

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ANÁLISIS DE UN ESQUEMA DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA EN LA MICRORRED ELÉCTRICA DE LA ISLA SAN CRISTÓBAL APLICANDO UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO BASADO EN BATERÍAS E INERCIA SINTÉTICA

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGISTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN: REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

FREDDY RODRIGO ROMERO BEDÓN

DIRECTOR: Dr.- Ing. Jaime Cristóbal Cepeda Campaña

CODIRECTOR: Dr.- Ing. Gabriel Benjamín Salazar Yépez

Quito, septiembre 2022

AVAL

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Freddy Rodrigo Romero Bedón, bajo nuestra supervisión.

Dr.- Ing. Jaime Cristóbal Cepeda Campaña
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Dr.- Ing. Gabriel Benjamin Salazar Yépez
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Freddy Rodrigo Romero Bedón, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

Freddy Rodrigo Romero Bedón

DEDICATORIA

Por su puesto este trabajo y mi vida entera es gracias al apoyo y amor incondicional de mi madre, su esfuerzo y dedicación son dignas de admirar.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme la fuerza necesaria para levantarme después de cada caída, a mi mamá Rosario Bedón por apoyarme en cada decisión que he tomado para lograr mis objetivos académicos, así como también en el accionar de mi vida.

A mi familia y amigos por su apoyo moral en los retos en los que decido aventurarme.

Expreso un particular agradecimiento al Dr. Jaime Cepeda por su permanente colaboración en la realización de este trabajo y su guía en la implementación de los modelos de control y al Dr. Gabriel Salazar por su apoyo en la realización de este trabajo.

Finalmente, exalto la gentil colaboración de la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos ELECGALAPAGOS, que me brindó la información necesaria del modelo de la microrred de San Cristóbal.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO	V
RESUMEN	IX
ABSTRACT	X
1.INTRODUCCIÓN	1
1.1 Pregunta de investigación.....	3
1.2 Objetivo General	3
1.3 Objetivos Específicos.....	3
1.4 Alcance	4
1.5 Marco Teórico	5
1.5.1. Estado del arte.....	5
1.5.1.1. Penetración de Fuentes de Energías Renovables (FER).....	5
1.5.1.2. Penetración de Fuentes de Energía Renovables dentro de la Matriz Energética	5
1.5.1.3. Utilización de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS).....	6
1.5.2. Microrred de la Isla San Cristóbal.....	8
1.5.2.1. Centrales en San Cristóbal	9
1.5.3. Operación de la Inercia Sintética	10
1.5.3.1.Requerimientos de un BESS para ser una Fuente de Inercia Sintética.....	11
1.5.4. Clasificación de los Sistemas de Almacenamiento.....	12
1.5.5. Elección de un BESS Apropriado	14
1.5.5.1. Propiedades de un ES para Funcionar como Fuente de Inercia Sintética.	16
1.5.5.2.Conclusión:	17

1.5.6. La Inercia en un Sistema de Potencia	18
1.5.7. Regulación de Frecuencia en un Sistema de Potencia	19
1.5.8. Comportamiento de los Sistemas de Potencia Ante Perturbaciones	19
1.5.9. Regulación Primaria, Secundaria y Terciaria	21
1.5.9.1. Regulación Primaria de Frecuencia	21
1.5.9.2. Regulación Secundaria de Frecuencia	21
1.5.9.3. Regulación Terciaria de Frecuencia	22
1.5.10. El Concepto de Microrred como Medio para Integrar la Generación Distribuida	22
1.5.11. Tecnologías de Generación Dentro de un Sistema de Potencia	24
1.5.11.1. Generación Distribuida Convencional.....	24
1.5.11.2. Generación Distribuida no Convencional.....	25
1.5.11.3. Desafíos para Mantener Estable la Operación en una Microrred.....	28
1.5.11.4. Generación Renovable en la Operación de una Microrred.....	29
1.5.12. Respuesta Inercial en Microrredes	29
1.5.13. Nuevas Tecnologías para Realizar Regulación Primaria de Frecuencia.....	30
1.5.14. Modelado del Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías....	31
1.5.14.1. Modelo Dinámico del BESS	31
1.5.14.2. Sistema Investigado.....	32
1.5.14.3. Control de Inercia Sintética Mediante un BESS	33
1.5.14.4. Estrategia de Modelado y Control del BESS	33
1.5.14.5. MODELO DEL BESS	36
1.5.15. Importancia de una Frecuencia Constante en el Sistema Eléctrico de Potencia.	40
1.5.16. Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)	41
1.5.16.1. Respuesta de la Energía Electromagnética Almacenada.....	41
1.5.16.2. Respuesta de la Inercia de Máquina Síncrona.....	43
1.5.16.3. Respuesta Primaria o del Regulador de Velocidad	45
1.5.16.4. Regulación Primaria Considerando la Presencia de Cargas Sensibles a la Frecuencia.....	49
1.5.17. Característica Global de la Regulación Primaria de Frecuencia del Sistema de Potencia	50

1.5.18. Desempeño de la Respuesta Primaria de Frecuencia	51
1.5.18.1. Frecuencia Inicial	52
1.5.18.2. Valor Mínimo de Frecuencia	53
1.5.18.3. Desviación de Frecuencia en Estado Estacionario.....	53
1.5.18.4. Banda Muerta.....	54
1.5.18.5. Sensibilidad de la Regulación Primaria de Frecuencia a los Parámetros del Sistema.....	54
1.5.19. Métodos Convencionales de Regulación de Velocidad.....	57
1.5.19.1. Regulación de Velocidad de Turbinas Hidráulicas	57
1.5.20. Microrred	58
1.5.20.1. Generadores Distribuidos	60
1.5.20.2. Dispositivos de Almacenamiento de Energía.....	60
1.5.20.3. Cargas de Microrred	61
1.5.20.4. Arquitectura de una Microrred.....	62
1.5.20.5. Microrred de Corriente Alterna.....	62
1.5.20.6. Microrred de Corriente Continua.....	64
1.5.20.7. Microrred Híbrida de Corriente Alterna/Corriente Continua.....	65
1.5.21. Regulación de Frecuencia en Sistemas con Generación Eléctrica Distribuida	66
1.5.21.1. Configuración de Control de Potencia	67
1.5.21.2. Configuración de Control de Flujo en Alimentador	67
1.5.21.3. Configuración de Control Mixto.....	68
1.5.22. Control en Operación Aislada	68
2. METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA MEDIANTE BESS APLICANDO CONTROL DE INERCIAS SINTÉTICAS.....	69
2.1. Modelo de la Microrred de la Isla San Cristóbal	69
2.1.1. Modelo de la Red de Distribución	70
2.1.1.1. Modelo de Líneas Aéreas de Distribución.....	71
2.1.1.2. Modelo de Transformadores.....	72
2.1.2. Modelo del Generador Diesel Convencional	73
2.1.2.1. Modelo de la Máquina Síncrona	73

2.1.2.2. Modelo Matemático del Motor Diesel	74
2.1.3. Modelo del Generador Eólico	76
2.1.3.1. Generador Asíncrono Doblemente Alimentado	76
2.1.3.2. Modelo Equivalente del Generador Asíncrono	77
2.1.3.3. Diseño y Control de la Instalación Eólica.....	80
2.1.4. Modelo del Generador Solar Fotovoltaico	81
2.1.4.1. Modelo Matemático del Generador Fotovoltaico	84
2.1.4.2. Corriente de Cortocircuito y Tensión de Circuito Abierto	86
2.1.4.3. Circuito Equivalente de una Celda Solar	86
2.1.4.4. El módulo Fotovoltaico.....	90
2.1.4.5. Circuito Equivalente	90
2.2. Modelo del Sistema de Almacenamiento de Energía	91
2.2.1. Modelos Electroquímicos.....	91
2.2.2. Modelos Basados en Circuitos Equivalentes.....	91
2.2.3. Modelo Matemático de la Batería de Ion-Litio	92
3. RESULTADOS.....	94
3.1. Simulaciones de la Microrred.....	94
3.2. Simulaciones de la Microrred en Estado Estacionario sin el BESS.....	94
3.2.1. Simulación Dinámica de la Microrred en su Funcionamiento Normal	95
3.3. Simulaciones de la Microrred con Perturbaciones sin el BESS.....	97
3.3.1. Evento de Desconexión Súbita de Carga.....	97
3.3.2. Evento de Desconexión de Generación Eólica.....	99
3.4. Simulación de la Microrred con Perturbaciones incluyendo el BESS y el Control por Inercia Sintética.....	100
3.4.1. Evento de Desconexión Súbita de Carga.....	100
3.4.2. Evento de Desconexión Súbita de Generación Eólica	102
4. CONCLUSIONES	106
5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	108
6. ANEXOS	113

RESUMEN

La microrred de la Isla San Cristóbal en Galápagos, que se encuentran a una distancia de alrededor de 1000 km de Ecuador continental, presenta una forma de generar electricidad para satisfacer su demanda basada en generación térmica, con la quema de combustibles fósiles. Esto produce un impacto negativo al frágil y único ecosistema de las islas, es por ello que se busca desplazar esta forma de generación con la generación renovable no convencional, y la que se está implementando es la eólica y fotovoltaica. Al realizar esto, aparece el problema de la respuesta inercial para regular la frecuencia, luego de que ocurran desequilibrios entre la generación y la demanda, por fallos que pudiesen provocarse en el sistema. Esta regulación de frecuencia primaria la realizan, en los sistemas convencionales, los generadores sincrónicos de gran tamaño, pero al desplazar esta generación surge la necesidad de implementar estrategias alternativas de control tales como la inercia virtual o sintética.

Para producir inercia sintética, una de las formas más factibles, es por medio de baterías o BESS (Battery Energy Storage System). El presente trabajo propone implementar este concepto, introduciendo al sistema de la microrred de la isla San Cristóbal un BESS conectado a una de las barras, con el propósito de producir inercia sintética al momento de que se produzca un desequilibrio entre la generación y la demanda, por medio de un control de regulación de frecuencia primaria. La implementación del control basado en inercia sintética, así como el análisis respectivo, se llevan a cabo en el software DIGSILENT PowerFactory, en donde se modela la microrred y el esquema de regulación, para después realizar simulaciones que permitan establecer que tan beneficioso es el esquema propuesto.

PALABRAS CLAVE: Regulación Primaria de Frecuencia, Inercia Sintética, BESS, Microrred San Cristóbal, Fuentes de Energía Renovable.

ABSTRACT

The microgrid of San Cristóbal Island in Galapagos, which is located at a distance of around 1000 km from continental Ecuador, presents a way of generating electricity to meet its demand based on thermal generation, with the burning of fossil fuels. This produces a negative impact on the fragile and unique ecosystem of the islands, which is why it seeks to displace this form of generation with non-conventional renewable generation, and the one that is being implemented is wind and photovoltaic. When doing this, the problem of the inertial response appears to regulate the frequency, after imbalances that occur between generation and demand, due to failures that could happen in the system. This primary frequency regulation is carried out, in conventional systems, by large synchronous generators, but when displacing this generation, the need arises to implement alternative control strategies such as virtual or synthetic inertia.

To produce synthetic inertia, one of the most feasible ways is through batteries or BESS (Battery Energy Storage System). The present work proposes to implement this concept, introducing a BESS connected to one of the bars to the microgrid system of San Cristóbal Island, with the purpose of producing synthetic inertia when an imbalance between generation and demand occurs, by means of a primary frequency regulation control. The implementation of the control based on synthetic inertia, as well as the respective analysis, are carried out in the DlgSILENT PowerFactory software, where the microgrid and the regulation scheme are modeled, and then simulations are carried out to establish how beneficial the proposed scheme is.

KEYWORDS: Primary Frequency Regulation, Synthetic Inertia, BESS, San Cristóbal Microgrid, Renewable Energy Sources.

1. INTRODUCCIÓN

En el presente, el constante incremento de la demanda de energía eléctrica, los elevados costos de producción en la cadena de suministro, como lo es: la generación convencional, transmisión, distribución y comercialización, también el impacto ambiental que produce la generación convencional con el uso de combustibles fósiles y la problemática que se presenta en ciertos casos tener el recurso primario necesario para la generación convencional, son algunos inconvenientes que presenta el satisfacer la demanda eléctrica de una forma eficiente y segura, ofreciendo calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio para los usuarios.[1]

Por ello, en los últimos años se viene dando una alta penetración de energías renovables no convencionales en el mundo, principalmente de energía solar y eólica, lo que conduce directamente a la pregunta: ¿qué pasa con la inercia? Para entender que la inercia es una función esencial de la generación convencional, primero hay que entender el papel de la inercia en la red.

Como se cita en la primera ley de movimiento de Newton, la inercia es la resistencia de un objeto a un cambio de su movimiento. En la red eléctrica, el movimiento es la masa giratoria de un generador convencional que rota a una velocidad sincronizada con la frecuencia del sistema de 60 Hz. La inercia es energía giratoria almacenada en el sistema.

Cuando hay un evento de falla en el sistema, la generación y la demanda se desequilibran, lo que produce un cambio de frecuencia en el sistema. Entonces, la energía cinética almacenada en los generadores giratorios (ya que un sistema eléctrico de potencia convencional opera basado en generadores sincrónicos, ya sean hidroeléctricas o termoeléctricas) se libera, lo que ralentiza la disminución de frecuencia para dar tiempo a otros generadores, u otros mecanismos de compensación (como baterías) para que restablezcan el equilibrio.

Ahora, cuando la masa giratoria es reemplazada por energía eólica (basado por ejemplo en generadores full converters) o solar (fotovoltaica), la cual no tiene masa giratoria, la disponibilidad de inercia se ve afectada. En su lugar, en el generador fotovoltaico, los fotones colisionan con los átomos y producen la emisión de electrones, lo que genera un flujo de electricidad que se convierte en energía eléctrica AC a través de inversores. Como no hay masa giratoria síncrona, a esto se le llama generación asíncrona. Algo similar ocurre en caso de otro tipo de generación no convencional como la eólica de tipo “full converter”,

o la implementación de baterías (sistemas de almacenamiento basado en baterías BESS), en la que los convertidores provocan una operación completamente asincrónica. Entonces, surge la problemática de que debido a estos generadores asíncronos se provocarán disminuciones de frecuencia más pronunciadas en el sistema; y, por lo tanto, una reducción de la fiabilidad del sistema debido a la ausencia de la inercia. [2]

En estos escenarios, es necesario explorar alternativas que reemplacen la pérdida de la inercia que sufre la red, ante lo cual se ha desarrollado una tecnología de control de los convertidores electrónicos, a la cual se llama "inercia sintética".

Entonces, en el presente trabajo se propone analizar la implementación de este enfoque de inercia sintética en la microrred de la isla San Cristóbal, ubicada en la Provincia de Galápagos-Ecuador. Esto, debido a que, al ser el Archipiélago de Galápagos Reserva de la Biosfera declarado por el Gobierno de Ecuador en 1986, y en 1990 Santuario de Ballenas, demanda de una particular atención en cuanto al uso de energías limpias. En el año 2001 fue además incluida por la ONU en la lista de Patrimonios Naturales de la Humanidad, además en 1998 se aprobó la Ley Orgánica de Régimen Especial para la Conservación y Desarrollo Sustentable de la Provincia de Galápagos, donde se estableció La Reserva Marina de Galápagos, reconociéndose de esta manera su enorme valor ecológico, cultural, educacional y económico para la conservación y mantenimiento de especies únicas en el mundo.

El constante transporte de combustibles fósiles por medio marítimo hacia las Islas hace que se incremente la probabilidad de que se produzcan accidentes y derrames. Así mismo y debido al uso de combustibles fósiles para generación de electricidad, se emiten gases nocivos para el medio ambiente, provocando significantes impactos ambientales en una zona que posee un elevado endemismo que permite separarla como una región biogeográfica única, constituyéndose en un refugio de especies amenazadas y un atractivo turístico.

Por estos motivos, el Gobierno de Ecuador junto con el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables han diseñado y ejecutado un conjunto de proyectos que apuntan a sustituir la generación eléctrica basada en energía térmica de origen fósil por energía renovable basada en los recursos solar y eólico principalmente, para disminuir el transporte y quema de combustibles fósiles y por ende la emisión de gases de efecto invernadero.

De esta forma, no basta con que exista una microrred y se logre disminuir el consumo de combustibles fósiles en la isla, se debe hacer de ese sistema uno que opere de manera

óptima y con estándares de calidad para los usuarios. Además, se debe garantizar estándares mínimos de seguridad ante posibles contingencias, por lo que se hace necesario actualizar el sistema de forma de hacer frente a problemas de regulación de frecuencia cuando se incremente la penetración de fuentes de energía renovable (FER) y desplace más y más a los generadores de combustión interna existentes actualmente. Es allí donde entra la inercia sintética aplicándola con sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías (BESS).

1.1 Pregunta de investigación

La introducción de “inercia sintética”, la cual es basada en inversores, y que puede adaptarse a generación de tipo no convencional como la energía solar fotovoltaica o eólica, brinda una cualidad que es la factibilidad de enfrentar los desbalances del sistema de forma rápida y eficiente, y es que reaccionan tan rápido que pueden imitar la inercia de la masa giratoria. Para ello, se debe implementar un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (BESS), en conjunto con un adecuado sistema de control de los inversores, determinando el sistema más idóneo que se ajuste a los requerimientos de la microrred planteada, en donde surge la interrogante: ¿Es posible mejorar la respuesta inercial del sistema para que aumente instantáneamente la potencia de la fuente de generación no convencional y de esta forma contrarrestar las disminuciones de frecuencia mediante el control rápido del sistema electrónico de alimentación?

1.2 Objetivo General

Diseñar e implementar en PowerFactory un esquema de regulación primaria de frecuencia en la microrred eléctrica de la isla San Cristóbal de Galápagos, aplicando un sistema de almacenamiento basado en baterías e inercia sintética.

1.3 Objetivos Específicos

- Diseñar e implementar un esquema de regulación primaria de frecuencia en la microrred eléctrica de San Cristóbal basado en BESS y un control basado en inercia sintética.
- Implementar los modelos detallados de los elementos característicos de la microrred eléctrica de la isla San Cristóbal, tales como: los diferentes tipos de generación (generadores convencionales y renovables no convencionales), la red a nivel de medio voltaje y las cargas que se encuentran en la microrred, el sistema BESS diseñado, así como también del control de frecuencia para regulación primaria que incluya el concepto de inercia sintética.

- Evaluar la metodología propuesta en la red de la isla San Cristóbal en el software DIgSILENT PowerFactory, en diferentes escenarios de operación, y analizar los resultados del efecto de la incorporación de control de frecuencia por inercia sintética aplicado a un sistema BESS en el desempeño dinámico de la microrred eléctrica de la isla frente a eventos de desbalance entre generación y carga.

1.4 Alcance

En el presente trabajo se desarrollará una metodología que considera tres partes:

La primera, presentar una revisión de la importancia de la regulación de frecuencia en los sistemas eléctricos ya sea a gran escala como en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) o en este caso en una microrred aislada con alta penetración de fuentes de energía renovable (FER). En este tipo de redes, tradicionalmente se mantienen reservas rotantes (reservas que están en línea y conectadas al sistema) para hacer frente a las fallas de las centrales eléctricas (reservas de contingencia) y a la variación aleatoria en la demanda (reservas de regulación) [3]. No obstante, debido a la ausencia de máquinas síncronas en una microrred con alta penetración de FER, no podría realizarse regulación primaria de frecuencia (RPF), por la falta de inercia y de control adecuados.

Como segundo punto, elaborar un estudio del estado del arte que abarque las tecnologías de generación basadas en fuentes de energía renovables, tales como la energía solar fotovoltaica y la energía eólica, además de los sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías. Por medio de este estudio, se determinará el comportamiento tanto en estado estacionario como en estado dinámico de una microrred eléctrica cuando se producen variaciones en las condiciones ambientales, así como ante fallas. También, se revisarán los diferentes mecanismos de regulación primaria de frecuencia y sus características principales.

Y tercero, implementar modelos matemáticos de los elementos característicos que componen la microrred eléctrica de la isla San Cristóbal, a la cual se diseñará un sistema BESS apropiado que permita realizar regulación de frecuencia, considerando una alta penetración de FER. Se implementará un sistema de control de inercia sintética para el sistema BESS que permita la regulación de frecuencia. Adicionalmente, se analizará el comportamiento de los demás generadores tanto renovables como convencionales como parte de esta microrred. Posteriormente, se realizarán simulaciones en el dominio del tiempo, teniendo en cuenta diversos escenarios de operación. Los resultados arrojados por las simulaciones permitirán evaluar y analizar el efecto de la incorporación del sistema de

control de Inercia Sintética como parte del sistema BESS en el desempeño dinámico de la microrred eléctrica en la isla San Cristóbal, y observar si mitigan realmente los problemas relacionados a RPF.

1.5 Marco Teórico

1.5.1. Estado del arte

1.5.1.1. Penetración de Fuentes de Energías Renovables (FER)

Los sistemas eléctricos de potencia están en constante desarrollo debido a la creciente demanda y la necesidad de satisfacer los requerimientos mínimos para ofrecer una energía de buena calidad para los consumidores, con parámetros mínimos establecidos en diferentes estándares en los que se requiere franjas establecidas de voltaje y frecuencia, y también de ofrecer un suministro de energía constante sin interrupciones, en lo posible, además de cumplir con la minimización del impacto ambiental que produce la generación de energía por la quema de combustibles fósiles, etc.

Por lo tanto, se encuentran en implementación sistemas de generación de energía no renovables como lo son la generación eólica, fotovoltaica y de baterías, en sistemas híbridos junto con generación hidroeléctrica, termoeléctrica, nuclear, geotérmica, etc. Pero estos sistemas deben ser capaces de seguir las variaciones de la demanda de potencia activa y reactiva. Por tal motivo, es necesario mantener y controlar una adecuada reserva que garantice el suministro en todas las barras de la red. Así, como se mencionó anteriormente, deben cumplir con los estándares de niveles mínimos de frecuencia y voltaje.

1.5.1.2. Penetración de Fuentes de Energía Renovables dentro de la Matriz Energética

Recientes pruebas de Firts Solar, CAISO (operador de sistema independiente (ISO) de California) y NREL (National Renewable Energy Laboratory, que es un laboratorio nacional administrado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, especializado en la investigación y desarrollo de energía renovable y eficiencia energética) demostraron que los recursos solares basados en inversores tienen un rendimiento de respuesta en frecuencia superior que el de las unidades alimentadas con combustibles fósiles, irónicamente debido a la ausencia de masa giratoria. De hecho, los proyectos de Firts Solar son capaces de pasar de 0 MW a la máxima potencia, con una determinada irradiación, en menos de un segundo lo que resulta ser significativamente más rápido que cualquier sistema de generación convencional. [2]

Los operadores de las redes cada vez son más capaces de integrar grandes cantidades de Fuentes de Energía Renovable (FER) sin comprometer la confiabilidad del sistema. En los últimos años, los niveles de penetración en ciertas regiones han superado el 25% de la demanda eléctrica anual, en tanto que las penetraciones instantáneas de energía eólica y solar exceden rutinariamente el 50% de la demanda eléctrica, lo cual desmiente las preocupaciones por los límites técnicos para la integración de energías renovables.

