



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**Análisis de la estabilidad de frecuencia en la planificación de la descarbonización
de las Islas Galápagos**

Angamarca Armas, Jorge Daniel

Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Trabajo de titulación, previo a la obtención del título de Ingeniero en Electromecánica

Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo MSc. Ph.D.

22 de febrero del 2024

Latacunga



Plagiarism report

Angamarca_Tesis_CL.pdf

Scan details

Scan time:
February 22th, 2024 at 13:56 UTC

Total Pages:
58

Total Words:
14436

Plagiarism Detection



Types of plagiarism		Words
Identical	0.9%	132
Minor Changes	0%	5
Paraphrased	7.5%	1086
Omitted Words	2.4%	345

AI Content Detection



Text coverage
AI text
Human text

i Alerts: (1)

Cross Language: Same Document Language

Submitted language and cross-language text are the same language. No credits were used.

2/5 Severity



Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo MSc. Ph.D.

Director



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Certificación

Certifico que el trabajo de titulación: **“Análisis de la estabilidad de frecuencia en la planificación de la descarbonización de las Islas Galápagos”** fue realizado por el señor **Angamarca Armas, Jorge Daniel**; el mismo que cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, además fue revisado y analizado en su totalidad por la herramienta de prevención y/o verificación de similitud de contenidos; razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que se lo sustente públicamente.

Latacunga, 22 de febrero de 2024

Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo MSc. Ph.D.

C.C.: 1803225414



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Responsabilidad de Autoría

Yo, **Angamarca Armas, Jorge Daniel**, con cédula de ciudadanía n° 0604403626, declaro que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación: **“Análisis de la estabilidad de frecuencia en la planificación de la descarbonización de las Islas Galápagos”** es de mi autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos, y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Latacunga, 22 de febrero de 2024

Angamarca Armas, Jorge Daniel

C.C.: 0604403626



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Autorización de publicación

Yo, **Angamarca Armas, Jorge Daniel** con cédula de ciudadanía n° 0604403626, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de titulación: **“Análisis de la estabilidad de frecuencia en la planificación de la descarbonización de las Islas Galápagos”**, en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi responsabilidad.

Latacunga, 22 de febrero de 2024

Angamarca Armas, Jorge Daniel

C.C.: 0604403626

Dedicatoria

El presente trabajo de titulación está dedicado:

A mis padres Jorge Alvino Angamarca Pinos y María Angélica Armas Gaguancela, por el amor incondicional que me han brindado a lo largo de este arduo viaje académico, enseñándome a no rendirme a pesar de las dificultades. Su sacrificio y apoyo han sido la fuente de mi fuerza y determinación, este logro alcanzado no es solo mío, sino también de ustedes, quienes han sido mi inspiración y guía.

A mi querido hermano Diego Paul, tu apoyo incondicional ha sido mi mayor fortaleza. Gracias por siempre brindarme tus sabios consejos, motivándome no solo a alcanzar metas académicas, sino también a crecer como persona. Esta tesis es un testimonio no solo de mis esfuerzos, sino también de tu influencia positiva en mi vida.

A mi familia, por ser un pilar fundamental en esta meta cumplida. Su constante respaldo y comprensión han sido una fuente de fuerza en los momentos difíciles. A mis amigos, gracias por comprender mis ausencias y apoyarme en los desafíos, su presencia ha transformado este viaje académico en una experiencia memorable.

Agradecimiento

A mi madre María Angélica Armas Gaguancela, agradezco profundamente tu apoyo incondicional y la fuerza que me has brindado para concluir una meta más en mi vida. Tus consejos han forjado mi crecimiento personal, y tu presencia en los momentos más difíciles han sido mi mayor sostén para poder afrontarlos con la mejor actitud. Mamita este logro en gran parte es una visión del esfuerzo y dedicación que has puesto en mí, gracias por amarme de manera incondicional, tu amor es mi mayor tesoro.

A mi padre Jorge Alvino Angamarca Pinos, agradezco sinceramente tus valiosos consejos que han contribuido a mi desarrollo personal. Tu paciencia y comprensión al no presionarme en las tomas de decisiones, corrigiéndome con sabiduría, han sido fundamentales para concluir con esta meta. Gracias por estar siempre a mi lado cuando te he necesitado, incluso en momentos difíciles.

A mi hermano Diego Paul Angamarca Armas, tu presencia ha sido invaluable en mi trayectoria académica. Gracias por tus sabios consejos y por reprenderme cuando me desvié del camino correcto. Tu guía constante hacia un crecimiento profesional ha sido un faro para mí, aprecio profundamente tu apoyo incondicional en todo momento especialmente en los momentos difíciles. Ñaño aprecio profundamente todo tu apoyo y paciencia que me has brindado a lo largo de este viaje, tu presencia ha hecho que esta meta cumplida sea mucho más significativa.

Al Dr. Diego Ortiz, gracias por sus valiosos consejos que trascienden el presente, orientándome hacia un futuro profesional más claro. Aprecio enormemente su habilidad para enseñar de una manera cálida y comprensible desmitificando los temas desconocidos, su constante motivación y apoyo han sido fundamentales para que alcance desafíos que nunca pensé posible realizar, su paciencia inquebrantable ha hecho que

cada obstáculo sea más fácil de superar. Gracias por ser mi mentor y por guiarme a lo largo de esta meta académica, aprecio la oportunidad de haber aprendido de usted.

A mis queridos familiares abuelita Teresa, tía Luz, tía Carmen, tío Javier, tío Amador a mis primos y a los que considero también parte de mi familia María y Mónica, gracias por estar siempre conmigo en las buenas y en las malas. Su apoyo y consejos que me han dado a lo largo de la vida han formado gran parte de lo que soy, no solo en lo profesional sino también en lo emocional. Muchas gracias por estar siempre pendiente de mí, por mandarme siempre buenas energías para culminar una de las metas de mi vida.

A mis queridos amigos Alexis, Vane, Karlita, Luis, Sebas R., Edwin, Sebas A. y Bryan, mi más sincero agradecimiento por su constante respaldo y ánimo a lo largo de esta travesía académica. Vuestra amistad ha sido muy importante en los días desafiantes y cada palabra de aliento ha sido un impulso invaluable. Su amistad a sido un regalo preciado en esta etapa significativa de mi vida y hoy logramos el objetivo de ser Ingenieros en Electromecánica.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Carátula.....	1
Reporte de verificación de contenido.....	2
Certificación.....	3
Responsabilidad de Autoría.....	4
Autorización de publicación.....	5
Dedicatoria.....	6
Agradecimiento.....	7
Índice de contenidos.....	9
Índice de figuras.....	13
Índice de tablas.....	15
Resumen	16
Abstract.....	17
Capítulo I: Problemática	18
Antecedentes.....	18
Planteamiento del problema.....	19
Importancia y Justificación	21
Alcance del Proyecto	22
Objetivos.....	22
<i>Objetivo General</i>.....	22
<i>Objetivos Específicos</i>.....	23

	10
Capítulo II: Estado del arte.....	24
Estabilidad de un SEP	24
<i>Estabilidad Angular</i>	<i>24</i>
<i>Estabilidad de Frecuencia.....</i>	<i>25</i>
<i>Estabilidad de Resonancia.....</i>	<i>25</i>
<i>Estabilidad impulsada por convertidor</i>	<i>26</i>
Estabilidad de Frecuencia	26
Indicadores de la Estabilidad de frecuencia	27
<i>Nadir</i>	<i>27</i>
<i>Tasa de cambio de frecuencia (RoCoF)</i>	<i>28</i>
<i>Régimen Permanente</i>	<i>28</i>
Control de frecuencia.	29
<i>Respuesta Primaria de Frecuencia.....</i>	<i>30</i>
Factores incidentes en la estabilidad de frecuencia	30
<i>Respuesta Inercial.</i>	<i>30</i>
<i>Desbalance de Potencia.....</i>	<i>31</i>
Modelos Turbinas Eólicas	31
<i>Modelo Turbina Eólica WECC.....</i>	<i>33</i>
Sistema BESS.....	35
<i>Sistema BESS WECC</i>	<i>36</i>
Pequeña Señal.....	37

	11
Capítulo III: Metodología	41
Modelo matemático.....	43
<i>Función Objetivo</i>	<i>43</i>
Selección de Puntos Críticos de Operación.....	49
Capítulo IV: Caso de estudio	51
Generación existente en el archipiélago de las Islas Galápagos	51
Plan de expansión de generación para el archipiélago de las Islas Galápagos	52
Capítulo V: Análisis de Resultados	56
Selección de puntos críticos de operación	56
Estudio de estabilidad de frecuencia.....	60
<i>San Cristóbal</i>	<i>60</i>
<i>Santa Cruz – Baltra.....</i>	<i>68</i>
<i>Isabela</i>	<i>79</i>
<i>Floreana.....</i>	<i>88</i>
Capítulo VI: Conclusiones y Recomendaciones	97
Conclusiones.....	97
Recomendaciones.....	98
Nomenclatura.....	99
Nomenclatura del problema de optimización	100
Índices.....	100
Parámetros	100

Variables	102
Bibliografía.....	104
Anexos.....	109

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Clasificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia</i>	26
Figura 2 <i>Excursión típica de frecuencia ante la presencia de una contingencia</i>	29
Figura 3 <i>Grupos Industriales en los modelos genéricos</i>	32
Figura 4 <i>Tipos de tecnologías de turbinas eólicas</i>	33
Figura 5 <i>Clasificación de tecnologías de almacenamiento por tipo de energía</i>	36
Figura 6 <i>Diagrama metodológico propuesto</i>	41
Figura 7 <i>Curva de velocidad característica de viento-potencia de un aerogenerador</i>	46
Figura 8 <i>Curva de demanda del Domingo del escenario de invierno</i>	49
Figura 9 <i>SEP existente del Archipiélago de las Islas Galápagos</i>	52
Figura 10 <i>GEP de las Islas Galápagos</i>	55
Figura 11 <i>Selección de los puntos críticos de operación</i>	56
Figura 12 <i>Load Flow en todos los PCO para la isla de San Cristóbal</i>	60
Figura 13 <i>Small Signal PCO2 - Viernes 17hr San Cristóbal</i>	61
Figura 14 <i>Excursión de frecuencia del día Viernes 17hr (PCO2) en San Cristóbal</i>	63
Figura 15 <i>Excursión de frecuencia con la implementación de medidas correctivas en el PCO2 de San Cristóbal</i>	64
Figura 16 <i>Comportamiento de las unidades de generación con PFR en relación a la excursión de frecuencia en el PCO2 de San Cristóbal</i>	65
Figura 17 <i>Load Flow en todos los PCO del SEP interconectado Santa Cruz-Baltra</i>	68
Figura 18 <i>Small Signal PCO6 - Lunes 20hr del SEP Santa Cruz- Baltra</i>	69

Figura 19 <i>Excursión de frecuencia del día Lunes 20hr (PCO6) del SEP interconectado Santa Cruz-Baltra.....</i>	72
Figura 20 <i>Excursión de frecuencia con la implementación de medidas correctivas en el PCO6 del SEP interconectado Santa Cruz-Baltra.....</i>	74
Figura 21 <i>Comportamiento de las unidades de generación con PFR en relación a la excursión de frecuencia en el PCO6 del SEP interconectado Santa Cruz-Baltra.....</i>	75
Figura 22 <i>Load Flow en todos los PCO para la isla Isabela</i>	79
Figura 23 <i>Small Signal PCO1 - Miercoles 8hr de Isabela.....</i>	80
Figura 24 <i>Excursión de frecuencia del día Miércoles 8hr (PCO1) en Isabela</i>	82
Figura 25 <i>Excursión de frecuencia con la implementación de medidas correctivas en el PCO1 de la isla Isabela.....</i>	84
Figura 26 <i>Comportamiento de las unidades de generación con PFR en relación a la excursión de frecuencia en el PCO1 de la isla Isabela.....</i>	85
Figura 27 <i>Load Flow en todos los PCO para la isla de Floreana.....</i>	88
Figura 28 <i>Small Signal PCO6 - Lunes 20hr de Floreana.....</i>	89
Figura 29 <i>Excursión de frecuencia del día Lunes 20hr (PCO6) en Floreana</i>	91
Figura 30 <i>Excursión de frecuencia con la implementación de medidas correctivas en el PCO6 de Floreana</i>	93
Figura 31 <i>Comportamiento de las unidades de generación con PFR en relación a la excursión de frecuencia en el PCO6 de Floreana.....</i>	94

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 <i>Modelos para todas las tecnologías disponibles en WECC</i>	34
Tabla 2 <i>Modelos disponibles en WECC-BESS.....</i>	37
Tabla 3 <i>Combinaciones de los valores propios y su comportamiento en los puntos singulares.....</i>	38
Tabla 4 <i>GEP de las Islas Galápagos</i>	53
Tabla 5 <i>Tipo de generación y número de unidades implementadas</i>	53
Tabla 6 <i>Resultados del filtro Index propuesto para cada día del escenario de invierno ...</i>	57
Tabla 7 <i>Resultados del filtro Index propuesto para cada día del escenario de verano.....</i>	58
Tabla 8 <i>Puntos críticos de operación seleccionados para el estudio de estabilidad de frecuencia.....</i>	59
Tabla 9 <i>Generación, desbalance de potencia y ER% para cada PCO en San Cristóbal..</i>	62
Tabla 10 <i>Valores alcanzados para cada punto crítico de operación de San Cristóbal.....</i>	67
Tabla 11 <i>Generación, desbalance de potencia y ER% para cada PCO en el SEP interconectado Santa Cruz-Baltra</i>	70
Tabla 12 <i>Valores alcanzados para cada punto crítico de operación de Santa Cruz.....</i>	77
Tabla 13 <i>Valores alcanzados para cada punto crítico de operación de Baltra</i>	78
Tabla 14 <i>Generación, desbalance de potencia y ER% para cada PCO en Isabela</i>	81
Tabla 15 <i>Valores alcanzados para cada punto crítico de operación de la isla Isabela.....</i>	87
Tabla 16 <i>Generación, desbalance de potencia y ER% para cada PCO en Floreana.....</i>	90
Tabla 17 <i>Valores alcanzados para cada punto crítico de operación de Floreana</i>	96

Resumen

El presente proyecto tiene como objetivo realizar el análisis de estabilidad de frecuencia en la “Planificación de descarbonización de las Islas Galápagos” mediante el cual se estudia el comportamiento de la frecuencia Nadir, RoCoF y los controladores con PFR en caso de una contingencia (desconexión intempestiva de una unidad de generación).

Dentro del marco metodológico se incluye el modelamiento del sistema eléctrico en forma detallada, considerando las unidades de generación existentes en las Islas Galápagos, luego se agrega al sistema los resultados alcanzados en el plan de expansión de la generación propuestos en el estudio “Planificación de la descarbonización de las Islas Galápagos”. A continuación, se realiza el Despacho Económico en dos escenarios verano e invierno en donde se considera las diferentes reservas que deben existir en un SEP con altos índices de penetración de CGT, luego se seleccionan los puntos críticos de operación (PCO) del sistema para realizar el análisis de la estabilidad de frecuencia, estos PCO están sujetos a diferentes características que atentan a la estabilidad de frecuencia como son la inercia sistémica, el porcentaje de participación de la energía renovable con respecto a la demanda y el desbalance de potencia de la unidad de generación más grande. De los puntos críticos de operación obtenidos se procede a desarrollar el estudio de estabilidad de frecuencia donde se dividirán en tres secciones: el análisis de estado estacionario, el análisis cuasi-estacionario y el análisis dinámico con simulaciones en el dominio del tiempo (TDS). Con los resultados obtenidos en cada caso se analiza si existe problemas de estabilidad de frecuencia en el sistema, luego se adoptan medidas correctivas si el caso lo amerita, con la finalidad de alcanzar la estabilidad en los puntos críticos de operación bajo estudio.

Palabras clave: RoCoF, Nadir, Estabilidad de frecuencia, Puntos Críticos de operación

Abstract

The objective of this project is to carry out the frequency stability analysis in the “Planning the decarbonization of the Galápagos Islands” through which the behavior of the Nadir, RoCoF and the controllers with PFR in case of a contingency (untimely disconnection of a generation unit). Within the methodological framework, detailed modeling of the electrical system is included, considering the existing generation units to the Galápagos Islands, then the results achieved in the generation expansion plan proposed in the study “Planning the decarbonization of the Galápagos Islands” are added to the system. Next, the Economic Dispatch is carried out in two scenarios, summer and winter, where the different reserves that must exist in a SEP with high CGT penetration rates will be considered, then the critical operating points (PCO) of the system will be selected to perform the analysis of the frequency stability, these PCOs are subject to different characteristics that affect frequency stability such as systemic inertia, the percentage share of renewable energy with respect to the demand and the power imbalance of the largest generation unit. From the critical operating points obtained, the frequency stability study is developed where they will be divided into three sections: the steady state analysis, the quasi-stationary analysis and the dynamic analysis with time domain simulations (TDS). With the results obtained in each case, it is analyzed whether there are frequency stability problems in the system, the corrective measures are adopted if the case warrants it, in order to achieve stability at the critical operating points under study

Keywords: RoCoF, Nadir, Frequency stability, Critical operating points

Capítulo I

Problemática

Antecedentes

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son fundamentales para el desarrollo y funcionamiento de una nación y del mundo para ello se necesitan grandes cantidades de fuentes de energía expandiendo la red eléctrica, aumentando nuevas líneas de transmisión y de generación (Sánchez Oñate, 2020), que por lo general están basadas en combustibles fósiles. Con el incremento del cambio climático se han implementado políticas más estrictas que buscan una transición energética enfocada en implementar formas de energía renovable como es la implementación de sistemas eólicos y solares sobre todo en zonas vulnerables al cambio climático e importantes para la investigación de la biodiversidad como es el caso de las Islas Galápagos las mismas que fueron proclamadas como patrimonio natural de la Humanidad en 1978 esto gracias a su amplia y endémica fauna-flora. La principal fuente de generación eléctrica de las Islas Galápagos es de origen térmico con un 84% y el 16% proviene de fuentes de energía renovable con un 72% eólica y un 28% solar, con ello se puede visualizar la importancia de una rápida transición energética del SEP de las islas hacia una matriz de generación limpia (Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIEGE), 2018).

En (Basantes & Macías, 2022) se propone la descarbonización de las Islas Galápagos con la utilización de energía renovable como son la generación eólica, fotovoltaica, almacenamiento en banco de baterías (BESS) e interconexión submarina entre islas. El ingreso de grandes cantidades de generación eólica y solar conlleva un gran desafío considerando las condiciones de operación provocadas por la demanda y la energía renovable siendo la estabilidad de frecuencia del sistema uno de los aspectos más importantes a considerar ya que la mayoría de estas tecnologías utilizan generación

basada en convertidores (CGTs, por sus siglas en inglés Converter-based Generation Technologies). El problema radica que ante una contingencia en el SEP las fuentes de generación CGTs no contribuyen a la respuesta inercial (Ortiz, Rahmann, Alvarez, Canizares, & Strunck, 2020).

Dada la problemática descrita anteriormente, se desarrolla el estudio de estabilidad de frecuencia en los casos propuestos en (Basantes & Macías, 2022). El estudio analiza los dos indicadores de estabilidad de frecuencia que son el NADIR que corresponde al valor de frecuencia más bajo después de un desequilibrio de potencia el mismo que va a depender de la inercia del sistema y el RoCoF que corresponde al gradiente de frecuencia después de un desequilibrio de potencia activa (Rakhshani, Gusain, Sewdien, Torres, & Meijden, 2019). Estos indicadores fueron calculados mediante el uso de un software empleado en el sector eléctrico, con el propósito de evaluar la seguridad y confiabilidad del sistema propuesto desde el punto de vista de estabilidad de frecuencia.

Planteamiento del problema

El mundo se está dirigiendo hacia un objetivo en común que es la descarbonización parcial o total de la matriz energética, esto debido al aumento significativo de la temperatura del planeta y según lo acordado en el acuerdo de París del 2015 en (United Nations Climate Change, 2015), se establece un máximo incremento en este siglo de 1.5° C en la temperatura de los océanos. Para lograr este objetivo es necesario la cooperación amplia de todos los países compartiendo responsabilidades de acuerdo a sus condiciones sociales y económicas. Para el caso ecuatoriano, según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), el Ecuador representa el 0.1% de las emisiones producidas a nivel mundial, pero es un país muy susceptible a los cambios climáticos debido a su posición geográfica y su biodiversidad.

El Ecuador ha tenido un gran crecimiento en lo referente a la demanda energética, ha pasado de 72.7 millones BEP en el 2010 a 83.1 millones BEP en el 2020 lo que representa un incremento del 14.3% lo que conlleva a un aumento de las fuentes de energía siendo los combustibles fósiles los más utilizados, el Diesel representa el 31.4% de la energía consumida del país. En cuanto a la generación eléctrica el país pasó de tener una potencia instalada de 5.137,7 MW en el 2010 a 8.712,3 MW. En el 2020 existió un aumento significativo en la producción hidroeléctrica que representa un 58.5% de la capacidad instalada, el 39.2% es energía térmica y el 2.3% energía renovable como son la energía eólica, solar y biomasa (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2020).

Las Islas Galápagos es una de las zonas más importantes en cuanto a investigación debido a que es un archipiélago que posee una enorme biodiversidad única en el mundo por esta razón fueron declaradas como Patrimonio Natural de la Humanidad por la UNESCO. El SEP de las islas es peculiar, debido a que este no se encuentra interconectado con el SEP continental, es por ello que su principal fuente de generación eléctrica es de origen térmico, representando un 84% de la generación existente en las islas, esta fuente de generación necesita de combustibles fósiles para su funcionamiento. Estos son transportados vía marítima desde el continente y eso conlleva grandes riesgos de derrames en las reservas marinas. Es por ello la importancia de la transición energética, sobre todo en zonas vulnerables.

Ante lo expuesto en (Basantes & Macías, 2022) se planifica la descarbonización de las Islas Galápagos con la utilización de energía renovable con la finalidad de reducir o eliminar el uso de combustibles fósiles. Ante lo propuesto en el plan de expansión, se debe evaluar la seguridad y confiabilidad del sistema, y dado que la propuesta incluye una

alta inserción de CGTs, se debe evaluar al sistema propuesto desde el contexto de la estabilidad de frecuencia (Organización Latinoamericana de Energía , 2013).

Dado lo descrito anteriormente se propone el desarrollo del estudio de estabilidad de frecuencia debido a que los sistemas deben poseer la capacidad de mantener la frecuencia dentro de límites admisibles (normados en los códigos de red) al momento de que exista un desequilibrio entre la generación y la demanda. Si la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) supera un umbral predefinido en el SEP, se activan los esquemas de deslastre de carga por baja frecuencia (UFLS) lo que podría conducir a un blackout provocando pérdidas económicas en las matrices productivas del país (Ortiz, Rahmann, Alvarez, Canizares, & Strunck, 2020).

