir, fuera del rango de operatividad. Los BESS se destacan por su capacidad de respuesta rápida, lo que los hace especialmente idóneos para aplicaciones de RPF, esta última se caracteriza por demandar tiempos de respuestas menores a 30 segundos.

El presente trabajo se encuentra organizado de la siguiente forma: en la sección 2 se desarrolla el estado del arte y modos de operación del BESS, en la sección 3 se presentan aplicaciones del BESS con sus modos de operación Formador de Red y Seguidor de Red (Grid-Following sus siglas en inglés GFL) en redes eléctricas de potencia, la sección 4 se detalla la modelación del BESS, controladores, eventos dinámicos y escenarios en la red eléctrica de Galápagos sobre la cual se evaluará el comportamiento del BESS. En la sección 5 se muestran los resultados obtenidos de la simulación y finalmente en la sección 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones.

## 2. MODO DE OPERACIÓN DE INVERSORES

En esta sección se describen los modos de operación de los inversores, los cuales son GFL y GFM. A continuación, se da el detalle del funcionamiento de cada uno de ellos.

### 2.1 Inversor tipo Seguidor de Red

La mayoría de inversores utilizados en aplicaciones de MRE emplean un controlador de tipo GFL. El enfoque de este control implica la regulación de la magnitud de la corriente de salida y el ángulo de fase en relación con el voltaje de la red eléctrica. El controlador ajusta la corriente de salida del inversor para inyectar la potencia activa y reactiva requerida. No obstante, este tipo de inversor depende de la red eléctrica para proporcionar tanto el voltaje como la frecuencia al sistema, lo que implica que opera en sincronización con la red eléctrica principal. En otras palabras, sigue las señales de voltaje y frecuencia de la red eléctrica a través de un dispositivo

conocido como "sincronizador de fase" (Phase-Locked Loop sus siglas en inglés PLL), que mide tanto la frecuencia como el ángulo del voltaje de la red eléctrica.

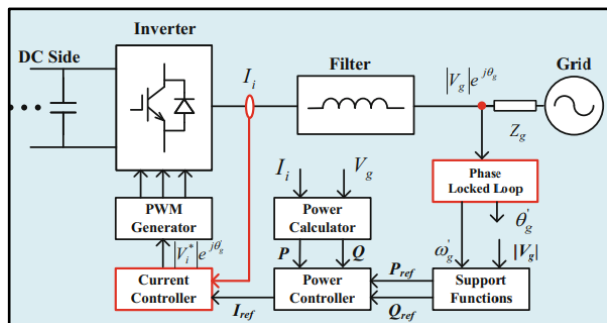


Figura 1: Diagrama de bloques – Seguidor de Red (Fuente: [6])

En la Figura 1 en la parte izquierda se muestra dentro de un rectángulo de color rojo la representación del controlador de corriente, este lazo de control interno es el que se encarga de controlar la corriente inyectada por el inversor, mientras que en la parte derecha se muestra dentro de un rectángulo de color rojo el “Phase Locked Loop” que es la representación del PLL, cuya función es sincronizar el inversor con la red eléctrica.

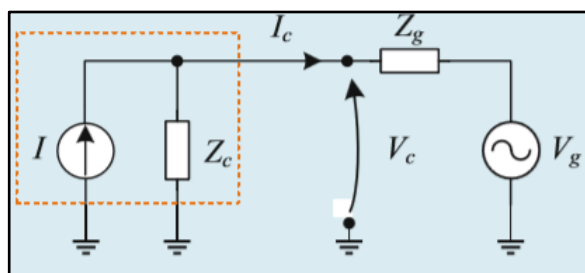


Figura 2: Circuito equivalente – Seguidor de Red (Fuente: [6])

Un inversor tipo GFL se puede representar como una fuente de corriente controlada, que inyecta a la red eléctrica una potencia activa y reactiva. Ver Figura 2. Una característica que tiene este tipo de inversor es controlar la corriente del inversor para inyectar potencia activa y reactiva, con ello se puede aplicar controles de soporte a la red eléctrica, como Potencia-Frecuencia o Reactiva-Voltaje, sin embargo, solo funciona de manera confiable si hay suficiente energía de cortocircuito en la red eléctrica, la cual es proporcionada por generadores síncronos. Adicional, este tipo de control no tiene participación en la regulación primaria de frecuencia, y es porque su funcionalidad está basada en inyectar el máximo valor de potencia activa disponible a la red, bajo esta forma de operar no mantiene reservar para enfrentar naturalmente los desbalances ocasionados por la demanda y generación [7].

Una desventaja de este tipo de inversor es que ante la ausencia de una máquina síncrona la cual genera la amplitud de voltaje y frecuencia conectada a la red eléctrica, no podrá funcionar en modo isla, es decir, una red eléctrica débil (baja inercia) afectará la estabilidad del inversor.

## 2.2 Inversor tipo Formador de Red

Este esquema de control es utilizado en fuentes de generación basada en convertidores, lo que trata es replicar la sincronización que realiza la máquina síncrona la cual no tiene un PLL, sino que la hace basado en cantidades eléctricas, un GFM tiene que comportarse como una máquina síncrona, y por eso el modelado de este esquema de control es de una fuente de voltaje detrás de una reactancia.

El esquema GFM tiene una función objetivo, que es controlar el inversor, tal que se comporte como una fuente de voltaje estableciendo un fasor, donde la magnitud y el ángulo es controlado, similar como lo haría una máquina síncrona en el punto de conexión de la red eléctrica, naturalmente siguiendo valores referentes específicos. Y al tener esta capacidad, puede participar en la regulación de voltaje, frecuencia empleando el Control Droop [8], sin requerir del aporte de una máquina síncrona que se encuentre operativa en la red eléctrica.