La confiabilidad de la red es ayudada por la inercia y la respuesta de frecuencia primaria que por lo general es proporcionada por los generadores térmicos convencionales, los cuales ayudan a mantener la estabilidad de la red durante perturbaciones y durante condiciones normales. Tradicionalmente, los generadores eólicos y solares normalmente no ofrecen estos servicios. Sin embargo, las plantas eólicas modernas y algunas solares tienen ahora la capacidad de proporcionar servicios de control activo de la potencia, incluyendo inercia sintética, respuesta de frecuencia primaria, y control automático de la generación (también denominado regulación secundaria de frecuencia). Esto además es potenciado mediante la implementación de sistemas BESS, los cuales presentan un servicio de potencia y energía de rápida respuesta. Hay estudios y experiencias operacionales recientes que han evidenciado que, al aplicar control activo de la potencia, las unidades eólicas y solares pueden aportar una fracción muy grande de la energía de un sistema, sin que ello implique una reducción en la confiabilidad del sistema. [3]

1.5.1.3. Utilización de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS)

Las empresas de servicios públicos y los operadores de sistemas de transmisión ahora están más interesados en los sistemas de almacenamiento de energía (BESS) para proporcionar ventajas técnicas y económicas a lo largo de la cadena de suministro. El BESS puede proporcionar una solución técnica con mayor rentabilidad para los desafíos actuales de la industria, como la calidad de la energía, la seguridad de la red, la gestión de la congestión, el bajo factor de utilización del generador y la volatilidad del precio del combustible. En consecuencia, el dispositivo de almacenamiento puede ingresar al mercado de servicios auxiliares por una remuneración a cambio de beneficios de mercado, como la cobertura de riesgos, la provisión de estabilidad o la prevención de pérdidas. En los últimos años, el costo de las tecnologías de almacenamiento en baterías se ha reducido significativamente, lo que justifica un nuevo estudio de sus aplicaciones y beneficios económicos.

En los últimos años, se han instalado varios BESS en todo el mundo para nivelar la carga y reducir los picos, principalmente. La mayoría de los proyectos destinados al control de frecuencias eran demostraciones reales de la viabilidad de la tecnología y el aspecto comercial a menudo se dejaba de lado. Por esa razón, los dispositivos BESS anteriores a menudo estaban sobredimensionados, aniquilando así cualquier posibilidad de alta rentabilidad económica. El estudio realizado en [4] proporciona un método de optimización para el dimensionamiento de un BESS para la regulación de frecuencia primaria utilizando un algoritmo de control basado en limitaciones de estado de carga fijo (límites SoC). La técnica desarrollada permite dimensionar los principales parámetros de un BESS, a saber, la capacidad de la batería, el estado de carga máximo y mínimo, así como las potencias de recarga y descarga, para el control de frecuencia primario aplicado a un gran sistema de potencia interconectado. [5]

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) pueden cubrir un amplio espectro de aplicaciones que van desde el apoyo a la calidad de la energía a corto plazo hasta la gestión de la energía a largo plazo. Esta es una gran ventaja de las tecnologías BESS, ya que permite que se ejecuten aplicaciones muy diferentes en el mismo dispositivo [6], [7] con una respuesta rápida (por ejemplo, nivelación de carga, reducción de picos, reserva de rotación, capacidad de arranque en negro, alimentación ininterrumpida (SAI), compensación de flicker, corrección de huecos de voltaje, etc.). Por lo tanto, el BESS aumenta la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico, lo que ayuda a la integración de las energías renovables no convencionales y pospone la expansión de la red. Trabajos previos [6] han demostrado el gran potencial del BESS para la regulación de frecuencia. De hecho, el suministro de reserva de control de frecuencia ha sido identificado en el estudio [5] como la aplicación de mayor valor para el propietario del BESS. Su análisis de valor se deriva de la comparación de los precios de reserva del control de frecuencia en el mercado de servicios auxiliares con los costos típicos de instalación y mantenimiento del BESS. El BESS puede satisfacer los requisitos técnicos para la regulación de frecuencia primaria absorbiendo energía de la red durante períodos de alta frecuencia, por encima de un valor nominal, e inyectando energía a la red durante excursiones de baja frecuencia, por debajo del punto de ajuste nominal. Además, dado que el BESS se compone únicamente de elementos estáticos, tiene una respuesta dinámica muy rápida en comparación con los generadores típicos u otros dispositivos de almacenamiento. [5]

El artículo [8] presentó un modelo dinámico de un BESS aplicado a la estabilidad del sistema de potencia; en [9] se cuantificó el efecto de un dispositivo de batería de 30 MW

en la regulación de frecuencia en el sistema de energía aislado israelí; en [6] se realizó un análisis de valor de diferentes aplicaciones BESS; en [5] se estudiaron la optimización y dimensionamiento del BESS aplicado al control primario de frecuencia en redes interconectadas; la investigación presentada en [10] fusionó un modelo incremental de BESS en el control de frecuencia de carga de un sistema de energía aislado y observó la mejora del rendimiento del sistema. La lista es bastante exhaustiva y podría continuar, pero el lector solo debe estar familiarizado con el hecho de que hay mucha información disponible sobre las tecnologías y aplicaciones de BESS, incluyendo su capacidad de contribuir en la regulación primaria de frecuencia.

1.5.2. Microrred de la Isla San Cristóbal

En Ecuador, por su ubicación geográfica, las islas Galápagos se convierten en Microrredes naturales. Existen cuatro islas pobladas: San Cristóbal, Santa Cruz-Baltra, Isabela y Floreana, constituyendo cada una de ellas un sistema aislado y autónomo, alimentado por una combinación de fuentes renovables y convencionales (generadores térmicos basados en motores de combustión interna MCI). El parque generador de estas islas está compuesto en su mayoría por centrales termoeléctricas, seguida por centrales de generación de fuente renovable como: parques eólicos, motores duales que utilizan biocombustibles (aceite de piñón), centrales fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento de energía. Características generales de estos sistemas se detallan en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Potencia nominal instalada en Galápagos.

Isla	Térmico [kW]	Eólico [kW]	Fotovoltaica [kW]	Baterías [kW]
San Cristóbal	8390	2400	12,5	
Santa Cruz – Baltra	13900	2250	1565	4000 Pb-Acido 268 Ion-litio
Isabela	2850	----	----	
Floreana	283 (138 Dual)	----	21	192

Como ya se mencionó, si bien en los cuatro sistemas de las islas existe un parque generador mixto que combina generación convencional con renovable intermitente, también existe el proyecto Conolophus que está en fase de adjudicación y que está

orientado a implementar una microrred justamente en Galápagos, pero en la isla Santa Cruz. En este sentido, resulta innovador explorar alternativas para compensar la futura pérdida de inercia que además permita implementar este concepto de microrred inteligente. Por lo tanto, se define al sistema de la isla San Cristóbal como el que será motivo de análisis en este trabajo.

1.5.2.1. Centrales en San Cristóbal

El sistema de generación en la isla San Cristóbal, actualmente, dispone de las siguientes centrales de generación:

- El parque Eólico San Cristóbal, ubicado en el cerro “El Tropezón”, parroquia El Progreso, el cual dispone de 3 turbinas de 800 kW con una potencia total instalada de 2,4 MW.
- Se dispone de 9,3 MW en capacidad térmica diésel instalado, con el detalle que se muestra en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2. Parque térmico en la isla San Cristóbal.

Unidad No.	Año de Fabricación	Potencia Nominal [kW]	Potencia Efectiva [kW]
1	1991	650	560
2	2009	986	880
3	1993	650	560
4	1993	650	560
5	2014	1000	920
6	2014	850	760
7	2015	1700	1500
8	2015	1700	1500
9	2011	1100	960

Por medio de una donación complementaria se instalaron 2 sistemas fotovoltaicos, uno ubicado en la Escuela Pedro Pablo Andrade y el otro en la cubierta de la sala de control de la subestación, los cuales se encuentran conectados a la red de distribución de ELEGALAPAGOS en baja tensión. La capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos es de 0.012 MW y cada sistema cuenta con su equipo propio de medición de energía.

La línea de transmisión con la que cuenta la empresa eléctrica ELECGALAPAGOS es de 13,2 kV, la cual transporta la energía desde el parque eólico hasta la central de generación a diésel de la misma empresa. Esta línea de transmisión consta de un tramo subterráneo de 3 km a manera de precautelar las especies de aves existentes en la Isla, luego de estos 3 km existe una transición al tendido aéreo (postes de concreto y conductor de aluminio) el cual consta con 9 km de longitud y finaliza en la subestación de la central diésel de la empresa ELECGALAPAGOS. [11]

El propósito del análisis propuesto es implementar un esquema de regulación primaria basado en BESS que contemple el concepto de inercia sintética, en el sistema eléctrico de San Cristóbal. En este sentido, se desea aplicar regulación primaria de frecuencia en la Microrred eléctrica mediante BESS (Battery Energy Storage System). Como se sabe, las energías renovables son inherentemente variables e intermitentes, lo cual se presenta cuando hay días nublados o sin brisa para los sistemas fotovoltaicos y eólicos, respectivamente. En estos casos, para evitar la inestabilidad de la red eléctrica, podría ser diseñado e implementado un sistema de almacenamiento el cual permita al sistema de potencia interactuar con fuentes de energía renovables, de forma tal que permita compensar los desbalances entre generación y carga.

De esta forma, los BESS permitirán elevar la capacidad de transferencia de potencia activa de los generadores basados en Fuentes de Energías Renovables (FER) del sistema durante una perturbación. Así, por medio de un BESS se podrá realizar la operación de compensación de inercia (Inercia Sintética), para regulación primaria de frecuencia relacionado directamente con el balance de potencia activa entre la generación y la demanda de la microrred de la isla San Cristóbal.

1.5.3. Operación de la Inercia Sintética

El funcionamiento de las fuentes de inercia sintéticas consiste en tomar o “inyectar” potencia activa adicional a un sistema de potencia, dependiendo de la dirección identificada y del valor del cambio de frecuencia en el sistema. Esto debería limitar la dinámica y el rango de cambios de frecuencia en el sistema. La identificación de la dirección de los cambios de frecuencia debe realizarse a través de sistemas de automatización apropiados instalados en estas fuentes y en los sistemas eléctricos.

Se espera que la operación de las fuentes de inercia sintética comience lo antes posible después de que ocurra una perturbación en el Sistema de Potencia (máximo después de varias decenas de milisegundos desde la perturbación). Entonces, los cambios de

frecuencia son los más grandes y están condicionados únicamente por la inercia del sistema eléctrico. Sin embargo, la operación de estas fuentes debe durar al menos hasta el momento de iniciar la mayor parte de la automatización de control de frecuencia actual (unas pocas o varias decenas de segundos desde la ocurrencia de la perturbación). Esto se ilustra en la Figura 1.1, la cual muestra la forma de onda de frecuencia durante una perturbación en el SEP. [12]

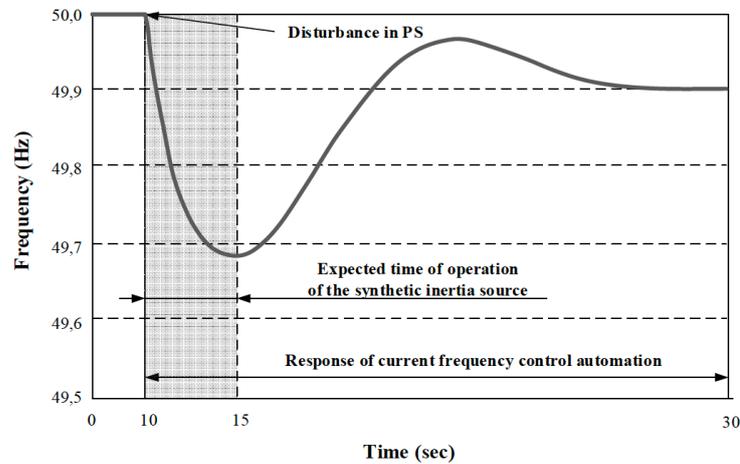


Figura 1.1. Tiempo de operación esperado de fuentes de inercia sintética [12].

1.5.3.1. Requerimientos de un BESS para ser una Fuente de Inercia Sintética

Los ES (Energy Storage) permiten tomar y almacenar energía eléctrica y su transferencia al Sistema de Potencia, por ejemplo, cuando requiera de la automatización de inercia sintética. La tecnología ES incluye: Almacenamiento de Energía de Batería, Celdas de Combustible, Almacenamiento de Energía Magnética Superconductora, Supercondensadores, Almacenamiento de Energía por Volante de Inercia, Planta de Energía Hidroeléctrica, Planta de Energía de Almacenamiento por Bombeo, Almacenamiento de Energía de Aire Comprimido. Se pueden encontrar descripciones detalladas de la tecnología ES, entre otros.

La tecnología utilizada en los ES determina su comportamiento durante perturbaciones en los SEP. Determina la “respuesta” cuantitativa y cualitativa de los ES a los cambios de frecuencia en los SEP. Los ES diseñados para funcionar como fuentes de inercia sintéticas deben exhibir las siguientes propiedades:

- Respuesta rápida (milisegundos, como máximo decenas de milisegundos) a los cambios de frecuencia en un SEP: identificación prácticamente instantánea de la

perturbación y, posiblemente, breve tiempo de activación de generación o consumo de energía activa por parte del ES;

- Al menos algunos segundos (preferiblemente más de diez segundos) posibilidad de generar o consumir potencia activa, preferiblemente igual a la potencia nominal ES;
- Gran libertad de cambio entre la generación de energía y consumo;
- Gran gradiente de generación o consumo de energía, y cambio de gradiente;
- Rango amplio (idealmente cercano a la potencia nominal ES) de cambios en la generación y el consumo de energía;
- Posibilidad de cooperación continua entre los ES y SEP (dictado por la falta de posibilidad de predecir el momento de ocurrencia de la perturbación en el SEP, si fuera necesario habilitar el ES solo después de identificar la perturbación en el SEP);
- Gran número de ciclos de consumo y generación de energía en la operación a largo plazo, así como alta madurez tecnológica y adecuación prácticamente comprobada para el SP.

Estas propiedades esperadas de ES reducen significativamente el conjunto de ES que se pueden usar en Sistemas de Potencia como fuentes de inercia sintéticas.

Tres de los ES considerados: centrales hidroeléctricas, centrales eléctricas de bombeo y centrales neumáticas de almacenamiento de energía fueron excluidos. Esto se debe al largo tiempo de respuesta a los cambios de frecuencia en el SEP. Sin embargo, se enfatiza que estos ES pueden ser una fuente de inercia natural resultante de la inercia resultante de las masas giratorias de estas fuentes generadoras.

1.5.4. Clasificación de los Sistemas de Almacenamiento

Desde el punto de vista del método de almacenamiento de energía, los tipos de ES considerados se pueden dividir en: dispositivos con tecnología de almacenamiento indirecto (conversión de energía eléctrica a otro tipo de energía, por ejemplo, energía química o cinética) y dispositivos con tecnología de almacenamiento directo (en un campo eléctrico o magnético). Se ha adoptado la siguiente división:

- Almacenadores de energía con tecnología de almacenamiento indirecto: Almacenamiento de Energía en Baterías, Pilas de Combustible, Almacenamiento de Energía en Flywheel;

- Almacenadores de energía con tecnología de almacenamiento directo: almacenamiento de energía en el campo electrostático de condensadores y supercondensadores, almacenamiento de energía en el campo magnético de inductancia e inductancia superconductor.

Aunque se dispone de varios tipos de sistemas de almacenamiento, como se observa en la Figura 1.2, ninguno puede satisfacer por sí solo, técnica y económicamente, las necesidades de las distintas aplicaciones. Por ejemplo, existen aplicaciones opuestas desde el punto de vista de las características requeridas:

- Al aplicar sistemas de almacenamiento al control primario de frecuencia *no se requieren grandes dimensiones en potencia o capacidad de almacenamiento*, sin embargo, es prioritaria una respuesta rápida del sistema.
- Al contrario, al aplicar sistemas de almacenamiento de energía en el desplazamiento temporal de energía es prioritario que grandes tamaños de potencia y capacidad de almacenamiento sean económicamente rentables.

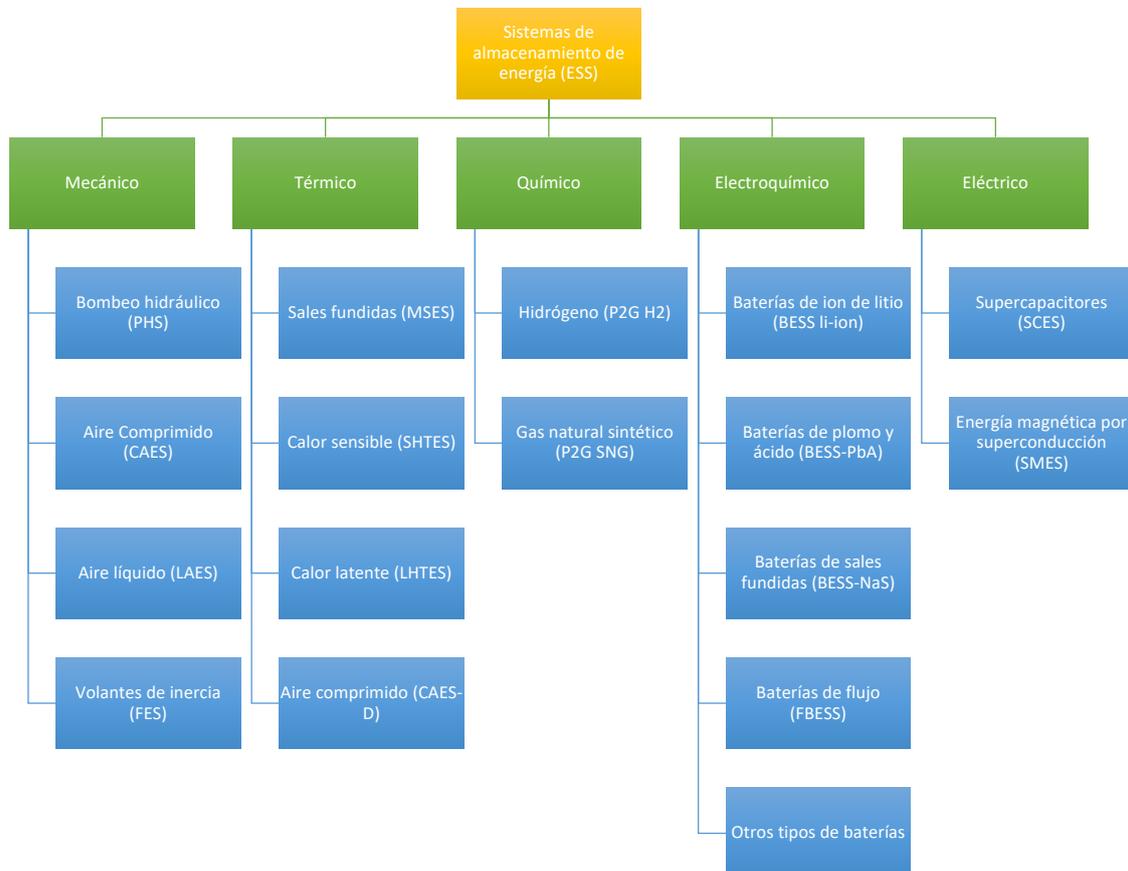


Figura 1.2. Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía.

En definitiva, cada sistema de almacenamiento de energía tiene un rango de aplicación adecuado, por lo que pueden ser evaluados según: potencia, capacidad, densidad de energía, densidad de potencia, vida útil o ciclos de uso, duración de suministro; y, por último, costo de inversión y operación. [13]

1.5.5. Elección de un BESS Apropriado

La elección de un BESS como fuente de inercia sintética en una microrred depende de sus parámetros técnicos y operativos.

Los parámetros técnicos y operativos básicos de los ES incluyen, en particular: potencia nominal, tiempo de descarga bajo el supuesto de funcionamiento con potencia nominal (capacidad de energía), tiempo de respuesta en el que un ES alcanza el valor nominal de potencia activa generada, gradiente de cambios de potencia, capacidad de sobrecarga, grado de autodescarga. Los valores de estos parámetros para diferentes tecnologías ES se enumeran en la Tabla 1.3.

Los parámetros básicos de los ES incluyen: eficiencia total de conversión de energía, densidad de energía, densidad de potencia, número de ciclos de carga o vida útil del almacenamiento y tiempo de carga. La Figura 1.3 muestra valores típicos de potencia, densidad de energía y tiempo de carga para diferentes ES y para tecnologías seleccionadas. Los parámetros para todas las tecnologías ES analizadas se presentan en la Tabla 1.3. Se destaca que la información que se muestra en la Figura 1.3, así como en la Tabla 1.3, deben ser considerados como datos aproximados. Se utilizan para estimar el posible potencial de aplicación de una tecnología ES determinada como fuente de inercia sintética. [6]

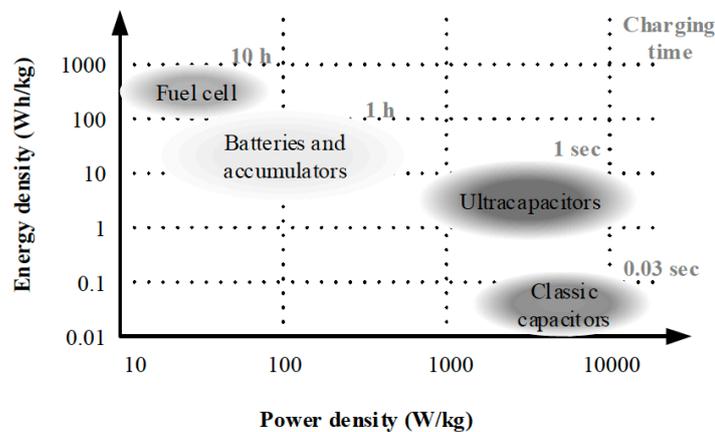


Figura 1.3. Densidad de energía y potencia para seleccionar ESs [6].

Tabla 1.3. Parámetros básicos y típicos de un ES [6].