Importancia y Justificación

Uno de los problemas que más preocupa al mundo es el cambio climático y uno de los factores que más lo afecta es el uso de energía derivada de combustibles fósiles. Por esta razón, los gobiernos buscan reducir o eliminar dicha energía reemplazándola con fuentes de energía limpia como: la energía eólica, solar, entre otras. Estas tecnologías CGTs llaman mucho la atención, debido a que poseen un suministro energético ilimitado, siendo capaces de cubrir las necesidades básicas del ser humano, como son el transporte, alimentación, entre otras. Pero con la introducción de CGTs a gran escala en un SEP trae consigo una serie de nuevos desafíos técnicos, ya que cambia el manejo y diseño de los sistemas eléctricos actuales.

Por lo expuesto anteriormente las Islas Galápagos son una de las zonas más vulnerables del mundo siendo muy susceptible al cambio climático. La producción de energía eléctrica de las islas proviene en su gran mayoría de plantas térmicas a diésel, además se utilizan combustibles fósiles para el transporte como vehículos y embarcaciones los cuales usan motores de combustión interna. Toda la demanda de

combustible proviene del continente y arriba a las Islas Galápagos por vía marítima lo que representa una grave amenaza al ecosistema por posibles encallamientos. Es por ello que se han implementado proyectos de energía renovable no convencional y se han realizado estudios sobre la descarbonización de las islas siendo la estabilidad de frecuencia uno de los aspectos más importantes a tomar en cuenta debido a que las CGTs (energía fotovoltaica y eólica) de manera convencional no contribuyen a la regulación de frecuencia ante desbalances de carga.

Para poder garantizar el correcto funcionamiento del sistema es necesario desarrollar estudios asociados a la estabilidad de frecuencia con la finalidad de mantener la frecuencia dentro de los límites admisibles al momento de que exista un desequilibrio y evitar que se activen los esquemas de deslastre de carga por baja frecuencia. Es importante señalar que queda fuera del alcance de esta tesis, el análisis de estabilidad de voltaje por lo que esta temática queda planteada como un trabajo futuro. Por este motivo este proyecto se enfoca en desarrollar el estudio de estabilidad de frecuencia en las Islas Galápagos tomando en consideración los resultados obtenidos en el estudio de “Planificación de la descarbonización de las Islas Galápagos”.

Alcance del Proyecto

Objetivos

Objetivo General

Desarrollar el estudio de estabilidad de frecuencia en las Islas Galápagos tomando en consideración los resultados obtenidos en el estudio: “Planificación de la descarbonización de las Islas Galápagos”.

Objetivos Específicos

- Modelar de forma detallada el sistema eléctrico (generación y carga) referente a las unidades de generación existentes de las Islas Galápagos mediante la utilización de un software especializado en el sector eléctrico.
- Implementar los resultados del plan de expansión de la generación alcanzados en el estudio “Planificación de la descarbonización de las Islas Galápagos” considerando modelos detallados en las unidades de generación además de las líneas de interconexión entre islas en función de los escenarios modelados y agregarlas al sistema eléctrico existente.
- Seleccionar los puntos críticos de operación del sistema para realizar el análisis de la estabilidad de frecuencia.
- Desarrollar el estudio de estabilidad de frecuencia en los puntos críticos de operación.
- Analizar el desempeño del sistema eléctrico e implementar medidas correctivas en el escenario que se requiera para alcanzar la estabilidad en los puntos críticos de operación bajo estudio.

Capítulo II

Estado del arte

Estabilidad de un SEP

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia es la capacidad que tiene el sistema para volver a un estado de equilibrio operativo y mantener un funcionamiento normal después de haber estado sujeto a una perturbación. Por esta razón se hace necesario realizar estudios de estabilidad un SEP con el propósito de garantizar la seguridad del sistema y de esta manera evitar pérdidas económicas en la sociedad. La presencia de CGTs en un sistema conlleva desafíos adicionales desde el punto de vista de la estabilidad, esto se debe a la intermitencia de los recursos y a que estas unidades de generación convencionalmente no contribuyen a la respuesta en frecuencia que debe existir ante desequilibrios entre la generación y carga (Gugale, Wang, Alt, Müller, & Monti, 2014). En la Figura (1) se muestra la subdivisión de los diferentes tipos de estabilidad que existen los SEP, si bien es cierto, la estabilidad es única, en los sistemas de potencia se hace esta subdivisión con el propósito de facilitar su estudio.

Estabilidad Angular

Es la capacidad del rotor que poseen las máquinas síncronas interconectadas a un sistema de potencia de permanecer en sincronismo después de experimentar una perturbación. Para que puedan mantener el sincronismo el par electromagnético de las máquinas debe ser igual y opuesto al par mecánico entregado por el motor primario (Hatzargyriou, Milanovic, & Rahmann, 2021). A medida que los generadores síncronos convencionales son reemplazados por CGTs se reducirá significativamente la inercia en el sistema lo que provoca un impacto en la estabilidad del rotor y también en los modos de

oscilación electromecánicas del sistema (Tielens & Hertem, The Relevance of Inertia in Power Systems, 2016).

Estabilidad de Frecuencia

Se refiere a mantener la frecuencia de un sistema alrededor de su valor nominal durante condiciones normales de operación y después de haber estado sujeta a una perturbación. La respuesta para la estabilidad de frecuencia toma el siguiente orden: respuesta inercial. Control de frecuencia primario, control de frecuencia secundarios y control de frecuencia terciario (Talaq, 2020).

Estabilidad de Voltaje

Es la capacidad de un sistema de potencia para mantener voltajes estables y aceptables en todas las barras del sistema en condiciones normales de funcionamiento y después de haber estado sujeto a una perturbación (Hatziaargyriou, Milanovic, & Rahmann, 2021). Pero está limitada por la transferencia de potencia máxima a un conjunto específico de barras y está vinculada a la caída de voltaje que ocurre cuando la potencia activa y/o reactiva fluye a través de las reactancias inductivas de la red de transmisión (Tielens & Hertem, The Relevance of Inertia in Power Systems, 2016).

Estabilidad de Resonancia

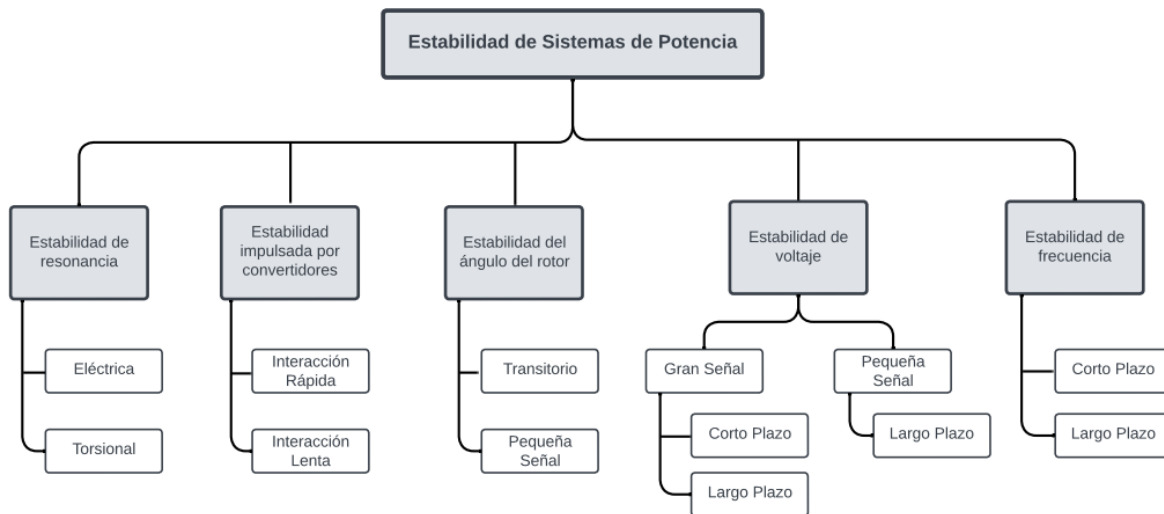
Abarca la resonancia subsincrónica (SSR) y está asociada a una resonancia electromecánica o a una resonancia enteramente eléctrica, se manifiesta en dos formas posibles la primera debido a una resonancia entre la compensación en serie y las frecuencias mecánicas de torsión del eje de la turbina-generator y la segunda debido a una resonancia entre la compensación en serie y las características eléctricas del generador (Hatziaargyriou, Milanovic, & Rahmann, 2021).

Estabilidad impulsada por convertidor

El comportamiento dinámico de los CGTs es claramente diferente al de los generadores síncronos convencionales ya que un CGTs típico se basa en lazos de control y algoritmos con tiempos de respuesta rápida. Con esto la escala de tiempo relacionada con los controles de los CGTs puede dar lugar a acoplamientos cruzados tanto con la dinámica electromecánica de las máquinas como con los transitorios electromagnéticos de la red lo que puede conducir a oscilaciones inestables del sistema de potencia (Hatziaargyriou, Milanovic, & Rahmann, 2021).

Figura 1

Clasificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia



Nota. En la figura 1 se muestra la clasificación de la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia. Basado en (Hatziaargyriou, Milanovic, & Rahmann, 2021).

Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia es la capacidad que tiene un sistema en mantener la frecuencia alrededor de su valor nominal durante condiciones normales de operación y después de haber estado sujeta a una perturbación, entendiéndose como perturbación al

desequilibrio entre la generación y la demanda esta puede ser provocada por un generador fuera de servicio, una desconexión de carga grande repentina o debido a una conexión de un gran bloque de carga, por lo tanto, tener un sistema con una frecuencia inestable podría provocar daños en la infraestructura o un mal funcionamiento de la carga (Talaq, 2020).

Por lo expuesto la estabilidad de frecuencia no ha representado mucha importancia con respecto a otros tipos de estabilidad como son la estabilidad angular y la estabilidad de voltaje en los sistemas tradicionales de energía, pero con la transición energética hacia la energía renovable que en su mayoría son fuentes basadas en convertidores CGTs (energía solar y eólica), este tema hoy en día es de alto interés para ser analizado por los operadores de red, debido a que el uso de CGTs reduce la respuesta inercial del sistema por el desplazamiento de los generadores convencionales y provoca una disminución de robustez en el sistema frente a un desequilibrio de potencia activa y variaciones de frecuencia (Rakhshani, Gusain, Sewdien, Torres, & Meijden, 2019).

Indicadores de la Estabilidad de frecuencia

Nadir

El Nadir corresponde al valor de frecuencia más bajo que se tiene después de que exista un desequilibrio en el sistema, este va a depender de la inercia del mismo, de la respuesta de las reservas de contención de frecuencia habilitadas, por el tipo de configuración del sistema de control de frecuencia primaria, el tamaño y la ubicación de la perturbación (Rakhshani, Gusain, Sewdien, Torres, & Meijden, 2019).

Tasa de cambio de frecuencia (RoCoF)

La tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) es la derivada de la frecuencia del sistema de potencia $\frac{df}{dt}$, en los instantes iniciales de un desbalance de potencia el RoCoF está determinado principalmente por la magnitud del desbalance y la inercia total del sistema y la ecuación que se emplea para su cálculo en términos de potencia en lugar de torque es la siguiente:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \times f_0}{2H_{sys} \times S_{sys}} \quad (1)$$

Donde: $\frac{df}{dt} [\frac{Hz}{s}]$ es el RoCoF durante los instantes iniciales, $\Delta P [MW]$ es el intercambio de energía entre áreas, $f_0 [Hz]$ es la frecuencia al momento de producirse la perturbación, $H_{sys} [s]$ es la inercia general del sistema de energía, $S_{sys} [MVA]$ es la contribución MVA del sistema de energía (Gugale, Wang, Alt, Müller, & Monti, 2014).

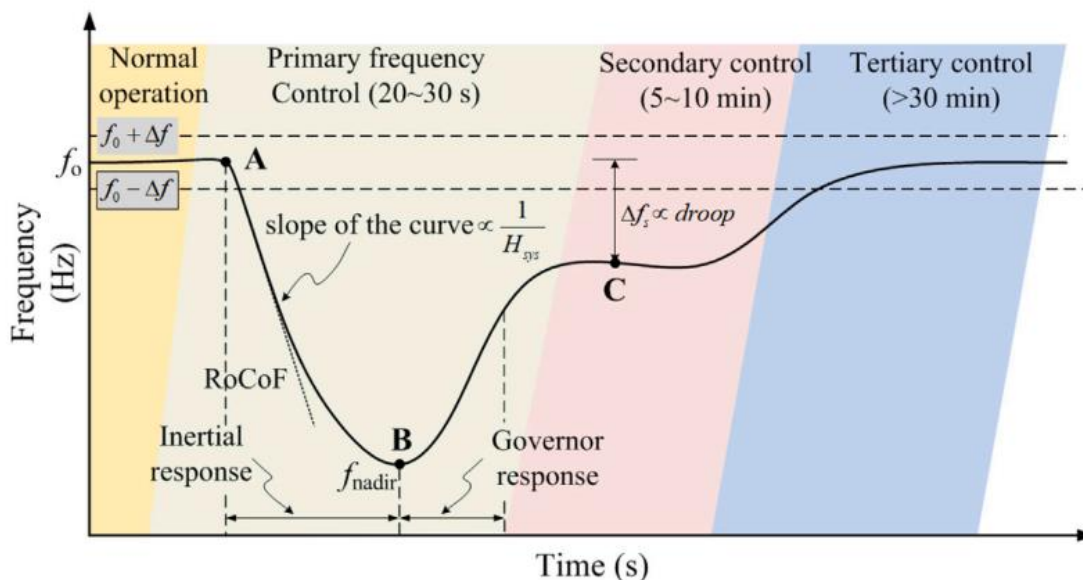
Régimen Permanente

Corresponde a la diferencia entre el nuevo punto de equilibrio donde llega la frecuencia después de una contingencia y el valor nominal de la frecuencia, está determinado por los estatismos de cada generador (Jara Leyton, 2014).

En la Figura (2) se muestran una excursión típica de frecuencia ante la presencia de una contingencia, además los indicadores de la estabilidad de frecuencia.

Figura 2

Excursión típica de frecuencia ante la presencia de una contingencia



Nota. En la figura 2 se muestra el comportamiento de un SEP convencional ante la presencia de una contingencia. Tomado de (Fernandez & Rajan, 2021)

Control de frecuencia

Las fuentes de energía renovable generalmente están exentas de proporcionar control primario o secundario debido a que no generan la suficiente inercia y con ello los generadores síncronos restantes tienen menos tiempo para reaccionar con la disminución de generadores que brinden control primario se generará una frecuencia mínima más baja al momento de que ocurra una contingencia en la red (Tielens & Hertem, Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewable, 2012). En redes insulares que tienen alta penetración de energías renovables la respuesta de frecuencia se verá muy deteriorada cuando la generación convencional sea reemplazada por energía eólica y solar. Por esta razón los TSO (Operador del Sistema de Transmisión) requieren que los CGTs se comporten lo más similar posible a las plantas de generación

convencionales y con ello poder aplicar el control de frecuencia primario que se explican a continuación.

Respuesta Primaria de Frecuencia

La PFR (por sus siglas en inglés Primary Frequency Response) se define como el aumento o disminución proporcional instantánea en la salida de potencia real proporcionada por un recurso de generación en respuesta a las desviaciones de frecuencia del sistema (Jara Leyton, 2014). El rango de respuesta que poseen es entre 2 a 20 segundos, actúa de forma local en cada generador síncrono, la rapidez de este control está limitada por la propia inercia del generador que depende de la respuesta del regulador de velocidad del generador, la respuesta de carga de los motores además de los diferentes dispositivos que brinden una PFR que estén conectados durante la perturbación (North American Electric Reliability Corporation, 2015). Estos sistemas que brindan PFR son autónomos y funcionan continuamente para cumplir con una relación de velocidad y potencia sin la necesidad de que una fuente de generación externa ingrese al sistema (Undrill, 2018).

Factores incidentes en la estabilidad de frecuencia

Respuesta Inercial

La respuesta inercial en un sistema es la respuesta correctiva automática que posee el sistema ante la presencia de un cambio de frecuencia con la finalidad de equilibrar la oferta y la demanda (Sharma, Huand, & Sarma, 2011). En el momento de que exista grandes desbalances de carga y demanda se producirá energía cinética de las masas rotantes del sistema que son liberadas para aumentar la inercia y evitar una pronunciada caída de frecuencia del sistema. La ecuación que representa el aporte inercial de los generadores es la llamada “ecuación del swing” que describe el

comportamiento dinámico mecánico de una maquina rotatoria y está dada por la segunda ley de Newton de rotación (Larrea Moroga, 2015):

$$J \frac{dW_m}{dt} = T_m - T_e \quad (2)$$

En donde J es el momento de inercia del rotor, W_m es la velocidad angular del rotor, T_m es el torque mecánico, T_e es el torque eléctrico cuya diferencia genera un torque acelerante o desacelerante para la máquina. De la ecuación anterior en términos de la constante de inercia H de las máquinas rotativas se puede representar de la siguiente manera:

$$H_{siste} = \frac{\sum_i^N H_i * S_{G,i}}{\sum_i^N S_{G,i}} \quad (3)$$

Desbalance de Potencia

El desbalance de potencia es el desequilibrio que existe entre generación y demanda en un sistema eléctrico de potencia, esto se puede producir por diferentes razones como son el incremento desmesurado de la demanda en comparación a la generación existente, un desequilibrio en la red de distribución y la desconexión intempestiva de una unidad de generación. (Kundur, 1993)

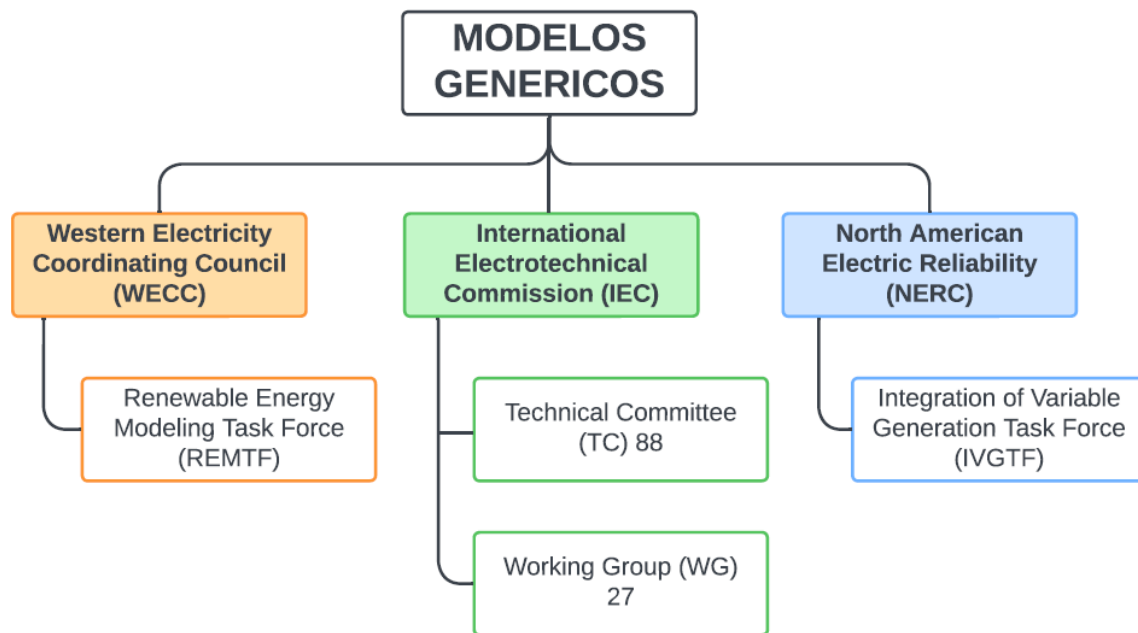
Modelos Turbinas Eólicas

En las turbinas eólicas existen dos categorías de modelos: el previsto por el fabricante del aerogenerador y el genérico. Existen tres grandes grupos industriales que se encargan de desarrollar estos modelos genéricos para el análisis de la estabilidad de los aerogeneradores en los sistemas eléctricos de energía (Pourbeik, y otros, 2013). El término “genérico” hace referencia a un modelo estándar sin especificar ningún

proveedor, de modo que puede ser parametrizado para emular razonablemente el comportamiento dinámico de la turbina.

Figura 3

Grupos Industriales en los modelos genéricos



Nota. En la figura 3 se muestra los tres grupos industriales con sus respectivos modelos de turbinas eólicas. Basado de (Pourbeik, y otros, 2013)

El primer grupo industrial es de parte del Consejo Coordinador de Electricidad Occidental "WECC" (por sus siglas en inglés Western Electricity Coordinating Council) con su Grupo de Trabajo de Modelado de Energías Renovables (REMTF) creado en el 2005. En el año 2009 entró en funcionamiento el segundo grupo industrial de la Comisión Electrotécnica Internacional "IEC" (por sus siglas en inglés International Electrotechnical Commission) con el Comité Técnico (TC) 88 y el Grupo de Trabajo (WG) 27. Por último, en el año 2010 ingresó la Corporación de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte "NERC" (por sus siglas en inglés North American Electric Reliability Corporation) con el

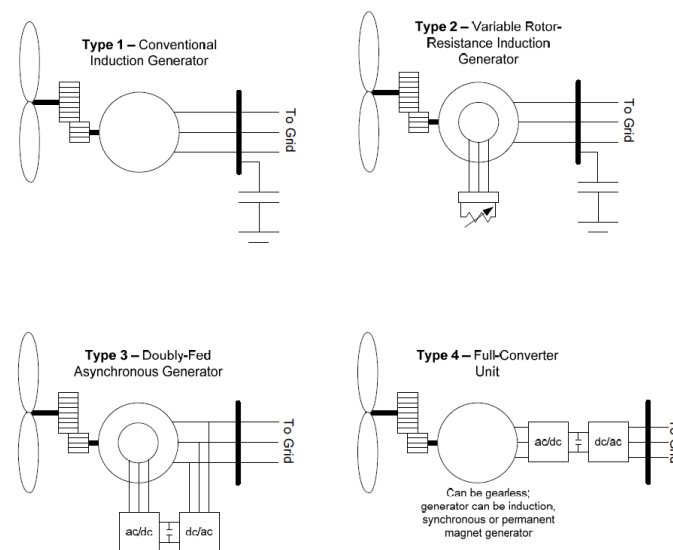
Grupo de Trabajo de Generación (IVGTF). Los modelos NERC, WECC e IEC, son utilizados principalmente para el análisis de estabilidad del sistema de energía con un enfoque de análisis de secuencia positiva.

Modelo Turbina Eólica WECC

Existen cuatro tecnologías principales de turbinas eólicas como se muestra en la Figura (4). Las tecnologías más utilizadas en el mercado actual tienden a ser las unidades tipo 3 conocidas como “DFIG” (por sus siglas en inglés Doubly-Fed Asynchronous Generator) y tipo 4 “Full-Converter Unit” (Electric Power Research Institute, 2013).