Bajo estos antecedentes, la representación de este tipo de inversor es una fuente de voltaje alterna que tiene una impedancia de bajo valor acoplada al punto de conexión, este valor de impedancia juega un rol muy crítico en controlar la inyección de potencia activa y reactiva. Ver Figura 3.

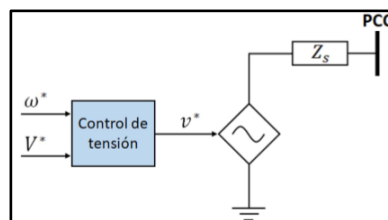


Figura 3: Circuito equivalente Formador de Red (Fuente: [7])

Tenemos que:

$$P = \frac{EV}{X_L} \sin \delta_p \approx \frac{EV}{X_L} \delta_p \quad (1)$$

Donde:

- P: Potencia activa transferida entre dos nodos
- E y V: Voltajes en los dos extremos de la conexión
- XL: Reactancia de la línea o acople
- δp: diferencia de ángulos de los voltajes extremos

Cuando la diferencia angular entre el voltaje del inversor y el punto de conexión común (PCC) en la red eléctrica es diferente de cero, esto significa que el inversor no está en sincronía con la red eléctrica. Bajo esta situación tenemos:

- Sí  $\delta_p > 0$ , la función seno será positiva, esto significa que se transfiere potencia activa desde el inversor hacia la red eléctrica
- Sí  $\delta_p < 0$ , la función seno será negativa, esto significa que se transfiere potencia activa desde la red eléctrica hacia el inversor

Un inversor que no está en sincronía con la red eléctrica, puede generar o absorber potencia activa dependiendo de la dirección de la diferencia angular, este comportamiento es típico en situaciones en las que el inversor está operando de manera autónoma o en sistemas aislados donde no está en sincronía con una red eléctrica. A diferencia con el tipo de inversor visto en la Sección 2.1, este no tiene un medio de sincronización con la red eléctrica, es decir, no posee PLL. Sin embargo, tiene un control de voltaje el cual se encarga de recibir como señal de referencia el voltaje de la red eléctrica junto a un valor de voltaje configurado. Ver Figura 4

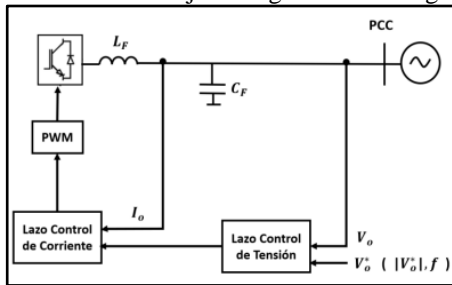


Figura 4: Diagrama de bloques – Formador de Red (Fuente: [9])

Este lazo de control de voltaje recibe señal de entrada el voltaje proveniente del punto de conexión de la red eléctrica, luego, el control de tensión permite regular la magnitud del voltaje y la frecuencia de salida, mientras que el lazo de control de corriente recibe como señal de entrada la corriente proveniente de la salida del inversor, este controlador regula la corriente inyectada por el inversor a través del modulador de ancho de pulso.

Además, existen diferentes formas de crear un GFM los cuales están basados en los siguientes modelos:

- Modelos basados en las formas de operación del generador eléctrico
- Modelos basados en la ecuación de oscilación
- Definiendo una regla de control, es decir, cambios de la potencia basados en cambios de la frecuencia

Con estas diferentes formas de crear un GFM, se tiene los esquemas de control más comunes y propicios que son:

- Control Droop
- Máquina Virtual Síncrona

### 2.2.1 Control Droop

Este control es el más utilizado en este tipo de inversor y que usualmente es empleado en Microrredes aisladas. Este tipo de control habilita al inversor para ser controlado similar a un generador síncrono, que posee sus características Droop, y que actúe cuando exista un evento dinámico, por ejemplo, cuando existe la salida de un generador, la caída de frecuencia tendrá un aporte en la RPF por parte del BESS con su modo de operación GFM con control Droop.

Este esquema de control básicamente crea una relación entre la frecuencia y potencia, siguiendo una pendiente dada por la ecuación (2):

$$\omega_{gen} = \omega_{ref} - m_p(P_{out} - P_{in}) \quad (2)$$

Donde:

$\omega_{gen}$ : frecuencia angular del generador

$\omega_{ref}$ : frecuencia angular de referencia

$m_p$ : pendiente frecuencia potencia

$P_{out}$   $P_{in}$ : potencia de salida y entrada

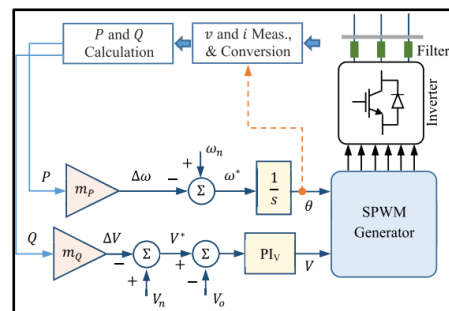


Figura 5: Control Droop (Fuente: [10])

En la Figura 5 se muestra en bloques las ecuaciones que forman el control Droop Frecuencia-Potencia y Voltaje-Potencia reactiva.

### 2.2.2 Máquina síncrona virtual

Este control permite emular dentro de sus ecuaciones el comportamiento físico de las máquinas síncronas reales incluyendo las ventajas que tiene GFM acorde [11], para lograr aquello, se reemplaza la inercia mecánica en la ecuación de oscilación basada en potencias.