Technology	Rated power (max)	Energy capacity (max)	Discharging time	Response time	Degree of self-discharge	Efficiency (max)	Energy density (max)	Power density (max)	Number of charge cycles or lifetime
Battery Energy Storage (lead-acid)	40 MW	40 MWh	10 h	< 10 msec	2–5%	90%	50 Wh/kg	75–300 W/kg	1500 cycles
Battery Energy Storage (nickel-cadmium)	40 MW	6.75 MWh	8 h	< 10 msec	5–20%	83%	75 Wh/kg	150–300 W/kg	1500–9000 cycles
Battery Energy Storage (lithium-ion)	100 MW	10 MWh	8 h	< 10 msec	1%/month	92%	200 Wh/kg	315 W/kg	5000 cycles
Battery Energy Storage (sodium-sulfur)	34 MW	250 MWh	1 h	no data	1%/month	85%	240 Wh/kg	280 W/kg	2500 cycles
Battery Energy Storage (flow batteries)	50 MW	60 MWh	24 h	< 10 msec	negligible	85%	50 Wh/kg	3000 W/kg	10000 cycles
Fuel Cells	60 MW	39 MWh	24 h	1 sec	not applicable	45–85%	15–50 Wh/kg	5000–11000 W/kg	20 years
Flywheel Energy Storage	20 MW	5 MWh	1 h	< 10 msec	not applicable	90–95%	55–870 Wh/kg	10000 W/kg	20 years
Supercapacitors	0.3 MW	0.0005 MWh	15 min–1 sec	< 10 msec	5%/day	98%	12 Wh/kg	2000–10000 W/kg	500000 cycles
Superconducting Magnetic Energy Storage	10 MW	0.015 MWh	0.5 sec	< 10 msec	negligible	95%	65 Wh/kg	300–600 W/kg	30 years

La descripción general realizada de las tecnologías de ES indica que son principalmente supercondensadores, bobinas superconductoras, almacenamientos de energía basados en baterías (solo tipos seleccionados con un mayor número de ciclos de carga) y almacenamientos de energía de volante de inercia. Sin embargo, los ES de este tipo actualmente en funcionamiento se pueden dividir en comerciales (utilizables) y experimentales [14].

Por esta razón, se debe ser muy cauteloso con las recomendaciones positivas para el almacenamiento de energía utilizando supercondensadores y bobinas superconductoras, ya que estas soluciones aún se encuentran en etapa de experimentos, y su aplicación comercial en SEP para estabilizar la frecuencia es poco probable en los próximos años, a pesar de tener una serie de ventajas (por ejemplo, la posibilidad de realizar grandes inyecciones de energía).

Los almacenadores de energía en baterías (BESS) son dispositivos que se desarrollan dinámicamente. Se están logrando avances significativos en términos de capacidad y número permitido de ciclos de carga, en particular, se refiere a las baterías de iones de litio.

La Tabla 1.4 también indica la gran utilidad de los almacenamientos de energía en volante de inercia como fuentes de inercia sintéticas en los Sistemas de Potencia. La Tabla 1.4 proporciona una evaluación de ES simplificada. Esto permite concluir que, en el caso de la

necesidad de implementar un ES dedicado a la estabilización de frecuencia en un Sistema de Potencia, se recomienda utilizar un almacenamiento de energía de volante de inercia como fuente de inercia sintética.

Tabla 1.4. Evaluación de la posibilidad de uso de dispositivos de ES como fuentes de inercia sintética.

Evaluation criterion	Fuel Cells	Supercapacitors	Superconducting Magnetic Energy Storage	Battery Energy Storage (lithium-ion)	Flywheel Energy Storage
Very fast response to frequency changes	+/-	+	+	+	+
Free, two-way interaction with PS	-	+	+	+	+
Large number of power exchange cycles with PS	-	+	+	-	+
Technological maturity	-	-	-	+	+
Investment costs	-	-	-	+/-	+/-
Usability index (%)	10	60	60	70	90

1.5.5.1. Propiedades de un ES para Funcionar como Fuente de Inercia Sintética

La tecnología utilizada para almacenar energía determina su comportamiento durante las perturbaciones en los Sistemas de Potencia, esto determina la respuesta cuantitativa y cualitativa de los almacenadores de energía (ES) a los cambios de frecuencia en los Sistemas de Potencia. Esto impone sus características separadas. Los ES diseñados para funcionar como fuentes de inercia sintética deben presentar las siguientes propiedades:

- Respuesta rápida (milisegundos, a lo sumo decenas de milisegundos) a los cambios de frecuencia en un Sistema de Potencia con una identificación prácticamente instantánea de la perturbación y posiblemente un breve tiempo de activación de generación o consumo de energía activa por parte del ES (Energy Storage);
- Al menos unos pocos segundos (preferiblemente más de diez segundos) de posibilidad de generar o consumir potencia activa, preferiblemente igual a la potencia nominal del Almacenamiento de Energía (ES);
- Gran libertad para cambiar entre generación y consumo de energía;
- Gran gradiente de generación o gradiente de cambios de consumo de energía;

- Amplio rango (idealmente cercano a la potencia nominal del Almacenamiento de Energía) de cambios de generación y consumo de energía;
- Posibilidad de cooperación continua entre el Almacenamiento de Energía y el Sistema de Potencia (dictada por la falta de posibilidad de predecir el momento de ocurrencia de la perturbación en el Sistema de Potencia, si fuera necesario habilitar el Almacenamiento de Energía solo después de identificar la perturbación en el Sistema de Potencia);
- Gran número de ciclos de consumo y generación de energía en la operación de largo plazo, así como alta madurez tecnológica y adecuación prácticamente comprobada para la Sistema de Potencia. [12]

Entonces, tomando estas consideraciones en cuenta los sistemas de almacenamiento de energía que podrían cumplir son los que entran en los tipos: dispositivos con tecnología de almacenamiento de energía indirecta (conversión de energía eléctrica a otro tipo de energía como química o energía cinética) y dispositivos con tecnología de almacenamiento de energía directa (en una eléctrica o campo magnético). Así, se detalla la siguiente división:

- Sistemas de Energía con tecnología de almacenamiento indirecto: almacenamiento de energía de batería, pilas de combustible, almacenamiento de energía de volante;
- Sistemas de Energía con tecnología de almacenamiento directo: almacenamiento de energía en el campo electrostático de condensadores y supercondensadores, almacenamiento de energía en el campo magnético de inductancia e inductancia superconductora [15].

1.5.5.2. Conclusión:

Una de las áreas de aplicación de las ES en los Sistemas de Potencia es la regulación de la frecuencia, incluyendo el uso como fuentes de inercia sintética. Los estudios realizados en diferentes publicaciones muestran que la posibilidad de utilizar las ES para determinar el tipo sistema de almacenamiento a utilizar como fuente de inercia sintética hay que tomar en cuenta las implicaciones de acceso a la tecnología, operación y mantenimiento, así como los requerimientos de funcionamiento temperatura, velocidad, tiempos de arranque, etc. deberán determinarse según los objetivos que se pretenden en la microrred [16]. Muchas tecnologías de ES son adecuadas para ello. Sin embargo, los dispositivos de almacenamiento de energía tipo volante de inercia y las baterías de iones de litio (equipados con sistemas de control adecuados) han sido seleccionados como los mejores.

Esto se debe a sus buenas propiedades técnicas y de explotación, así como a la disponibilidad comercial de soluciones probadas. Por su parte, las ES con un tiempo de respuesta largo (más de 1s) a los cambios de frecuencia son los que no deben utilizarse como fuentes de inercia sintéticas, por ejemplo, las ES que utilizan tecnología de aire comprimido y las centrales eléctricas de acumulación de bombeo. Sin embargo, hay que destacar que estas tecnologías de ES también pueden estabilizar la frecuencia. Su presencia en los SEP contribuye a aumentar la inercia natural de los SEP, lo que es debido al uso de generadores que cooperan sincrónicamente con el SEP en estas ES.

Por lo que en este trabajo de investigación se realiza con un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías de ion-litio.

1.5.6. La Inercia en un Sistema de Potencia

Uno de los requerimientos importantes del SEP es la seguridad de la operación del sistema. La seguridad de operación se define como la capacidad del sistema para soportar diversas contingencias, tales como cortocircuitos o pérdida de componentes, sin violar las restricciones operativas. En este contexto, se entiende como contingencias al conjunto de perturbaciones inminentes que producen la salida de servicio de manera intempestiva de uno o varios elementos de la red causando un desbalance de los flujos de potencia por las líneas y/o provocando variaciones de los valores de voltaje y frecuencia con respecto a sus valores nominales.

Por tanto, ante este hecho se puede producir un desbalance donde la demanda supera a la generación, y aparece la necesidad de disponer de suficiente reserva de generación para mantener los parámetros dentro de los niveles adecuados. Esta reserva debe ser activada adecuadamente, tanto en cantidad como en rapidez, a través de la regulación de frecuencia para mantener la desviación de la frecuencia durante el periodo transitorio por encima del valor mínimo admisible [17]. Si no se realiza esta acción de respuesta por parte de la generación, los generadores serán sacados de servicio por sus sistemas de protecciones de subfrecuencia para evitar daños en las turbinas y de mantener el suministro de sus servicios auxiliares. Lo que, a la larga, llevaría a producir un estado de apagón total (black-out).

Tradicionalmente, la frecuencia se ha controlado mediante ajustes en la producción de las unidades síncronas de generación. Cuando la frecuencia del sistema es superior al valor nominal, la generación disminuye la producción y cuando la frecuencia es inferior al

nominal, los generadores deben aumentar su producción. Por lo que los generadores son indispensables para contrarrestar la desviación de frecuencia.

1.5.7. Regulación de Frecuencia en un Sistema de Potencia

En la mayoría de los casos, la diferencia entre la potencia eléctrica entregada por las unidades generadoras y la potencia demandada por las cargas es negativa luego de una contingencia, como por ejemplo debido a la desconexión de un generador. También es posible que la frecuencia aumente durante la perturbación, por ejemplo, cuando súbitamente se aísla un área con exceso de capacidad de generación [18].

Valores de frecuencia diferentes al nominal pueden provocar el mal funcionamiento de equipos industriales y domésticos. Por ejemplo, algunos motores pueden ser forzados a girar a velocidades distintas de aquella para los que fueron diseñados. Dichos motores que no funcionen con la frecuencia especificada por el fabricante, tenderán a sobrecalentarse, y los relojes y los automatismos que miden el tiempo en función de la frecuencia se pueden adelantar o atrasar. Otra es que una frecuencia con valor distinto al nominal resulta en una menor calidad de energía eléctrica entregada. En las turbinas de vapor, cuando la frecuencia es muy baja se producen vibraciones lo cual no es bueno, llegando incluso al punto de ser desconectadas. Las normas IEC 60034-3 y el estándar C50.13 de la IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) establecen el valor mínimo de frecuencia en 0,95 pu, para funcionamiento de los generadores. Si la frecuencia está por debajo de este valor los generadores se desconectan y se produce una mayor oscilación sobre el sistema la que produciría un colapso total del SEP. Los generadores también pueden desconectarse por eventos de sobrefrecuencia. Así, muchos códigos de red europeos establecen que los generadores deben desconectarse cuando la frecuencia aumenta más de 1,03 pu.

Y por último los transformadores también pueden sufrir averías por sobreexcitación debido a que operan a una frecuencia menor a la nominal ya que la intensidad de campo magnético en el núcleo del transformador depende directamente del voltaje e inversamente de la frecuencia.

1.5.8. Comportamiento de los Sistemas de Potencia Ante Perturbaciones

Durante la ocurrencia de un evento que implica un incremento imprevisto de carga o la salida de servicio de un gran generador o una línea de transmisión que se encuentre transportando una importante cantidad de energía de un área a otra, se produce un

desbalance de potencia activa en el sistema. Todos los SEP tienen energía cinética almacenada en las masas rotantes de los generadores y en las cargas giratorias que están en sincronismo (motores), la cual es función tanto de la inercia del sistema como de la frecuencia. Debido al desbalance entre la potencia generada y la potencia demandada, esta energía cinética es liberada para corregir dicho desbalance, resultando en una inherente reducción de la frecuencia del sistema. Si el evento produce un exceso de potencia activa generada, éste es absorbido por las masas rotantes ocasionando un aumento de la velocidad de giro y por lo tanto de la frecuencia.

Para limitar la desviación de frecuencia con respecto a su valor nominal y mantener el SEP estable y seguro, se requieren de acciones adicionales a la inherente respuesta inercial. En la Figura 1.4, se observa la respuesta primaria que se activa ante una eventual contingencia. Esta respuesta radica en el incremento de la potencia generada por las máquinas sincrónicas y la reducción de carga llevada a cabo a través de los esquemas de alivio de carga. El objetivo de esta acción es evitar que la frecuencia alcance valores peligrosos, tales que produzcan el colapso total del SEP. Por otro lado, esta respuesta primaria estabiliza la frecuencia del sistema en un nuevo valor de estado estacionario que es ligeramente menor que el valor nominal. Luego de esta respuesta primaria se activa la respuesta secundaria cuyo principal objetivo es llevar el valor de frecuencia del sistema a su valor nominal.

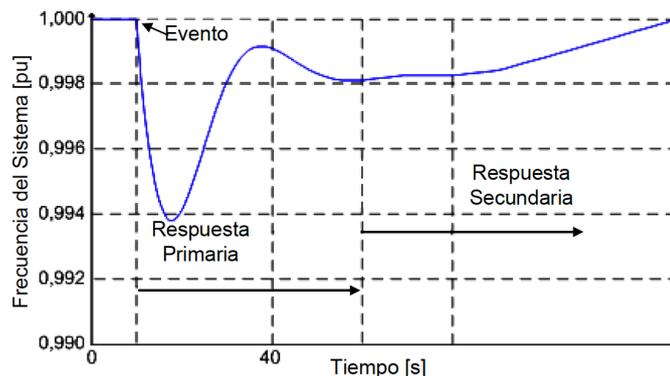


Figura 1.4. Respuesta primaria y secundaria ante un evento de subfrecuencia [19].

Estas acciones primarias y secundarias dan lugar al concepto de regulación de frecuencia, la cual a su vez puede estar categorizada en regulación automática y regulación manual. La primera responde automáticamente a la desviación de frecuencia con respecto a su valor nominal o a la tasa de cambio de frecuencia (TCF) que excede un umbral especificado. Algunos de los recursos para llevar a cabo esta regulación de frecuencia es la disminución natural de potencia consumida por las cargas que dependen de la frecuencia

del sistema, el incremento automático de la potencia mecánica aplicada al eje del generador sincrónico a través del regulador de velocidad y la desconexión automática de carga. La regulación de frecuencia manual comprende todas las instrucciones emitidas por el operador del sistema a los generadores (y a las cargas controlables) para cambiar sus puntos de referencia de potencia activa generada (o el consumo de potencia activa en el caso de las cargas).

Para poder realizar estas acciones se requiere de capacidad adicional de potencia activa disponible en las unidades generadoras. Esta capacidad adicional se conoce como reserva rotante y puede clasificarse como reserva de corto y largo plazo según el periodo en el que se requiera.

1.5.9. Regulación Primaria, Secundaria y Terciaria

La regulación de frecuencia se divide en tres etapas llamadas: regulación primaria, secundaria y terciaria.

La regulación primaria actúa de forma automática, en tanto que la secundaria puede activarse de forma manual o automática. La regulación terciaria de frecuencia (RTF) es activada manualmente para redespachar las unidades generadoras teniendo en cuenta criterios técnicos y económicos.

1.5.9.1. Regulación Primaria de Frecuencia

La RPF se refiere a las acciones de control que son realizadas localmente (a nivel de las centrales de generación) sobre los reguladores de velocidad y potencia activa. Los valores instantáneos de frecuencia pueden ser medidos localmente y las desviaciones de los valores de referencia resultan en una señal que actúa sobre las válvulas, compuertas y servomotores de aquellas centrales que sean capaces de aportar RPF. En esta etapa, la tarea de control de prioridad es evitar que la frecuencia del sistema alcance valores que provoquen la desconexión de unidades generadoras, lo cual llevaría al colapso del sistema. Cabe destacar que, aunque en el periodo que actúa la RPF se logra estabilizar la frecuencia en un nuevo valor de estado estacionario, este valor está apartado del valor nominal ya que la ley de control es puramente proporcional.

1.5.9.2. Regulación Secundaria de Frecuencia

En la RSF, también llamada control de frecuencia de carga (LFC), los puntos de trabajo de los generadores son ajustados para compensar el error de frecuencia remanente luego de haber actuado la RPF. También, la RSF actúa para compensar otro efecto no deseado causado por los desbalances de potencia activa y la actuación de la RPF. Este efecto está relacionado con los cambios en los flujos de potencia en las redes de interconexión de

otras áreas, por ejemplo, los intercambios de potencia que no están considerados en las transferencias programadas. La RSF asegura, a través de un mecanismo manual o automático, que el error de estado estacionario sea remediado luego de un corto periodo de tiempo.

1.5.9.3. Regulación Terciaria de Frecuencia

Luego de la actuación de la RSF, se activa la RTF la cual efectúa acciones coordinadas de manera centralizada, que operan en una escala de tiempo aún mayor (minutos a decenas de minutos). Estas acciones de control aseguran que el sistema opere de manera eficiente, a través del redespacho de las unidades de generación. Para esta acción se debe tener en cuenta tanto aspectos económicos como aspectos relacionados a la confiabilidad del sistema [20]. A su vez, por la activación de la RTF, se logra restaurar la reserva secundaria de la RSF, la cual permite que el SEP pueda responder a un evento subsiguiente.

1.5.10. El Concepto de Microrred como Medio para Integrar la Generación Distribuida

Como se ha dicho anteriormente, la generación distribuida (GD) está tomando un serio impacto y crecimiento dentro de los SEP para solucionar diversas problemáticas y brindar un mejor servicio y como lo presenta este trabajo, para desplazar a los generadores termoeléctricos que consumen derivados del petróleo, y así evitar la contaminación en un ecosistema vulnerable como lo es las Islas Galápagos.

Los GD se conectan normalmente en las redes de distribución, principalmente a nivel de medio voltaje (MV) y alto voltaje (HV), y se han diseñado bajo el paradigma de que las cargas de los consumidores son pasivas y la energía fluye solo desde las subestaciones hasta los consumidores y no en la dirección opuesta. Por esta razón, se han llevado a cabo muchos estudios sobre la interconexión de GD dentro de las redes de distribución, que van desde el control y la protección hasta la estabilidad del voltaje y la calidad de la energía.

A las redes de Bajo Voltaje se pueden conectar directamente diferentes tecnologías de microgeneración, como microturbinas (MT), fotovoltaica (PV), pilas de combustible (FC) y aerogeneradores (WT) con una potencia nominal de hasta 100 kW. Esta GD, generalmente ubicadas muy cerca a los usuarios, han surgido como una buena opción para satisfacer las crecientes necesidades de energía, con especial énfasis en la confiabilidad y la calidad, brindando diferentes beneficios técnicos, ambientales y económicos. Y es evidente la necesidad de un cambio de filosofía en la interconexión para lograr una integración óptima de dichas unidades.

Y, es muy importante reconocer que, con mayores niveles de penetración de la microgeneración, la red de distribución de Bajo Voltaje ya no puede considerarse un apéndice pasivo de la red de transmisión. Por el contrario, el impacto de los microgeneradores en el equilibrio energético y la frecuencia de la red puede volverse mucho más significativo con el paso de los años.

Por lo tanto, se requiere una arquitectura de control y gestión para facilitar la integración completa de la microgeneración y la gestión activa de la carga en el sistema. Una forma prometedora de aprovechar el potencial emergente de la microgeneración es adoptar un enfoque sistemático que considere la generación y las cargas asociadas como un subsistema o una microrred [19].

Actualmente, la estructura de red eléctrica más prometedora que permitiría obtener una mejor utilización de los recursos energéticos distribuidos es la microrred eléctrica (MRE). En este sentido, el avance de nuevas tecnologías de dispositivos electrónicos de potencia hace posible su incorporación en MREs con el objetivo de influir considerablemente sobre el comportamiento dinámico del sistema y de esta forma mejorar la seguridad dinámica del mismo. Este nuevo concepto de red eléctrica fue desarrollado especialmente para hacer frente a la integración masiva de ERNC, con las particularidades asociadas a las propias limitaciones de los recursos renovables que se caracterizan por su comportamiento variable e intermitente. Asimismo, este nuevo paradigma de los SEP permite hacer frente a los problemas originados por la falta de infraestructura eléctrica en sus ubicaciones habituales y también brinda las condiciones adecuadas para la integración de vehículos eléctricos [21].

Es claro decir que, este sistema tradicional no fue diseñado para hacer frente a los principales desafíos que se presentan actualmente, como el avance de una economía energética limpia, eficiente y libre de emisiones contaminantes. Por lo tanto, las redes inteligentes surgen como una solución integral para transformar el modelo tradicional en un sistema de suministro moderno híbrido (con algunas secciones centralizadas y otras descentralizadas) que es más robusto, flexible y confiable. Además, con la incorporación de tecnologías avanzadas, estrategias de control sofisticadas y comunicaciones digitales integradas en las redes existentes, ha comenzado una verdadera revolución en el campo del suministro eléctrico, la cual es vista como la infraestructura energética de las futuras ciudades inteligentes. Esta modernización de la red requiere de la implementación de tecnologías innovadoras que incluyen mediciones y monitoreo inteligentes, automatización, comunicación, manejo de la demanda y resiliencia.

1.5.11. Tecnologías de Generación Dentro de un Sistema de Potencia

La generación en un Sistema Eléctrico de Potencia, está compuesta por las fuentes de generación convencionales desarrolladas a través de los años y son una opción viable para diversificar la matriz energética y para brindar la posibilidad de minimizar la utilización de una sola fuente de generación. A su vez, éstas se clasifican según el tipo de tecnología utilizada. Dentro de esta clasificación se pueden distinguir aquellas basadas en las tecnologías convencionales, tales como las fuentes de energías no renovables y las tecnologías no convencionales que hacen uso de Energía Renovables no Convencionales.

1.5.11.1. Generación Distribuida Convencional

En la generación distribuida convencional se encuentran las máquinas de combustión externa como las turbinas de vapor o el motor Stirling y las máquinas de combustión interna que comprenden al motor alternativo y a las turbinas de gas. El motor alternativo utiliza una mezcla de aire comprimido y combustible que es encendida por una chispa para producir energía mecánica a través del movimiento de un pistón. Luego, esta energía mecánica se transforma en energía eléctrica por medio de un generador sincrónico. Los motores alternativos son una tecnología madura que se han propagado ampliamente gracias a su baja inversión de capital inicial, a su capacidad de arranque rápido y a su alta eficiencia cuando son combinados con recuperadores de calor.

El uso de este tipo de generación ha estado ampliamente relacionado con plantas de cogeneración en sectores tan diversos como el agroalimentario, la construcción, la pasta y el papel o el textil. Asimismo, por su buen desempeño en el seguimiento de carga y la flexibilidad ante variaciones de la misma, este tipo de GD es adecuado para ser utilizado en MREs. Además, requieren un bajo costo de inversión inicial, son de fácil y rápida instalación y pueden permitir la recuperación de calor. Por otra parte, dentro de la MRE esta tecnología se puede utilizar para generación primaria o continua, suavizado de picos, respaldo, suministro de energía de alta calidad, generación remota y generación en stand-by.