Figura 4

Tipos de tecnologías de turbinas eólicas



Nota. En la figura 4 se muestra los diferentes tipos de turbina que tiene la tecnología WECC. Tomado de (Electric Power Research Institute, 2013)

Con el incremento continuo de la generación eólica en los sistemas eléctricos de potencia la tecnología tipo 4 “Full-Converter Unit” tiene un mayor impacto en los sistemas de energía que otras tecnologías de aerogeneradores, esto en parte a sus características

técnicas, es por ello que es importante conocer los DSL que contiene este tipo de aerogenerador (Wilches-Bernal, Chow, & Sanchez-Gasva, 2017). En la Tabla (1) se muestran los diferentes modelos DSL con tecnología WECC que contiene los modelos de turbinas tipo 1, 2, 3 y 4.

Tabla 1

Modelos para todas las tecnologías disponibles en WECC

DSL Model	Block Definition	1	2	3	4A	4B
WT12T Drive-Train Model	WT12T	x	x			
WT1P_B Pitch Control Model	WT1P_B	x	x			
WT2E External Resistance	WT2E		x			
WTGTRQ_A Torque Control Model	WTGTRQ_A			x		
WTGPT_A Pitch Control Model	WTGPT_A			x		
WTGAR_A Aero-Dyn Model	WTGAR_A			x		
WTGT_A Drive-Train Model	WTGT_A			x	x	
WTGIBFFR_A Inertial-Base Fast Frequency	WTGIBFFR_A			x	x	x
WTGWGO_A Weak Grid Option Model	WTGWGO_A				x	x
REEC_D Electrical Control Model	REEC_D			x	x	x
REGC_B Generator-Converter Model	REGC_B			x	x	x

DSL Model	Block Definition	1	2	3	4A	4B
Protection Model	Protection	x	x	x	x	x
Plant Control	Frame WECC			x*	x*	x*
	Plant Control					

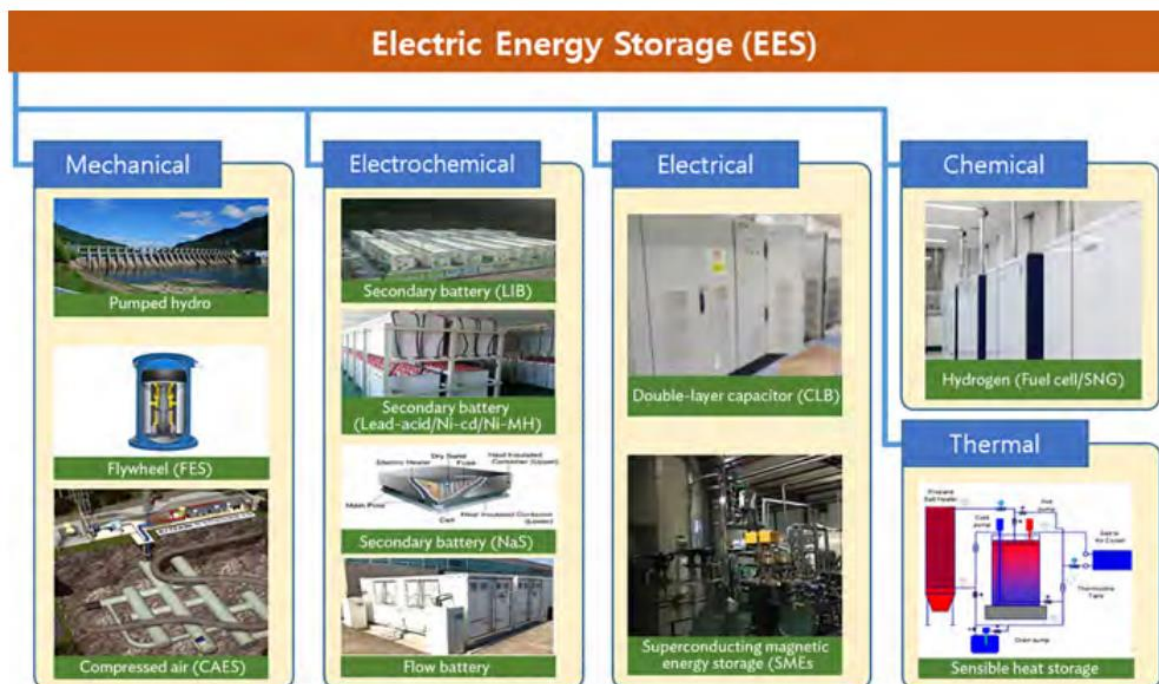
Nota. En la tabla 1 se muestra los diferentes modelos para todas las tecnologías disponibles en WECC, además x* hace referencia a la existencia del control de planta WECC para 50Hz y 60Hz. Tomado de (DlgSILENT GmbH, 2023)

Sistema BESS

El sistema de almacenamiento de energía por batería “BESS” (por sus siglas en inglés battery energy storage system) ofrece una fuente flexible de almacenamiento debido a su tecnología de energía comercialmente viable, bajo costo y alta eficiencia. Por las razones expuestas, en los últimos años los equipos BESS han tenido un gran incremento en su implementación en el mercado global. Adicionalmente, los sistemas de almacenamiento de energía por baterías se pueden utilizar para superar varios desafíos relacionados con la integración de energías renovables (eólicas y solar) en la red a gran escala (Asian Development Bank, 2018). Además, la utilización del sistema BESS tiene algunas ventajas: en primer lugar, las baterías son técnicamente más adecuadas para la regulación de frecuencia que las tradicionales baterías de reserva giratoria de las centrales eléctricas, la segunda ventaja es que las baterías proporcionan una alternativa rentable a la expansión de la red y permiten al consumidor evitar picos de carga al suministrar energía fuera de la red durante las horas pico de consumo de la red. En la Figura (5) se muestran los diferentes tipos de almacenamiento de energía que existe en el mercado: dispositivos mecánicos, electroquímicos, químicos, eléctricos o térmicos.

Figura 5

Clasificación de tecnologías de almacenamiento por tipo de energía



Nota. En la figura 5 se muestran los diferentes tipos de almacenamiento por tipo de energía que existe en el mercado. Tomado de (Korea Battery Industry Association, 2017)

Sistema BESS WECC

En el análisis de estabilidad, un BESS se modela utilizando tres modelos genéricos WECC que se centran en la regulación de la frecuencia de la red y el soporte de voltaje (WECC, 2015). En la Tabla (2) se encuentra el módulo de control de almacenamiento de energía de batería (REEC_C) que es un modelo recientemente desarrollado y aprobado que interactúa con el modelo de sistema de energía renovable (REGC_A) para representar el BESS en simulaciones dinámicas para la regulación de frecuencia y el control de voltaje a nivel de transmisión. Además de los modelos de protección y control de planta (Xu, Bishop, Oikarinen, & Hao, 2016).

Tabla 2*Modelos disponibles en WECC-BESS*

DSL Model	Block Definition	BESS
REEC_A Electrical Control Model	REEC_A	x
REGC_A Generator-Converter Model	REGC_A	x
Voltage Source Reference	Voltage Source Reference	x
Protection Model	Protection	x
Plant Control	Frame WECC	x*
	Plant Control	

Nota. En la tabla 2 se muestra los diferentes modelos para la tecnología WECC-BESS, además x* hace referencia a la existencia del control de planta WECC para 50Hz y 60Hz.

Tomado de (DIGSILENT GmbH, 2023)

Pequeña Señal

En el sistema eléctrico ocurren continuamente pequeñas perturbaciones debido a las variaciones entre la carga y la generación, es por ello importante realizar el estudio de la estabilidad de pequeña señal en donde se analiza la capacidad que tiene el sistema eléctrico para mantener el sincronismo bajo las pequeñas perturbaciones, el sistema considera a la pequeña señal permisible a efectos de análisis cuando es posible linealizar a través de las ecuaciones del sistema la perturbación (Kundur, 1993).

La ecuación (4) hace referencia a la estabilidad de pequeña señal de un sistema, esta va a estar determinada por los valores propios (real y compleja), la componente real

de los valores propios da la amortiguación y la componente imaginaria da la frecuencia de oscilación.

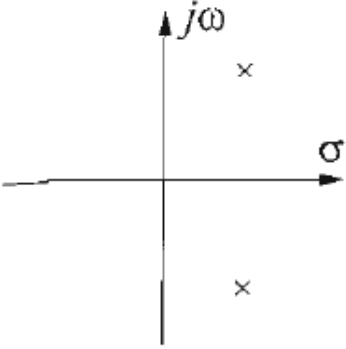
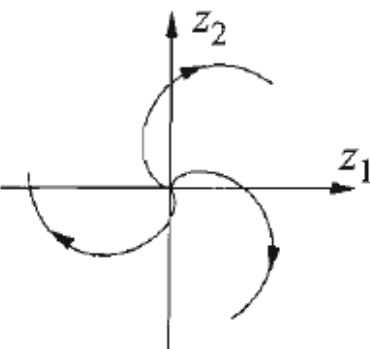
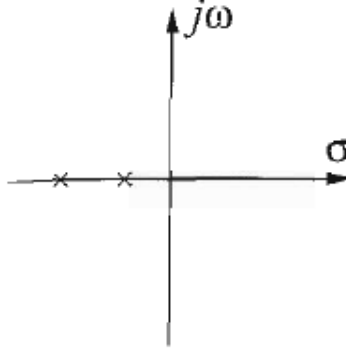
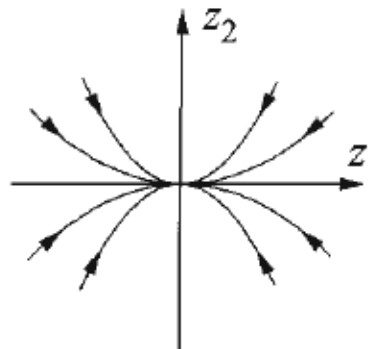
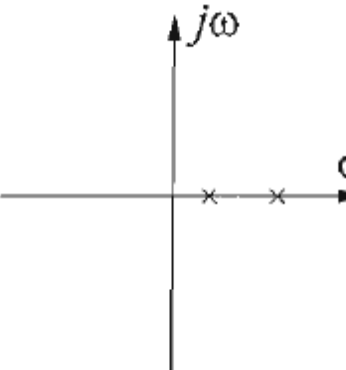
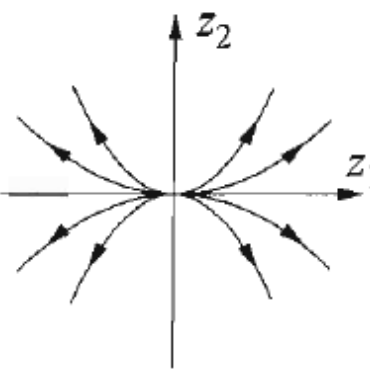
$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (4)$$

La parte real corresponde a un modo no oscilatorio es decir que si un valor propio real es negativo este representa un modo decreciente (oscilación amortiguada), cuanto mayor sea su magnitud, más rápida será la decadencia, en cambio sí es un valor propio real positivo va a existir una inestabilidad aperiódica (oscilación de amplitud creciente). Además, la parte compleja ocurre en pares conjugados, cada par corresponde a un modo oscilatorio (Kundur, 1993). En la Tabla (3) se muestran las seis combinaciones de los valores propios y el comportamiento de la trayectoria de los puntos singulares.

Tabla 3

Combinaciones de los valores propios y su comportamiento en los puntos singulares

Valores Propios	Trayectoria	Tipo de Singularidad
		Estable

Valores Propios	Trayectoria	Tipo de Singularidad
		Inestable
		Nodo estable
		Nodo inestable

Valores Propios	Trayectoria	Tipo de Singularidad
		Vortex
		Sillín

Nota. En la tabla 3 se muestran las seis combinaciones de los valores propios y el comportamiento de la trayectoria de los puntos singulares a un caso bidimensional.

Tomado de (Kundur, 1993)

Capítulo III

Metodología

En este capítulo se presenta la metodología propuesta para realizar el estudio de estabilidad de frecuencia en sistemas aislados con altos índices de penetración de CGT. Dicha metodología se divide en cinco etapas como se muestra en la Figura (6).

Figura 6

Diagrama metodológico propuesto



Nota. En la figura 6 se muestra la metodología propuesta en este trabajo de titulación.

La primera etapa de la metodología conlleva obtener todos los datos relacionados con el SEP existente y además también los datos de los planes de expansión de generación, para modelar el sistema en estado estacionario. Los datos que se requiere son referentes a las unidades de generación convencionales (diesel) y las unidades de generación renovables (eólica, fotovoltaica), además de los datos de las interconexiones existentes y propuestas en el sistema.

La segunda etapa implica el desarrollo de un modelo de simulación utilizando el software Power Factory DIgSILENT, cuyo objetivo es modelar los parámetros de los controladores de las unidades de generación existentes además de considerar las unidades de los planes de expansión de generación (GEP).

La tercera etapa implica el desarrollo de un programa de optimización que aborde el problema de despacho económico con restricciones de seguridad (SCED, por sus siglas en inglés Security Constrained Economic Dispatch) y también incorpore los diferentes tipos de reservas necesarios para que un SEP funcione en óptimas condiciones considerando la introducción de CGTs. Además, se propone la utilización de un filtro para seleccionar los puntos críticos de operación (PCO) considerando factores que atentan contra la estabilidad de frecuencia.

La cuarta etapa se realiza el estudio de estabilidad de frecuencia de los PCO establecidos en la etapa anterior, el estudio se divide en tres secciones. La primera sección es el análisis en estado estacionario del sistema en donde se va a sintonizar los PCO, la segunda sección es el análisis cuasi-estacionario donde se realiza el análisis de pequeña señal a cada PCO y la tercera sección es el análisis dinámico del sistema donde se realizan simulaciones en el dominio de tiempo y se analizan las excursiones de frecuencia del sistema ante una perturbación para cada PCO.

La quinta etapa implica que si la excursión de frecuencia de los PCO sobrepasa el umbral establecido de protección se tomarán medidas correctivas para que la excursión de frecuencia llegue a niveles apropiados establecidos en los códigos de red.

Modelo matemático

En la tercera etapa de la metodología se desarrolla e implementa un modelo matemático orientado a la optimización de un sistema eléctrico aislado con alta penetración de CGTs. El modelo de optimización incluye restricciones técnicas operacionales propias de un SEP (parque generador y sistema de transmisión), también considera reservas asociadas a un mix energético con altos índices de CGTs.

El modelo matemático se formula para resolver un problema de optimización determinístico multi-nodal relacionando las unidades de generación convencionales (diesel) y las unidades de generación CGTs (eólico y fotovoltaico) en función de la intermitencia de los recursos eólicos y solares existentes en el SEP.

Función Objetivo

La función objetivo representada en la ecuación (5) minimiza los costos de operación del SEP en un horizonte de tiempo de estudio (T). Para realizar los costos de operación se hace la sumatoria de los combustibles asociados a las unidades de generación convencional (GS), también se agrega la penalización por vertimiento de potencia de las unidades de generación CGTs (PV, WT), además de las unidades de almacenamiento de energía de baterías (BESS) consideradas en el presente trabajo y por último se penaliza la energía activa no suministrada del sistema (ENS).

$$\min \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{NGS} C_i^{GS} * P_{i,t}^{GS} + \sum_{k=1}^{Nb} C_k^{ENS} * ENS_{k,t} + \sum_{u=1}^{NPV} C_u^{CurtPV} * P_{u,t}^{CurtPV} + \dots \right) \quad (5)$$

$$\left(\sum_{w=1}^{NWT} C_w^{CurtWT} * P_{w,t}^{CurtWT} + \sum_{j=1}^{NBess} C_j^{Bess} * P_{j,t}^{PDBess} \right)$$

Hay que considerar que la función objetivo tiene una serie de restricciones asociadas a las unidades de generación y del sistema que se explicara a continuación:

Modelo de las unidades de generación sincrónicas

Las ecuaciones (6) y (7) representan los límites de la generación de potencia activa de las unidades de generación sincrónica, considerando el valor de la reserva en giro y seguimiento que existe en el sistema. La variable binaria ($Y_{i,t}$) asigna la condición al generador sincrónico (encendido/apagado) para el horizonte de tiempo de estudio. La ecuación (8) establece los límites de reserva de cada unidad de generación y la ecuación (9) representa la reserva de seguimiento que debe cumplir el sistema para un horizonte de tiempo. La ecuación (10) define la cantidad de reserva de giro necesaria para hacer frente a la desconexión intempestiva de una unidad de generación la de mayor inyección de potencia Pl_{ss} incluyendo la reserva de seguimiento del sistema $R_{i,t}^{seguí}$.

$$P_{i,t}^{GS} + R_{i,t} \leq \overline{P_i^{GS}} * Y_{i,t} \quad (6)$$

$$P_{i,t}^{GS} > \underline{P_i^{GS}} * Y_{i,t} \quad (7)$$

$$0 \leq R_{i,t} \leq \underline{R_i} * Y_{i,t} \quad (8)$$

$$R_{i,t}^{seguí} = 0.03 * Dem_{k,t}^{total} + 0.05 * (P_{u,t}^{PV} + P_{w,t}^{WT}) \quad (9)$$

$$\sum_{i=1}^{NGS} R_{i,t} \geq Pl_{ss} + R_{i,t}^{seguí} \quad (10)$$

Modelo de generación fotovoltaica

Para definir la cantidad de potencia activa inyectada de una central fotovoltaica ($P_{u,t}^{PV}$) al sistema, se utilizan las ecuaciones presentadas en (Gandhi, Rodríguez-Gallegos, Zhnag, Srinivasan, & Reindl, 2018), donde se establece que la potencia inyectada depende de la capacidad instalada de la planta (P_u^{IPV}), la irradiancia solar presente en la zona ($Ir_{u,t}$), la temperatura de las celdas fotovoltaicas de los paneles que componen la planta ($T_{u,t}$), además del coeficiente de temperatura (n_u^T), la temperatura en condiciones normales ($NOCT_u$) y la temperatura ambiente ($T_{u,t}^{amb}$), así como la eficiencia del inversor que se emplea para conectarse a la red (η_u^{invPV}) como se puede observar en las ecuaciones (11) y (12). Para obtener la (P_u^{IPV}) se multiplica el número de paneles fotovoltaicos que componen la planta ($n_u^{paneles}$) por su respectiva potencia nominal ($P_{nom_u}^{PV}$), como se muestra en la ecuación (13). En la ecuación (14) se establecen los límites de vertimiento de potencia de la planta ($P_{u,t}^{CurtPV}$).

$$P_{u,t}^{PV} = P_u^{IPV} * \left(\frac{Ir_{u,t}}{1000[W/m^2]} \right) * \left(1 - n_u^T * (T_{u,t} - 25[^\circ C]) \right) * \eta_u^{invPV} \quad (11)$$

$$T_{u,t} = T_{u,t}^{amb} + \frac{Ir_{u,t}}{800[W/m^2]} * (NOCT_u - 20[^\circ C]) \quad (12)$$

$$P_u^{IPV} = n_u^{paneles} * P_{nom_u}^{PV} \quad (13)$$

$$0 \leq P_{u,t}^{CurtPV} \leq P_{u,t}^{PV} \quad (14)$$

Modelo de generación eólica

La capacidad instalada de un parque eólico ($P_{w,t}^{IWT}$) se presenta en la ecuación (15) y se define por el número de aerogeneradores instalados (n_w) y su potencia nominal ($P_{nom_w}^{WT}$). Para definir la potencia activa inyectada por el parque eólico ($P_{w,t}^{IWT}$) se lo obtiene a través de la ecuación (16), donde se multiplica el número de los aerogeneradores

instalados (n_w) por su respectiva función de generación de potencia (f_w) y por la eficiencia del inversor que se emplea para conectarse a la red (η_w^{invWT}), además en la ecuación (17) se establecen los límites de vertimiento de potencia de la planta ($P_{u,t}^{CurtWT}$). Cabe mencionar que para obtener la inyección de potencia de los aerogeneradores se definen regiones, éstas van a estar en función a la curva característica de viento-potencia en donde la primera región va a ser el inicio de generación, la segunda región define como la generación variable, después en la tercera región se tiene una generación constante y por último en la cuarta región se tiene un corte de generación, como se muestra en la Figura (7).

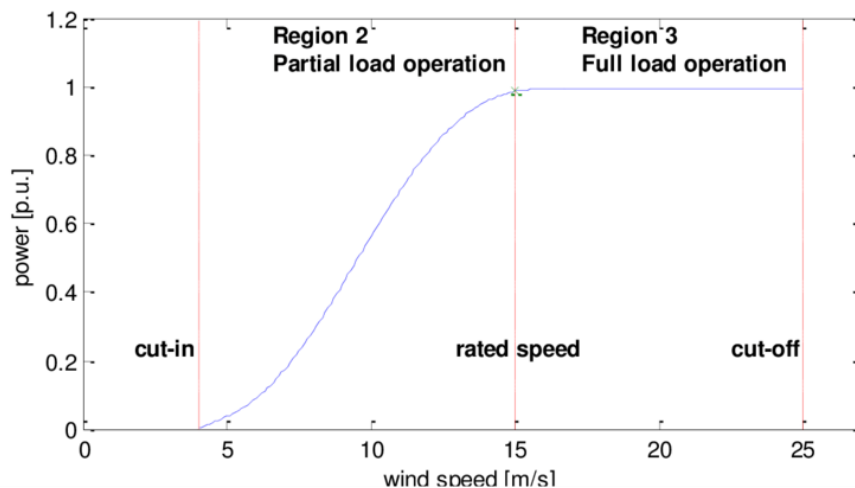
$$P_{w,t}^{IWT} = n_w * P_{nom_w}^{WT} \quad (15)$$

$$P_{w,t}^{WT} = n_w * f_w * \eta_w^{invWT} \quad (16)$$

$$0 \leq P_{w,t}^{CurtWT} \leq P_{w,t}^{WT} \quad (17)$$

Figura 7

Curva de velocidad característica de viento-potencia de un aerogenerador.