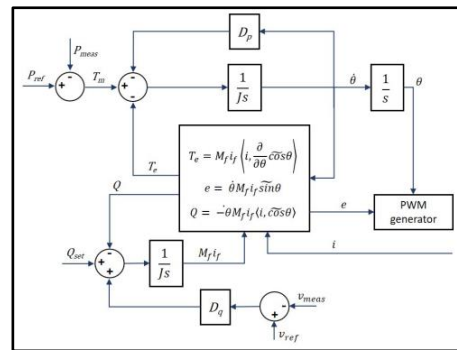


Figura 6: Control Máquina síncrona virtual (Fuente: [12])

En la Figura 6 se muestra los bloques que realizan la emulación del comportamiento de una máquina síncrona. Para lograr esta emulación se tiene dos partes; una eléctrica y otra mecánica. La parte mecánica es definida por la ecuación de oscilación donde se incluye el momento de inercia y una proporcionalidad de la desviación de la velocidad. Y la parte eléctrica que está definida por los enlaces de flujo y corrientes. Básicamente se replica el comportamiento de la máquina



síncrona, usando una forma de mímica de algunos de los procesos dinámicos de la máquina síncrona.

### 3. APLICACIÓN MODO CONTROL FORMADOR DE RED EN LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

Esta sección detalla la participación del modo de control GFM en la actuación de la RPF.

La RPF es un aspecto fundamental en la operación de los SEP, asegurando que la generación y la demanda de energía estén en equilibrio, en otras palabras, cuando la demanda de energía supera o cae por debajo de la generación de energía, la frecuencia de la red se desvía del valor nominal. La RPF actúa para restaurar la frecuencia a su valor nominal, al ajustar la generación de energía inmediatamente después de una perturbación, caso contrario, es decir que no se logre restaurar a su valor nominal, sus consecuencias son daños o provocar mal funcionamiento en equipos eléctricos; o activar las desconexiones de carga por acción de los relés de baja frecuencia [13].

Un sistema BESS que opera con el esquema de control GFM puede contribuir a la RPF al inyectar o absorber potencia activa hacia la MRE, cuando la frecuencia disminuye, y esto debido al aumento en la demanda eléctrica, el BESS puede inyectar potencia activa a la MRE para estabilizar la frecuencia. De manera similar, si la frecuencia aumenta debido a una disminución de carga, el BESS puede absorber energía, naturalmente estas acciones brindadas por parte del BESS a la RPF estará en función del estado de carga en el que se encuentre la batería de almacenamiento y la topología de la red eléctrica.

### 4. MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DEL MODO OPERACIÓN FORMADOR DE RED

En esta sección se detalla las consideraciones e hipótesis previo a realizar el modelado de la MRE de Baltra-Santa Cruz de las Islas Galápagos, así como también el controlador GFM con su respectiva batería.

#### 4.1. Sistema eléctrico Baltra- Santa Cruz

El sistema eléctrico de Baltra-Santa Cruz pertenecientes a las Islas Galápagos, se encuentra conformado por las centrales de generación Santa Cruz (térmica), Puerto Ayora (Fotovoltaica) y Baltra (componente fotovoltaico y eólico), y su carga principalmente se encuentra ubicada en la Isla Santa Cruz. Para interconectar los sistemas de Baltra y Santa Cruz se usa una línea de subtransmisión a 34.5 kV. A continuación, se describen características de los generadores eléctricos:

Tabla 1: Generadores Térmicos

Generador	Cantidad	Capacidad [MW]
Hyundai	6	1.67
Caterpillar 3512	2	0.65
Caterpillar 3516	1	1.1

Tabla 2: Generadores Eólicos y Solares

Generador	Cantidad	Capacidad [MW]
Unison	3	0.75
PV Santa Cruz	1	1.5
PV Baltra	1	0.067

El sistema de subtransmisión es de 34.5 kV, la distribución es a nivel de 13.8 kV con líneas aéreas y soterradas, así como sus características generales se indican a continuación:

Tabla 3: Características del sistema de distribución y subtransmisión

Sistema	Voltaje	Longitud [km]	Tipo
Subtransmisión	34.5 [kV]	49	Aéreo, soterrado y submarino
Distribución MV	13.8 [kV]	22	Aéreo y soterrado
Distribución BV	220/127 – 240/120 [V]	0.067	Aéreo y soterrado

Se ha considerado el modelado de los reguladores de velocidad y voltaje en los generadores térmicos, para conseguir un comportamiento en estado dinámico aceptable en el sistema eléctrico de potencia dentro de los límites de estabilidad de frecuencia y voltaje.

A continuación, en la Figura 7 se muestra la ubicación de cada fuente de energía renovable y térmica existente, que sirven para suplir la carga de energía eléctrica en Galápagos.

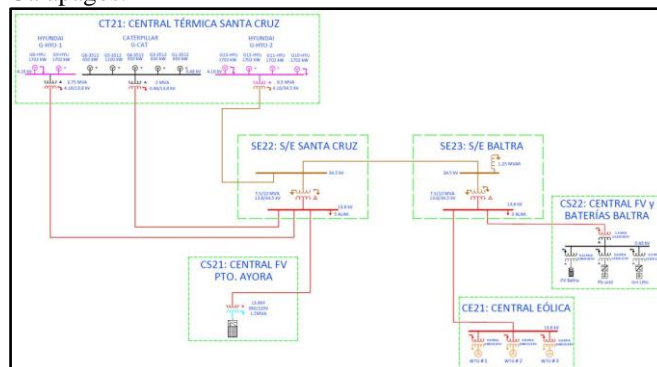


Figura 7: Diagrama Unifilar Microrred Baltra - Santa Cruz Islas Galápagos

#### 4.2. Modelado del sistema de almacenamiento en baterías en Baltra y Puerto Ayora

En esta sección se detalla el modelamiento del BESS junto con sus características técnica y operativas.

La ubicación y conexión del sistema BESS es en la barra de Baltra a un nivel de voltaje de 34.5 kV, tal como se muestra en la Figura 8. El BESS se modela como generador estático en el software PowerFactory, pues estos generadores estáticos son representados como fuentes de voltaje o corriente, bajo esta primicia, la representación es acorde a la sección 2.2 la fuente de voltaje.