Otra máquina de combustión interna que es ampliamente utilizada para GD es la turbina de gas. Esto se debe principalmente a su bajo costo de inversión inicial, niveles bajos de emisiones, peso y dimensiones de la instalación.

1.5.11.2. Generación Distribuida no Convencional

En la naturaleza son producidos los recursos de energía inagotables que son llamados Fuentes de Energía Renovables o energía no convencional. Estos recursos son la energía proveniente del viento (energía eólica), energía solar, energía hidráulica, la biomasa, geotérmica y mareomotriz.

El desarrollo tecnológico permite llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier lugar, lo que ha hecho que las grandes centrales se encuentren en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca del suministro del recurso primario, no obstante existen zonas remotas en donde la energía no es accesible por los métodos tradicionales, por lo que o se mejora las condiciones de calidad de servicio, o simplemente se desea obtener energía más barata al evitar costos de transporte y es ahí donde la generación distribuida surge como una opción, además el hecho de que el Ecuador es especialmente rico en recursos renovables como el sol, viento, pequeñas vertientes, etc. esto hace posible el desarrollo de energías no convencionales en distintos puntos topográficos.

Para la aplicación de generación distribuida existen formas convencionales y no convencionales de generación, a continuación, se describirá brevemente las principales.

- **Cogeneración**

La cogeneración podría definirse como un sistema que partiendo de una energía de calidad media (la del combustible) la convierte en otras formas energéticas, como vapor o agua caliente (de baja calidad, pero útil) y la electricidad, de alta calidad y también útil.

- **Motores Alternos**

Inventados hace más de 100 años, estos motores funcionan, generalmente, con combustibles fósiles o sus derivados (diésel o gas).

- **Microturbinas**

La tecnología básica utilizada es derivada de los sistemas de potencia auxiliares de los aviones, los motores diésel turbocargados y diseños de automotores. Las microturbinas consisten de un compresor, un combustor, una turbina y un generador. Las microturbinas están en el rango de 30-400 kW. Estas microturbinas pueden abastecer de energía tanto a la red pública como a una pequeña vivienda o establecimiento rural alejado de la red de distribución. A diferencia de los grandes aprovechamientos hidroeléctricos, estos sistemas de GD abastecen la demanda de un modo más económico y ambientalmente benigno ya que no requieren de un gran reservorio y por ende no originan grandes modificaciones en el ecosistema en el cual se emplazan. De hecho, existen algunas instalaciones que emplean embalses formados originalmente con otros propósitos. En este sentido, las

microturbinas hidráulicas se caracterizan por no requerir de prolongados estudios técnicos, económicos y ambientales asociados a los grandes proyectos hidroeléctricos.

- **Turbinas de Combustión de Gas**

Las turbinas de combustión tienen un rango de capacidad que empieza en 1 MW y llega hasta varios cientos de MW. Las unidades entre 1-15 MW se denominan generalmente turbinas industriales o miniturbinas, lo cual, las diferencia de las grandes centrales de generación y de las microturbinas.

- **Celdas de Combustible**

Son sistemas en los cuales se utiliza el hidrógeno como combustible el cual al mezclarse con oxígeno produce electricidad. Las celdas de combustible son también llamadas pilas de combustible por su similitud con las baterías.

- **Fotovoltaica**

Los sistemas fotovoltaicos son conocidos usualmente como paneles solares. Los paneles solares fotovoltaicos están constituidos por celdas individuales conectadas entre sí, que convierten radiación lumínica en electricidad. Existen dos formas de convertir la energía contenida en la radiación solar en electricidad. La primera se conoce como “generación solar térmica”, que consiste en usar el sol como una fuente de calor. La energía calórica es capturada, concentrada y utilizada para generar vapor de agua en una caldera, el cual se expande en una turbina de vapor acoplada a un generador sincrónico. La segunda forma de convertir la energía solar en energía eléctrica, involucra el uso de celdas solares fotovoltaicas (FV). La celda FV es un dispositivo de estado sólido, como un transistor o microchip que usa las características físicas de un semiconductor como el silicio, para transformar directamente la luz solar en electricidad. Cualquiera que sea su tipo, una central solar tiene su mayor debilidad en que sólo genera electricidad cuando el Sol está brillando. Para superar este problema, una planta solar del tipo termodinámico convencional, debe tener alguna forma de respaldo con tecnología convencional o incorporar un sistema de almacenamiento de energía (SAE) [22].

- **Eólica**

La energía eólica es la energía producida por el viento. La primera utilización de la capacidad energética del viento la constituye la navegación a vela. La energía eólica hace referencia a aquellas tecnologías y aplicaciones en que se aprovecha la energía cinética del viento, convirtiéndola en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica a través de un generador. En este contexto, los sistemas de producción de energía eléctrica

se pueden caracterizar de dos maneras: las instalaciones aisladas que no están conectadas a la red eléctrica y las instalaciones conectadas a la red que normalmente se denominan parques eólicos. Por otra parte, éstas últimas son las que permiten obtener un mayor aprovechamiento energético y presentan las mejores expectativas de crecimiento del mercado.

- **Geotérmica**

Este tipo de energía se la encuentra en forma de calor y la energía geotérmica es el calor contenido en el interior de la Tierra, que genera fenómenos geológicos a escala planetaria; el término energía geotérmica es a menudo utilizado para indicar aquella porción del calor de la Tierra que puede o podría ser recuperado y explotado. Actualmente, existen tres tipos de plantas utilizadas para la producción de electricidad a partir de la explotación de sistemas hidrotermales. Se pueden diferenciar las plantas de vapor seco, las plantas de evaporación súbita o flasheo y las plantas de ciclo binario. El tipo de planta a utilizar depende del estado termodinámico del fluido disponible en el yacimiento (vapor, agua o mezcla de ambos), así como de su presión y temperatura [23].

- **Energías renovables procedentes del mar**

Las energías renovables que provienen del mar se deben a la influencia de la radiación solar y de los campos gravitatorios del sol, la tierra y la luna que actúan sobre los océanos. Entre las posibles fuentes de energía procedentes del mar podemos encontrar:

- **Gradiente salino:** La diferencia de salinidad entre el agua de océanos y ríos se mantiene, esencialmente, por evaporación del agua de los océanos y por la lluvia recibida por los ríos. En estas zonas puede obtenerse energía debido a las diferencias de presión osmótica.
- **Corrientes marinas:** Es el caso de las turbinas marinas, cuyo funcionamiento es similar a un aerogenerador eólico, con la diferencia que, en este caso, es el flujo de corriente marina el que hace girar al rotor. Para que esto se produzca es necesaria una velocidad superior a 5 nudos.
- **Mareomotriz:** Se basa en el aprovechamiento de la energía liberada por el agua del mar en sus movimientos de ascenso y descenso de las mareas.
- **Térmica oceánica:** Se obtiene a partir de la diferencia de temperaturas entre la superficie y las profundidades del mar. Para el aprovechamiento de esta energía es necesaria, al menos, una diferencia de temperatura de 20°C.
- **Vientos oceánicos:** En algunas zonas oceánicas los vientos pueden generar de 500 a 800 vatios de energía por metro cuadrado. Por ello, los parques eólicos marinos se

convertirán en una importante fuente de energía renovable en un futuro próximo. Se espera que, para finales de esta década, se instalen en los mares europeos parques eólicos con una capacidad total de miles de megavatios.

- **Biomasa marina:** Los microbios constituyen hasta el 90% de la biomasa marina, la cual contiene una ingente cantidad de energía para la producción de biocombustibles. De hecho, la masa de los microbios presente en los océanos equivale a 240.000 millones de elefantes africanos.
- **Olamotriz:** Las olas se forman en el mar, entre otras causas, por la acción del viento, el cual, al soplar origina olas que alcanzan gran tamaño y, por el impulso del viento, corren sobre la superficie marina a gran velocidad descargando toda su potencia sobre los obstáculos que encuentran en su camino [24].

1.5.11.3. Desafíos para Mantener Estable la Operación en una Microrred

Una microrred eléctrica presenta varias ventajas como se ha mencionado, pero surgen inconvenientes que es necesario identificar y corregir para aprovechar este tipo de tecnología.

Es una red normal de un SEP, una microrred está conectada a la red de mayor porte. En este caso no es necesario que la microrred aporte con toda la energía demandada por las cargas, ya que la diferencia entre la generación y la demanda está cubierta por la energía que fluye a través del punto común de conexión (PCC) entre la microrred y la red de mayor porte. A tal caso de que la microrred es considerada como un generador o una carga, dependiendo de si la generación es mayor o menor que la energía demandada. Además de tomar en cuenta los costos de la energía por parte del operador.

Sin embargo, uno de los mayores desafíos que enfrenta la seguridad de operación de las Microrredes no cuentan con un gran generador central que absorba la diferencia entre generación y demanda y por lo tanto existe la posibilidad de que el balance entre la demanda y la generación no pueda ser conservado en casos de grandes perturbaciones. En las redes convencionales, existe una gran cantidad de generadores sincrónicos que se caracterizan por poseer una elevada inercia, de modo tal que son capaces de almacenar grandes cantidades de energía en sus masas rotantes. Esto contribuye a compensar las perturbaciones de potencia con ligeros cambios de frecuencia. En las Microrredes, aunque la demanda y la generación estén balanceadas, pueden producirse oscilaciones indeseables ya que las fuentes de generación distribuida pueden poseer características y tiempos de respuestas ampliamente diferentes. Esta situación puede originar un problema de interacción llamado oscilación de potencia.

1.5.11.4. Generación Renovable en la Operación de una Microrred

A más de las dificultades descritas anteriormente, en la operación de las microrredes se ven afectadas por la naturaleza intermitente en la generación de la energía eléctrica. Esto se debe a que la mayoría de las fuentes de generación distribuida dependen de la disponibilidad del recurso renovable, el cual presenta variaciones. Entonces por esta estocasticidad, la producción varía y por ende varía el despacho de energía.

Entonces en la isla San Cristóbal se encuentran generación fotovoltaica y eólica y su disponibilidad de generación está dada por el estado del tiempo, y no por las cargas del sistema. Por lo que deben operar a la máxima potencia disponible por ser así de intermitentes. Esta situación causa una reducción de la reserva de generación que resulta en un sistema más susceptible a los eventos de subfrecuencia originados por la pérdida de generación o la conexión de una carga con elevada potencia. De igual modo, cuando se desconecta una carga de elevada potencia se puede originar un evento de sobrefrecuencia que podría dar lugar a una operación inestable de la microrredes. Sin embargo, esta situación presenta menos problemas que el caso de la operación en situación de subfrecuencia. Esto se debe a que la GD basada en fuentes de energía renovable, puede reducir su generación mediante señales enviadas por relés de sobrefrecuencia a los sistemas de control de las unidades generadoras. Esto se lleva a cabo mediante el cambio del punto de operación de máxima potencia.

1.5.12. Respuesta Inercial en Microrredes

El objetivo es desplazar el uso de la generación convencional o tradicional para aliviar el impacto ambiental. Esto por supuesto llevaría a la disminución de las masas rotantes que contribuyen a la inercia del sistema y que tienen la capacidad de realizar RPF (Regulación Primaria de Frecuencia). En general, las unidades convencionales sincrónicas son capaces de proveer respuesta inercial y también RPF a través de los reguladores de velocidad, para lo que debe tener suficiente reserva momentánea de segundos (primaria) para contribuir con la estabilidad de frecuencia del SEP. Siendo estas características importantes durante los primeros segundos luego de ocurrida una perturbación significativa. En sistemas robustos y mallados no es un problema crucial el impacto de la generación renovable sobre la RPF, sin embargo si puede presentar un gran desafío para sistemas pequeños en el caso de las islas Galápagos por ejemplo, en la que un objetivo es desplazar la generación convencional no renovable con las fuentes de energía renovable. Por lo que es importante evaluar los potenciales desafíos futuros de la integración de Fuentes de Energía Renovable que es variable e intermitente en microrredes.

1.5.13. Nuevas Tecnologías para Realizar Regulación Primaria de Frecuencia

Entonces con la llegada de la generación de energía eléctrica basadas en Fuentes de Energía Renovable que tienen un comportamiento variable e intermitente, se ha planteado tener nuevas formas de realizar RPF. Debido a que estos sistemas de generación como el eólico y fotovoltaico no pueden suministrar este servicio que si lo dan los generadores sincrónicos en redes de gran porte. Entonces se están creando nuevas formas de realizar RPF para mejorar la seguridad de las Microrredes Eléctricas. Una de estas alternativas está relacionada con la operación de los sistemas de GD trabajando por debajo de su punto de máxima potencia, también conocido como técnica de deloading. En este caso, se cuenta con reserva primaria en los microgeneradores de modo tal que, ante una perturbación dada, el control active y entregue dicha potencia de reserva a la red eléctrica, similar a como lo haría un regulador de carga de un generador sincrónico convencional. La principal desventaja de esta alternativa radica en el hecho de que obliga a operar a los generadores con reservas de potencia que originan pérdidas económicas por la venta de energía. Además, la cantidad de reserva que puede ser asignada depende del recurso primario del generador (velocidad del viento en caso de eólico o irradiancia en caso de fotovoltaico). Una de las alternativas ampliamente utilizadas hoy en día para RPF es el uso de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE). Estos sistemas permiten una amplia gama de soluciones para los problemas que se presentan en los SEP, en especial en el caso de sistemas con alta penetración de FER. Dependiendo de la tecnología seleccionada, permiten:

- Proveer reserva rotante
- Balancear y desplazar la demanda
- Controlar la frecuencia
- Regular el voltaje
- Reducir la sobrecarga en líneas de transmisión (congestiones)
- Diferir requerimientos de inversión en distribución o transmisión
- Reducir la capacidad de generación de respaldo requerida por el sistema
- Mejorar la integración de tecnologías basadas en FER
- Ayudar en la restauración tras un apagón total del sistema
- Mejorar la calidad del suministro

Actualmente se comercializan tecnologías de almacenamiento de energía que incluyen las de acumulación por bombeo, baterías electroquímicas, baterías de flujo y aire comprimido.

Otras tecnologías que también han sido desarrolladas en los últimos años son los supercapacitores, los volantes de inercia de alta velocidad, y el almacenamiento de energía magnética por superconducción.

Las baterías avanzadas, tales como las baterías de plomo ácido, de sulfuro de sodio, de flujo o de ion-litio, se caracterizan por poseer una alta densidad de potencia y energía, elevados ciclos de carga y descarga y una rápida respuesta, el mercado de las baterías de ion-litio está experimentando un importante crecimiento dado fundamentalmente por la diversidad de aplicaciones que hacen uso de este tipo de baterías. Algunas de estas aplicaciones están relacionadas con el transporte eléctrico, la operación industrial, las herramientas, los dispositivos de entretenimiento y muy bueno para hacer RPF.

1.5.14. Modelado del Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías

El bloque de alimentación del sistema de almacenamiento de energía de la batería incluye un sistema de control y de enfriamiento, convertidores, circuitos de filtro de CC y armónicos y las cadenas de baterías. Usando una estrategia de control adecuada, el BESS puede suministrar un cambio rápido de potencia activa y reactiva en ambas direcciones, proporcionando así control en los cuatro cuadrantes del plano P-Q. Por lo tanto, el dispositivo BESS es capaz de mejorar el rendimiento del control de frecuencia de carga al ofrecer una rápida compensación de potencia activa. Además, un dispositivo BESS como se muestra en la Figura 1.5 es reconocido por su disponibilidad tecnológica, su alta confiabilidad y eficiencia, su modularidad y la compatibilidad ambiental.

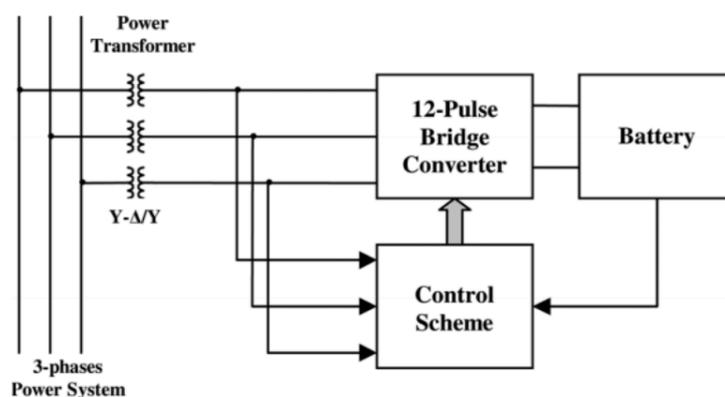


Figura 1.5. Diagrama de conexión y estructura del BESS [5].

1.5.14.1. Modelo Dinámico del BESS

Las simulaciones realizadas utilizan modelos, tanto en modo de operación de carga como de descarga, derivados del circuito equivalente de la Figura 1.6 para permitir un estudio de

estabilidad. A este respecto, hay que tener en cuenta el hecho de que el voltaje de la batería no es constante y depende de las condiciones de funcionamiento. Además, se introduce pequeños retrasos de tiempo debido a la rápida pero no despreciable respuesta de tiempo. De acuerdo con el análisis del circuito del convertidor / batería como se muestra en la Figura 1.6, y utilizando la estrategia de control de modulación P, el modelo dinámico del BESS incremental se implementa en software DlgSILENT PowerFactory. El esquema de control se da como una función de transferencia de primer orden, que tiene una ganancia K_{BP} y una constante de tiempo T_{BP} , entre la desviación de frecuencia $\Delta\omega$ y la potencia del BESS incremental para absorber/inyectar ΔP_{BESS} .

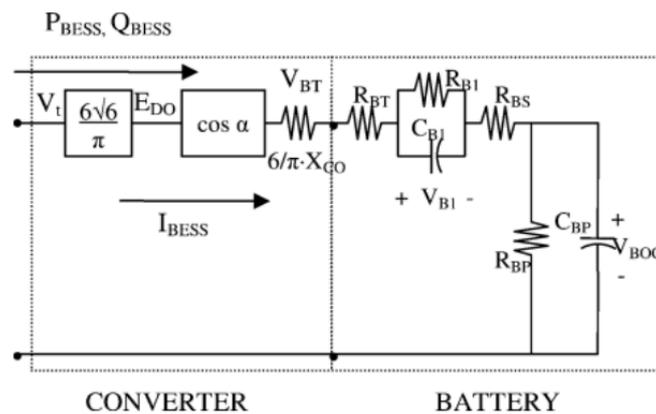


Figura 1.6. Circuito equivalente del dispositivo BESS [5].

1.5.14.2. Sistema Investigado

El propósito de este trabajo de investigación es aplicar el sistema BESS a la microrred de la Isla San Cristóbal en Galápagos, por lo que se modela el sistema en el software DlgSILENT PowerFactory, de acuerdo a la estructura de la Figura 1.7.

Cada unidad generadora se modela con su sistema de control de velocidad y su correspondiente turbina. Los ejes respectivos se incluyen dentro de la suma de las constantes de inercia de todas las máquinas rotativas, a saber $\sum H_i$. Todas las contribuciones de los generadores en el sistema de energía se suman para obtener el equivalente de una sola máquina en la red. La diferencia con la carga total se usa luego en la ecuación de oscilación básica. La frecuencia de la red se obtiene fácilmente de la ecuación dinámica del rotor dada a continuación: [5]

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2 \sum_i H_i} \left(\sum_i P_{M_i} - \sum_i P_{L_i} \right) \quad (1.1)$$

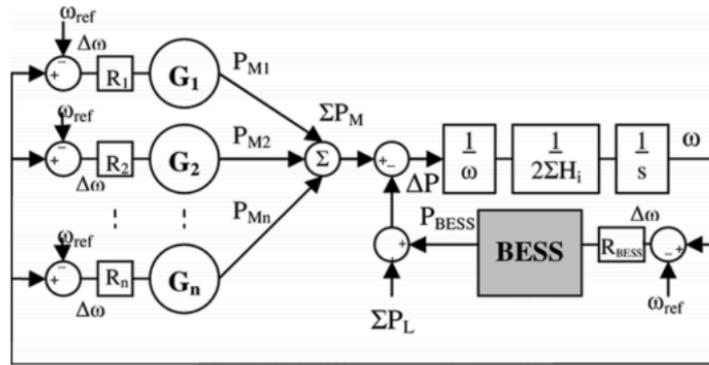


Figura 1.7. Esquema de la estructura del sistema de potencia LFC (Load-Frequency control) [5].

Es necesario contar con una alternativa eficiente y amigable con el medio ambiente que mejore la regulación de frecuencia en MREs con elevada penetración de FERs. En este contexto, los BESS surgen como una alternativa viable para ser implementada en MREs [25]. Se ha propuesto mejorar la RPF en MREs haciendo uso de BESS más específicamente baterías de ion-litio junto con dispositivos convertidores basados en electrónica de potencia, para ejecutar inercia sintética.

1.5.14.3. Control de Inercia Sintética Mediante un BESS

La variación de frecuencia en un sistema eléctrico después de un evento / perturbación de frecuencia se puede aproximar mediante la ecuación de oscilación.

1.5.14.4. Estrategia de Modelado y Control del BESS

Es deseable emular las características que se pueden utilizar para ayudar con el control de frecuencia, como la respuesta inercial, la amortiguación y el control de caída (droop control) (respuesta de frecuencia primaria). Los tres tipos de controladores de soporte de frecuencia involucrados en el BESS se muestran en el diagrama de bloques, Figura 1.8. La potencia de salida del BESS se puede sintetizar de acuerdo con la siguiente ecuación: [26]

$$P_{BESS} = K_i \frac{df}{dt} - K_D(f - f_0) + \frac{f - f_0}{R} \quad (1.2)$$

Donde, f es la frecuencia medida, f_0 es la frecuencia nominal, K_i es la ganancia inercial, K_D es la ganancia de amortiguación, y R es la ganancia de caída (Droop). Los valores de las tres constantes de control usados en el presente trabajo se muestran en la Tabla 1.5.

Tabla 1.5. Constantes de control usadas para el presente trabajo [26].

Sistema	Constante de inercia K_i (s)	Constante de amortiguamiento K_D (s)	Droop constant R (s)
BESS	0.05	0.03	0.0045

El control inercial del BESS depende de la derivada de la frecuencia, La importancia de la respuesta inercial de la batería es que puede crear un cambio en el ROCOF (Rate of change of frequency), proporcionando soporte de frecuencia al sistema. El control de caída también juega un papel vital en la regulación de la frecuencia del sistema al bloquear la potencia de salida del BESS con la demanda para evitar que el sistema colapse. La respuesta de amortiguación del BESS tiene la misma importancia que los controladores anteriores.