Nota. Tomado de (Hall, Mecklenborg, Chen, & Pratap, 2011)

Modelo de generación BESS

Para definir la potencia inyectada o consumida del BESS se emplean las ecuaciones presentadas en (Mehrjedi & Hemmati, 2019), en donde las ecuaciones (18) y (19) nos muestran la cantidad de energía disponible en el BESS. Las ecuaciones (20) y (21) establecen los límites para la potencia de carga y descarga. Por último, en la ecuación (22) se garantiza la prolongación de la vida útil de los BESS.

$$E_{j,t} = E_{j,t-1} + P_{j,t}^{PCBess} * \eta_j^{invBess} - \frac{P_{j,t}^{PDBess}}{\eta_j^{invBess}} \quad t \geq 1 \quad (18)$$

$$E_{j,t} = E_{0j,t} + P_{j,t}^{PCBess} * \eta_j^{invBess} - \frac{P_{j,t}^{PDBess}}{\eta_j^{invBess}} \quad t = 1 \quad (19)$$

$$0 \leq P_{j,t}^{PDBess} \leq Bess_installed_j * \eta_j^{invBess} \quad (20)$$

$$0 \geq -P_{j,t}^{PCBess} \geq -\frac{Bess_installed_j}{\eta_j^{invBess}} \quad (21)$$

$$0.2 * Bess_installed_j \leq E_{j,t} \leq 0.95 * Bess_installed_j \quad (22)$$

Modelo de líneas de distribución

Para el ámbito de la operación y planificación de redes de distribución se usa ampliamente los modelos de flujo de potencia DC debido a su enfoque de análisis que según (Skolfied & Escobedo, 2022) trabaja con una representación lineal de la red que excluye la componente reactiva, para hallar la distribución de flujos de potencia activa en la red. La ecuación (23) representa el flujo de potencia que existe por una línea de transmisión ($P_{l,t}^L$) estas van a estar conectadas entre dos nodos del sistema, esta

ecuación relaciona la diferencia angular de los nodos de conexión ($\theta_{fr(l)} - \theta_{to(l)}$) y la reactancia de la línea (X_l). En la ecuación (24) se establecen los límites de la capacidad de transporte de la línea de transmisión, además en la ecuación (25) se representa los límites a los que se encuentra sujeto el ángulo de voltaje.

$$P_{l,t}^L = \frac{1}{X_l} (\theta_{fr(l)} - \theta_{to(l)}) \quad (23)$$

$$-\overline{S}_l \leq P_{l,t}^L \leq \overline{S}_l \quad (24)$$

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta_{k,t} \leq \frac{\pi}{2} \quad (25)$$

Ecuación de Balance

En la ecuación (27) se establece la ecuación de balance del sistema donde se considera la generación sincrónica ($P_{i,t}^{GS}$), fotovoltaica ($P_{u,t}^{PV}$) y eólica ($P_{w,t}^{WT}$). La potencia de vertimiento de la generación fotovoltaica ($P_{u,t}^{CurtPV}$) y la potencia de vertimiento de la generación eólica ($P_{w,t}^{CurtWT}$). Los flujos de potencia de las líneas de distribución ($P_{l,t}^L$), además de la potencia de carga del BESS ($P_{j,t}^{PCBess}$) así como la potencia de descarga del BESS ($P_{j,t}^{PDBess}$). La demanda del sistema ($Dem_{k,t}$) y la energía no suministrada ($ENS_{k,t}$).

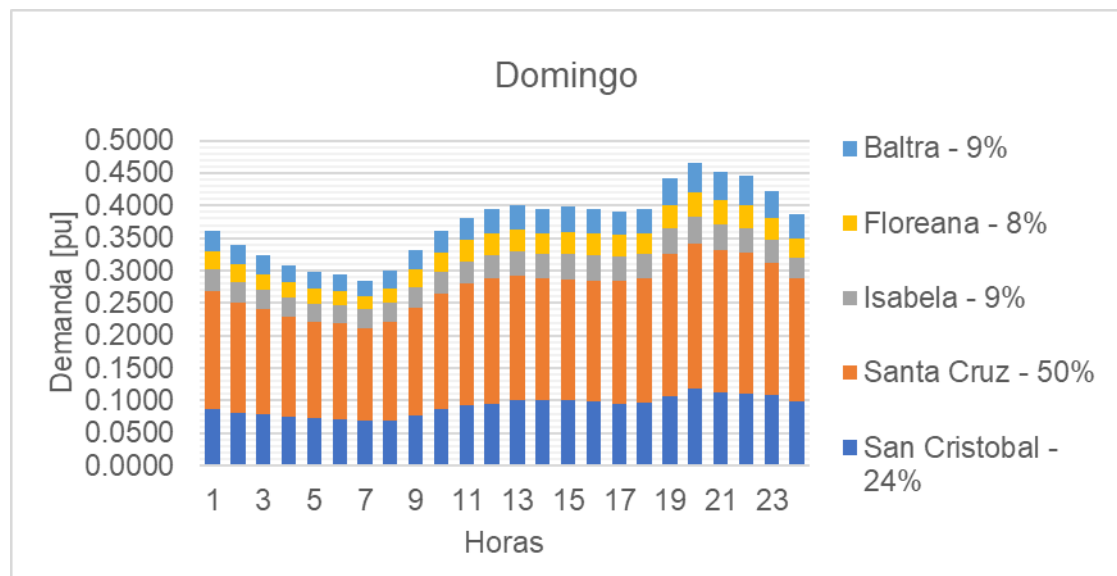
$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^{NGS} P_{i,t}^{GS} + \sum_{u=1}^{NPV} P_{u,t}^{PV} + \sum_{w=1}^{NWT} P_{w,t}^{WT} + \sum_{j=1}^{NBess} P_{j,t}^{PDBess} + \sum_{l=1}^{NL} P_{l,t}^L \\ & = Dem_{k,t} - ENS_{k,t} + \sum_{u=1}^{NPV} P_{u,t}^{CurtPV} + \sum_{w=1}^{NWT} P_{w,t}^{CurtWT} + \sum_{j=1}^{NBess} P_{j,t}^{PCBess} \end{aligned} \quad (26)$$

Selección de Puntos Críticos de Operación

Para el estudio de estabilidad es necesario reducir los puntos de operación (PO) de estudio para lo cual se hace una selección los puntos críticos con el supuesto de que si en ese PCO el sistema es capaz de soportar una perturbación se supone que en los otros PO no debería haber ningún inconveniente. Para crear el filtro se toman en consideración factores que atenten contra la estabilidad de frecuencia que según (Rahmann, Ortiz-Villalba, Álvarez, & Salles, 2017) son la constante de inercia del sistema, el desbalance de potencia y el porcentaje de penetración de los CGTs. La ecuación (28) describe el filtro propuesto "*Index [pu]*" en el horizonte de tiempo de estudio. El índice se calcula como la raíz cuadrada del porcentaje de penetración de los CGTs en función de la demanda (RES) más la inercia del sistema (H) elevada al cuadrado por (W) que presenta el porcentaje de participación (peso) de cada isla referente a la curva de demanda como se muestra en la Figura (8).

Figura 8

Curva de demanda del Domingo del escenario de invierno.



Nota. En la figura 8 se muestran el % de participación (peso) que tiene cada isla en función de la curva de demanda del día Domingo del escenario de invierno.

$$Index_t = \sqrt{(RES_t + H_t)^2 * W} \quad (27)$$

Capítulo IV

Caso de estudio

En este capítulo se presentan las características técnicas que posee el archipiélago de las Islas Galápagos además de la implementación del plan de expansión de generación con el objetivo de validar la metodología propuesta descrita en el Capítulo III. Las Islas Galápagos se encuentran ubicadas en el Océano Pacífico a 972 km de la costa continental del Ecuador, este archipiélago está conformado por 13 islas y más de 200 islotes (Instituto Geofísico - EPN, 2023), en 1959 el Estado Ecuatoriano declaró como Parque Nacional al 97% de la superficie terrestre que conforman las islas, el 3% restante es utilizada como zonas habitables que se encuentran ubicadas en: San Cristóbal, Santa Cruz, Isabela y Floreana, las cuales en el 2018 necesitaron 51.79 GWh en donde la mayor demanda de energía eléctrica se encuentra en Santa Cruz con un 60.7%, seguida por San Cristóbal con 30%, Isabela con 8.7% y Floreana con 0.6%. La energía eléctrica es de origen térmico con una participación del 84% la demanda restante es cubierta con generación eólica (12%) y generación solar (4%) (Instituto de Investigación Geológica y Energética (IIEGE), 2018). Ante lo expuesto se evidencia la importancia de una transición energética para lo cual se implementa el plan de expansión propuesto en (Basantes & Macías, 2022) en donde se considera una transición energética hacia fuentes basadas en CGTs, esta característica convierte al sistema en un entorno apto para realizar estudios de estabilidad de frecuencia con la finalidad de dar seguridad y confiabilidad al sistema.

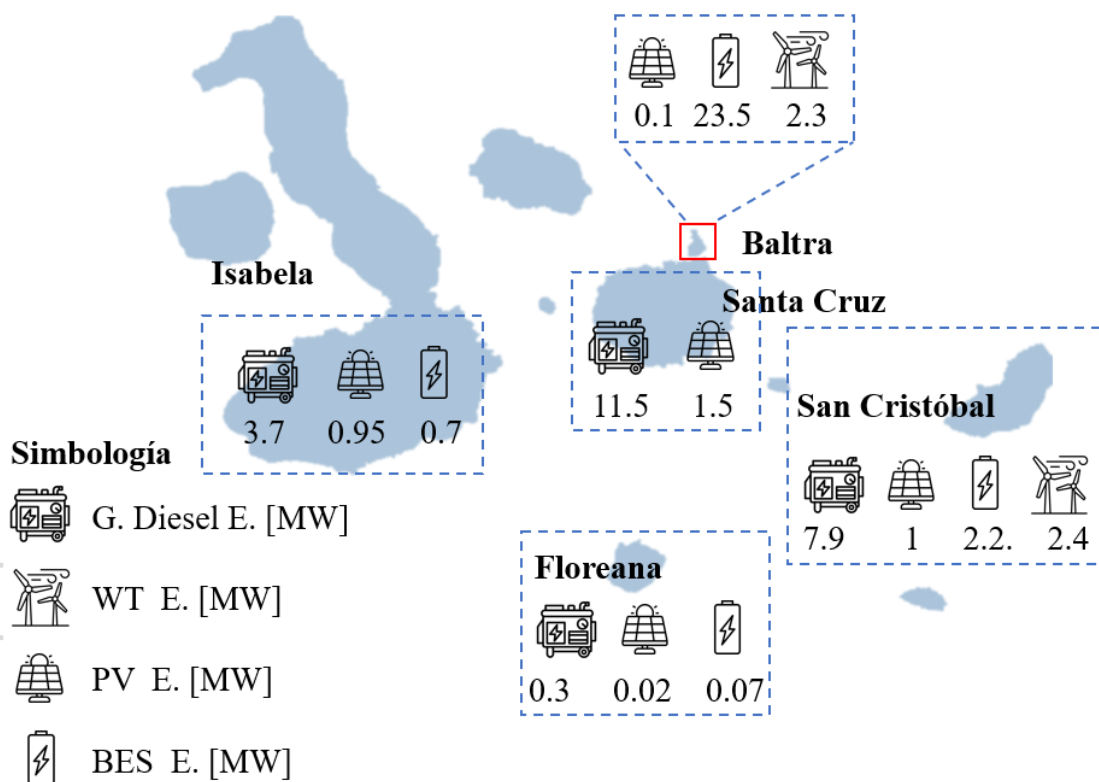
Generación existente en el archipiélago de las Islas Galápagos

Para obtener la información de las unidades de generación y almacenamiento existentes en el Archipiélago de las Islas Galápagos se desarrolló una revisión bibliográfica donde se obtuvo la potencia instalada y de almacenamiento de cada isla como se muestra en la Figura (9). Además, se consideró el proyecto en construcción en la Isla San

Cristóbal (1MWp de fotovoltaico - 2.2MWh de BESS) y el proyecto Conolophus (14.8MW de fotovoltaico y 40.88MWh de BESS), que se incorporara en el año 2025 en el SEP de las Islas Galápagos. (ELECGALAPAGOS S.A., 2020)

Figura 9

SEP existente del Archipiélago de las Islas Galápagos



Nota. En la figura 9 se muestra la potencia instalada y almacenada existente en cada una de las Islas que conforman el Archipiélago de las Islas Galápagos

Plan de expansión de generación para el archipiélago de las Islas Galápagos

En (Basantes & Macías, 2022) se propone un plan de expansión de generación (GEP) donde se busca descarbonizar parcialmente las Islas Galápagos para ello consideran una línea de 34.5kV en este caso se tiene el incremento de generación Diesel en Baltra y Floreana, además del incremento de la generación eólica en todas las Islas,

en la Tabla (4) se muestra la potencia instalada para cada una de los generadores existentes en el Archipiélago, además de la existencia en caso de ser necesario de una línea de interconexión.

Tabla 4

GEP de las Islas Galápagos

Generación	Diesel [MW]	WTG [MW]	PV [MW]	BESS[MW]	Interconexión
GEP	3.4	67.2	-	-	-

Nota. Información obtenida de (Basantes & Macías, 2022)

Las unidades de generación Diesel instaladas tienen como modelo el grupo electrógeno de marca Hyundai de 1.7MW de potencia, debido a que estas unidades son las últimas implementadas en las Islas Galápagos (ELECGALAPAGOS S.A., 2015). Con respecto a las unidades de generación eólica se siguió el GEP seleccionando los aerogeneradores Siemens SG 2.1-114 con una potencia instalada de 2.1MW por cada turbina. En la Tabla (5) se muestra el número de unidades de generación propuestas en el plan de expansión de generación para cada una de las Islas Galápagos.

Tabla 5

Tipo de generación y número de unidades implementadas

Generación Diesel		
Marca	Isla	# de unidades
Hyundai	Floreana	1

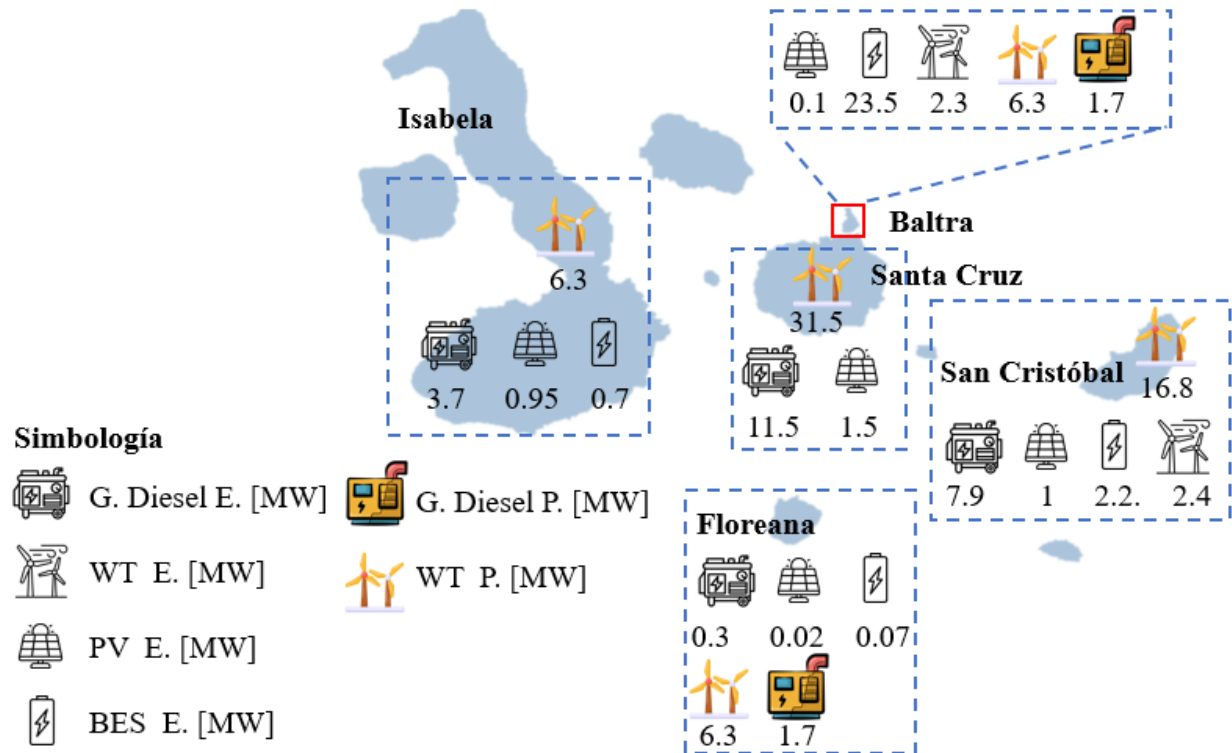
Marca	Isla	# de unidades
Hyundai	Balra	1
Generación Eólica		
Marca	Isla	# de turbinas
Siemens SG 2.1-114	San Cristóbal	8
	Santa Cruz	15
	Isabela	3
	Floreana	3
	Balra	3

Nota. Información obtenida de (ELECGALAPAGOS S.A., 2015) y (Basantes & Macías, 2022)

La potencia instalada en cada una de las islas que conforman el SEP de las Islas Galápagos incluyendo el plan de expansión de generación se muestra en la Figura (10). Los modelos de los controladores de las plantas de generación utilizados en el SEP se detallan en el Anexo A.

Figura 10

GEP de las Islas Galápagos



Nota. Potencia instalada existente y del GEP de las Islas Galápagos.

Capítulo V

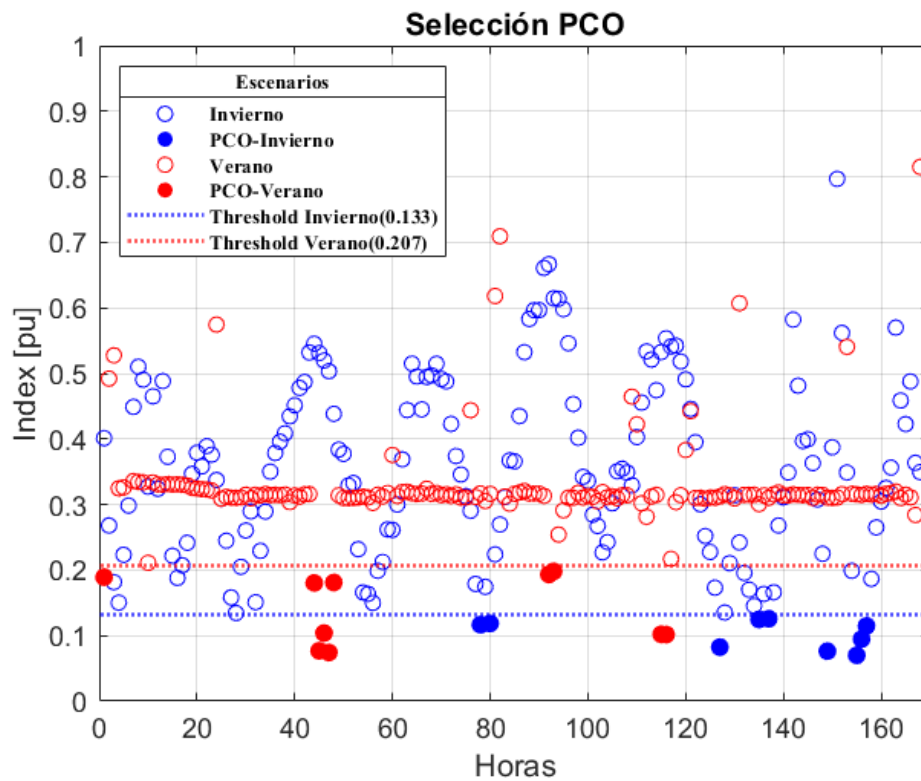
Análisis de Resultados

Selección de puntos críticos de operación

Se seleccionaron dos escenarios característicos una semana de verano y otra de invierno un total de 336 PO. A estos PO se aplica el filtro descrito en la metodología con el propósito de obtener los PCO como se muestra en la Figura (11).

Figura 11

Selección de los puntos críticos de operación



Nota. En la figura 11 se muestran la selección de los puntos críticos de operación del escenario de verano e invierno.

De los 336 PO al momento que se aplica el filtro propuesto en la ecuación (27) se reducen a 6 puntos de operación siendo estos considerados como los puntos más críticos

de operación del sistema. El filtro utilizado llamado "Index", el cual relaciona el % de penetración de los CGTs, la inercia del sistema y el % de participación (peso) de cada isla, se lo aplico para todos los PO de la semana tanto para el escenario de invierno como el de verano, esto debido a las características ambientales (velocidad de viento, irradiancia, temperatura ambiente) y las necesidades de demanda que existe en cada escenario. El Index resultante del escenario de invierno es de 0.133[pu], este resultado se lo obtiene del promedio de los Index de cada día del escenario como se lo muestra en la Tabla (6). Los puntos de operación que sobrepasan este umbral de 0.133[pu] son 4PO, estos van a ser considerados como los más críticos en este escenario.

Tabla 6

Resultados del filtro Index propuesto para cada día del escenario de invierno

Días del escenario de Invierno	Index [pu]
Domingo	0.150
Lunes	0.134
Martes	0.150
Miércoles	0.117
Jueves	0.227
Viernes	0.082
Sábado	0.070
Promedio	0.133

Nota. En la tabla 6 se muestran los resultados del filtro propuesto para cada día del escenario de invierno y el Index promedio que sería el límite establecido en dicho escenario.

En el escenario de verano el Index resultante es de 0.207[pu], este resultado se lo obtiene del promedio de los Index de cada día del escenario como se lo muestra en la Tabla (7).

Tabla 7

Resultados del filtro Index propuesto para cada día del escenario de verano

Días del escenario de Verano	Index [pu]
Domingo	0.189
Lunes	0.074
Martes	0.302
Miércoles	0.193
Jueves	0.102
Viernes	0.301
Sábado	0.284
Promedio	0.207

Nota. En la tabla 7 se muestran los resultados del filtro propuesto para cada día del escenario de verano y el Index promedio que sería el límite establecido en dicho escenario.

Los puntos de operación que sobrepasan el umbral de 0.207[pu] son 2PO y de igual manera que el anterior escenario estos 2PO van a ser los considerados como los más críticos. En la Tabla (8) se muestran los PCO con su día y hora para el estudio de estabilidad de frecuencia.

Tabla 8

Puntos críticos de operación seleccionados para el estudio de estabilidad de frecuencia

Filtro Index “INVIERNO”		
Punto Crítico de Operación (PCO)	Día	Hora
PCO1	Miércoles	8 am
PCO2	Viernes	17 pm
PCO3	Martes	9 am
PCO4	Sábado	14 pm
Filtro Index “VERANO”		
Punto Crítico de Operación (PCO)	Día	Hora
PCO5	Domingo	1 am
PCO6	Lunes	20 pm

Nota. En la tabla 8 se muestran los puntos críticos de operación seleccionados de los dos escenarios verano e invierno para el estudio de estabilidad de frecuencia.

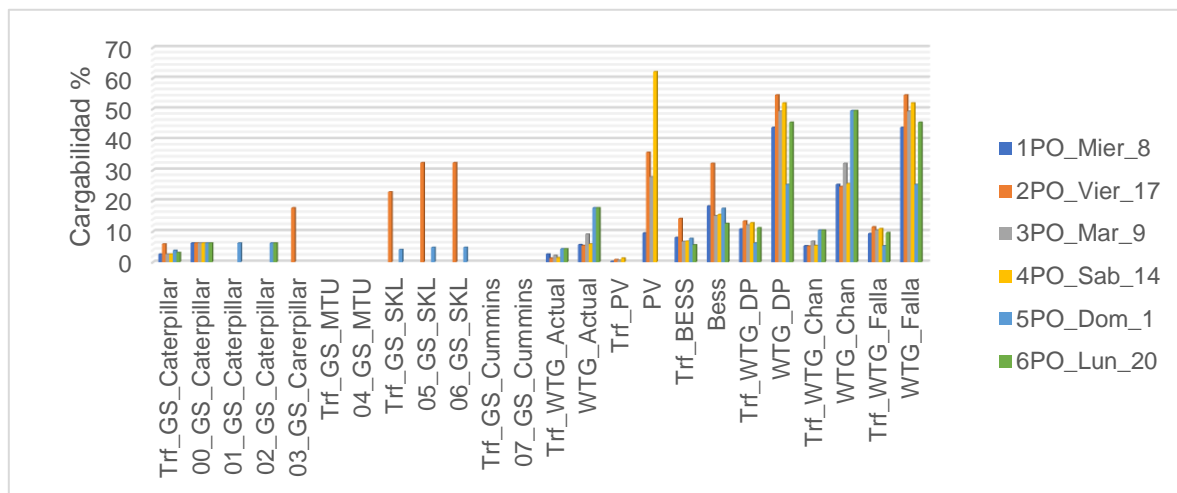
Estudio de estabilidad de frecuencia

San Cristóbal

En la Figura (12) se muestra los elementos existentes y propuestos en el GEP activos según el despacho económico realizado y los PCO bajo estudio, además se muestran los niveles de cargabilidad de las unidades de generación sincrónica, generación CGT (eólica y fotovoltaica) y BESS, así como los transformadores para cada uno de los puntos críticos de operación bajo estudio. Se puede observar que al momento de realizar el estudio de flujo de potencia (Load Flow) ningún elemento activo está sobrecargado en ningún PCO, por lo tanto, el sistema está funcionando en óptimas condiciones en estado estacionario.