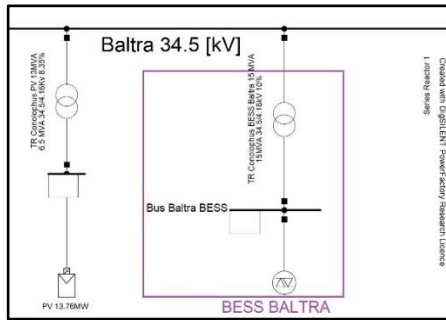


Figura 8: Modelo Sistema BESS- Baltra

La capacidad del BESS modelado se muestra en la Tabla 4:

Tabla 4. Características del BESS - Baltra

Parámetros	Valor
Potencia Activa	11.335 kW
Energía a entregarse	34.005 kWh
Potencia Aparente	15 MVA

A continuación, en la Figura 9 se muestra la estructura del controlador GFM, realizado en lenguaje DSL:

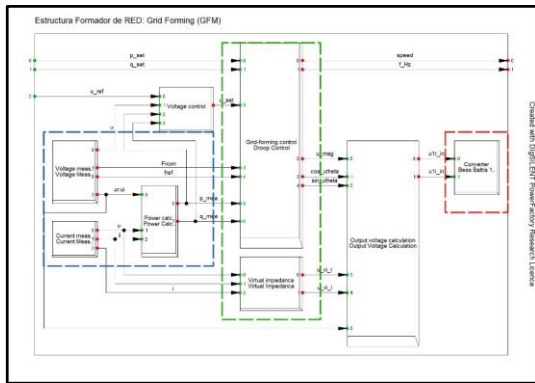


Figura 9: Estructura de Control GFM

En la Figura 9 se muestra de color azul la representación de los bloques de medición de corrientes, voltajes, potencia activa y reactiva, mientras que de color verde se muestra los bloques de control del inversor, impedancia virtual y cálculo de salida de voltaje los cuales se conectan al bloque que representa la batería color rojo. Esta estructura de control es usada de la librería de PowerFactory y acoplada a la MRE de Galápagos.

A continuación, en la Figura 10 se muestra el sistema de control basado en la regulación de estatismo de potencia activa y reactiva acorde [17]

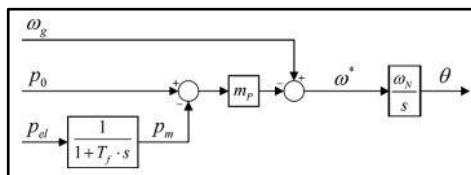


Figura 10: Diagrama de control Potencia-Frecuencia del BESS

El dimensionamiento apropiado del sistema BESS para su integración en la RPF está vinculado a factores

tales como el desequilibrio entre la generación y la demanda, la demanda energética en tiempo real y costos operativos de la red eléctrica

El otro sistema BESS ubicado en la barra Puerto Ayora a un voltaje de 0.69 kV, tal como se muestra en la Figura 11. Este BESS en su modelo contiene un rectificador/inversor para transformar el voltaje continuo proveniente de la fuente de voltaje corriente continua en un voltaje alterno que conecta a la barra Puerto Ayora. Este modelo está en las librerías y plantillas del software PowerFactory, bajo esta primicia, la representación es acorde a la sección 2.2 la fuente de corriente, puesto que su modo de operación es GFL.

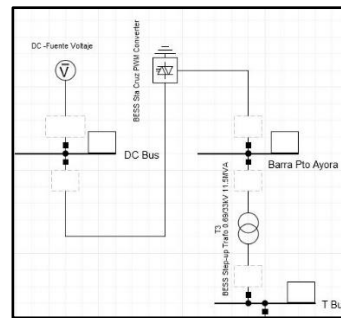


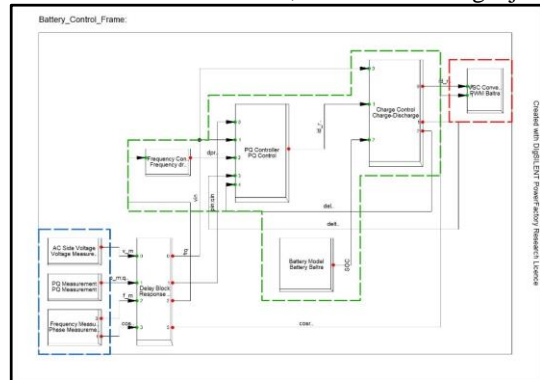
Figura 11: Modelo Sistema BESS- Puerto Ayora

La capacidad del BESS modelado se muestra en la Tabla 5:

Tabla 5: Características del BESS – Puerto Ayora

Parámetros	Valor
Potencia Activa	5.933 kW
Energía a entregarse	7.000 kWh
Potencia Aparente	7.5 MVA

A continuación en la Figura 12 se muestra la estructura del controlador GFL, realizado en lenguaje



DSL:

Figura 12: Estructura de Control GFL

En la Figura 12 se muestra de color azul la representación de los bloques de medición de voltajes, potencia activa y el medidor PLL, mientras que de color verde se muestra los bloques de control de carga, frecuencia, potencia, modelo de batería. Se conectan al bloque de color rojo que representa el rectificador/inversor de este modelo de control. Esta estructura de control es usada de la librería de PowerFactory y acoplada a la MRE de Galápagos.

### 5. RESPUESTAS DE LOS MODOS DE OPERACIÓN

En esta sección se muestran las respuestas de las señales eléctricas como frecuencia, potencia activa proveniente del BESS de Baltra y Puerto Ayora, para cada modo de operación.