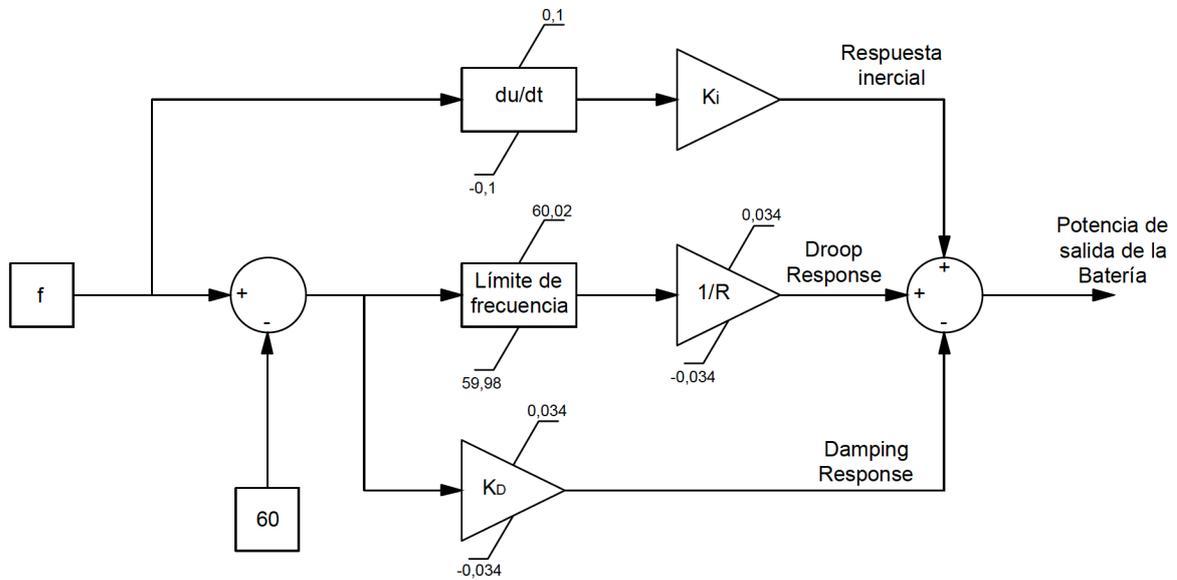


Figura 1.8. Diagrama de bloques de una estrategia de control integrado para el BESS.

Por lo tanto, es importante controlar la carga y descarga de la batería. El control SOC (State of Charge) es el más popular. El SOC del BESS se calcula mediante la siguiente ecuación,

$$SOC_{BESS} = SOC_{initial} - \frac{\int P_{BESS} dt}{E_{ESS}} \cdot 100 \quad (1.3)$$

Donde, E_{ESS} es la energía del BESS. Para el funcionamiento seguro y una mayor vida útil de la batería, se recomienda mantener el SOC de la batería del 20% al 80%. Entonces, si

el SOC de la batería es superior al 20% y menos del 80%, suministrará la energía y si el SOC de la batería es inferior al 20%, comenzará a cargarse.

$$P_{BESS} = \begin{cases} > 0,20\% < SOC < 80\%, Descarga BESS \\ 0,20\% > SOC > 80\%, Carga BESS \end{cases} \quad (1.4)$$

La Figura 1.9 representa el diagrama de bloques de todo el sistema de control del BESS. Primero, el sensor de frecuencia medirá la frecuencia de salida de generación térmica a diésel y determinará si la frecuencia está dentro de los límites permitidos. Si la frecuencia satisface los límites permitidos, la operación continuará sin emplear el BESS, pero si la frecuencia se desvía de los límites permitidos, inmediatamente activará una de las dos opciones. Una opción será cargar el BESS si la frecuencia excede el límite superior (60Hz) y la otra opción se activará si la frecuencia disminuye desde el límite inferior (59.25Hz). El sistema calculará automáticamente el SOC del BESS en este segundo caso de baja frecuencia y verificará si el SOC está dentro de sus límites de operación segura (20% a 80%). Si está cumpliendo con los límites, el BESS comenzará su operación para ayudar con la frecuencia general del sistema, pero si en el caso de que el SOC se desvíe de sus límites permitidos, el sistema se activará el deslastre de carga por baja frecuencia.

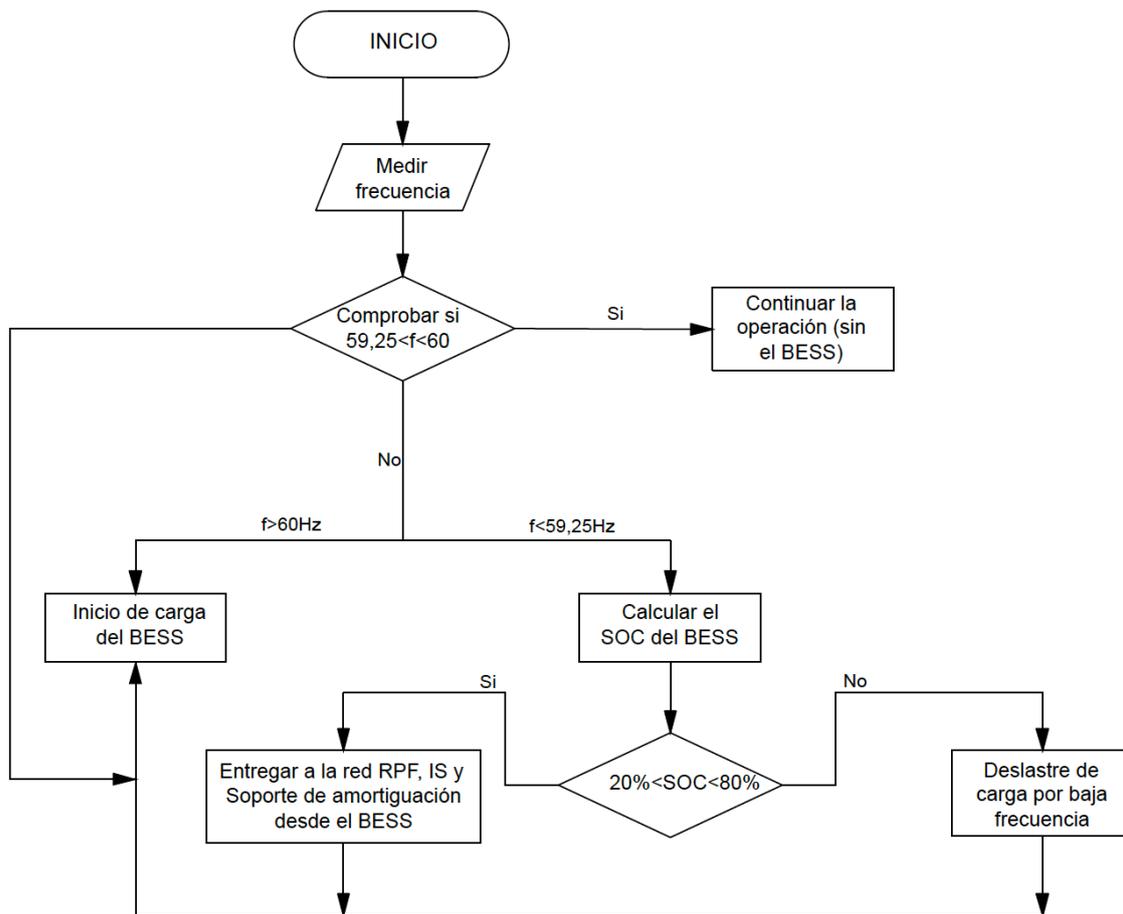


Figura 1.9. Representación del diagrama de bloques del sistema de control.

1.5.14.5. MODELO DEL BESS

Un sistema de almacenamiento de energía eléctrica (EESS) es un proceso de tres pasos que comprende una transformación de energía eléctrica en alguna otra forma de energía; el almacenamiento de energía en sí durante un período de tiempo; y la reconversión de la energía almacenada de nuevo en energía eléctrica. El modelo de EESS tiene dos subsistemas principales: (i) un sistema de conversión de energía (PCS) y un sistema de almacenamiento de energía (ESS).

El modelo de sistema de almacenamiento de energía que representa el sistema que almacena energía. Varias tecnologías se utilizan para convertir/almacenar electricidad, se pueden agrupar según la forma de energía que sirve de almacenamiento: mecánica, química, electroquímica, eléctrica y térmica. En este trabajo, el ESS se basa en baterías electroquímicas. Se incluye un sistema de conversión de energía (inversor/rectificador) para transformar el voltaje de CC de la parte de almacenamiento de energía a las condiciones de voltaje de CA utilizadas en la red eléctrica. El PCS está equipado con un

conjunto de controladores, están diseñados para habilitar funcionalidades específicas que interactúan con el ESS y la microrred eléctrica. En las siguientes subsecciones se presenta una descripción detallada de esos subsistemas.

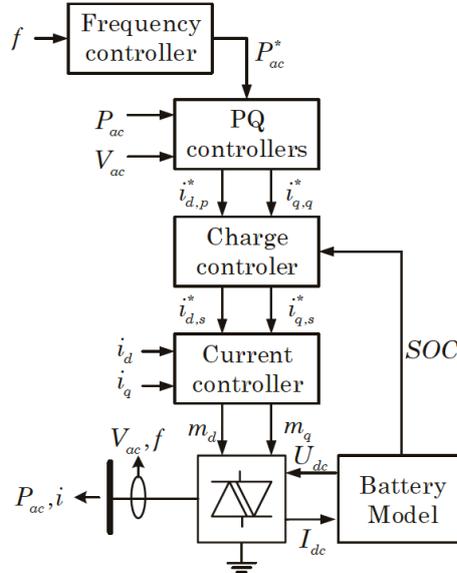


Figura 1.10. Diagrama de bloques del Sistema de almacenamiento de energía por batería (BESS) [27].

A. Modelo de Sistema de Conversión de Energía (PCS)

Este trabajo se centra en la respuesta de frecuencia del sistema, como consecuencia, la atención principal está en el comportamiento de control del convertidor PWM de CA/CC en lugar de cambiar las frecuencias o el fenómeno de las altas frecuencias. Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, en este trabajo se utiliza el modelo de frecuencia fundamental para modelar el convertidor PWM de dos niveles que opera en un marco de referencia dq orientado al voltaje del estator. El eje d representa el componente activo y el eje q el componente reactivo. El voltaje de CA línea a línea (valor rms, $V_{ac} = V_{ac,d} + jV_{ac,q}$) y el voltaje de CC (U_{dc}) están relacionados por:

$$V_{ac,d} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} m_d U_{dc} \quad V_{ac,q} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} m_q U_{dc}$$

Donde m_d y m_q son la parte real y la parte imaginaria del índice de modulación ($m = m_d + jm_q$)

B. Modelo del Controlador de Carga de la Batería

El controlador de carga consta de dos partes (Figura 1.11): (i) Lógica de carga para lograr las condiciones límite del SOC ($SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max}$), y (ii) limitador de corriente para limitar el valor absoluto de la orden actual según los límites ($I_{min} \leq i \leq I_{max}$). La corriente del eje d siempre tiene mayor prioridad que la corriente del eje q . La señal i es la diferencia de la corriente del eje d de referencia del controlador PQ y ($i_{d,p}^*$) la corriente d modificada de la lógica de carga ($i_{d,s}^*$). La retroalimentación de esa señal al controlador PQ evita que el controlador PI se enrolle.

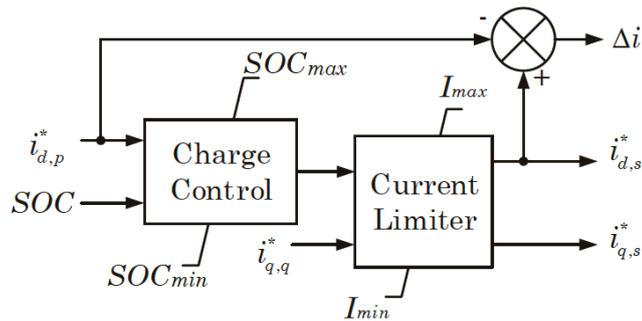


Figura 1.11. Diagrama de bloques del controlador de carga de la batería [27].

C. Modelo del Controlador de Corriente

Las corrientes de entrada al controlador son las corrientes CA del convertidor expresadas en un marco de referencia dq (i_d, i_q). Las señales de salida m_d y m_q se definen en el mismo marco de referencia y se vuelven a transformar en un marco de referencia global usando el mismo ángulo de referencia. Se utiliza un lazo de control proporcional-integral (PI) para regular los componentes de corriente de los ejes d y q (i_d, i_q) en función de un controlador PI que regula la carga de la batería, estos se muestran en la Figura 1.12.

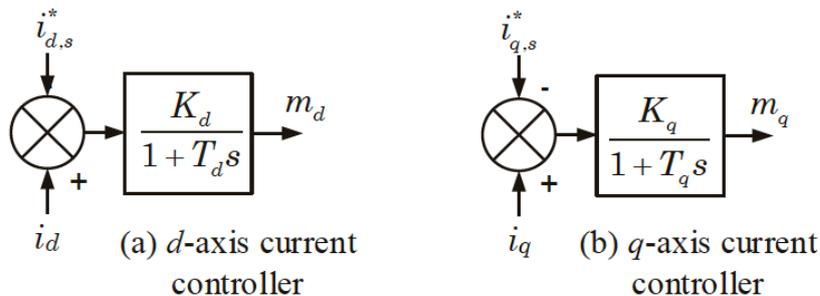


Figura 1.12. Diagrama de bloques de los controladores de corriente [27].

D. Modelo del Controlador PQ

El controlador para la potencia activa y reactiva se muestra en la Figura 1.13. El controlador de voltaje (o Q) tiene un controlador de corriente muy lento para el seguimiento del punto de ajuste y una pendiente con una banda muerta para soporte de voltaje proporcional.

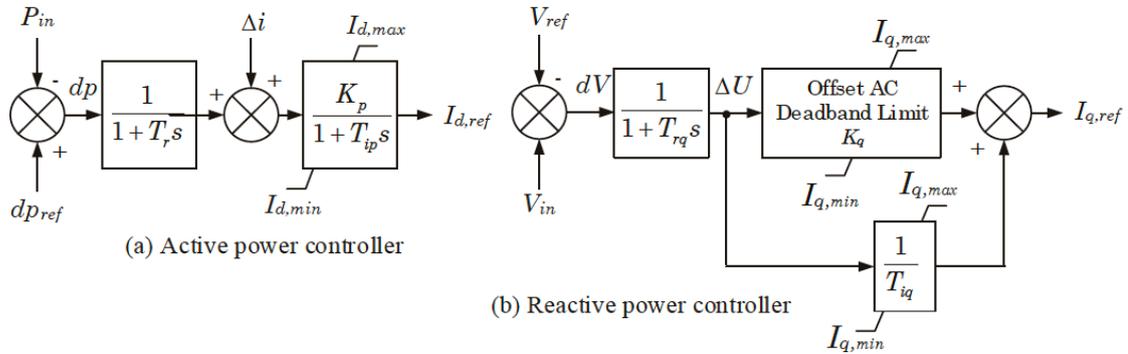


Figura 1.13. Diagrama de bloques del controlador PQ [27].

E. Modelo del Controlador de Frecuencia

Durante una perturbación de la frecuencia del sistema (SFD), se pierde el equilibrio de potencia de generación/demanda, la frecuencia del sistema cambiará a una velocidad inicialmente determinada por la inercia total del sistema (H_T). Las fuentes de energía y los EESS conectados a la red mediante convertidores de potencia nominal total tienen el potencial de proporcionar una respuesta de frecuencia muy rápida. En varios artículos y en la industria se han estado utilizando varios nombres para definir a los controladores que permiten que un convertidor de potencia imite la respuesta inercial de un generador síncrono: inercia artificial, emulada, simulada o sintética [27].

El controlador permite descargar la batería de forma controlada produciendo una potencia adicional en forma de potencia inercial. El controlador de inercia sintético puede entenderse como un bucle simple que aumenta la salida de energía eléctrica del PCS durante las etapas iniciales de un evento significativo de bajada de frecuencia. La potencia de inercia o la potencia producida durante la perturbación de la frecuencia del sistema se calcula utilizando el equivalente a la ecuación de oscilación de un generador síncrono:

$$\Delta P = 2H_{syn} \frac{df}{dt}$$

donde H_{syn} representa el valor de la inercia sintética (seg) y f es la frecuencia del sistema (p.u.). La implementación del controlador de inercia sintética se muestra en la Figura 1.8.

Es importante señalar la inercia sintética H_{syn} , representa la ganancia del controlador proporcional en el controlador de frecuencia.

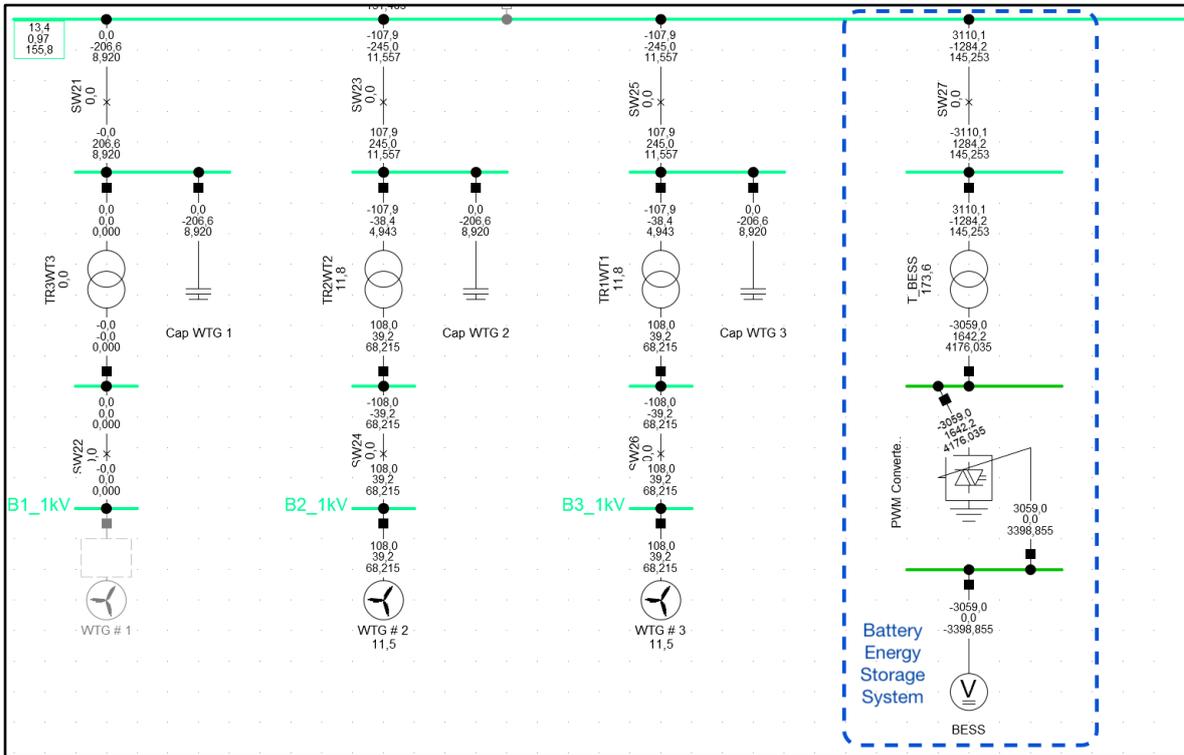


Figura 1.14. Parte de la microrred de la Isla San Cristóbal incorporado el BESS.

1.5.15. Importancia de una Frecuencia Constante en el Sistema Eléctrico de Potencia

Los SEPs son sistemas que operan en corriente alterna (CA) y utilizan generadores sincrónicos para abastecer la demanda de energía eléctrica. Entonces la frecuencia del sistema está relacionada directamente con la velocidad de rotación de las máquinas (generadores, motores, etc.) que forman el sistema eléctrico. La regulación de frecuencia, cuya finalidad es mantener esta magnitud en un valor constante o al menos cercano a su valor nominal, es un aspecto fundamental para el correcto funcionamiento de los SEP[28].

En el caso más común, la carga $\Delta P_m - \Delta P$ es negativa después de una perturbación, como el disparo de un generador. También es posible que la frecuencia aumente durante una perturbación, por ejemplo, cuando se aísla un área que contiene mucha capacidad de generación. Dado que las desviaciones de frecuencia demasiado grandes en un sistema no son aceptables, se utiliza el control de frecuencia automático, que tiene como objetivo mantener la frecuencia durante las perturbaciones en un nivel aceptable. Además, las variaciones espontáneas de carga en un sistema de energía eléctrica resultan en una

variación minuto a minuto de hasta un 2%. Esto solo requiere que se use alguna forma de control de frecuencia en la mayoría de los sistemas. Hay al menos dos razones en contra de permitir que la frecuencia se desvíe demasiado de su valor nominal. Una frecuencia no nominal en el sistema resulta en una menor calidad de la energía eléctrica entregada. Muchos de los dispositivos que están conectados al sistema funcionan mejor a la frecuencia nominal. Además, las frecuencias demasiado bajas (inferiores a $\approx 57 - 58$ Hz) provocan vibraciones dañinas en las turbinas de vapor, que en el peor de los casos deben desconectarse. Esto constituye un estrés aún peor en el sistema y puede conducir a un colapso total del sistema de energía. En comparación con las unidades térmicas, las centrales hidroeléctricas son más robustas y normalmente pueden hacer frente a frecuencias de hasta 55 Hz [18].

1.5.16. Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)

La RPF constituye la etapa de regulación que opera inmediatamente después de ocurrido el evento, y se subdivide generalmente en tres marcos temporales [50]:

1. Respuesta de la energía electromagnética almacenada ($t=0^+$)
2. Respuesta inercial ($0^+ \leq t \leq t_{rv}$ segundos)
3. Respuesta primaria o del regulador de velocidad (t_{rv} segundos $\leq t \leq t_{rsf}$ segundos)

Donde: t_{rv} el tiempo en el que comienza a actuar el regulador de velocidad y t_{rsf} el tiempo en el que comienza a actuar la RSF.

Estas etapas son fundamentales para mantener la estabilidad de frecuencia ante cualquier desequilibrio o desbalance de potencia. La duración de los marcos temporales discretos indicados anteriormente es aproximada, ya que en la práctica se superponen entre sí.