Figura 12

Load Flow en todos los PCO para la isla de San Cristóbal



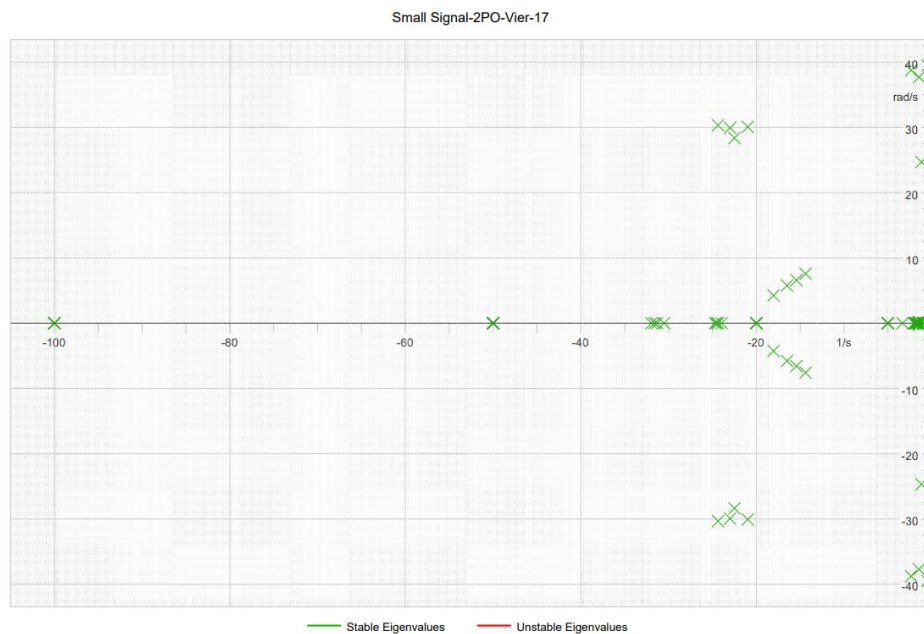
Nota. En la figura 12 se muestra el análisis de estado estacionario con la realización de la sintonización de los elementos para cada PCO en San Cristóbal.

El estudio de pequeña señal se lo realizo para todos los puntos críticos de operación bajo estudio, en la Figura (13) se muestra el estudio de pequeña señal del

segundo punto crítico de operación (viernes 17hr) del SEP de San Cristóbal, en este PCO se tiene 93 módulos y todos estos módulos son estables es decir tienen su parte real negativa por lo tanto al momento de realizar el estudio dinámico no existiría ningún inconveniente. El estudio de pequeña señal para todos los PCO se puede observar en el Anexo B.

Figura 13

Small Signal PCO2 - Viernes 17hr San Cristóbal



Nota. En la figura 13 se muestra los valores propios del segundo punto crítico de operación en San Cristóbal.

La perturbación, para el estudio de estabilidad de frecuencia se define la desconexión intempestiva de una unidad de generación, dicha unidad de generación va a ser la que mayor potencia activa este inyectando en los puntos críticos de operación del sistema en función de los datos proporcionados por el despacho económico, en la Tabla (9) se muestra cuanta potencia activa inyecta las unidades de generación sincrónica y

eólica por unidad, además del desbalance de potencia (ΔP) y el porcentaje de penetración de energía renovable con respecto a la demanda (ER%) para cada uno de los PCO bajo estudio.

Tabla 9

Generación, desbalance de potencia y ER% para cada PCO en San Cristóbal

San Cristóbal				
Puntos Críticos de Operación	Generación Sincrónica (MW)	Generación Eólica (MW)	ΔP (MW)	ER%
PCO1 – Miércoles 8hr	0.05	0.922	0.922	99.4%
PCO2 – Viernes 17hr	0.68	1.144	1.144	86.9%
PCO3 – Martes 9hr	0.05	1.034	1.034	99.5%
PCO4 – Sábado 14hr	0.05	1.090	1.090	99.5%
PCO5 – Domingo 1hr	0.1	0.531	0.531	94.2%
PCO6 – Lunes 20hr	0.05	0.957	0.957	98.9%

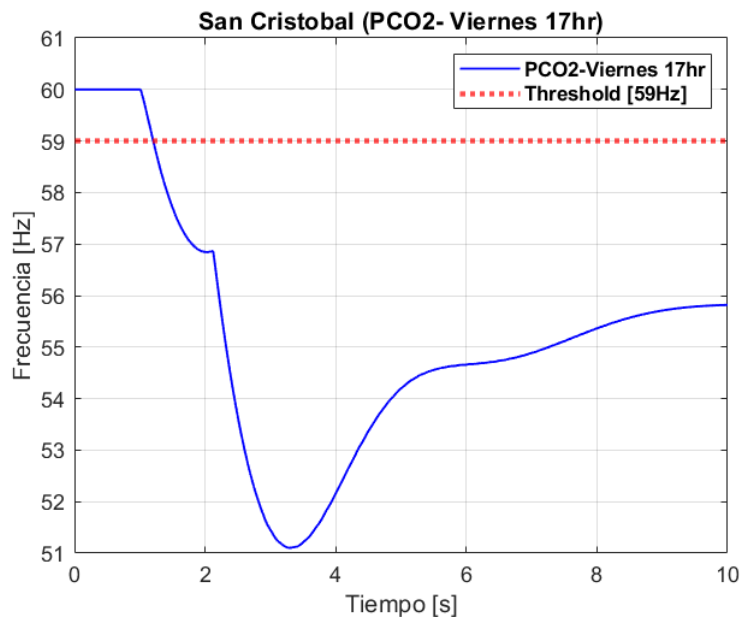
Nota. En la tabla 9 se muestra los valores de generación sincrónica y eólica, además del desbalance de potencia y el porcentaje de penetración de energía renovable para cada PCO.

Para el estudio dinámico se lo realizo considerando una ventana de tiempo de 10s, en donde se observa la excursión de la frecuencia ante la presencia de una perturbación en este caso la desconexión intempestiva de la unidad de mayor inyección de potencia

activa en los PCO, dicha perturbación se lo realiza en el tiempo de 1s desde de haber iniciado la simulación. En la Figura (14) se muestra la excursión de la frecuencia del segundo punto crítico de operación (viernes 17hr) en donde se observa la caída severa de la frecuencia durante la activación de la perturbación, el RoCoF que se alcanza en el PCO2 es de $RoCoF = 5.228[Hz/s]$, la frecuencia nadir llega a $f_{nadir} = 51.1 [Hz]$ en un tiempo de $T_{nadir} = 3.287 [s]$, esta excursión de frecuencia sobrepasa el umbral establecido en el código eléctrico ecuatoriano de los sistemas de protección establecido en $59 [Hz]$, por lo tanto, se activara los sistemas de desconexión automáticos de carga [EDAC]. En el Anexo B se puede observar las diferentes excursiones que tiene San Cristóbal en todos los PCO bajo estudio.

Figura 14

Excursión de frecuencia del día Viernes 17hr (PCO2) en San Cristóbal

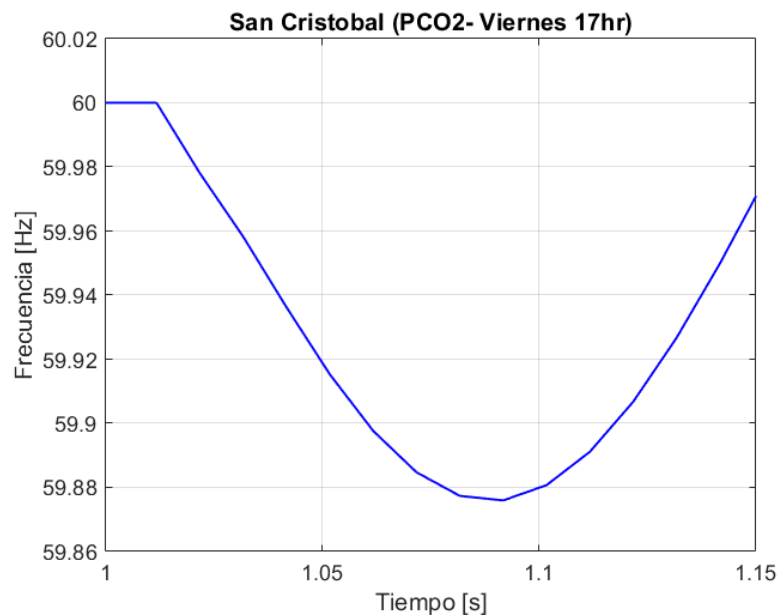


Nota. En la figura 14 se muestra la excursión de frecuencia en el segundo punto crítico de operación ante la presencia de un desbalance de potencia en San Cristóbal.

Debido a la activación de los EDAC se toman medidas correctivas en este caso de las Isla San Cristóbal ante la presencia de un sistema BESS, se opta por cambiar el controlador por un controlador con normativa WECC dicha tecnología brinda soporte primario en frecuencia, entonces en el SEP – San Cristóbal se coloca el sistema BESS como Reference Machine y que el Local Controller de soporte en voltaje al sistema, con lo cual se consigue que la frecuencia nadir lleve a $f_{nadir} = 59.877 [Hz]$ en un tiempo de $T_{nadir} = 1.099 [s]$ con un RoCoF de $RoCoF = 2.007 [Hz/s]$ sin sobrepasar el umbral de las protecciones EDAC como se muestra en la Figura (15). En el Anexo B se puede observar las diferentes excursiones implementando medidas correctivas que tiene San Cristóbal en todos los PCO bajo estudio.

Figura 15

Excursión de frecuencia con la implementación de medidas correctivas en el PCO2 de San Cristóbal



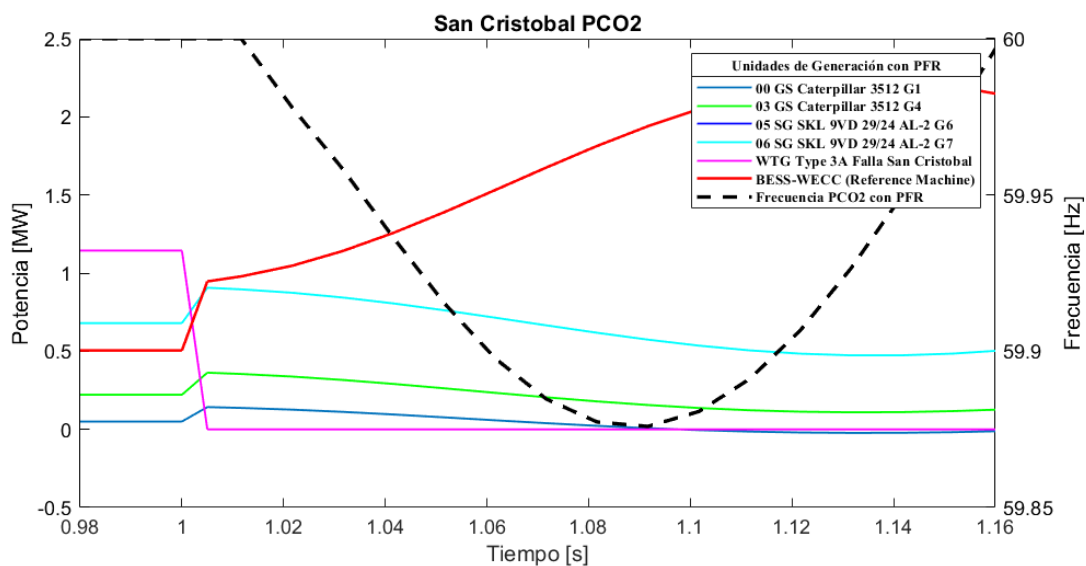
Nota. En la figura 15 se muestra el comportamiento de la frecuencia en el PCO2 con la implementación de tecnología WECC en el sistema BESS.

En la Figura (15) se muestra el accionar de las unidades de generación que cuentan con soporte primario de frecuencia y la excursión de frecuencia con el accionar de dichas unidades para el PCO2. Se puede observar que el sistema BESS al momento que existe la perturbación es el que mayor inyección de potencia brinda para poder hacer frente a la perturbación, seguidos por las unidades de generación sincrónica.

Adicionalmente el desbalance de potencia (ΔP) en el PCO2 es de $\Delta P = 1.144 [MW]$ y al momento que se llega al Primary Frequency Response (PFR) el sistema brinda $PFR = 1.120 [MW]$ de energía extra para suplir la perturbación, en este PCO el porcentaje de energía renovable con respecto a la demanda es de $ER = 86.9\%$. En el Anexo B se puede observar el comportamiento de las unidades de generación con PFR en relación a la excursión de frecuencia en todos los PCO bajo estudio de San Cristóbal.

Figura 16

Comportamiento de las unidades de generación con PFR en relación a la excursión de frecuencia en el PCO2 de San Cristóbal



Nota. En la figura 16 se muestra el comportamiento de las unidades de generación con PFR y la falla del sistema en relación a la excursión de frecuencia en el PCO2.

En la Tabla (10), se muestra los valores alcanzados durante el estudio de estabilidad de frecuencia en el plan de expansión de generación original (SIN PFR) y los valores implementando medidas correctivas (CON PFR), además del porcentaje de penetración de energía renovable con respecto a la demanda. Además, se muestran los valores del desbalance de potencia (ΔP) así como cuanto de potencia activa extra brinda las unidades con soporte de PFR y en que tiempo alcanza el PFR para todos los puntos críticos de operación bajo estudio.

Tabla 10

Valores alcanzados para cada punto crítico de operación de San Cristóbal

San Cristóbal	CON PFR			SIN PFR			ER [%]	T_{PFR} [s]	PFR [MW]	ΔP [MW]
	$RoCoF \left[\frac{Hz}{s} \right]$	T_{nadir} [s]	f_{nadir} [Hz]	$RoCoF \left[\frac{Hz}{s} \right]$	T_{nadir} [s]	f_{nadir} [Hz]				
PCO1	0.945	1.060	59.958	8.437	3.270	46.083	99.4%	1.101	0.516	0.923
PCO2	2.007	1.099	59.877	5.228	3.287	51.100	86.9%	1.122	1.120	1.144
PCO3	1.053	1.065	59.954	49.141	2.440	26.231	99.5%	1.091	0.997	1.034
PCO4	1.171	1.061	59.951	60.666	2.352	20.955	99.5%	1.101	1.030	1.089
PCO5	0.869	1.090	59.941	3.296	2.181	57.437	94.2%	1.142	0.420	0.531
PCO6	1.315	1.067	59.933	19.035	2.861	40.858	98.9%	1.142	0.846	0.957

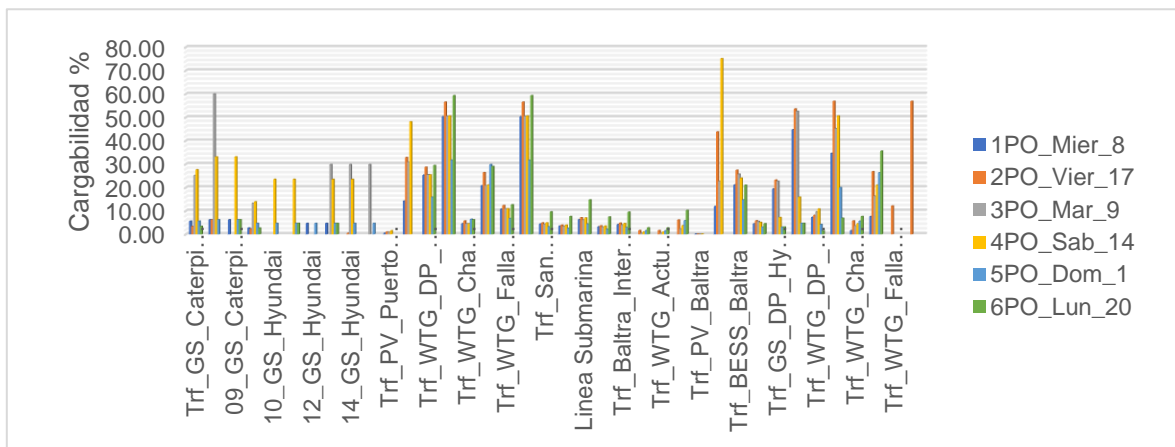
Nota. Los resultados presentados se obtuvieron al emplear un desbalance de potencia de la unidad de generación que mayor potencia activa inyecta al sistema

Santa Cruz – Baltra

El sistema eléctrico de potencia Santa Cruz – Baltra es un sistema interconectado a través de una línea de 34.5kV, el SEP de Baltra actúa como el complemento de Santa Cruz debido a que la demanda en Baltra solo se compone del aeropuerto en cambio en Santa Cruz se encuentra el sistema hotelero y hospitalario. En la Figura (17) se muestra la cargabilidad de todos los elementos de generación, transformación y transmisión del sistema para todos los puntos críticos de operación PCO bajo estudio, la potencia activa de las diferentes unidades de generación en cada PCO va a estar dada en función del despacho económico. Se observa que durante el estudio de flujo de potencia (Load Flow) ningún elemento que conforma el SEP esta sobrecargado en ningún PCO, por lo tanto, el sistema está funcionando en óptimas condiciones en estado estacionario.

Figura 17

Load Flow en todos los PCO del SEP interconectado Santa Cruz-Baltra



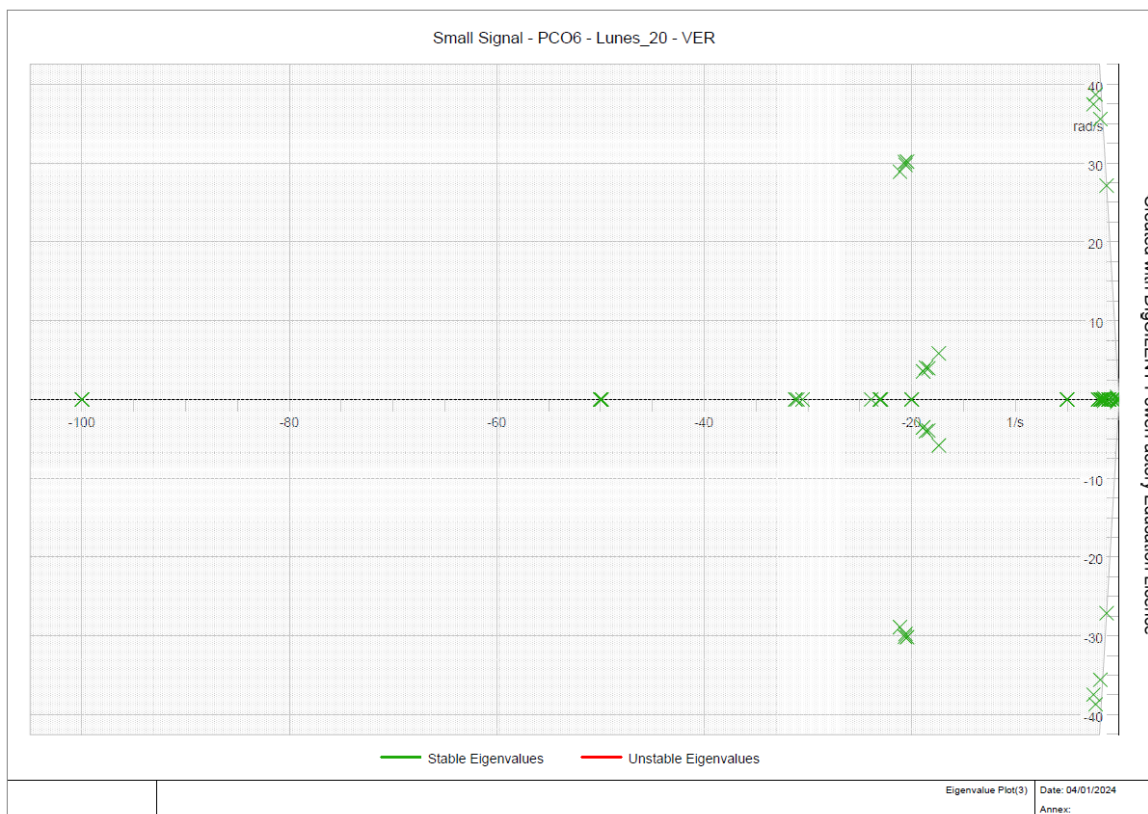
Nota. En la figura 17 se muestra el análisis de estado estacionario con la realización de la sintonización de los elementos para cada PCO del SEP interconectado Santa Cruz-Baltra.

Para el estudio en estado cuasi-estacionario se realiza el estudio de pequeña señal para todos los puntos críticos de operación bajo estudio, en la Figura (18) se

muestra el comportamiento de los diferentes módulos (85) en el sexto punto crítico de operación (lunes 20hr) del SEP interconectado Santa Cruz – Baltra, donde se observa que todos los módulos son estables, por lo tanto, no existiría ningún inconveniente durante el estudio dinámico. El estudio de pequeña señal para todos los PCO se puede observar en el Anexo C.

Figura 18

Small Signal PCO6 - Lunes 20hr del SEP Santa Cruz- Baltra



Nota. En la figura 18 se muestra los valores propios del sexto punto crítico de operación del SEP Santa Cruz – Baltra.

Debido a las diferentes características ambientales que existe entre Santa Cruz – Baltra la selección de la perturbación (desconexión intempestiva de la unidad de generación que mayor potencia activa inyecta al sistema) se lo debe analizar por isla. En

la Tabla (11) se muestra la generación sincrónica y eólica que se genera en el SEP de acuerdo a los datos arrojados en el despacho económico (ED) para cada isla (Santa Cruz – Baltra) además de la selección del desbalance de potencia ΔP y el porcentaje de penetración de energía renovable con respecto a la demanda (ER%) para cada uno de los PCO bajo estudio.