#### 5.1. Modo Seguidor de Red

En esta sección se detallan las respuestas obtenidas de la simulación ante el mismo evento dinámico realizado en la sección 5.1, sin embargo, se ha considerado para estos escenarios, la operación de generadores síncronos con la finalidad que el PLL perteneciente al controlador GFL, tenga las señales eléctricas de frecuencia y potencia a seguir. El análisis realizado está focalizado en la RPF. Los escenarios de análisis se describen a continuación en la Tabla 6

Tabla 6. Escenarios de análisis

Casos	Escenarios	Consideraciones
Caso 1	95% Renovable – 1 un. Generación Térmica Hyundai	Considerando el 95% de carga del BESS Puerto Ayora.
Caso 2	80% Renovable – 2 un. Generación Térmica	Considerando el 80% de carga del BESS Puerto Ayora.
Caso 3	50% Renovable – 1 un. Generación Térmica	Considerando el 50% de carga del BESS Puerto Ayora.
Caso 4	25% Renovable – 2 un. Generación Térmica	Considerando el 25% de carga del BESS Puerto Ayora.

En el caso 1, tenemos la contribución del generador térmico Hyundai, a continuación, en la Figura 20 se presenta la respuesta de frecuencia y el aporte de potencia activa proveniente de la batería que contribuye a la MRE al operar en modo GFL.

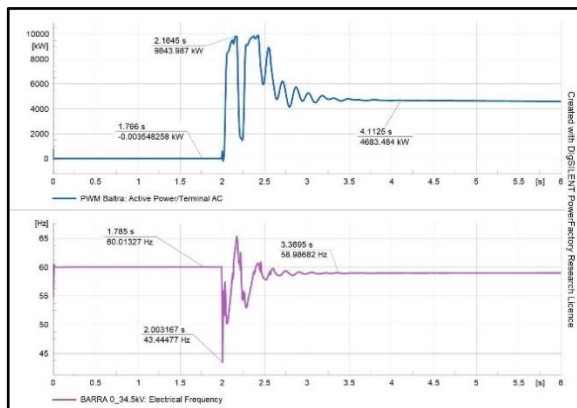


Figura 13: Caso 1 - Señal de Frecuencia y Potencia Activa empleando Control GFL

En la Figura 13 de color azul se representa la curva de la potencia activa que entrega el BESS instalado en Baltra a la MRE, el tiempo de respuesta del aporte con potencia activa es alrededor de 1.5 segundos y se establece con un valor de 4683.48 kW. En el análisis de este caso, se evidencia que la frecuencia experimenta una disminución hasta alcanzar un valor bajo, atribuido a la pérdida de generación fotovoltaica, concretamente

5960.82 kW. La respuesta inercial asociada a esta situación es notablemente reducida, lo que ocasiona que la señal de frecuencia descienda hasta los 43.444 Hz. Este descenso se atribuye a la falta de respuesta inercial de la MRE. Esto se debe a la baja inercia de la unidad de generación térmica, estimada en 0.338 segundos, sin embargo, luego de haber pasado 1.3 segundos se recupera la frecuencia a un valor de 58.986 Hz y esto debido al aporte del control de regulador de velocidad que posee la unidad de generación térmica Hyundai Ver Figura 14.

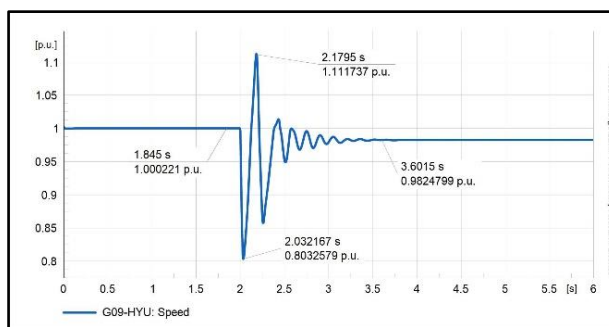


Figura 14: Caso 1 - Señal de velocidad de la unidad Generación Térmica

A continuación, para los diferentes casos de estudio, se presenta el aporte la RPF por parte de los sistemas BESS operando en conjunto con los generadores térmicos:

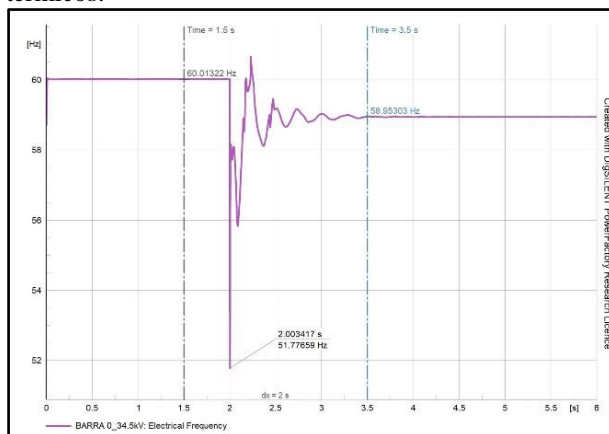


Figura 15: Caso 2 - Señal de Frecuencia empleando Control GFL

Para este caso 2, se tiene el aporte de la inercia de dos unidades de generación térmica Hyundai, es decir una inercia equivalente de 0.676 segundos, en la Figura 15 de color morado se puede observar el comportamiento de la frecuencia, la cual cae a un valor de 51.776 Hz y se logra estabilizar en un tiempo de 1.5 segundos a un valor de 58.953 Hz.



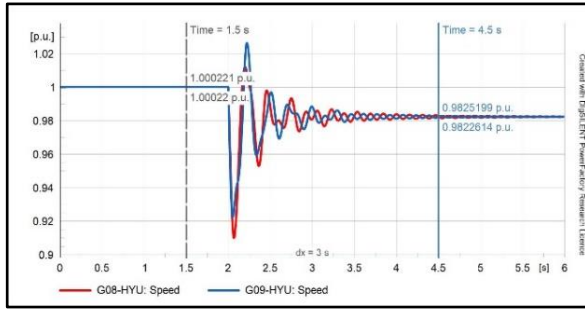


Figura 16: Caso 2 - Señal de velocidad de las 2 unidades de Generación Térmica

La Figura 16 muestra el comportamiento de las señales de velocidad de las unidades de generación térmica *Hyundai* ante este evento dinámico, logran estabilizarse a los 4.5 segundos.