1.5.16.1. Respuesta de la Energía Electromagnética Almacenada

Después de ocurrida la falla que produzca un desbalance de potencia en donde la demanda supere a la generación, actuarán los generadores que se encuentren más cerca al evento de falla, aportarán con una mayor cantidad de potencia activa para compensar el desbalance. La transferencia de potencia activa de un punto a otro en el sistema depende de la impedancia vista desde el generador hasta ese punto. Ésta se compone de la impedancia interna del generador y la impedancia de la trayectoria de transmisión. Si se reduce la red solamente a los nodos internos de los generadores se obtiene la siguiente expresión [29]:

$$\Delta P_i = \frac{P_{S_{ik}}}{\sum_{j=1}^n P_{S_{jk}}} \Delta P_L \quad i = 1, 2, 3, \dots, \quad n \quad (1.11)$$

Donde:

K: nodo en el que ocurre el desbalance

i: nodo del i-ésimo generador

j: los demás nodos (con excepción del nodo i y k)

n: número total de generadores

ΔP_i : aporte de la i-ésima máquina inmediatamente después del desbalance [MW]

ΔP_L : magnitud de desbalance de potencia [MW]

P_S : coeficiente de potencia sincronizante [MW/rad]

La ec. (1.11) describe la forma en que el i-ésimo generador reacciona ante un cambio de carga dado por ΔP_L en el instante $t=0^+$ en función del coeficiente de potencia sincronizante, el cual representa el cociente entre la variación de la potencia eléctrica con respecto a la variación del ángulo interno del rotor.

$$P_{S_{ik}} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_{ik}} = |V_i| |V_j| \{B_{ik} \cos \delta_{0ik} - G_{ik} \sin \delta_{0ik}\} \quad (1.12)$$

Donde:

P_{ik} : transferencia de potencia entre los nodos i-k [MW]

δ_{ik} : diferencia de fase de las tensiones entre los nodos i-k [rad] (subíndice 0 indica el δ inicial)

V : módulo de la voltaje nodal [kV]

B_{ik} : susceptancia de transferencia entre los nodos i-k [μ S]

G_{ik} : conductancia de transferencia entre los nodos i-k [S]

A partir de la ec. (1.12), se observa que un generador sincrónico reacciona al desbalance de potencia con base en dos parámetros del coeficiente de potencia sincronizante. Estos parámetros son:

- La susceptancia de transferencia B_{ik} : Entre mayor sea B_{ik} , mayor será la participación del generador i en la compensación del desbalance (despreciando el efecto de G_{ik}).

- El ángulo δ_k : Cuanto menor sea la diferencia en el ángulo δ_k , mayor será la contribución del generador para un desbalance ΔP_L .

La cantidad de potencia suministrada por cada generador durante esta etapa es directamente proporcional a la distancia eléctrica (medida en Ω) al punto de pérdida de generación como se observa en la ec. (1.12), y es independiente del tamaño y capacidad del generador. Esta contribución a la RPF es sostenida durante muy poco tiempo, aproximadamente 0,33 segundos [18].

En el instante que le sigue al desbalance, el ángulo del rotor no cambia instantáneamente debido a limitaciones mecánicas de la máquina, por lo que esta energía proviene de la energía almacenada en el campo magnético del generador. Por lo anteriormente mencionado, la energía almacenada en las masas rotantes no puede ser liberada inmediatamente, y su influencia sólo se refleja después de ocurrida la respuesta de la energía electromagnética.

1.5.16.2. Respuesta de la Inercia de Máquina Sincrónica

Después de ocurrida la falla, la frecuencia en la zona que ha sufrido el desbalance comienza a decaer. Esta caída de frecuencia no se produce de forma instantánea, ya que se necesita algún tiempo para poder frenar las enormes masas rotantes de los generadores del sistema. En ese momento el resto del SEP aún no ha experimentado una disminución de frecuencia, pero a medida que decae la frecuencia en la zona desbalanceada, los generadores de otras zonas del sistema comienzan a suministrar energía contenida en sus masas rotantes hacia la zona que presenta descenso de frecuencia. Como consecuencia de esto, la frecuencia de la zona afectada se comienza a recuperar durante este período mientras que la frecuencia del resto de la red interconectada cae ligeramente. Durante los segundos subsiguientes, la frecuencia global del SEP se mueve hacia un valor menor común en todos sus nodos (efecto global).

A esta segunda fase se la denomina respuesta inercial. La respuesta inercial va desde $t=0^+$ (aproximadamente 1/3 de segundo después del evento) hasta el tiempo en que actúa el regulador de velocidad en $t= t_v$ (aproximadamente 5 segundos después del evento). Si se trata al sistema de potencia como un todo, se puede decir que después de sufrir un desbalance, éste experimentará una desaceleración global en los generadores durante el período de tiempo $0^+ \leq t \leq t_v$. La desaceleración promedio en por unidad (pu) en todo el sistema estará dada por [29]:

$$\frac{d \Delta \bar{\omega}}{dt \omega_0} = -\frac{P_G - P_L}{2 \sum_{i=1}^n H_i} = -\frac{\Delta P_L}{2H_{sis}} \quad (1.13)$$

Donde:

$\bar{\omega}$: velocidad angular de un centro de inercia ficticio promedio [rad/s]

ω_0 : velocidad nominal del sistema [rad/s]

H_i : constante de inercia del i-ésimo generador [s]

H_{sis} : constante de inercia del sistema [s]

P_G : potencia generada [pu]

P_L : potencia demandada [pu]

La ec. (1.13) describe la desaceleración promedio de los generadores del sistema. Sin embargo, la desaceleración individual de cada generador será distinta y estará dada por su constante de inercia (H_i). Cada máquina sigue un movimiento oscilatorio que es descrito por la ecuación de oscilación. Las fuerzas sincronizantes tienden a hacer que los generadores adquieran la velocidad angular promedio, por lo que después que desaparecen los transitorios iniciales, todos los generadores presentarán la desaceleración dada por la ec. (1.13).

La respuesta de un generador individual i tiene la forma:

$$2H_i \left[\frac{d \Delta \omega_i}{dt \omega_0} \right] = -\Delta P_i \quad (1.14)$$

Si se considera que ha desaparecido el período transitorio inicial y que todos los generadores han adquirido la desaceleración promedio dada por la ec. (3), ésta se puede reemplazar en la ec. (1.14), para obtener:

$$\Delta P_i = \frac{H_i}{\sum_{i=1}^n H_i} \Delta P_L \quad (1.15)$$

La ec. (1.15) indica que, dado un desbalance de potencia de magnitud ΔP_L , cada generador responderá en proporción a su constante de inercia, es decir, cuanto mayor sea su constante de inercia mayor será la respuesta ante la perturbación. La ec. (1.15) supone que las constantes H_i de todas las máquinas están referenciadas a una base común, normalmente a la base del sistema[29].

La respuesta inercial aparece después de la respuesta de energía electromagnética, y tiene lugar después de un breve período transitorio. Si el sistema no cuenta con ninguna acción adicional para regular la frecuencia, la respuesta inercial determinará la frecuencia final de estado estacionario tras el desbalance. Si los reguladores de velocidad de los generadores están presentes y activados, éstos serán los que definan el valor de la nueva frecuencia de estado estacionario (f_{ee}), pero su acción sólo será significativa hasta después de transcurrido algunos segundos después del evento debido a las constantes de tiempo implicadas en su accionamiento.

1.5.16.3. Respuesta Primaria o del Regulador de Velocidad

Con la presencia de los reguladores de velocidad, los SEP pueden aplicar un nivel de regulación y/o control adicional para corregir el desbalance entre la generación y la demanda producido por una contingencia. Esta etapa puede durar desde 2 hasta 30 segundos después de ocurrido el desbalance.

El regulador de velocidad actúa generalmente a través de una característica potencia-frecuencia negativa llamada estatismo (R). El parámetro R es el que determina la característica del regulador en régimen permanente, y es igual a la relación entre el incremento relativo (en pu) de velocidad $\Delta\omega$ y el incremento relativo de potencia de salida ΔP_m (en pu). Matemáticamente, R se describe como [30]:

$$R = - \frac{\text{cambio relativo de frecuencia}}{\text{cambio relativo de potencia}} = \frac{\omega_{sc} - \omega_{pc}}{\omega_0} \times 100\% \quad (1.16)$$

Donde:

ω_{sc} : velocidad o frecuencia en estado estacionario sin carga [rad/s]

ω_{pc} : velocidad o frecuencia en estado estacionario a plena carga [rad/s]

La Figura 1.15, representa gráficamente la ec. (1.16). En la gráfica, el estatismo es la pendiente de la característica frecuencia-potencia, cambiada de signo (pendiente negativa).

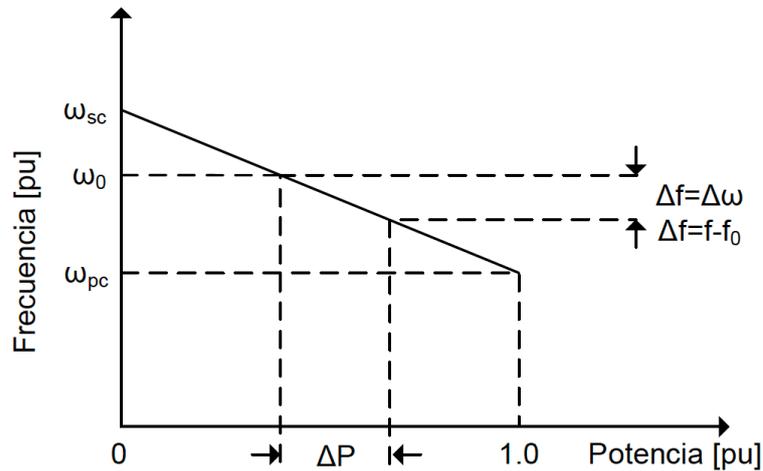


Figura 1.15. Característica de frecuencia-potencia (estatismo) de un generador [25].

El estatismo puede expresarse en pu o en porcentaje. Por ejemplo, si se tiene un estatismo del 5%, significa que un cambio en la frecuencia del 5% provoca un cambio del 100% en la potencia de salida. Este valor de 5% es un valor típico de estatismo en varios sistemas eléctricos. El uso de esta característica frecuencia-potencia provoca un error o desviación de frecuencia en estado estacionario luego de ocurrido el evento, el cual se realiza intencionalmente para que varios generadores puedan contribuir a regular la frecuencia.

La Figura 1.16 representa la respuesta dinámica de un sistema con RPF ante un escalón de carga [30]. Como puede observarse, la frecuencia final es distinta de la inicial por un valor $\Delta\omega$, el cual es corregido finalmente a través de la acción de la RSF (que no se muestra en la figura).

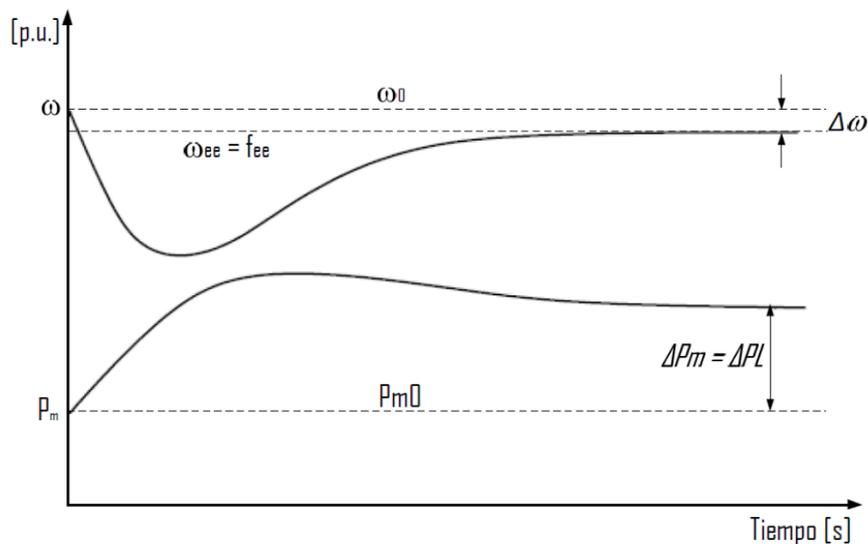


Figura 1.16. Respuesta típica de un generador con regulador de velocidad [25].

Como resultado de esta característica, el cambio en la potencia mecánica de entrada al generador puede ser dado como una función del cambio en la frecuencia (o velocidad en pu) y el estatismo R .

$$\Delta P_{mu,i} = -\frac{\Delta f_u}{R} \quad (1.17)$$

Donde:

$P_{mu,i}$: cambio de potencia mecánica de la i -ésima máquina [pu]

f_u : cambio de frecuencia del sistema [pu]

R : estatismo [pu]

El cambio de potencia mecánica de una máquina individual en MW se obtiene multiplicando la ec. (1.17) por su propia base:

$$\Delta P_{m,i} = -\frac{\Delta f_u}{R} S_{b_i} \quad (1.18)$$

Donde:

$P_{m,i}$: cambio de potencia mecánica de la i -ésima máquina [MW]

S_{b_i} : potencia base del i -ésima máquina [MW]

Luego, procediendo de manera similar se multiplica la frecuencia en pu por la frecuencia base (f_b):

$$\Delta P_{m,i} = -\frac{\Delta f}{f_b R} S_{b_i} = C S_{b_i} \quad (1.19)$$

Donde:

$$C = -\frac{\Delta f}{f_b R}$$

La sumatoria de los cambios en la potencia de las unidades individuales del sistema debe ser igual al ΔP_L producido por la contingencia. Luego:

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_{m,i} = C \sum_{i=1}^n S_{b_i} = \Delta P_L \quad (1.20)$$

Si se despeja C de la ec. (1.20) de modo tal que éste quede en función de ΔP_L y S_{b_i} , y luego se reemplaza en la ec. (1.19), se obtiene:

$$\Delta P_{m,i} = \frac{S_{b_i}}{\sum_{i=1}^n \Delta S_{b_i}} \Delta P_L \quad (1.21)$$

De la ec. (1.21), se puede observar claramente que la respuesta del regulador de velocidad se caracteriza por el hecho que, si se considera que todas las máquinas tienen el mismo estatismo, éstas contribuirán incrementando su potencia de salida en proporción a su capacidad (MVA o MW). En esencia, cuanto más grande sea la máquina, en mayor medida podrá participar en subsanar la perturbación.

En el análisis anterior se ha asumido que el estatismo (R) es el mismo en todos los generadores y que todos participan en la regulación. En la práctica, no todas las máquinas tienen sus reguladores de velocidad activados para participar en la RPF, por lo que se puede determinar un estatismo “efectivo” del sistema el cual podría ser sustancialmente diferente al estatismo que se obtendría si todas participasen en la regulación. Tomando un mismo valor del parámetro R y considerando que no todos los generadores brindan respuesta primaria, el estatismo efectivo se puede definir con la siguiente ecuación:

$$R_{ef} = \frac{\sum S_{rv}}{S_{sis}} R \quad (1.22)$$

Donde:

R_{ef} : estatismo efectivo

S_{rv} : potencia aparente nominal de máquinas con regulador activo [MVA]

S_{sis} : potencia aparente nominal de todas las máquinas del sistema [MVA]

El estatismo de una máquina individual se puede representar mediante el siguiente diagrama de bloques:

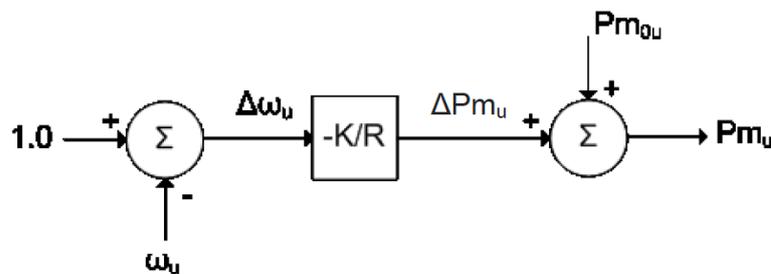


Figura 1.17. Diagrama de bloques de la ecuación de estatismo [25].

En la Figura 1.17, el cambio de frecuencia (velocidad) en pu se aplica al bloque de control. En dicho bloque, K representa la capacidad de una máquina particular (S_{bi}) comparada con la potencia base del sistema (S_{sisb}), es decir:

$$K = \frac{S_{bi}}{S_{sisb}} \quad (1.23)$$

De acuerdo a la ec. (11), el control de la figura permitiría a la máquina contribuir a compensar el desbalance de potencia en función de su capacidad.

1.5.16.4. Regulación Primaria Considerando la Presencia de Cargas Sensibles a la Frecuencia

Ciertos tipos de carga demandan potencia de forma independiente de la frecuencia del sistema, por ejemplo, cargas resistivas destinadas a calentamiento o lámparas incandescentes para iluminación. Pero existe otro tipo de cargas que, por el contrario, aumentan o disminuyen su demanda según cambie la frecuencia del sistema. Entre ellas se puede mencionar los ventiladores y las bombas.

Luego, el desbalance global en un sistema considerando ambos tipos de carga se puede expresar como [30]:

$$\Delta P_L = \Delta P_{Lns} + D\Delta\omega \quad (1.24)$$

Donde:

P_L : cambio total de carga en el sistema

P_{Lns} : cambio en la carga no sensible a cambios de frecuencia

$D\Delta\omega$: cambio en la carga sensible a cambios de frecuencia

D : coeficiente de auto-regulación de la carga sensible a la frecuencia

El coeficiente de auto-regulación de la carga sensible a la frecuencia actúa como una forma de amortiguamiento ante la variación de frecuencia, y su valor típico se encuentra entre 1% y 2%. Un valor de $D = 2$ significa que un cambio de un 1% en la frecuencia ocasionará un cambio de 2% en la carga. Al presentarse un incremento de frecuencia ($\Delta\omega$) se provoca un ligero aumento de demanda ($D\Delta\omega$) que se opone al incremento inicial de frecuencia. También es válido lo contrario, toda disminución de frecuencia provoca una ligera disminución de la demanda que se opone a la disminución inicial de frecuencia.

1.5.17. Característica Global de la Regulación Primaria de Frecuencia del Sistema de Potencia

Para estudiar el efecto global de la RPF se debe considerar la forma en que responden las plantas generadoras ante un desbalance de potencia y el efecto que tienen las cargas sensibles a la frecuencia. La Figura 1.18 muestra el diagrama de bloques simplificado de un SEP equivalente, compuesto por n generadores, considerando tanto la constante de inercia equivalente del sistema (H_{sis}), así como el coeficiente de amortiguamiento equivalente del sistema (D_{sis}). En la parte superior de la figura se puede observar un lazo de retroalimentación (líneas de trazo) conectado a un bloque que agrupa la respuesta de los reguladores de velocidad existentes en el sistema. Este regulador de velocidad equivalente se representa a través del estatismo equivalente del sistema (R_{sis}) y de la constante de tiempo de la respuesta equivalente de los reguladores (T_{sis}).

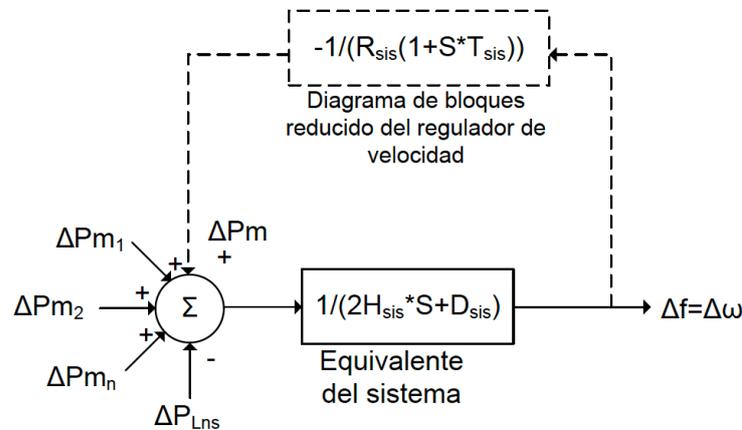


Figura 1.18. Equivalente del sistema para el análisis de RPF [25].

Se puede deducir a partir de la figura que, si un sistema no cuenta con respuesta primaria, entonces tanto la inercia del sistema H_{sis} , como el amortiguamiento que pueda brindar D_{sis} determinarán la f_{ee} que alcanzará el sistema después de un desbalance de potencia ΔP_{Lns} , que diferirá de la frecuencia nominal. De la Figura 1.18, se observa la contribución de los reguladores de velocidad (ΔP_m) para compensar el desbalance de potencia que le permite al sistema alcanzar una f_{ee} superior al caso en que no se incorporan los reguladores.

Un desbalance de carga (ΔP_{Lns}) provocará la siguiente Δf_{ee} [30]:

$$\Delta f_{ee} = -\frac{\Delta P_{Lns}}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}\right) + D} = -\frac{\Delta P_{Lns}}{\frac{1}{R_{sis}} + D} \quad (1.25)$$

Donde,

$$R_{sis} = \left(\frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}} \right) \quad (1.26)$$

Por lo tanto, la característica compuesta de respuesta en frecuencia en estado estacionario viene dada por el parámetro β normalmente expresado en MW/Hz.

$$\beta = \frac{1}{R_{sis}} + D \quad (1.27)$$

En algunas ocasiones, β se denomina rigidez del sistema. La característica compuesta de regulación del sistema es la inversa, es decir, $1/\beta$ [30].

1.5.18. Desempeño de la Respuesta Primaria de Frecuencia

Debido a que el SEP es un sistema dinámico, la frecuencia difícilmente se puede mantener permanentemente en su valor nominal (60 Hz), por lo que constantemente está cambiando. Se pueden distinguir a grandes rasgos dos tipos de desbalances de potencia en la red que ocasionan fluctuaciones de frecuencia. Éstos son:

- Desbalances en operación continua: Es el desbalance regular producto de la conexión y desconexión de consumidores. Por ejemplo, las rampas típicas matutinas y vespertinas de carga durante días hábiles. Recientemente con la integración de FERs, tales como la generación eólica y solar FV, se introducen desbalances de potencia desde la perspectiva de la demanda neta que deben suministrar los generadores sincrónicos.
- Desbalances producidos por fallas en componentes del sistema: Son los desequilibrios de potencia ocasionados por contingencias inesperadas, tales como la desconexión de generadores y/o líneas de transmisión o la conexión o desconexión de grandes cargas. Este tipo de desbalances son los de mayor interés para el presente trabajo, en especial cuando se producen salidas intempestivas de unidades generadoras convencionales dentro de una MRE o cuando dicha MRE se desconecta de la red de subtransmisión. El interés de estudio sobre este tipo de fallas radica en el hecho de que la desconexión de unidades generadoras es más común que la conexión intempestiva de grandes cargas.

Cabe destacar que la magnitud de la desviación de frecuencia producida por un desbalance de potencia de determinada magnitud es un aspecto relativo, ya que esto varía de sistema a sistema. Por ejemplo, un sistema de gran porte como la interconexión del este de los

Estados Unidos o la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E), experimentarán desviaciones de frecuencia menores en comparación con sistemas más pequeños como el sistema dependiente del Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT) en el mismo Estados Unidos, el sistema Irlandés en Europa o alguno de los sistemas interconectados latinoamericanos, que se caracterizan por ser débilmente mallados [31].

En la Figura 1.19 se puede observar una representación detallada de la desviación de frecuencia de un sistema de 60 Hz en la escala de tiempo de unas decenas de segundos. Esta figura muestra la respuesta típica de frecuencia después de la pérdida de una considerable cantidad de generación (o de la conexión súbita de carga de similar magnitud).