Tabla 11

Generación, desbalance de potencia y ER% para cada PCO en el SEP interconectado Santa Cruz-Baltra

Santa Cruz - Baltra							
Puntos Críticos de Operación	Santa Cruz			Baltra			ΔP
	Generación Sincrónica (MW)	Generación Eólica (MW)	ER%	Generación Sincrónica (MW)	Generación Eólica (MW)	ER%	(MW)
	PCO1 – Miércoles 8hr	0.1	1.057	98.1%	0.95	0.726	71.9%
PCO2 – Viernes 17hr	0.1	1.187	93.7%	1.138	1.195	100.3%	1.195
PCO3 – Martes 9hr	0.633	1.059	84.6%	1.117	0.950	90.3%	1.117

Puntos Críticos de Operación	Santa Cruz			Baltra			ΔP (MW)
	Generación	Generación	ER%	Generación	Generación	ER%	
	Sincrónica	Eólica		Sincrónica	Eólica		
	(MW)	(MW)		(MW)	(MW)		
PCO4 – Sábado 14hr	0.5	1.063	86.8%	0.338	1.062	94.8%	1.063
PCO5 – Domingo 1hr	0.1	0.666	94.1%	0.1	0.420	95.1%	0.666
PCO6 – Lunes 20hr	0.1	1.244	108.4%	0.1	0.249	43.3%	1.244

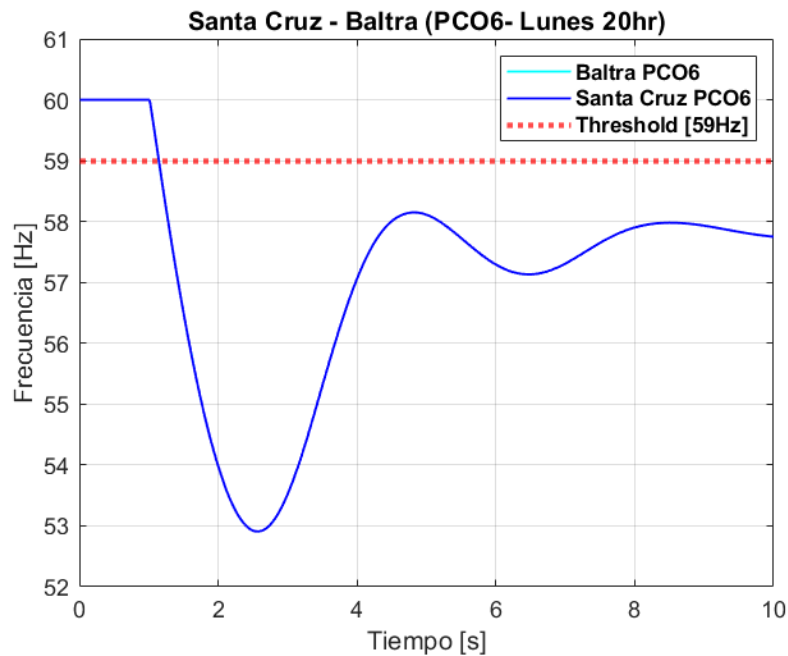
Nota. En la tabla 11 se muestra los valores de generación sincrónica y eólica, además del desbalance de potencia y el porcentaje de penetración de energía renovable para cada PCO de Santa Cruz y Baltra.

El horizonte de tiempo para los casos de estudio es de 10s en lo que refiere al estudio dinámico en donde se va a visualizar la excursión de la frecuencia ante la presencia de un desbalance de potencia (ΔP) en el caso de Santa Cruz – Baltra al ser un SEP aislado y por las condiciones climáticas que existe en cada isla, el ΔP va a variar de isla de acuerdo a la Tabla (10). En la Figura (19) se muestra el sexto punto crítico de

operación (Lunes 20hr) en este punto de operación el desbalance de potencia es $\Delta P = 1.244 [MW]$ ubicado en la isla de Santa Cruz en el parque de generación eólico, el porcentaje de penetración de ER al sistema con respecto a la demanda en Santa Cruz es de $ER_{Santa\ Cruz} = 108.4\%$ y en Baltra es de $ER_{Baltra} = 43.3\%$, en cambio excursión de frecuencia presente de Santa Cruz y Baltra va a ser la misma debido a la interconexión existente entre estas islas, el RoCoF que alcanza es de $RoCoF = 7.524 [Hz/s]$, la frecuencia nadir que llega el sistema es de $f_{nadir} = 52.908 [Hz]$ en un tiempo de $T_{nadir} = 2.572 [s]$, se observa que la f_{nadir} sobrepasa el umbral de protección de $59 [Hz]$, por lo tanto, se activaran los sistemas de desconexión automáticos de carga [EDAC] para las dos islas. En el Anexo C se puede observar las diferentes excursiones que tiene Santa Cruz y Baltra en todos los PCO bajo estudio.

Figura 19

Excursión de frecuencia del día Lunes 20hr (PCO6) del SEP interconectado Santa Cruz-Baltra

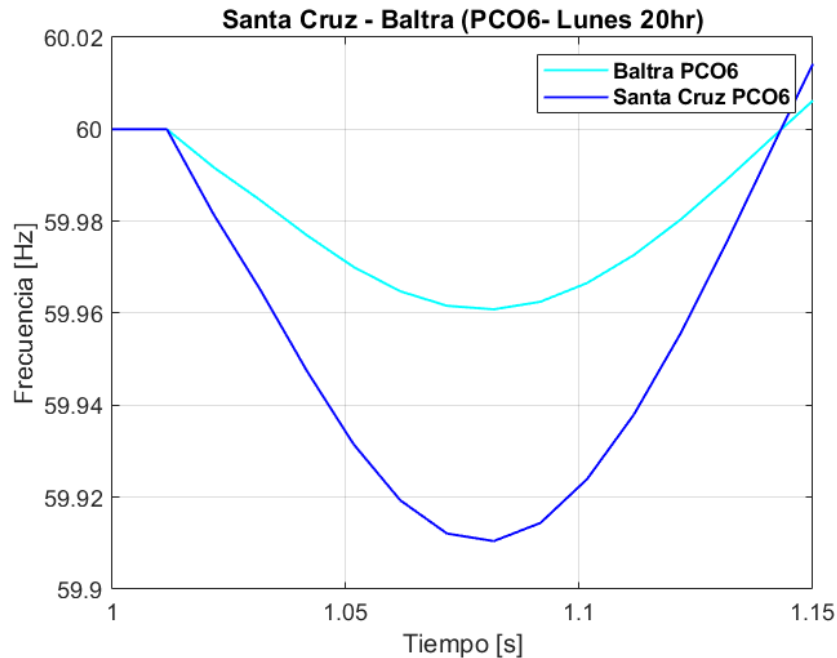


Nota. En la figura 19 se muestra la excursión de frecuencia de Santa Cruz y Baltra en el sexto punto crítico de operación ante la presencia de un desbalance de potencia.

Debido a la activación de los EDAC se toma medidas correctivas en este caso como es un sistema aislado interconectado Santa Cruz – Baltra, se opta por cambiar el controlador del sistema BESS que se encuentra en la isla Baltra por un controlador con normativa WECC con la finalidad de que este brinde soporte primario en frecuencia, además de colocar al BESS como Reference Machine y el Local Controller como soporte en voltaje al sistema, ante la presencia del mismo desbalance de potencia la excursión de frecuencia ya no es tan pronunciada pero el RoCoF de Santa Cruz y Baltra va ser diferente entre ellos debido a que las unidades que brindan la mayor PFR se encuentra en Baltra, por lo tanto los valores de RoCoF, f_{nadir} van a variar entre cada isla pero el T_{nadir} que alcanza el sistema va a hacer lo mismo para las dos islas, el RoCoF que se alcanza en Santa Cruz es de $RoCoF_{Santa Cruz} = 1.511 [Hz/s]$, la frecuencia nadir que alcanza el sistema es de $f_{nadir_{Santa Cruz}} = 59.911 [Hz]$ en un tiempo nadir de $T_{nadir_{Santa Cruz}} = 1.089 [s]$ y en Baltra es de $RoCoF_{Baltra} = 0.659 [Hz/s]$, la frecuencia nadir que alcanza es de $f_{nadir_{Baltra}} = 59.961 [Hz]$ en un tiempo nadir de $T_{nadir_{Baltra}} = 1.089 [s]$. La excursión de frecuencia que sufre el sistema no sobrepasa el umbral de protección, por lo tanto, no se activaran los sistemas de desconexión automática de carga [EDAC] como se muestra en la Figura (20). En el Anexo C se puede observar las diferentes excursiones implementando medidas correctivas que tiene Santa Cruz y Baltra en todos los PCO bajo estudio.

Figura 20

Excursión de frecuencia con la implementación de medidas correctivas en el PCO6 del SEP interconectado Santa Cruz-Baltra



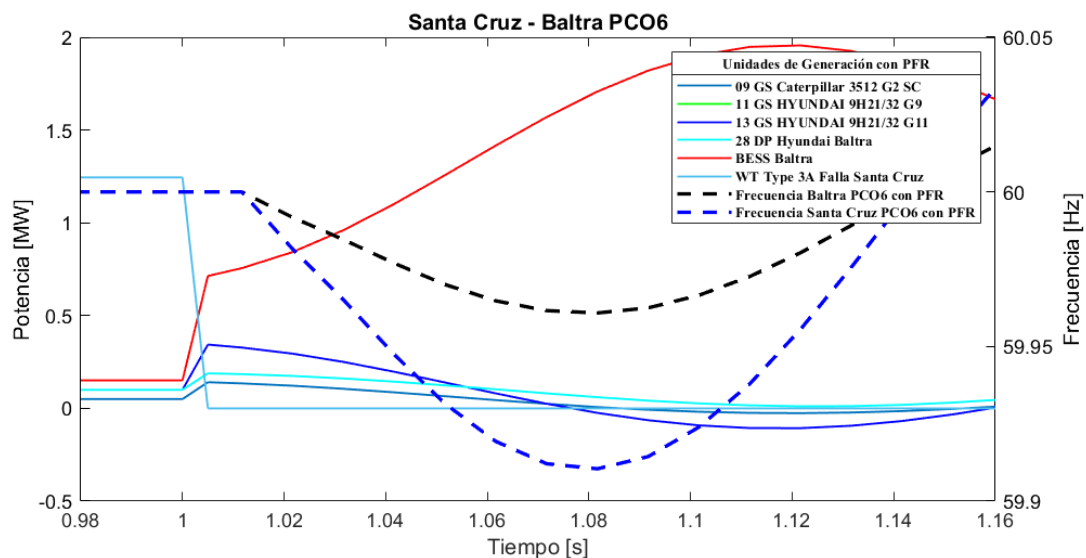
Nota. En la figura 20 se muestra el comportamiento de la frecuencia en el PCO6 para Santa Cruz y Baltra con la implementación de tecnología WECC en el sistema BESS ubicado en Baltra.

En la Figura (21) se muestra el accionar de las unidades de generación que cuentan con soporte primario de frecuencia en el sistema interconectado Santa Cruz – Baltra y se visualiza el comportamiento de la excursión de frecuencia para cada isla con el accionar de dichas unidades en el sexto punto de operación crítico bajo estudio, en donde el porcentaje de penetración de energía renovable con respecto a la demanda ($ER\%$) varía según la isla, en Baltra es de $ER\%_{Baltra} = 43.3\%$ y en Santa Cruz es de $ER\%_{Santa Cruz} = 108.4\%$. Por lo tanto, el RoCoF de la isla de Baltra es menos agresiva debido al bajo ($ER\%$) y a la presencia del sistema BESS en la isla, en comparación a la

isla de Santa Cruz donde el RoCoF es más pronunciado debido al mayor (ER%), el BESS brinda el mayor soporte ante la presencia del desbalance de potencia en este punto crítico de operación es $\Delta P_{PCO6} = 1.244 [MW]$, cuando se llega a cumplir con el Primary Frequency Response (PFR) el sistema genera $PFR_{PCO6} = 1.227 [MW]$ de energía extra para suplir la perturbación en un tiempo de $T_{PFR_{PCO6}} = 1.121 [s]$. En el Anexo C se puede observar el comportamiento de las unidades de generación con PFR en relación a la excursión de frecuencia en todos los PCO bajo estudio de Santa Cruz – Baltra.

Figura 21

Comportamiento de las unidades de generación con PFR en relación a la excursión de frecuencia en el PCO6 del SEP interconectado Santa Cruz-Baltra



Nota. En la figura 21 se muestra el comportamiento de las unidades de generación con PFR y la falla del sistema en relación a la excursión de frecuencia en el PCO6.

En la Tabla (12), se muestra los valores alcanzados durante el estudio de estabilidad de frecuencia en Santa Cruz y en la Tabla (13) los de Baltra, referente al plan de expansión de generación original (SIN PFR) y los valores implementando medidas

correctivas (CON PFR), además del porcentaje de penetración de energía renovable con respecto a la demanda (ER%). Y los valores del desbalance de potencia (ΔP) así como cuanto de potencia activa extra brinda las unidades con soporte de PFR y en que tiempo alcanza el PFR para todos los puntos críticos de operación bajo estudio y referente a cada isla del sistema interconectado (Santa Cruz – Baltra).

Tabla 12

Valores alcanzados para cada punto crítico de operación de Santa Cruz

Santa Cruz	CON PFR			SIN PFR			ER [%]	T_{PFR} [s]	PFR [MW]	ΔP (MW)
	$RoCoF \left[\frac{Hz}{s} \right]$	T_{nadir} [s]	f_{nadir} [Hz]	$RoCoF \left[\frac{Hz}{s} \right]$	T_{nadir} [s]	f_{nadir} [Hz]				
PCO1	1.359	1.084	59.925	6.326	2.482	54.076	98.1%	1.131	1.049	1.057
PCO2	0.611	1.074	59.968	12.645	2.902	47.644	93.7%	1.121	1.193	1.195
PCO3	0.585	1.082	59.965	7.773	2.602	52.553	84.6%	1.121	1.073	1.117
PCO4	1.163	1.097	59.919	4.371	2.462	54.888	86.8%	1.161	1.017	1.063
PCO5	0.578	1.111	59.947	1.783	2.212	58.639	94.1%	1.161	0.665	0.666
PCO6	1.511	1.089	59.911	7.524	2.572	52.908	108.4%	1.121	1.227	1.244

Nota. Los resultados presentados se obtuvieron al emplear un desbalance de potencia de la unidad de generación que mayor potencia activa inyecta al sistema.

Tabla 13

Valores alcanzados para cada punto crítico de operación de Baltra

Baltra	CON PFR			SIN PFR			ER [%]	T_{PFR} [s]	PFR [MW]	ΔP (MW)
	$RoCoF$ $\left[\frac{Hz}{s}\right]$	T_{nadir} [s]	f_{nadir} [Hz]	$RoCoF$ $\left[\frac{Hz}{s}\right]$	T_{nadir} [s]	f_{nadir} [Hz]				
PCO1	0.599	1.084	59.967	6.326	2.482	54.076	71.9%	1.131	1.049	1.057
PCO2	0.366	1.074	59.982	12.645	2.902	47.644	100.3%	1.121	1.193	1.195
PCO3	0.114	1.082	59.985	7.773	2.602	52.553	90.3%	1.121	1.073	1.117
PCO4	0.483	1.097	59.966	4.371	2.462	54.888	94.8%	1.161	1.017	1.063
PCO5	0.291	1.111	59.978	1.783	2.212	58.639	95.1%	1.161	0.665	0.666
PCO6	0.659	1.089	59.961	7.524	2.572	52.908	43.3%	1.121	1.227	1.244

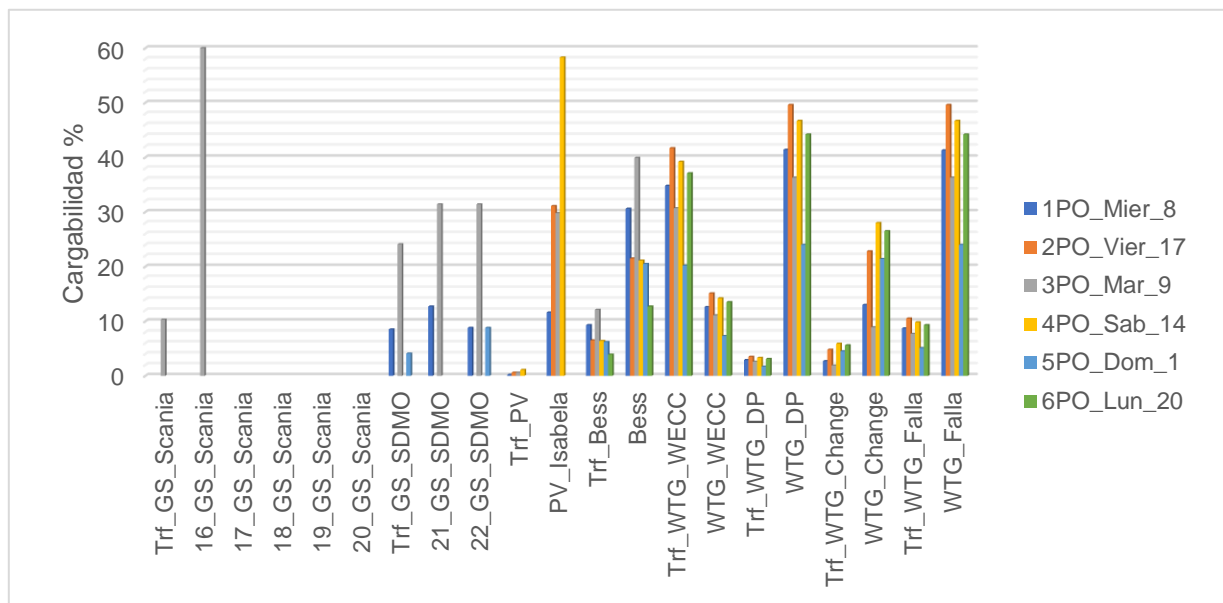
Nota. Los resultados presentados se obtuvieron al emplear un desbalance de potencia de la unidad de generación que mayor potencia activa inyecta al sistema

Isabela

El sistema eléctrico de potencia (SEP) de Isabela es un sistema aislado no tiene ninguna conexión con ninguna otra isla del Archipiélago de Galápagos, en la Figura (22) se muestran los niveles de cargabilidad de todos los elementos de generación, transformación del sistema para cada uno de los puntos críticos de operación bajo estudio, la potencia activa que inyectan las diferentes unidades de generación activas en cada PCO está dada por el despacho económico. Se observa que durante el estudio de flujo de potencia (Load Flow) los elementos están sintonizados, por lo tanto, el sistema está funcionando en óptimas condiciones en estado estacionario ya que ningún elemento que conforma el SEP esta sobrecargado en ningún PCO.

Figura 22

Load Flow en todos los PCO para la isla Isabela

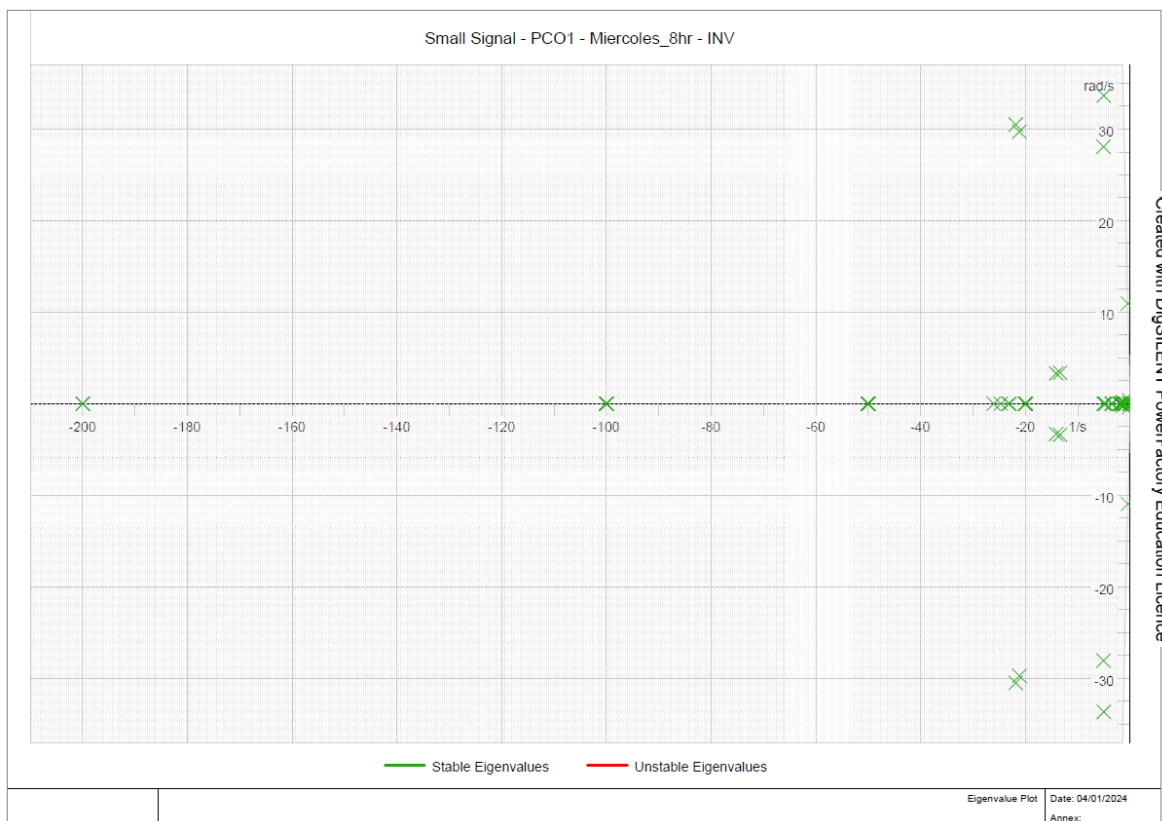


Nota. En la figura 22 se muestra el análisis de estado estacionario con la realización de la sintonización de los elementos para cada PCO en Isabela.

Para el estudio en estado cuasi-estacionario se realiza el estudio de pequeña señal para todos los puntos críticos de operación bajo estudio, en la Figura (23) se muestra el comportamiento de los diferentes módulos (73) en el primer punto crítico de operación (martes 9hr) del SEP de Isabela, donde se observa que todos los módulos son estables, por lo tanto, no existiría ningún inconveniente durante el estudio dinámico. El estudio de pequeña señal para todos los PCO se puede observar en el Anexo D.

Figura 23

Small Signal PCO1 - Miercoles 8hr de Isabela



Nota. En la figura 23 se muestra los valores propios del primer punto crítico de operación de la isla de Isabela.

La perturbación que se realizó en la isla Isabela es la desconexión intempestiva de la unidad de generación (sincrónica y eólica) que mayor potencia activa inyecta en los

diferentes puntos críticos de operación (PCO). En la Tabla (14) se muestra la generación sincrónica y eólica que se genera en el SEP de acuerdo a los datos arrojados en el despacho económico (ED), además de la selección del desbalance de potencia ΔP y el porcentaje de penetración de energía renovable con respecto a la demanda (ER%) para cada uno de los PCO bajo estudio.