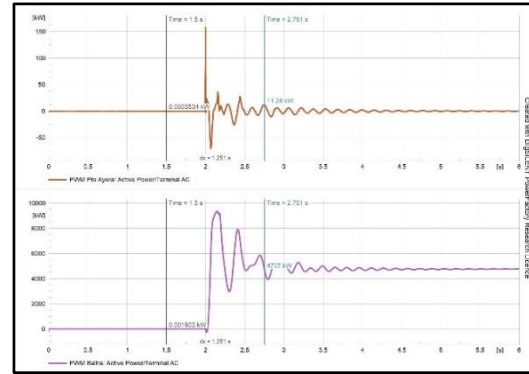


Figura 19: Caso 4 - Potencia Activa BESS-Puerto Ayora y Baltra

En la Figura 19 se puede observar el comportamiento de la señal de potencia activa proveniente del BESS ubicado en Puerto Ayora y Baltra. No obstante, resulta evidente que la aportación de potencia activa del BESS en Puerto Ayora es notablemente reducida, atribuible a su estado de carga de 25%.

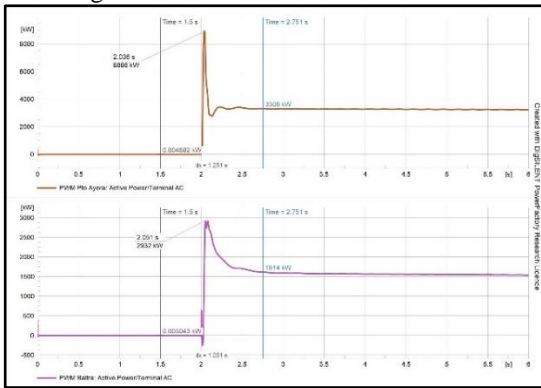


Figura 17: Caso 2 - Potencia Activa BESS-Puerto Ayora y Baltra

La Figura 17 evidencia la rápida respuesta de la potencia activa proveniente del BESS Puerto Ayora y Baltra, de color naranja la señal de potencia activa del BESS Puerto Ayora, con una inyección de 3306 kW a la MRE, mientras que de color morado la señal de potencia activa del BESS Baltra con una inyección de 1614 kW a la MRE.

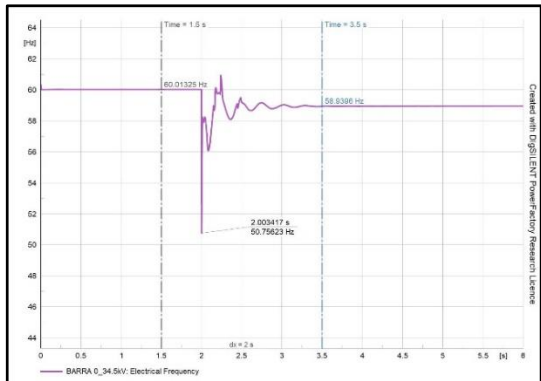


Figura 18: Caso 4 - Señal de Frecuencia empleando Control GFL

Para este caso 4, en la Figura 18 muestra el comportamiento de la señal de frecuencia, la respuesta inercial en la MRE provoca una disminución de la frecuencia, alcanzando un valor de 50.756 Hz. Cabe destacar que este fenómeno se ve acentuado por la falta de inercia en la MRE.

## 5.2. Modo Formador de Red

En esta sección se detallan las respuestas obtenidas de la simulación ante un evento dinámico, se ha considerado como evento de frecuencia la salida de operación del sistema fotovoltaico como unidad de generación en la Isla Baltra con despacho de 5960.82 kW. Cabe mencionar que el análisis realizado está focalizado en la RPF. Los escenarios de análisis se describen a continuación en la Tabla 7 :

Tabla 7: Escenarios de análisis

Casos	Escenarios	Consideraciones
Caso 1	100% Renovable - Sin Generación Térmica	Considerando el 100% de carga del BESS Puerto Ayora y Baltra.
Caso 2	80% Renovable - Generación Térmica	Considerando el 80% de carga del BESS Puerto Ayora y Baltra.
Caso 3	50% Renovable - Generación Térmica	Considerando el 50% de carga del BESS Puerto Ayora y Baltra.
Caso 4	25% Renovable - Generación Térmica	Considerando el 25% de carga del BESS Puerto Ayora y Baltra.

En el caso 1, se ha considerado el aporte de generación renovable al 100%, es decir, no hay contribución de los generadores térmicos, a continuación, en la Figura 20 se presenta la respuesta de frecuencia y el aporte de potencia activa proveniente de la batería que contribuye a la MRE al operar en modo GFM.

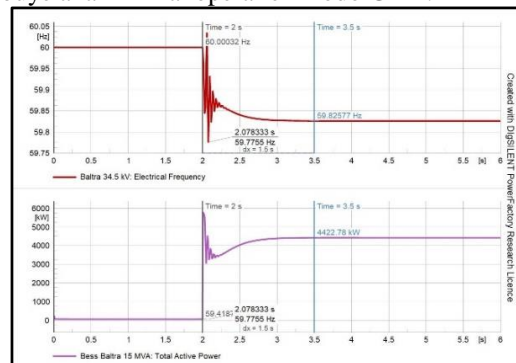


Figura 20: Señal de Frecuencia y Potencia Activa empleando Control GFM



En la Figura 20 de color rojo se puede observar el comportamiento de la frecuencia, esta cae a un valor de 59.775 Hz y se logra estabilizar en un tiempo de aproximadamente 1.5 segundos a un valor de 59.825 Hz, de color morado se representa la curva de la potencia activa que entrega el BESS instalado en Baltra, con un valor de 4422.78 kW, en este caso no hay aporte por parte de la generación térmica a la RPF.