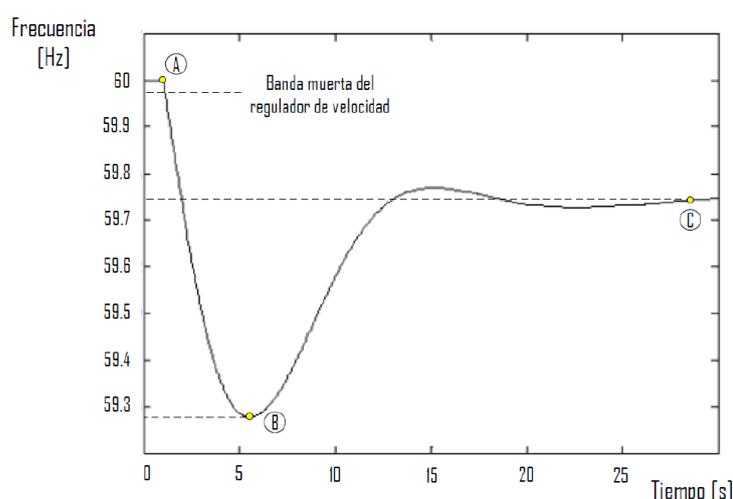


Figura 1.19. Comportamiento dinámico de la frecuencia ante la salida de servicio de un gran generador [25].

Como se observa en la Figura 1.19 se puede caracterizar la respuesta de frecuencia a través de tres puntos particulares (A, B y C). Una explicación más detallada de estos puntos se brinda a continuación.

1.5.18.1. Frecuencia Inicial

El punto A de la Figura 1.19 representa el estado estacionario en donde el sistema opera con una frecuencia inicial f_0 (idealmente la nominal), antes de presentarse un desbalance de potencia. A partir del momento en que se produce el desbalance y luego de la respuesta electromagnética, la cual no será considerada en posteriores análisis por ser de muy corta duración, las masas rotantes de los generadores en el sistema rápidamente proporcionan

su energía inercial para tratar de compensar este desbalance y contrarrestar la caída de frecuencia.

La TCF inicial depende de varios factores, como ser [30]:

- La magnitud del desbalance de potencia. Entre mayor sea la pérdida de generación, más rápidamente decaerá la frecuencia, tal como puede observarse en la ec. (1.13). La salida de operación de grandes unidades generadoras puede llegar a producir grandes desviaciones de frecuencia, así como TCF de algunos Hz/s.
- Influencia de la relación carga/frecuencia (β). Algunos operadores del SEP manejan una regla empírica: por cada 1% de cambio de frecuencia, la carga cambia un 2%. Aunque en la práctica esto es un tanto diferente, lo cierto es que cuanto mayor sea la influencia de la carga, la frecuencia disminuirá en menor medida.
- La inercia total del sistema. En general, y tal como puede apreciarse en la ec. (1.13), cuanto mayor sea la inercia del sistema H_{sis} , más lentamente disminuirá la frecuencia.
- La rapidez y magnitud de la respuesta del regulador de velocidad. Una respuesta rápida y en suficiente cantidad es valiosa solamente si el generador puede sostener su aporte de potencia.

1.5.18.2. Valor Mínimo de Frecuencia

En la Figura 1.19, se observa que la frecuencia decae hasta el punto B (aprox. 59,28 Hz, en este caso). A este punto se le denomina valor mínimo de frecuencia o frecuencia mínima (f_{min}). Este es el punto en que la frecuencia deja de descender debido a una combinación de la inercia del sistema, la característica carga/frecuencia, y por el accionamiento de los reguladores de velocidad de las máquinas sincrónicas. A partir de este punto mínimo, la frecuencia es gradualmente llevada a un valor superior (aunque inferior a f_0) debido enteramente al cambio en la potencia de salida de los generadores (ΔP_m) debido al accionamiento de los reguladores de velocidad.

1.5.18.3. Desviación de Frecuencia en Estado Estacionario

El punto C de la Figura 1.19, representa el valor estabilizado que alcanza la frecuencia luego de la actuación del regulador de velocidad. Este valor es inferior a la frecuencia inicial por lo que se le denomina desviación de frecuencia de estado estacionario, ya que en este punto la frecuencia ha sido estabilizada pero no ha alcanzado su valor nominal el cual se obtiene tras activar la RSF.

Algunos reguladores de velocidad pueden responder de manera relativamente lenta, dependiendo de su constante de tiempo, especialmente en ciertos tipos de máquinas como por ejemplo las de vapor. Esto se refleja en el tiempo que le toma al sistema alcanzar su *fee* que en el ejemplo visto anteriormente es de aproximadamente 29 segundos hasta que se estabiliza en 59,75 Hz (punto C). El retraso en el tiempo del accionamiento de los reguladores de velocidad ocasiona que la frecuencia del sistema decaiga inicialmente a un punto inferior al cual eventualmente se estabiliza. El punto C es un valor típicamente utilizado en numerosos artículos de la literatura cuando se hace mención al término desviación de frecuencia luego de la ocurrencia de una perturbación en el sistema [30].

1.5.18.4. Banda Muerta

En la Figura 1.19 se puede observar otro parámetro importante que debe ser considerado en los reguladores de velocidad. Este parámetro es la banda muerta que constituye un margen de frecuencia cercano a la frecuencia nominal en el cual el regulador de velocidad no entra en operación. Un rango típico de banda muerta en los reguladores oscila entre los $\pm 0,02$ - $0,04$ Hz. Para el caso de estudio tratado, la banda muerta se ajusta en $\pm 0,03$ Hz; por lo tanto, los reguladores no comienzan a actuar sino hasta después que la frecuencia ha caído por debajo de 59,97 Hz.

1.5.18.5. Sensibilidad de la Regulación Primaria de Frecuencia a los Parámetros del Sistema

Como se ha indicado, la dinámica inicial de la frecuencia después de un desbalance de potencia está fuertemente influenciada por la constante de inercia total del sistema H_{sis} . Como se observa en la ec. (2.3), dado un cambio de carga ΔP_L , cuanto mayor sea H_{sis} menor será la TCF, y viceversa, mientras menor sea H_{sis} mayor será la TCF y más rápidamente decaerá inicialmente la frecuencia.

Cuando se tiene una inercia relativamente grande también se tiene la ventaja de que no se necesita que los reguladores de velocidad tengan tiempos de respuesta tan cortos, lo cual es particularmente útil si el SEP cuenta con máquinas de respuesta lenta. Por otro lado, cuando la inercia total es baja se tiene como consecuencia una potencial degradación de la estabilidad de frecuencia dada fundamentalmente por desviaciones de frecuencia mayores y más rápidas. Transcurrida la etapa inercial, la RPF del sistema está fuertemente influenciada por la respuesta del regulador de velocidad equivalente R_{sis} y por el tiempo de reacción de la turbina T_{sis} .

A continuación, se muestra la sensibilidad de la respuesta de la frecuencia cuando varían los parámetros anteriormente mencionados. De esta manera, es posible observar el impacto que estos parámetros tienen sobre el desempeño de la RPF utilizando un SEP equivalente y simplificado basado en turbinas de vapor con recalentador. Si bien el modelo de este sistema es una simplificación, éste se considera suficiente para el análisis pretendido ya que incluye las dinámicas esenciales del sistema.

Para observar el impacto de cada parámetro sobre la respuesta de frecuencia, se realizan variaciones discretas de uno de ellos, manteniendo el resto constantes. La Tabla 1.5 muestra los valores del caso base, y en cada gráfico se indica la variación de cada parámetro.

Tabla 1.6. Valor de los parámetros para el caso base.

H_{sis} [s]	R_{sis} [pu]	T_{sis} [s]	D_{sis} [pu]	PL [pu]
3	0,05	8	1	0,15

En la Figura 1.20 se observa la respuesta de la frecuencia al producirse un desbalance de potencia de 0,15 pu en $t=0$ s.

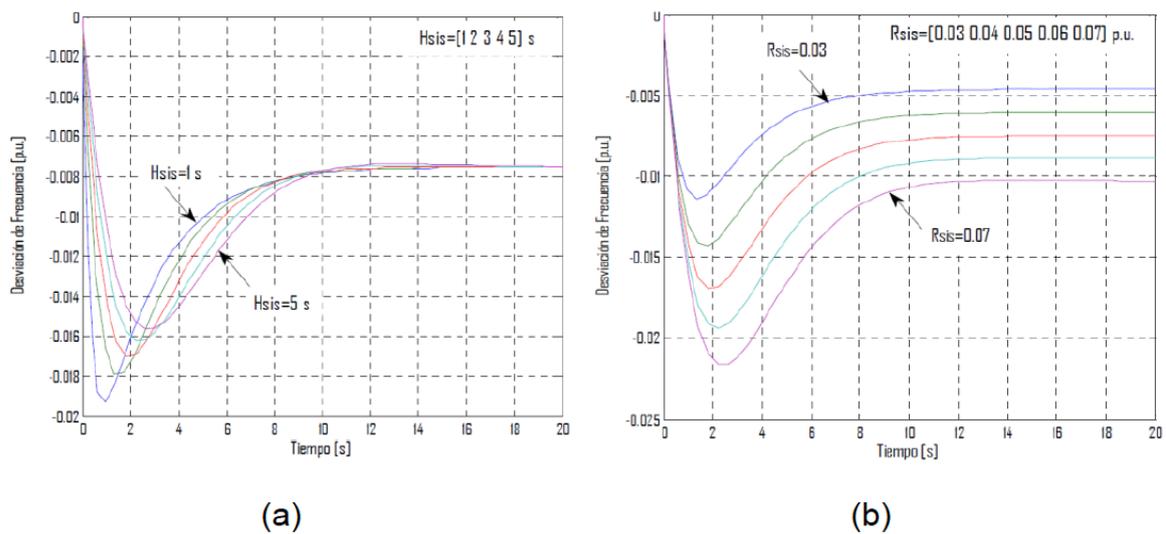


Figura 1.20. Sensibilidad de respuesta de la frecuencia ante un desbalance de potencia. (a) Variando R_{sis} ; (b) Variando H_{sis} [25].

Si se observa la gráfica de la Figura 1.20 (a), se puede notar la influencia de H_{sis} sobre el valor mínimo que alcanza la frecuencia (f_{min}). Es decir, se presenta un valor mínimo de frecuencia menor cuando H_{sis} tiene un valor pequeño. También el tiempo que se demora en alcanzar el mínimo de frecuencia (t_{min}) depende de H_{sis} . Con un valor de H_{sis} pequeño

se debe contar con reguladores de velocidad más rápidos para compensar el desbalance y así evitar que se alcancen valores de subfrecuencia que activen los relés de baja frecuencia y el esquema de alivio de carga (EAC). A su vez, si se observa la pendiente inicial de la TCF se ve que ésta es mayor para los casos en que se cuenta con una menor inercia. Sin embargo, la desviación de frecuencia de estado estable que alcanza el sistema una vez que actúa el regulador de velocidad es prácticamente la misma en todos los casos, por lo que se concluye que la inercia tiene un mínimo impacto sobre la f_{ee} .

En la Figura 1.20 (b), se presenta la respuesta de la frecuencia ante cambios discretos de R_{sis} , el cual influye considerablemente tanto en la f_{min} como en la f_{ee} . Si se analiza la TCF durante el primer segundo luego del desbalance, se observa que la pendiente es casi idéntica en los cinco casos evaluados, por lo que se puede concluir que la TCF se ve débilmente influenciada por el valor del estatismo equivalente de las máquinas. Sin embargo, este estatismo sí tiene una fuerte influencia sobre el valor mínimo que alcanzará la frecuencia luego del desbalance, y principalmente sobre la desviación de frecuencia de estado estable.

La Figura 1.21 muestra un análisis similar de la respuesta de la frecuencia ante el mismo desbalance, pero evaluando la influencia de T_{sis} y D_{sis} .

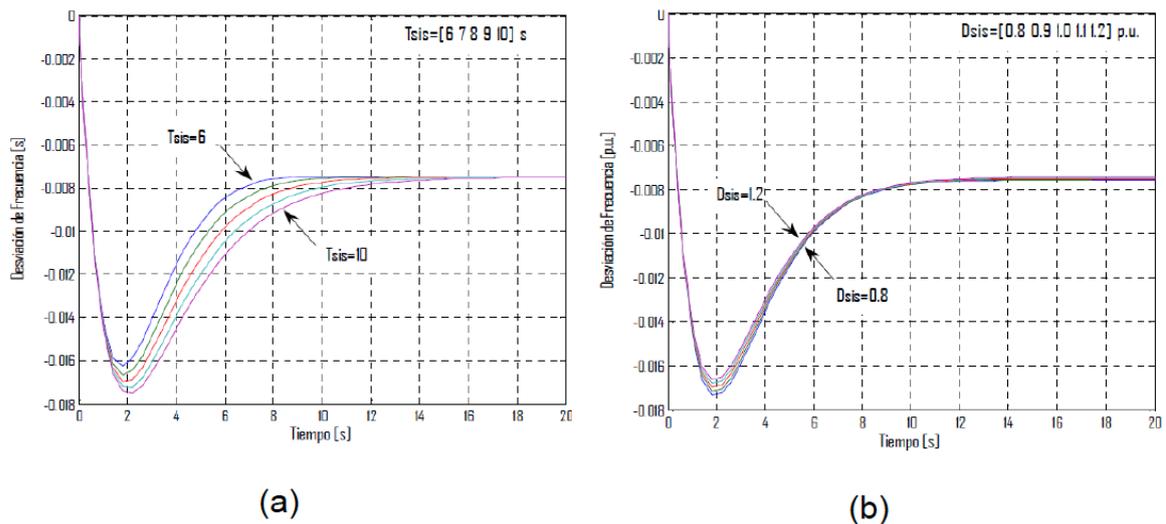


Figura 1.21. Respuesta de la frecuencia ante un desbalance de potencia; (a) Variando T_{sis} ; (b) Variando D_{sis} [25].

En la Figura 1.21 (a) se observa el impacto que tiene el tiempo de reacción equivalente de los reguladores de velocidad sobre la f_{min} . Cuando el T_{sis} es reducido, se tiene un impacto positivo sobre f_{min} , ya que se reduce la desviación mínima de frecuencia que se alcanza.

Sin embargo, el tiempo T_{sis} no tiene mayor influencia sobre la TCF , ya que en todos los casos la frecuencia cae con la misma pendiente.

Como puede observarse en la Figura 1.21 (b) la variación del coeficiente que refleja la sensibilidad de la carga ante cambios de frecuencia (D_{sis}), posee una influencia muy limitada en la respuesta de la frecuencia y los indicadores evaluados (f_{min} , t_{min} , TCF y f_{ee}) alcanzan valores similares a los del caso base.

1.5.19. Métodos Convencionales de Regulación de Velocidad

Los métodos convencionales de regulación de velocidad de los generadores que participan en la RPF utilizan sistemas electromecánicos aplicados sobre las turbinas de los generadores eléctricos para regular su velocidad de rotación y de esta forma, la frecuencia. Estos sistemas de control, conocidos como reguladores de velocidad, actúan sobre las válvulas de inyección de vapor (turbina de vapor) o de gas a la cámara de combustión (turbina de gas), o sobre los distribuidores de agua (turbina hidráulica), produciendo un aumento o una disminución del flujo de vapor, de gas, o de agua, según el tipo de turbina utilizada. Las actuaciones anteriores ocasionan un incremento o disminución de la potencia mecánica entregada por la turbina de forma tal que se pueda alcanzar el balance entre la generación y la demanda (más las pérdidas). Dicho balance es alcanzado cuando el cambio en la potencia de salida más el cambio en las cargas sensibles a la frecuencia iguala al desbalance de potencia. En consecuencia, como ya se ha mencionado anteriormente, la frecuencia del sistema eléctrico luego de un comportamiento oscilatorio se equilibra en un valor constante (f_{ee}) menor que el valor nominal. Una vez alcanzado el balance de potencia a través de la acción del regulador de velocidad, se requiere que el sistema de control corrija el error en la frecuencia y la restituya a su valor nominal a través de la RSF.

En las siguientes subsecciones se describen la forma en que actúan los reguladores de velocidad de los principales tipos de turbinas convencionales para tratar de restablecer el equilibrio de potencia en el SP.

1.5.19.1. Regulación de Velocidad de Turbinas Hidráulicas

Las turbinas hidráulicas presentan una característica particular en su desempeño dinámico. Cuando se produce la apertura súbita del distribuidor, la potencia inicial durante los primeros segundos presenta un comportamiento (denominado de fase no mínima) opuesto al requerido por el regulador de velocidad. En estos primeros segundos, la potencia mecánica disminuye debido a que el flujo de agua no cambia inmediatamente producto de

la inercia del agua. La presión a través de la turbina se reduce provocando una reducción en la potencia.

Para asegurar una operación estable en sistemas que poseen múltiples generadores, se utiliza el regulador de velocidad con una característica de estatismo de estado estacionario (estatismo permanente), normalmente del 5%. Sin embargo, utilizar solamente un estatismo permanente de ese orden tendría un efecto insatisfactorio, puesto que la respuesta del sistema sería inestable en operación aislada, y solamente se podría obtener un desempeño estable si el estatismo permanente fuera elevado. Para solucionar este problema, se utiliza el regulador de velocidad con un estatismo transitorio elevado, el cual posee un efecto temporario, con un tiempo de reinicio largo. Con esto se consigue retardar el movimiento de la compuerta del distribuidor hasta que el flujo de agua y la potencia de salida se recuperen. El resultado es un regulador de velocidad que presenta un estatismo elevado para desviaciones rápidas de velocidad, y un estatismo normal en estado estacionario, obteniendo una característica de respuesta estable con buen desempeño dinámico.

Como conclusión, se puede decir que la respuesta de las unidades hidráulicas ante cambios en la frecuencia es relativamente lenta debido al comportamiento de fase no mínima lo que las vuelve inadecuadas para participar por sí solas de la RPF. Sin embargo, en combinación con centrales térmicas se puede conseguir una RPF satisfactoria para el SP.

1.5.20. Microrred

Una microrred es una interconexión de GD, ya sea un conjunto de unidades generadoras despachables, como turbinas de gas y celdas de combustible, o generadores no despachables, como turbinas eólicas y unidades fotovoltaicas, integradas con dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica y térmica para satisfacer las necesidades energéticas locales de los clientes, operando como un sistema único y de pequeña escala, en sistemas de distribución de baja tensión, proporcionando tanto energía como calor. Para garantizar que la microrred se opere como un único sistema agregado y cumpla con los estándares de calidad, confiabilidad y seguridad de la energía, se deben aplicar interfaces y controles electrónicos de potencia. Esta flexibilidad de control permite que la microrred se presente ante el sistema de energía de la red pública principal como una sola unidad controlada.

La microrred atiende a una variedad de clientes, por ejemplo, edificios residenciales, entidades comerciales y parques industriales, con la particularidad de que algunas cargas (o todas) pueden ser controlables. En la Figura 1.22 se muestra una estructura típica de microrred, incluidas las cargas y las unidades de Fuentes de Energías Renovables. Una MG generalmente se encuentra aguas abajo de la subestación de distribución. El punto de conexión eléctrica de la MG a la red pública constituye el PCC. La coordinación interna de grupos de consumidores finales y FERs confinados dentro de la MG podría hacerse independientemente de la red de distribución, de modo que el operador solo necesita considerar el intercambio de energía con la MG en el PCC. Esto permite que la cantidad de nodos bajo el control del operador se reduzca considerablemente, mientras que la toma de decisiones y la infraestructura de comunicación de alto nivel también se simplifican. La operación de MG responde a múltiples objetivos económicos, técnicos y ambientales, mediante la implementación de sistemas inteligentes de gestión de energía (EMS) y técnicas de operación novedosas basadas en TICs.

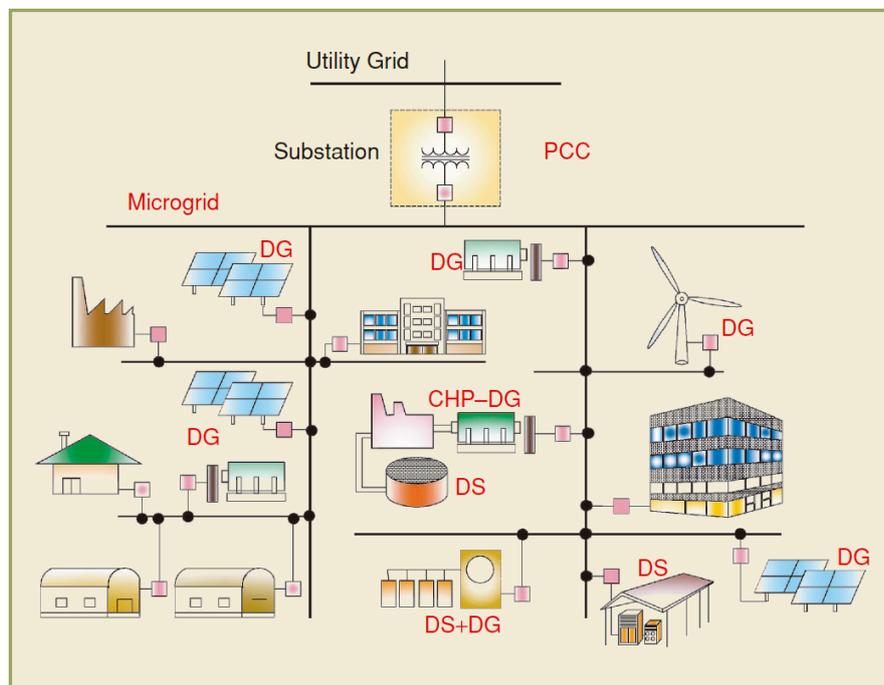


Figura 1.22. Estructura de una microrred típica que integra FERs y cargas [21].

La microrred normalmente opera en modo conectado a la red a través del transformador de la subestación. Sin embargo, también se espera que brinde suficiente capacidad de generación y almacenamiento, controles y estrategias operativas para suministrar al menos una parte de la carga después de ser desconectado del sistema de distribución en el PCC y permanecer operativo (después de una transición sin problemas) como un sistema

autónomo (modo isla). Esta capacidad de funcionamiento en isla reduce las interrupciones y permite mejorar la calidad del servicio y la energía, lo que proporciona una alta confiabilidad [32].