Tabla 14

Generación, desbalance de potencia y ER% para cada PCO en Isabela

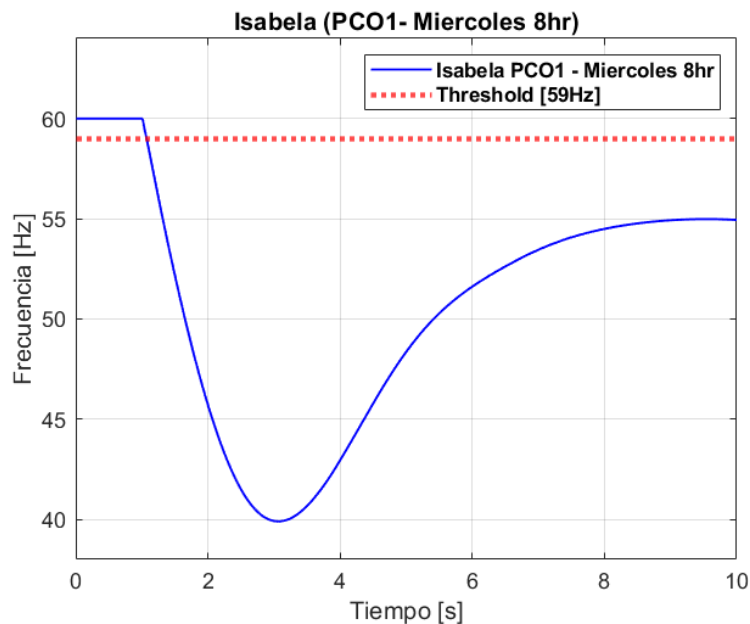
Isabela				
Puntos Críticos de Operación	Generación Sincrónica (MW)	Generación Eólica (MW)	ΔP (MW)	ER%
PCO1 – Miércoles 8hr	0.144	0.868	0.868	92.5%
PCO2 – Viernes 17hr	0	1.042	1.042	100%
PCO3 – Martes 9hr	0.357	0.763	0.763	74.1%
PCO4 – Sábado 14hr	0	0.980	0.980	100%
PCO5 – Domingo 1hr	0.1	0.504	0.504	95.2%
PCO6 – Lunes 20hr	0	0.928	0.928	100%

Nota. En la tabla 14 se muestra los valores de generación sincrónica y eólica, además del desbalance de potencia y el porcentaje de penetración de energía renovable para la isla de Isabela.

El horizonte de tiempo para los casos de estudio es de 10s, en el estudio dinámico de la isla Isabela se visualiza la excursión de la frecuencia ante la presencia de un desbalance de potencia (ΔP). En la Figura (24) se muestra el primer punto crítico de operación (miércoles 8hr) en este punto de operación el desbalance de potencia es $\Delta P = 0.868[MW]$, el porcentaje de penetración de ER al sistema con respecto a la demanda es de $ER = 92.5\%$, la excursión de frecuencia presente en Isabela es severa debido al ER, el RoCoF que alcanza es de $RoCoF = 16.332[Hz/s]$, la frecuencia nadir que llega el sistema es de $f_{nadir} = 39.904 [Hz]$ en un tiempo de $T_{nadir} = 3.0222 [s]$, se observa que la f_{nadir} sobrepasa el umbral de protección de $59 [Hz]$, por lo tanto, se activaran los sistemas de desconexión automáticos de carga [EDAC] en la isla. En el Anexo D se puede observar las diferentes excursiones que tiene Isabela en todos los PCO bajo estudio.

Figura 24

Excursión de frecuencia del día Miércoles 8hr (PCO1) en Isabela

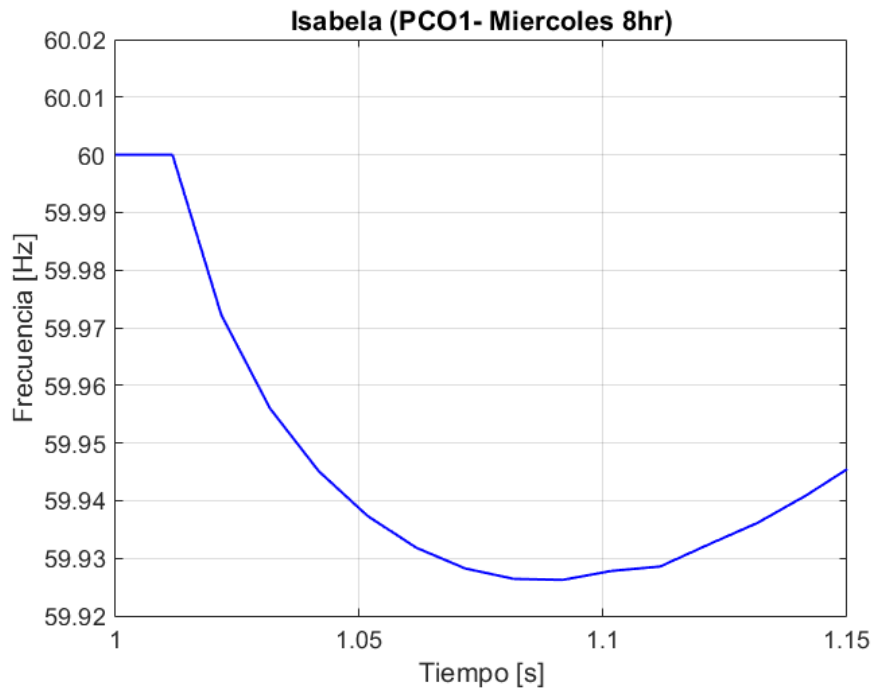


Nota. En la figura 24 se muestra la excursión de frecuencia de la isla de Isabela en el primer punto crítico de operación ante la presencia de un desbalance de potencia.

A causa de la activación de los EDAC se toman medidas correctivas en este caso es el intercambio de una turbina tipo DFIG (Siemens) por dos turbinas tipo WECC (Vesta), la relación de cambio de 2:1 es dado por la característica de la curva de potencia que tiene cada turbina, también ante la existencia de un sistema BESS en la isla se cambia el controlador por un controlador con tecnología WECC, estos cambios se lo realizo con la finalidad de que brinden soporte primario en frecuencia al SEP. Adicional se coloca al BESS como Reference Machine y el Local Controller como soporte en voltaje al sistema, el resultado que se tiene ante la presencia del mismo desbalance de potencia es que la excursión de frecuencia ya no es tan pronunciada, por lo tanto el valor de RoCoF que alcanza el SEP es de $RoCoF = 1.357 [Hz/s]$, la frecuencia nadir que alcanza el sistema es de $f_{nadir} = 59.925 [Hz]$ en un tiempo nadir de $T_{nadir} = 1.084 [s]$. La excursión de frecuencia que sufre el sistema no sobrepasa el umbral de protección, por lo tanto, no se activaran los sistemas de desconexión automática de carga [EDAC] como se muestra en la Figura (25). En el Anexo D se puede observar las diferentes excursiones implementando medidas correctivas que tiene Isabela en todos los PCO bajo estudio.

Figura 25

Excursión de frecuencia con la implementación de medidas correctivas en el PCO1 de la isla Isabela



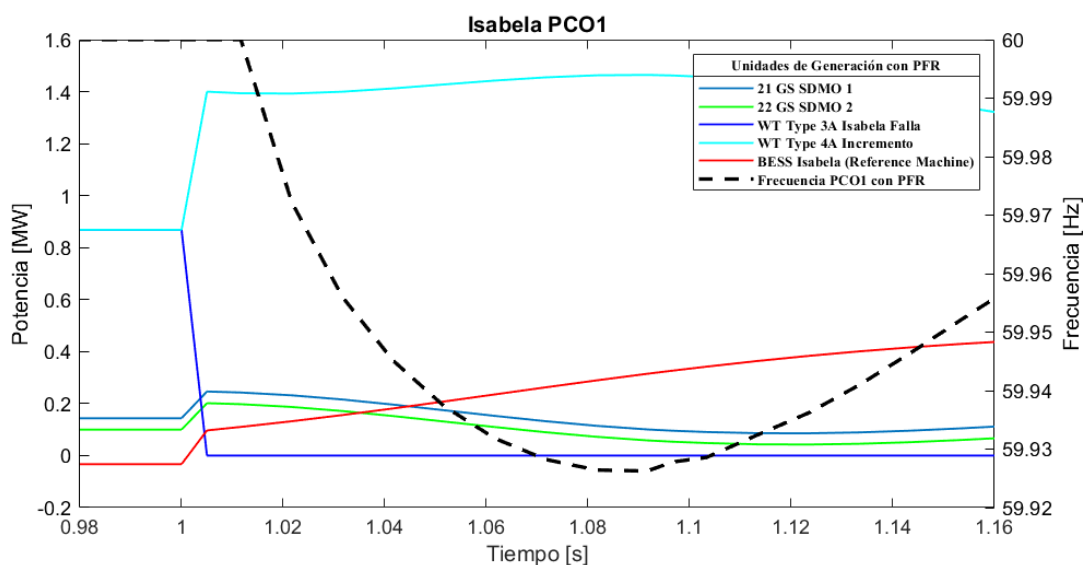
Nota. En la figura 25 se muestra el comportamiento de la frecuencia en el PCO1 para la isla de Isabela con la implementación de tecnología WECC en las turbinas y en el sistema BESS.

En la Figura (26) se muestra el accionar de las unidades de generación que cuentan con soporte primario de frecuencia en el primer punto de operación crítico bajo estudio de la isla Isabela, se observa que al momento que se produce el desbalance de potencia (ΔP) en este punto crítico de operación que es de $\Delta P_{PCO1} = 0.868 [MW]$, las unidades de generación eólica con tecnología WECC actúan inmediatamente siendo estas las que al inicio de la perturbación dan el mayor soporte, el que le sigue en el soporte es el sistema BESS WECC, además se observa que a diferencia de las demás islas que conforman el archipiélago de las Islas Galápagos el sistema BESS tiene un

incremento paulatino hasta llegar a cumplir el Primary Frequency Response (PFR), en ese instante el sistema genera $PFR_{PCO1} = 0.792 [MW]$ de energía extra para suplir la perturbación en un tiempo de $T_{PFR_{PCO1}} = 1.131 [s]$. En el Anexo D se puede observar el comportamiento de las unidades de generación con PFR en relación a la excursión de frecuencia en todos los PCO bajo estudio de Isabela.

Figura 26

Comportamiento de las unidades de generación con PFR en relación a la excursión de frecuencia en el PCO1 de la isla Isabela



Nota. En la figura 26 se muestra el comportamiento de las unidades de generación con PFR y la falla del sistema en relación a la excursión de frecuencia en el PCO1 de Isabela.

En la Tabla (15), se muestra los valores alcanzados durante el estudio de estabilidad de frecuencia en el plan de expansión de generación original (SIN PFR) y los valores implementando medidas correctivas (CON PFR), además del porcentaje de penetración de energía renovable con respecto a la demanda (ER%). Y los valores del desbalance de potencia (ΔP) así como cuanto de potencia activa extra brinda las unidades

con soporte de PFR y en que tiempo alcanza el PFR para todos los puntos críticos de operación bajo estudio de la isla Isabela.

Tabla 15

Valores alcanzados para cada punto crítico de operación de la isla Isabela

Isabela	CON PFR			SIN PFR			ER [%]	T_{PFR} [s]	PFR [MW]	ΔP (MW)
	$RoCoF \left[\frac{Hz}{s} \right]$	T_{nadir} [s]	f_{nadir} [Hz]	$RoCoF \left[\frac{Hz}{s} \right]$	T_{nadir} [s]	f_{nadir} [Hz]				
PCO1	1.357	1.084	59.925	16.332	3.022	39.904	92.5%	1.131	0.792	0.868
PCO2	1.524	1.074	59.968	3.324	1.029	59.920	100.0%	1.121	0.949	1.042
PCO3	1.241	1.093	59.922	14.122	2.946	45.294	74.1%	1.141	0.653	0.763
PCO4	1.247	1.097	59.919	5.355	1.029	59.840	100.0%	1.161	0.891	0.980
PCO5	0.766	1.111	59.947	16.921	3.022	39.073	95.2%	1.161	0.472	0.504
PCO6	1.185	1.089	59.911	0	-	-	100.0%	1.121	0.893	0.928

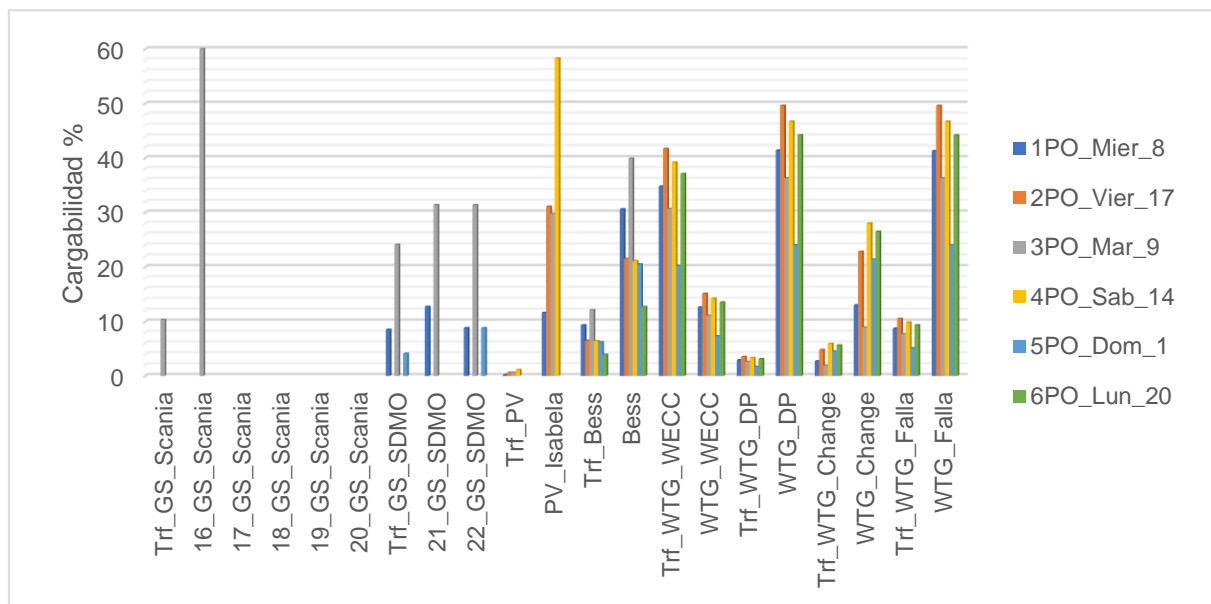
Nota. Los resultados presentados se obtuvieron al emplear un desbalance de potencia de la unidad de generación que mayor potencia activa inyecta al sistema

Floreana

Para el estudio de flujo de potencia (Load Flow) se realizó la sintonización de los elementos de generación y transformación, la potencia activa de las unidades de generación está dada por el despacho económico para todos los puntos críticos de operación. En la Figura (27) se muestran los niveles de cargabilidad de todos los elementos de generación y transformación del sistema, se observa que el sistema está funcionando en óptimas condiciones en estado estacionario, además de que la principal fuente de generación del SEP de Floreana es de fuentes basadas en convertidores (CGT) en todos los puntos críticos de operación bajo estudio.

Figura 27

Load Flow en todos los PCO para la isla de Floreana



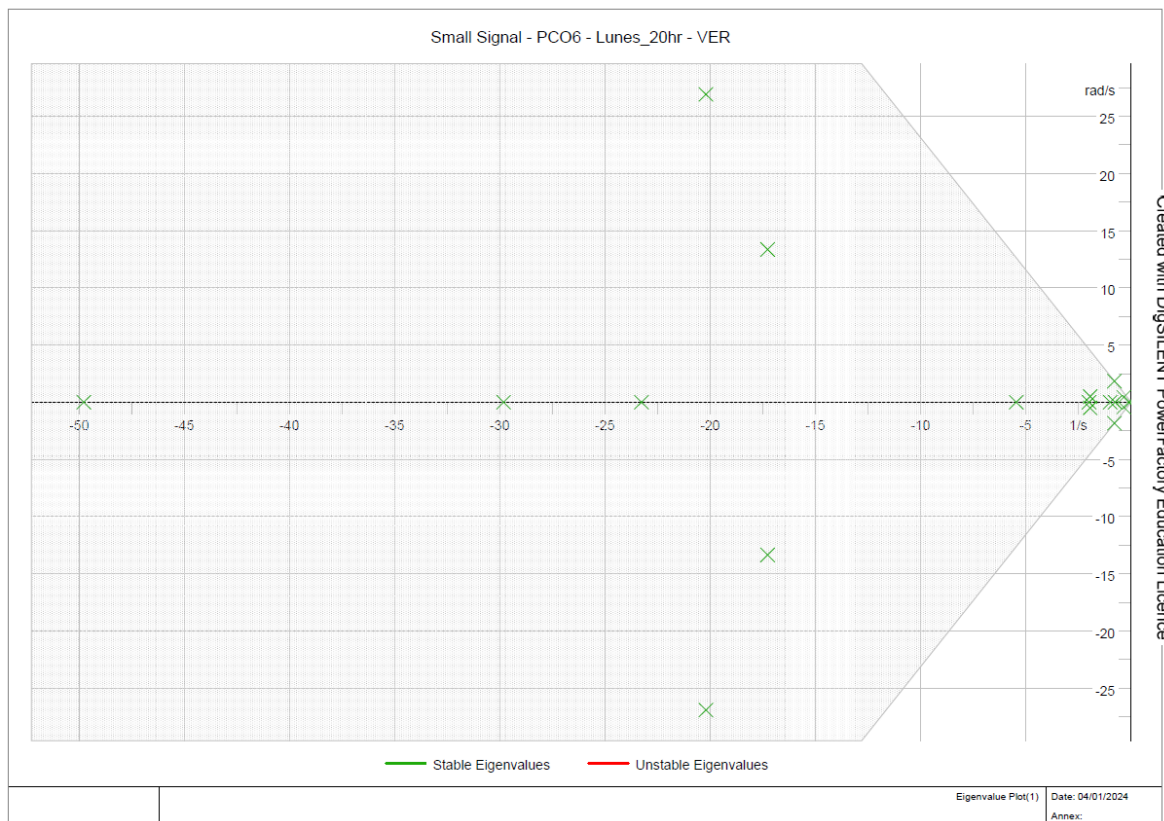
Nota. En la figura 27 se muestra el análisis de estado estacionario con la realización de la sintonización de los elementos para cada PCO en Floreana.

Para el estudio en estado cuasi-estacionario se realiza el estudio de pequeña señal para todos los puntos críticos de operación bajo estudio, en la Figura (28) se

muestra el comportamiento de los diferentes módulos (18) en el sexto punto crítico de operación (lunes 20hr) del SEP de Floreana, donde se observa que todos los módulos son estables, por lo tanto, no existiría ningún inconveniente durante el estudio dinámico. El estudio de pequeña señal para todos los PCO se puede observar en el Anexo E.

Figura 28

Small Signal PCO6 - Lunes 20hr de Floreana



Nota. En la figura 28 se muestra los valores propios del sexto punto crítico de operación de Floreana.

La perturbación presente en la isla de Floreana se lo realizó desconectando la unidad de generación (sincrónica y eólica) que mayor potencia activa inyecta en los diferentes puntos críticos de operación. En la Tabla (16) se muestra la potencia activa que inyecta al sistema las unidades de generación sincrónica y eólica por unidad de acuerdo a

los datos arrojados en el despacho económico (ED), además se visualiza la perturbación que va a existir en cada PCO y el porcentaje de penetración de energía renovable con respecto a la demanda ($ER\%$).

Tabla 16

Generación, desbalance de potencia y $ER\%$ para cada PCO en Floreana

Floreana				
Puntos Críticos de Operación	Generación Sincrónica (MW)	Generación Eólica (MW)	ΔP (MW)	ER%
PCO1 – Miércoles 8hr	0	0.668	0.668	100%
PCO2 – Viernes 17hr	0	0.976	0.976	100%
PCO3 – Martes 9hr	0	0.906	0.906	100%
PCO4 – Sábado 14hr	0	0.911	0.911	100%
PCO5 – Domingo 1hr	0.1	0.358	0.358	94.3%
PCO6 – Lunes 20hr	0.1	0.712	0.712	96.6%

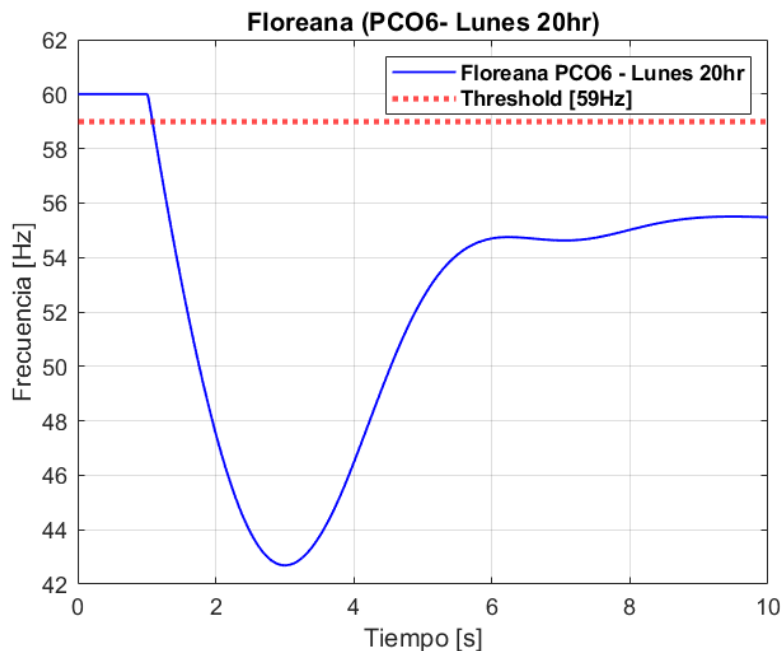
Nota. En la tabla 16 se muestra los valores de generación sincrónica y eólica, además del desbalance de potencia y el porcentaje de penetración de energía renovable para la isla de Floreana

El horizonte de tiempo para los casos de estudio es de 10s, en el estudio dinámico de la isla de Floreana se visualiza la excursión de la frecuencia ante la presencia de un

desbalance de potencia (ΔP). En la Figura (29) se muestra el sexto punto crítico de operación (lunes 20hr) en este punto de operación el desbalance de potencia es $\Delta P = 0.712[MW]$, el porcentaje de penetración de ER al sistema con respecto a la demanda es de $ER = 96.6\%$, la excursión de frecuencia presente en Isabela es severa debido al ER, el RoCoF que alcanza es de $RoCoF = 13.489[Hz/s]$, la frecuencia nadir que llega el sistema es de $f_{nadir} = 42.691 [Hz]$ en un tiempo de $T_{nadir} = 3.002 [s]$, se observa que la f_{nadir} sobrepasa el umbral de protección establecido en el código eléctrico ecuatoriano de $59 [Hz]$, por lo tanto, se activaran los sistemas de desconexión automáticos de carga [EDAC] en la isla. En el Anexo E se puede observar las diferentes excursiones que tiene Floreana en todos los PCO bajo estudio.