A continuación, para los diferentes casos de estudio, se presenta el aporte la RPF por parte de los sistemas BESS operando en conjunto con los generadores térmicos:

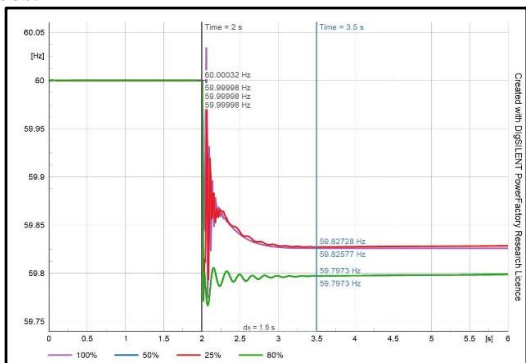


Figura 21: Señal de Frecuencia en diferentes casos

En la Figura 21 se muestra el comportamiento de la señal de frecuencia ante los diferentes casos mencionados en la Tabla 7. Se puede observar que entre mayor sea el valor en porcentaje del estado de carga del BESS de Puerto Ayora, el modo GFM logra estabilizar la señal de frecuencia de forma rápida a valores que están dentro del rango de 5% de desviación de frecuencia.

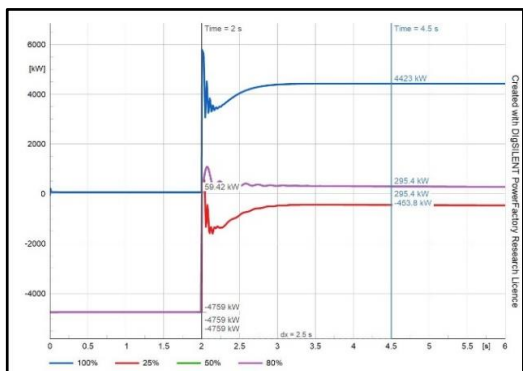


Figura 22: Potencia Activa BESS-Baltra en diferentes casos

En la Figura 22 y Figura 23 se muestra el comportamiento de la potencia activa ante los diferentes casos mencionados en la Tabla 7. proveniente de los sistemas BESS de Baltra y Puerto Ayora, estos contribuyen al sistema eléctrico de potencia al inyectar dentro de muy pocos segundos (alrededor de 500 milisegundos) un nivel de potencia activa tal como se muestra en las figuras mencionadas que permite contribuir a la RPF. Podemos notar que las señales de potencia activa se estabilizan de tal manera que se contribuye a la pérdida de despacho por parte de la generación fotovoltaica, es decir, 5960.82 kW.

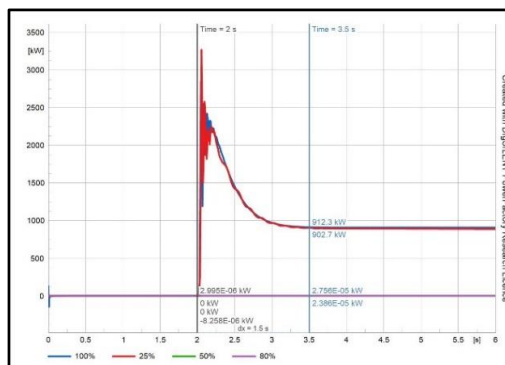


Figura 23: Potencia Activa BESS-Puerto Ayora en diferentes casos

A continuación, en la Tabla 8 se muestra el valor mínimo de frecuencia (Nadir) y el aporte de la potencia activa por parte de los sistemas BESS de Baltra y Puerto Ayora.

Tabla 8: Aporte del Sistema BESS a la RPF

Casos	Nadir	
	Frecuencia Mínima	Aporte del sistema BESS Baltra y Puerto Ayora
Caso 1	59.775 Hz	5740 kW
Caso 2	59.766 Hz	1082 kW
Caso 3	59.766 Hz	1082 kW
Caso 4	59.772 Hz	3749.08 kW

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este trabajo propone la implementación del modo de operación GFM de un BESS ubicado en la Isla Baltra, sin embargo, para ello se procede mediante simulación hacer la implementación de las dos tecnologías de control mencionadas en las primeras secciones, es decir, GFL y GFM, con el objetivo de realizar una comparación técnica en cuanto a su aplicación en MRE y el aporte a la RPF. Tal como se observa en los resultados de la sección cinco, ante un evento de pérdida de generación el modo de control GFM caso 1, posee la capacidad de recuperar la frecuencia de la MRE e inyectar potencia activa desde su punto de conexión a diferencia del caso 2 usando control GFL el cual requiere tener operando en la MRE una unidad de generación térmica, y esto debido a tener una referencia a seguir mediante su bloque de control PLL, con estos resultados obtenidos queda comprobado que el control GFM no necesita la operación de unidades de generación térmica para tener un aporte de respuesta inercial durante la RPF, la diferencia del modo de control GFL radica en que esta requiere de seguir las señales de frecuencia y ángulo de voltaje de una unidad de generación convencional en operación lo cual lo logra mediante su bloque de control PLL.

El aporte de este trabajo al incorporar ambas tecnologías, es demostrar la capacidad de respuesta que tiene el control GFM sobre el GFL en la MRE al realizar RPF, y mitigar mediante el uso de convertidores de electrónica de potencia el aporte a la RPF por parte de las unidades de generación térmica la cual emplea combustibles fósiles, y que provocan naturalmente



contaminación al medio ambiente. Además, por medio de la simulación realizada en el software PowerFactory este esquema establece la magnitud de voltaje y fase ángulo, ante la operación en escenarios donde se encuentre una alta penetración de fuentes de energías renovables no convencionales las cuales tienen convertidores.

En la actualidad, es muy común por parte de la generación de energías renovables no convencionales operar en modo GFL, el cual es muy aceptado dentro de las MRE, sin embargo, una desventaja es que requiere de una máquina síncrona a la cual seguir, es decir, mediante su seguidor de fase PLL seguirá las señales de voltaje y frecuencia tal como se lo detalla en la sección 2.1. A diferencia del modo GFM el cual no requiere de un PLL. A través, de las simulaciones y escenarios establecidos en el software PowerFactory, se destaca el aporte que tiene el modo de operación GFM al lograr estabilizar la señal de frecuencia de la MRE de forma rápida. El aporte del esquema GFM para la RPF es de manera independiente, tal como se detalló en la sección 2.2

Se recomienda realizar un estudio energético de tal forma que se pueda obtener bases de datos meteorológicas con las contribuciones de energía eólica y solar en las islas Baltra, Santa Cruz y Puerto Ayora, de tal manera que se puedan establecer escenarios de generación renovable eólica, solar, sistema de almacenamiento y generación térmica, de tal forma, que se pueda a través de la simulación tener un escenario y condición más cercano a la realidad, además, aquello permitirá emular condiciones operativas futuras mediante predicciones.

## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Consejo de Gobierno del Régimen Especial de Galápagos, «Plan Galápagos 2030,» Plan de Desarrollo Sustentable y Ordenamiento Territorial del Régimen Especial de Galápagos, vol. I, n° 1, p. 85, 2021.

[2] P. G. Belinchón, «Recursos Energéticos y Análisis Eléctrico,» Energynautics GmbH, Nueva York, 2021.

[3] Energy5, «ENERGY5 your way,» 2 Octubre 2023. [En línea]. Available: [www.energy5.com](http://www.energy5.com). [Último acceso: 25 Octubre 2023].

[4] J. A. Basantes Romero y M. A. Macías Bermudez, Planificación de la descarbonización de las Islas Galápagos mediante herramientas de optimización, Latacunga: Universidad de las Fuerzas Armadas, 2022.

[5] Decreto Ejecutivo, Quito, Ecuador: No 238, Octubre de 2021.

[6] Y. Sun, X. Hou, J. Lu, Z. Liu, M. Su y J. Guerrero, «Overview of Microgrid,» 2022, pp. 1-28.

[7] B. I. Vega Gutiérrez, «Estrategias y modos de control de convertidores para la regulación de frecuencia en sistemas de potencia sin inercia,» Universidad de Chile, n° 143, pp. 1-143, 2021.

[8] E. Mohamed E. , D. Wei y R. H. Lasseter, Evaluation of Inverter-based Grid Frequency Support using Frequency-Watt and Grid-Forming PV Inverters, Portland, OR, USA: IEEE Power & Energy Society, 2018.

[9] M. B. Rosario Paz Molinari, Prospectiva de la tecnología de los inversores tipo Grid-Forming y su integración a los sistemas eléctricos, Santiago de Chile: Memoria para optar al título de ingeniería civil eléctrica, 2023.

[10] F. Sharma, M. Dushyant y B. Sadeque, «Synchronization of Inverters in Grid Forming Mode,» IEEE Access, vol. 10, n° 9, p. 11, 2022.

[11] W. Bernd, K. Abdul y A. Constantin, «Comparison of Selected Grid-Forming Converter Control Strategies for Use in Power Electronic Dominated Power Systems,» DIgSILENT GmbH, p. 9, 2019.

[12] R. Ishita, «Grid-Forming Converter Control Method to Improve DC-Link stability in Inverter-Based AC Grids,» University of Tennessee, Knoxville, vol. 1, p. 167, 2021.

[13] V. N. Jacome Rodriguez y N. Granda, «Esquema Automático de Alivio de Carga para Sistemas Eléctricos que sirven a Plataformas Petroleras,» Revista Técnica Energía, vol. II, n° 19, p. 11, 2023.

[14] G. Parkinson, «“World first:” Hornsdale battery gets approval to deliver critical inertia services to grid,» RenewEconomy, vol. I, p. 1, 2022.

[15] A. Government, «AGL Broken Hill Grid-Forming Battery,» Australian Renewable Energy Agency, 25 03 2022. [En línea]. Available: <https://arena.gov.au/projects/agl-broken-hill-grid-forming-battery/>. [Último acceso: 30 10 2023].

[16] E. S.A, «Plan Estratégico Institucional 2022-2025,» ELECGALAPAGOS, vol. I, n° 2, pp. 2-95, 2022.

[17] S. D’Arco y J. Are Suul, «Equivalence of Virtual Synchronous Machines and Frequency-Droops for Converter-Based MicroGrids,» IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, n° 1, pp. 394-395, 2013.

**Andrés Jacho Alvarado.** - Nació en Guayaquil, Ecuador



1990. Obtuvo su título de Tecnólogo en Electricidad Industrial (2008), Ingeniero en Electricidad especialización Potencia (2018) y el de Magister en Sistemas Eléctricos de Potencia (2022) en la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de investigación son: Estabilidad de sistemas de potencia en tiempo real, Lenguajes de programación aplicados a sistemas de control, esquemas de control utilizados en fuentes de generación basadas en convertidores de electrónica de potencia.



**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.



**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.



**Wilson Sánchez Bravo.** - Nació en Latacunga, Ecuador 1994. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2019. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de

investigación son: Planificación en el SEP, Evaluación de la seguridad del SEP, Estabilidad de voltaje.



**Carlos Xavier Lozada.** - Nació en Quito en 1995, Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2020; se encuentra cursando sus estudios de Maestría en Electricidad Mención Redes Eléctricas Inteligentes. Actualmente se desempeña como

Ingeniero de Investigación y Desarrollo en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo de CENACE. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Protecciones Eléctricas y Optimización Aplicada.