Figura 29

Excursión de frecuencia del día Lunes 20hr (PCO6) en Floreana

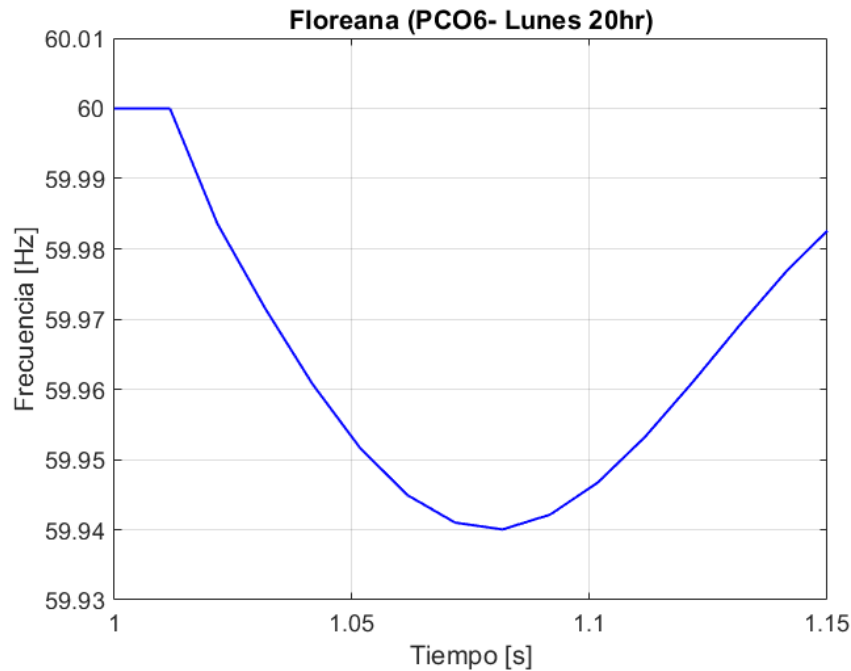


Nota. En la figura 29 se muestra la excursión de frecuencia de la isla de Floreana en el sexto punto crítico de operación ante la presencia de un desbalance de potencia.

Debido a la activación de los EDAC se toma medidas correctivas en este caso se opta por cambiar el controlador del sistema BESS por un controlador con normativa WECC, además de intercambiar una turbina tipo DFIG (Siemens) por dos turbinas tipo WECC (Vesta) con la finalidad de que este brinde soporte primario en frecuencia con la finalidad de que este brinde soporte primario en frecuencia, la relación de cambio 2:1 es dada por las características de la curva de potencia que tiene cada turbina. Adicional se coloca al BESS como Reference Machine y el Local Controller como soporte en voltaje al sistema, como resultado se tiene que ante la presencia del mismo desbalance de potencia la excursión de frecuencia ya no es tan pronunciada, el valor que alcanza el RoCoF con las medidas correctivas es $RoCoF = 0.224[Hz/s]$, la frecuencia nadir que alcanza el sistema es de $f_{nadir} = 59.94 [Hz]$ en un tiempo nadir de $T_{nadir} = 1.081 [s]$. La excursión de frecuencia que sufre el sistema no sobrepasa el umbral de protección, por lo tanto, no se activaran los sistemas de desconexión automática de carga [EDAC] como se muestra en la Figura (30). En el Anexo E se puede observar las diferentes excursiones implementando medidas correctivas que tiene Floreana en todos los PCO bajo estudio.

Figura 30

Excursión de frecuencia con la implementación de medidas correctivas en el PCO6 de Floreana



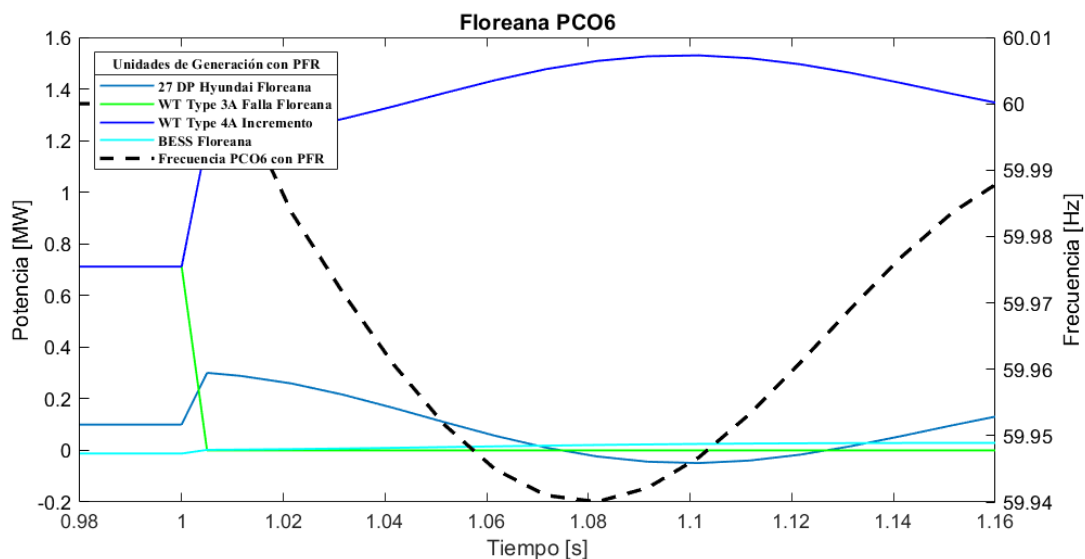
Nota. En la figura 30 se muestra el comportamiento de la frecuencia en el PCO6 para Floreana con la implementación de tecnología WECC en las turbinas y en el sistema BESS.

En la Figura (31) se muestra el accionar de las unidades de generación que cuentan con soporte primario de frecuencia en el sexto punto crítico de operación bajo estudio de la isla Floreana, se observa que al momento que se produce el desbalance de potencia (ΔP) que en este PCO es de $\Delta P_{PCO6} = 0.712 [MW]$, las unidades de generación eólica con tecnología WECC actúan inmediatamente siendo estas las que al momento que se produce la perturbación dan el mayor soporte, el sigue el sistema BESS WECC, además se observa que a diferencia de las demás islas que conforman el archipiélago de las Islas Galápagos a excepción de la isla Isabela el sistema BESS tiene un incremento

paulatino hasta llegar a cumplir el Primary Frequency Response (PFR), en ese instante el sistema genera $PFR_{PCO6} = 0.682 [MW]$ de energía extra para suplir la perturbación en un tiempo de $T_{PFR_{PCO6}} = 1.121[s]$. En el Anexo E se puede observar el comportamiento de las unidades de generación con PFR en relación a la excursión de frecuencia en todos los PCO bajo estudio de Floreana.

Figura 31

Comportamiento de las unidades de generación con PFR en relación a la excursión de frecuencia en el PCO6 de Floreana



Nota. En la figura 31 se muestra el comportamiento de las unidades de generación con PFR y la falla del sistema en relación a la excursión de frecuencia en el PCO6 de Floreana.

En la Tabla (15), se muestra los valores alcanzados durante el estudio de estabilidad de frecuencia en el plan de expansión de generación original (SIN PFR) y los valores implementando medidas correctivas (CON PFR), además del porcentaje de penetración de energía renovable con respecto a la demanda (ER%). Y los valores del

desbalance de potencia (ΔP) así como cuanto de potencia activa extra brinda las unidades con soporte de PFR y en que tiempo alcanza el PFR para todos los puntos críticos de operación bajo estudio de la isla Floreana.

Tabla 17

Valores alcanzados para cada punto crítico de operación de Floreana

Floreana	CON PFR			SIN PFR			ER [%]	T_{PFR} [s]	PFR [MW]	ΔP (MW)
	$RoCoF \left[\frac{Hz}{s} \right]$	T_{nadir} [s]	f_{nadir} [Hz]	$RoCoF \left[\frac{Hz}{s} \right]$	T_{nadir} [s]	f_{nadir} [Hz]				
PCO1	0.538	1.084	59.972	0.166	1.031	59.991	100.0%	1.131	0.658	0.667
PCO2	0.781	1.088	59.959	1.480	1.032	59.982	100.0%	1.121	0.952	0.976
PCO3	0.726	1.088	59.962	1.469	1.032	59.982	100.0%	1.141	0.889	0.906
PCO4	0.733	1.099	59.961	2.785	1.032	59.966	100.0%	1.161	0.879	0.910
PCO5	0.584	1.080	59.969	6.207	2.572	53.349	94.3%	1.161	0.341	0.358
PCO6	0.224	1.081	59.988	13.489	3.002	42.691	96.6%	1.121	0.682	0.712

Nota. Los resultados presentados se obtuvieron al emplear un desbalance de potencia de la unidad de generación que mayor potencia activa inyecta al sistema.

Capítulo VI

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

La metodología utilizada permite evaluar la estabilidad de frecuencia en sistemas aislados con altos índices de penetración de CGT. La metodología fue validada en las Islas Galápagos donde se realizó un estudio para alcanzar la carbono-neutralidad. Para los diferentes PCO bajo estudio, se requiere que las unidades de generación eólica (15%) y unidades BESS brinden soporte en PFR con el propósito de evitar la activación de los esquemas de desconexión automáticos de carga (EDAC).

Se formuló el problema de optimización en dos escenarios verano e invierno (336 PO) considerando las unidades de generación existentes y propuestas, además de la interconexión entre islas. En el despacho se incluyen las reservas que se debe tener en un SEP para hacer frente a contingencias y a la intermitencia de los recursos y variaciones de demanda.

El filtro propuesto es efectivo debido a que todos los puntos identificados como críticos efectivamente al momento que se presenta una contingencia presentaron una excursión severa de frecuencia. En la mayoría de las Islas la frecuencia cae debajo del umbral de protección, activando los EDAC en el sistema.

Los resultados de las simulaciones dinámicas en los distintos PCO bajo estudio capturan las dinámicas de los controladores de las diferentes unidades de generación existentes y propuestas lo que permite identificar que unidades brindan el mayor soporte en frecuencia y cuánto tiempo toma alcanzar el PFR al momento de la perturbación.

Recomendaciones

Se recomienda realizar el estudio de estabilidad de voltaje con la finalidad de evaluar la seguridad y confiabilidad al plan de expansión.

Realizar una prueba de escalón de carga que permita comprobar la efectividad del comportamiento de los modelos de control de las diferentes unidades de generación, ante una contingencia.

Para llevar a cabo simulaciones en el dominio del tiempo con una alta rapidez, es aconsejable utilizar un ordenador con capacidades de procesamiento elevadas.

Al momento de modelar los controladores verificar que los controles necesarios para los estudios de estabilidad estén disponibles en la versión del software utilizada.

Nomenclatura

BEP: Barriles equivalentes de petróleo

BESS: Almacenamiento en banco de baterías (Battery Energy Storage System)

CGTs: Tecnologías de generación basada en convertidores (Converter-Based Generation Technologies)

FDC: Control de amortiguamiento de frecuencia (Frequency Damping Control)

OP: Puntos de Operación (Operating Points)

PCO: Puntos Críticos de Operación

PFR: Respuesta primaria de frecuencia (Primary Frequency Response)

RoCoF: Tasa de cambio de frecuencia (Rate of Change of Frequency)

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia

SCED: Despacho económico con restricciones de seguridad

TDS: Simulaciones en el dominio del tiempo

UFLS: Relés de desconexión automática de carga por baja frecuencia (Under Frequency Load Shedding)

Nomenclatura del problema de optimización

Índices

i : Índice de generadores sincrónicos.

j : Índice de sistema BESS.

k : Índice de nodos del sistema.

l : Índice de líneas de transmisión.

s : Índice del nodo de referencia del sistema.

t : Índice de tiempo.

u : Índice de centrales fotovoltaicas.

w : Índice de centrales eólicas.

Parámetros

$Bess_installed_j$: Capacidad instalada del sistema BESS j [MWh].

C_i^{GS} : Costo de producción del generador sincrónico i [\$/MW].

C_u^{CurtPV} : Penalización del vertimiento de la central fotovoltaica u [\$/MW].

C_w^{CurtWT} : Penalización del vertimiento de la central eólica w [\$/MW].

C_k^{ENS} : Costo de la energía activa no suministrada en el nodo k [\$/MWh].

$Dem_{k,t}^{total}$: Demande de potencia activa total del nodo k [MW].

$E_{j,t}$: Energía disponible por el sistema BESS j [MWh].

$E_{0,j,t}$: Energía inicial almacenada en el sistema BESS j [MWh].

f_w : Función de generación de potencia de los aerogeneradores de la central eólica w [MW].

$fr(l)$: Nodo emisor u origen de la línea de transmisión l ,

$Ir_{u,t}$: Irradiancia recibida por los paneles fotovoltaicos de la central fotovoltaica u [W/m^2].

$NOCT_u$: Temperatura nominal de operación de las celdas de los paneles fotovoltaicos de la central fotovoltaica u [$^{\circ}C$].

$n_u^{paneles}$: Número de paneles fotovoltaicos instalados en la central fotovoltaica u .

n_u^T : Coeficiente de temperatura de las celdas de los paneles fotovoltaicos de la central fotovoltaica u [$^{\circ}C^{-1}$].

n_w : Número de los aerogeneradores instalados en la central eólica w .

$\overline{P_i^{GS}}$: Límite superior de potencia activa del generador sincrónico.

$\underline{P_i^{GS}}$: Límite inferior de potencia activa del generador sincrónico.

$P_{u,t}^{PV}$: Potencia activa producida por la central fotovoltaica.

P_u^{IPV} : Capacidad instalada de la central fotovoltaica u [MW].

$P_{nom_u}^{PV}$: Potencia nominal de los paneles fotovoltaicos de la central fotovoltaica u [MW].

$P_{w,t}^{WT}$: Potencia activa producida por la central eólica w [MW].

$P_{w,t}^{IWT}$: Capacidad instalada de la central eólica w [MW].

$P_{nom_w}^{WT}$: Potencia nominal de los aerogeneradores de la central eólica w [MW].

Pl_{ss} : Mayor pérdida de potencia del sistema [MW].

$R_{i,t}^{segu}$: Reserva de seguimiento del sistema [MW].

\bar{S}_l : Capacidad de la línea de transmisión l .

$T_{u,t}$: Temperatura de las celdas de los paneles fotovoltaicos de la central fotovoltaica u [°C].

$T_{u,t}^{amb}$: Temperatura ambiente de los paneles fotovoltaicos de la central fotovoltaica u [°C].

$to(l)$: Nodo receptor o de destino de la línea de transmisión l .

X_l : Reactancia de la línea de transmisión l [Ohms].

η_u^{invPV} : Eficiencia del inversor empleado por la central fotovoltaica u para conectarse a la red.

η_w^{invWT} : Eficiencia del inversor empleado por la central eólica w para conectarse a la red.

$\eta_j^{invBess}$: Eficiencia del inversor empleado por el sistema BESS j para conectarse a la red.

Variables

$ENS_{k,t}$: Energía activa no suministrada en el nodo k [MWh].

$P_{i,t}^{GS}$: Potencia activa despachada por el generador sincrónico i [MW].

$P_{u,t}^{CurtPV}$: Potencia activa vertida de la central eólica w [MW].

$P_{w,t}^{CurtWT}$: Potencia activa vertida de la central fotovoltaica u [MW].

$P_{l,t}^L$: Flujo de potencia reactiva de la línea de transmisión l [MW].

$P_{j,t}^{PCBess}$: Potencia activa cargada por el sistema BESS j [MW].

$P_{j,t}^{PDBess}$: Potencia activa descargada por el sistema BESS j [MW].

$R_{i,t}$: Provision de reserva del generador sincrónico i [MW].

$Y_{i,t}$: Variable binaria de asignación del generador sincrónico i (encendido/apagado).

$\theta_{k,t}$: Ángulo de fase del nodo k [rad].

Bibliografía

- Asian Development Bank. (2018). *Handbook on Battery Energy Storage System*. Mandaluyong City, Philippines: Asian Development Bank. Obtenido de <https://www.adb.org/sites/default/files/publication/479891/handbook-battery-energy-storage-system.pdf>
- Basantés, J., & Macías, M. (05 de Julio de 2022). Planificación de la descarbonización de las Islas Galápagos mediante herramientas de optimización. Latacunga, Cotopaxi, Ecuador.
- DlgSILENT GmbH. (2023). *Technical Reference "WECC Battery Energy Storage System"*. Gomaringen / Germany.
- DlgSILENT GmbH. (2023). *Technical Reference "WECC Wind Turbine Templates"*. Gomaringen / Germany.
- ELECGALAPAGOS S.A. (2015). *Iluminado al Patrimonio Natural de la Humanidad*. Obtenido de ELECGALAPAGOS S.A.: <https://www.elecgalapagos.com.ec/pdf2015/M09/Revista%20institucional.pdf>
- ELECGALAPAGOS S.A. (2020). *Resumen Ejecutivo de Rendición de Cuentas 2020*. Obtenido de ELECGALAPAGOS S.A.: <https://www.elecgalapagos.com.ec/rendicion-cuentas/2020/Fase1/Informe-Inicial-RC-2020-26-03-2021.pdf>
- Electric Power Research Institute. (2013). *Proposed Changes to the WECC WT4 Generic Model for Type 4 Wind Turbine Generators*. Palo Alto, California. Obtenido de https://www.wecc.org/Reliability/Report_on_WT4_Model_Description_PP012313.pdf
- Fernandez, F., & Rajan, R. (21 de Abril de 2021). Small-signal stability analysis and frequency regulation strategy for photovoltaic sources in interconnected power system. doi:<https://doi.org/10.1007/s00202-021-01293-7>

- Gandhi, O., Rodríguez-Gallegos, C., Zhnag, W., Srinivasan, D., & Reindl, T. (2018). Economic and technical analysis of reactive power provision from distributed energy resources in microgrids. *Applied energy*, 210, 827-841.
- Gugale, P., Wang, J., Alt, B., Müller, H., & Monti, A. (2014). Development of Network Dimensioning Guidelines for Renewable Island. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, 1-6. doi:10.1109/ISGTEurope.2014.7028796.
- Hall, J., Mecklenborg, C., Chen, D., & Pratap, S. (2011). Wind Energy Conversion with a Variable-Ratio Gearbox: Design and Analysis. *Renewable Energy*, 36, 1075-1080. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.08.037
- Hatziargyriou, N., Milanovic, J., & Rahmann, C. (Julio de 2021). Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3271-3281. doi:10.1109/TPWRS.2020.3041774
- Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIEGE). (2018). *Balance Energético de la Provincia de Galápagos 2018*. Quito. Obtenido de Instituto de Investigación Geológico y Energético: https://www.geoenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/05/balance_energetico_de_galapagos_2018.pdf
- Instituto Geofísico - EPN. (2023). *Islas Galápagos*. Obtenido de Instituto Geofísico - EPN: <https://www.igepn.edu.ec/islas-galapagos#:~:text=Las%20Islas%20Gal%C3%A1pagos%20se%20encuentran,que%20son%3A%20Isabela%20y%20Fernandina.>
- Jara Leyton, J. A. (Septiembre de 2014). Efectos de Generadores Eólicos con Respuesta Inercial en Sistemas de Potencia Hidro-Térmicos. Chile. Obtenido de Universidad de Chile: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/117458>
- Korea Battery Industry Association. (2017). *Energy Storage System technology and Business model*.
- Kundur, P. (1993). *Power System Stability and Control*. Palo Alto, California: Electric Power Research Institute .

- Larrea Moroga, R. (2015). Análisis de la Respuesta en Frecuencia en Sistemas de Potencia con Altos Niveles de Generación Variable sin Inercia. Obtenido de Universidad de Chile: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/137574>
- Mehrjedi, H., & Hemmati, R. (2019). Modeling and Optimal Scheduling of Battery Energy Storage Systems in Electric Power Distribution Networks. *Journal of Cleaner Production*, 234. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.06.195>
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2020). *Balance Energético Nacional 2020*. Quito.
- North American Electric Reliability Corporation. (Abril de 2015). *Frequency Response Initiative*. Obtenido de NERC: https://www.nerc.com/pa/rrm/Webinars%20DL/Generator_Governor_Frequency_Response_Webinar_April_2015.pdf
- Organización Latinoamericana de Energía . (2013). *Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable*. Quito.
- Ortiz, D., Rahmann, C., Alvarez, R., Canizares, C., & Strunck, C. (2020). "Practical Framework for Frequency Stability Studies in Power Systems With Renewable Energy Sources". *IEEE Access*, vol. 8, 202286-202297. doi:0.1109/ACCESS.2020.3036162.
- Pourbeik, P., Ellis, A., Sanchez-Gasca, J., Kazachkov, Y., Muljadi, E., Senthil, J., & Davies, D. (2013). Generic Stability Models for Type 3 & 4 Wind Turbine Generators for WECC. *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, Canada*, 1-5. doi:10.1109/PESMG.2013.6672398.
- Rahmann, C., Ortiz-Villalba, D., Álvarez, R., & Salles, M. (2017). Methodology for selecting operating points and contingencies for frequency stability studies. *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL, USA*, 1-5. doi:10.1109/PESGM.2017.8274423
- Rakhshani, E., Gusain, D., Sewdien, V., Torres, J. R., & Meijden, M. A. (2019). "A Key Performance Indicator to Assess the Frequency Stability of Wind Generation

- Dominated Power System". *IEEE Access*, vol. 7, 130957-130969. doi:10.1109/ACCESS.2019.2940648.
- Sánchez Oñate, P. S. (Febrero de 2020). "Estabilidad de Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia Considerando Generación no Inercial". Ecuador. Obtenido de Universidad Politécnica Salesiana Ecuador: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/18394>
- Sharma, S., Huand, S.-H., & Sarma, N. (2011). System Inertial Frequency Response Estimation and Impact of Renewable Resources in ERCOT Interconnection. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1-6. doi:10.1109/PES.2011.6038993.
- Skolfied, J., & Escobedo, A. R. (2022). Operations research in optimal power flow: A guide to recent and emerging methodologies and applications. *European Journal of Operational Research*, 300(2), 387-404. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ejor.2021.10.003>
- Talaq, M. A. (2020). Frequency Stability Enhancement for a System with Integrated Renewable Energy Sources and HVDC Link. *2020 International Seminar on Application for Technology of Information and Communication (iSemantic), Semarang, Indonesia*, 391-395. doi:10.1109/iSemantic50169.2020.9234218.
- Tielens, P., & Hertem, D. V. (2012). Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewable. Obtenido de KU LEUVEN: <https://lirias.kuleuven.be/retrieve/182648>
- Tielens, P., & Hertem, D. V. (2016). The Relevance of Inertia in Power Systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 55, 999-1009. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.016>
- Undrill, J. (2018). *Primary Frequency Response and Control of Power System Frequency*. Berkeley. Obtenido de https://escholarship.org/content/qt46122362/qt46122362_noSplash_235a7a6a96700f91db14b19722ffba37.pdf

United Nations Climate Change. (2015). *El Acuerdo de París*. Obtenido de United Nations Climate Change: <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>

WECC. (20 de Abril de 2015). *WECC Energy Storage System Model - Phase II*. Obtenido de <https://www.wecc.org/Reliability/WECC%20Approved%20Energy%20Storage%20System%20Model%20-%20Phase%20II.pdf>

Wilches-Bernal, F., Chow, J., & Sanchez-Gasva, J. (2017). Power System Frequency Control using Type-4 Wind Turbine Generators. *2017 North American Power Symposium (NAPS)*, 1-5. doi: 10.1109/NAPS.2017.8107393.

Xu, X., Bishop, D., Oikarinen, G., & Hao, C. (2016). Application and modeling of battery energy storage in power systems. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 82-90. doi:10.17775/CSEEJPES.2016.00039.

Anexos