1.5.20.1. Generadores Distribuidos

De acuerdo con el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), una DG es la generación de electricidad por instalaciones lo suficientemente más pequeñas que las centrales generadoras como para permitir la interconexión en casi cualquier punto de un sistema de energía. Generalmente, la potencia del generador debe ser inferior a unos pocos megavatios (10-50 MW) para ser considerado como GD. Cuando se trata de MG, generalmente se integran sistemas de GD de menor escala, con capacidades instaladas de decenas a cientos de kilovatios, como microturbinas, paneles fotovoltaicos, celdas de combustible y turbinas eólicas, entre otros. Estas unidades han surgido como una opción prometedora para satisfacer las crecientes necesidades de energía eléctrica de los clientes, proporcionando diferentes beneficios económicos, ambientales y técnicos. La presencia de generación cercana a la demanda reduce potencialmente las pérdidas y aumenta la confiabilidad. Las interfaces electrónicas utilizadas por la mayoría de los sistemas de GD permiten mantener la calidad de la energía y mejorar la eficiencia general mediante la aplicación de técnicas de control basadas en EMS. Sin embargo, los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) intermitentes, como los generadores de energía eólica y los sistemas fotovoltaicos, también pueden presentar problemas de calidad de la energía que requieren la implementación de Almacenadores de Energía (ESS). Las ventajas económicas de la GD responden a la menor inversión de capital para la construcción de sistemas eléctricos, ya que al tener unidades de generación distribuidas elimina los extensos sistemas de transmisión. Finalmente, los sistemas de Generación Distribuida brindan beneficios ambientales como resultado de ofrecer una forma más eficiente de generar y distribuir electricidad, por lo tanto, enfatizan el despliegue de FER.

1.5.20.2. Dispositivos de Almacenamiento de Energía

Durante el funcionamiento en modo isla de las microrredes, la energía generada por las unidades DG no se puede adaptar instantáneamente a las demandas de carga. Un aspecto fundamental del modo de operación aislado de los MG es la inclusión de ESS, que permite compensar los desequilibrios entre la generación y la demanda para asegurar la calidad del suministro. El ESS debe poder proporcionar la cantidad de energía requerida para equilibrar las perturbaciones del sistema y/o los cambios de carga significativos. La implementación de ESS también mitiga la intermitencia de las FERs, como la energía solar

y eólica, y permite que estos generadores distribuidos (junto con el ESS) operen como unidades despachables para proporcionar energía adicional a pedido. Además, ESS proporciona los requisitos de energía para una transición fluida entre los modos de funcionamiento autónomo conectado a la red y en isla. Durante el modo conectado a la red, ESS permite convenientemente establecer los períodos óptimos para intercambiar energía con la red de distribución. Por lo tanto, los requisitos de potencia y energía de las MG están respaldados por ESS, lo que aumenta el rendimiento general. Las opciones de almacenamiento incluyen baterías, volantes, súper (o ultra) capacitores, almacenamiento de energía magnética superconductora (SMES), aire comprimido, almacenamiento de energía hidroeléctrica y térmica bombeada. Los vehículos eléctricos (EV) también se ven como una opción móvil alternativa de almacenamiento de energía, ya que la energía se puede almacenar en sus baterías cuando la demanda y el costo de la electricidad son bajos, y se puede acceder a ellos más tarde durante los períodos de alta demanda.

1.5.20.3. Cargas de Microrred

Una microrred puede atender cargas eléctricas y/o térmicas, aunque en este apartado solo se tratarán las cargas eléctricas. Las cargas eléctricas se pueden clasificar en críticas y no críticas (o no sensibles). Las cargas críticas son aquellas en las que la energía eléctrica debe mantenerse con una alta calidad y confiabilidad, y por lo tanto no puede ser interrumpida. Por otro lado, no críticas se refiere a aquellas cargas que pueden ser desconectadas del suministro de energía por períodos de tiempo determinados para mantener las condiciones de operación de la microrred. El comportamiento de la gestión de carga de la microrred depende principalmente del modo de operación y los requisitos del sistema/incentivos del mercado, aplicando diferentes estrategias ya sea que la MG opere en modo conectado a la red o en isla. Cualquier diferencia también podría mitigarse mediante el deslastre de carga o generación, cuando las estrategias operativas o las obligaciones contractuales imponen límites estrictos a la importación/exportación neta de energía. A menudo se requiere deslastre de carga para mantener el equilibrio de potencia y, en consecuencia, estabilizar la amplitud/ángulo de voltaje de la microrred durante un modo de funcionamiento autónomo. En este sentido, las cargas críticas reciben prioridad de servicio mediante la implementación de una estrategia de operación conveniente. El control de carga también se puede ejecutar para reducir la carga máxima y suavizar los perfiles de carga para optimizar el rendimiento de las unidades ESS y las unidades DG despachables [32].

1.5.20.4. Arquitectura de una Microrred

Las redes de distribución de CC han mostrado un resurgimiento en los últimos años debido al desarrollo y despliegue de FER basadas en fuentes de alimentación de CC y al rápido crecimiento de las cargas de CC que hoy constituyen (junto con las cargas de CA con convertidores electrónicos de potencia) la gran mayoría de cargas en la mayoría de los sistemas de potencia. La distribución DC presenta varias ventajas, como la reducción de pérdidas de potencia y caídas de tensión, y el aumento de la capacidad de las líneas eléctricas, principalmente debido a la ausencia de flujos de potencia reactiva, ausencia de caídas de voltaje en la reactancia de las líneas y la inexistencia de piel y efectos de proximidad que reducen la resistencia óhmica de las líneas. Como resultado, su planificación, implementación y operación son más simples y menos costosas. En este contexto, las microrredes involucran componentes tanto de CA como de CC, y se pueden operar en base a los principios de los sistemas de energía de CA (es decir, microrredes de CA) o sistemas de energía de CC (es decir, microrredes de CC), o una combinación de ambos, a través de diferentes arquitecturas. Las arquitecturas de MG están determinadas principalmente por la naturaleza de las cargas, los generadores distribuidos existentes y planificados, las dificultades para construir nuevas líneas eléctricas, las comunicaciones existentes, el espacio para colocar dispositivos de almacenamiento de energía y sus requerimientos específicos de potencia y energía, entre otros. De acuerdo con la literatura, las arquitecturas MG se pueden dividir en tres categorías principales, a saber: microrred de CA, microrred de CC y microrred híbrida de CA/CC.

1.5.20.5. Microrred de Corriente Alterna

Inspirada en los EPS tradicionales, la distribución de CA es la estructura más popular y utilizada para estudios e implementaciones de microrredes. Al utilizar la infraestructura de red de CA existente (distribución, transformadores, protecciones, etc.), las microrredes de CA son más fáciles de diseñar e implementar y se basan en tecnología comprobada y, por lo tanto, confiable. Basado en el concepto de microrred CERTS, en la Figura 1.23 se muestra un ejemplo de la arquitectura de microrred AC.

En el ejemplo, el MG tiene tres alimentadores de CA; dos de ellos contienen cargas críticas, DG y ESS, y el otro agrupa cargas no críticas. La MG es capaz de adaptar la generación y la demanda a cualquier condición de operación cambiando su topología a través de los interruptores automáticos. La conexión de la MG a la red de distribución es gestionada por el interruptor estático. Este dispositivo puede operarse para desconectar la MG cuando la calidad de la red de distribución eléctrica es mala, dejándola en modo de operación en isla.

Esto mantiene un suministro confiable y de alta calidad para las cargas críticas, que se alimentan tanto de los generadores distribuidos como de la energía almacenada en los dispositivos ESS. Durante una falla en la red, se abre el interruptor estático, así como el disyuntor de la tercera barra, con el fin de desconectar las cargas no críticas de la red para evitar su daño o mal funcionamiento. En la arquitectura de microrred de CA operada en modo conectado a la red, la energía fluye directamente desde/hacia la red, evitando cualquier convertidor conectado en serie y brindando una alta confiabilidad. Los alimentadores tienen las mismas condiciones de voltaje y frecuencia que la red, por lo que las cargas, generadores y dispositivos de almacenamiento de energía deben cumplir con la red. De hecho, una de las principales ventajas de la arquitectura de microrred de CA es su compatibilidad con la red eléctrica existente, que se puede reconfigurar a un esquema de microrred de CA. Uno de los principales inconvenientes es la gran cantidad de interfaces de electrónica de potencia complejas necesarias (inversores y convertidores back-to-back) para sincronizar los DER con la red eléctrica de CA y proporcionar corrientes de CA de alta calidad sin armónicos. La eficiencia y confiabilidad de la microrred en general se puede reducir, ya que los convertidores de potencia electrónicos complejos presentan menor confiabilidad que aquellos con menos componentes. En general, un sistema de distribución de CA tiene más pasos de conversión que un sistema de CC.

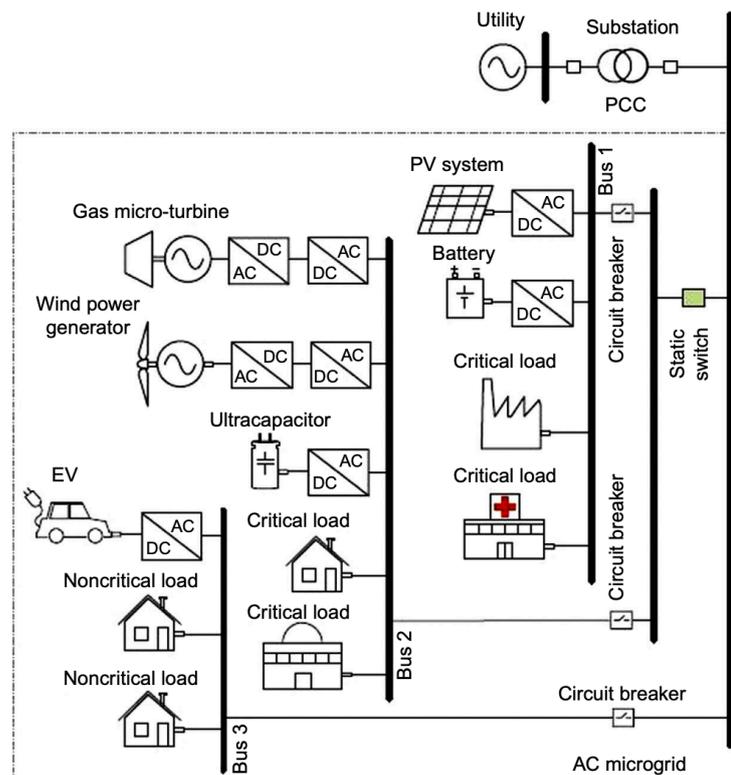


Figura 1.23. Arquitectura de una microrred AC con cargas críticas y no críticas [32].

1.5.20.6. Microrred de Corriente Continua

La mayoría de los DER funcionan de forma nativa en CC o tienen un enlace de CC intermedio en su interfaz electrónica de potencia, mientras que la conexión de punto final de ESS, como supercondensadores, baterías, SMES y celdas de combustible, es exclusivamente CC. Por otro lado, muchas de las cargas de los consumidores actuales se alimentan con CC. Según algunos estudios, casi el 30 % de la potencia de CA generada pasa a través de un convertidor electrónico de potencia antes de ser utilizada, con una cantidad de energía perdida en conversiones inútiles dentro del rango de 10 % a 25 %. Por lo tanto, integrar estos dispositivos en microrredes de CC a través de convertidores CC/CC se convierte en una opción inteligente no solo en términos de aumento de la eficiencia debido a la reducción de las etapas de conversión, sino también para lograr calidad de energía con independencia de la red de distribución. En la Figura 1.24 se ilustra un ejemplo de arquitectura DC MG. El convertidor electrónico de potencia principal de esta arquitectura es una interfaz de CA/CC, generalmente denominada convertidor de interconexión (IC), que conecta la MG de CC a la red de CA en el PCC, después del cambio de voltaje y el aislamiento galvánico proporcionado por el transformador. Este convertidor debe ser bidireccional para permitir el intercambio de energía en ambos sentidos. Cada dispositivo DG y ESS de la MG está conectado a un bus de CC con un voltaje determinado, la mayoría lo hace a través de una interfaz electrónica de potencia (CC/CC o CA/CC). La regulación de voltaje del bus de CC la realiza el IC, proporcionando una calidad muy alta a la MG, independientemente de la calidad de la red principal. En comparación con las MG de CA, las MG de CC tienen una estructura más simple, costos de sistema más bajos y una eficiencia general mejorada. La sincronización de red de DER, armónicos y flujos de potencia reactiva no son la preocupación de esta arquitectura, que simplifica su estructura y requisitos de control. Hay menos pérdidas en las líneas de distribución de CC en comparación con el sistema de distribución de CA, debido a la ausencia de un componente de corriente reactiva. Además, los MG de CC tienen la capacidad de resistir fallas y no se ven afectados por apagones o caídas de voltaje que ocurren en la red eléctrica, debido a la energía almacenada de los capacitores de CC y el control de voltaje del IC. Por otro lado, las MG de CC tienen algunos inconvenientes, como la necesidad de construir líneas de distribución de CC y la incompatibilidad con los sistemas de energía reales. Además, el esquema de protección para sistemas DC enfrenta diferentes desafíos, principalmente la inmadurez de los estándares y lineamientos y una limitada experiencia práctica. Se necesitan dispositivos de protección especiales para la interrupción de las corrientes de cortocircuito de CC, ya que no hay cruce de punto cero de la onda de corriente. Otra

desventaja de la arquitectura de CC es que las cargas de CA no se pueden conectar directamente a la microrred y el voltaje de las cargas de CC no está estandarizado, por lo que se requerirían convertidores adicionales. Sin embargo, la principal debilidad de esta arquitectura es el IC conectado en serie que maneja todo el flujo de energía desde y hacia la red de distribución, ya que reduce la confiabilidad.

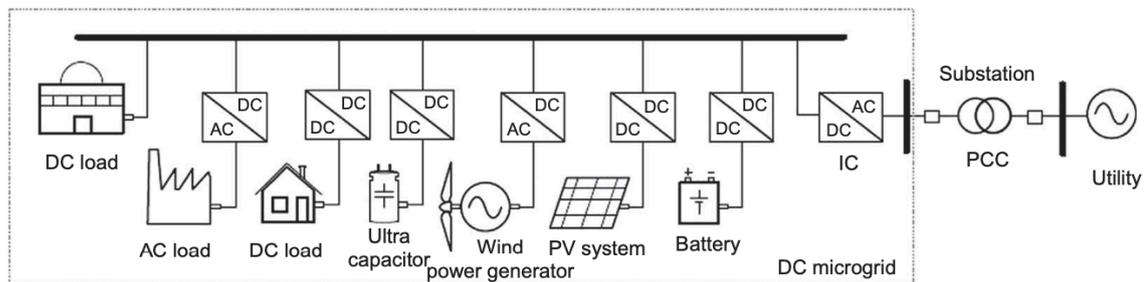


Figura 1.24. Arquitectura de una microrred DC [32].

1.5.20.7. Microrred Híbrida de Corriente Alterna/Corriente Continua

Combinando las ventajas de las arquitecturas AC y DC, las microrredes híbridas AC/DC están ganando interés sobre el resto de las arquitecturas, principalmente debido a la integración de dos redes juntas en la misma red de distribución, ayudando a la integración directa y eficiente tanto de AC como de DC, FERs y cargas basadas en CC.

En la Figura 1.25 se muestra una estructura de microrred híbrida típica, donde se pueden distinguir las redes de CA y CC, conectadas a través del convertidor bidireccional CA/CC principal. Las cargas de CA se conectan al bus de CA, mientras que las cargas de CC se conectan al bus de CC, utilizando un convertidor de potencia para adaptar el nivel de voltaje cuando sea necesario. Las unidades DG y ESS se pueden conectar a los buses de CA o CC, con un mínimo de pasos de conversión. El bus AC permite el uso de equipos existentes; mientras que el bus de CC permite el uso de un número reducido de convertidores más simples. Además, esta arquitectura permite la instalación de cargas sensibles en el alimentador de CC, en combinación con cargas más robustas instaladas en el alimentador de CA [32].

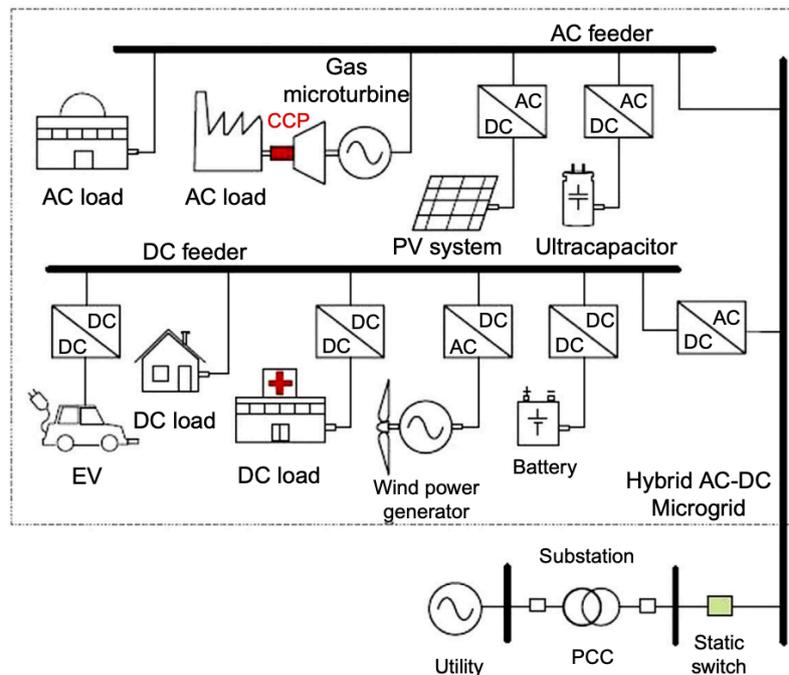


Figura 1.25. Arquitectura de una microrred híbrida AC/DC [32].

Cuando se trata de problemas de integración, la arquitectura híbrida AC/DC MG simplifica las interfaces electrónicas. También reduce las etapas de conversión y por lo tanto las pérdidas de energía. La inclusión de todos los dispositivos de CC en el bus de CC facilita el control de las inyecciones de armónicos en el lado de CA a través del convertidor principal, lo que garantiza una CA de alta calidad en la red pública. En cuanto a la transformación de los niveles de tensión, se puede realizar de forma sencilla en el lado AC con el uso de transformadores convencionales, mientras que en el lado DC esta conversión se realiza mediante convertidores DC/DC electrónicos. Se puede desarrollar una MG híbrida sobre una red de distribución existente, introduciendo un convertidor AC/DC principal y una red de comunicación para los dispositivos conectados. Aunque esto hace que el costo total sea más alto en comparación con las microrredes de CA debido a este convertidor de energía principal, la inversión se recuperará más rápido si aumenta la cantidad de dispositivos conectados, ya que se reduce la cantidad total de convertidores de interfaz [32].

1.5.21. Regulación de Frecuencia en Sistemas con Generación Eléctrica Distribuida

Se consideran tres configuraciones para realizar control de frecuencia en una microrred eléctrica como se muestra a continuación:

1.5.21.1. Configuración de Control de Potencia

Aquí cada generador distribuido regula la magnitud de voltaje en el punto de conexión y la potencia activa P que está inyectando. En la Figura 1.26 se observa que el punto de medición para controlar tanto el voltaje como la potencia activa P , se encuentra en los terminales del generador distribuido. Con esta configuración, si una carga se incrementa en cualquier parte de la MRE, la potencia necesaria viene desde la red externa, mientras cada generador regula una potencia activa constante. Al entrar en modo isla, el control de potencia local de frecuencia asegura el balance de potencia en la región aislada [33].

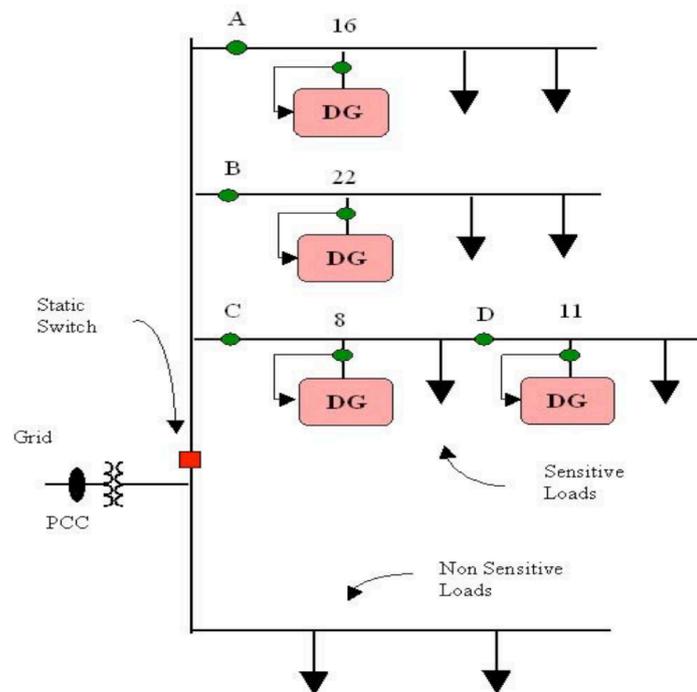


Figura 1.26. Configuración del control de potencia [33].

1.5.21.2. Configuración del Control de Flujo en un Alimentador

Como se puede observar en la Figura 1.26, en esta configuración, cada generador distribuido regula la magnitud de voltaje y la potencia que fluye por diversas secciones de los alimentadores (A, B, C y D). Con esta configuración las demandas extras de carga son asumidas por el generador, mientras que el aporte de la red externa se mantiene constante. En este caso, vista desde la red externa, la MRE se comporta como una carga despachable permitiendo aplicar principios de gestión de la demanda. Luego, si la MRE se desconecta de la red externa y comienza a operar en modo autónomo aislado, el control local de flujo-frecuencia asegura el balance entre generación y demanda.

1.5.21.3. Configuración de Control Mixto

En esta configuración algunos de los generadores distribuidos regulan la potencia activa que inyectan a la MRE, mientras que otros regulan el flujo de potencia en el alimentador. Dependiendo de las necesidades, la misma unidad generadora puede controlar tanto potencia activa que inyecta a la MRE como flujo de potencia en una determinada sección del alimentador. De este modo, algunas unidades operan a su máxima potencia con alta eficiencia y otras aseguran que el flujo de potencia proveniente de la red permanezca constante ante condiciones cambiantes de carga dentro de la MRE.

1.5.22. Control en Operación Aislada

Cuando la MRE opera en forma aislada, es necesario un apropiado control de los inversores para mantener un adecuado nivel de confiabilidad y calidad en el suministro eléctrico. Dentro de las estrategias para operar un inversor se encuentra el control PQ y el control por inversor fuente de tensión (VSI).

En el control PQ, el inversor es utilizado para suministrar un valor fijo de potencia activa y reactiva. La potencia activa que inyecta a la red está dada por la potencia disponible a la entrada del inversor, mientras que la potencia reactiva corresponde a un valor previamente especificado, el cual es definido localmente utilizando un "local control loop" o centralmente desde un controlador central de MRE. El control PQ es implementado como una fuente de corriente controlada por voltaje como se muestra en la Figura 1.27. Las componentes de la corriente en fase (i_{act}) y en cuadratura (i_{react}) con el voltaje en los terminales del inversor son calculados en un bloque que utiliza la corriente y el voltaje medidos en la red de CA. Las variaciones de potencia en las unidades de GD inducen a un error de voltaje que es corregido por el regulador PI que ajusta la magnitud de la corriente activa entregada a la red.

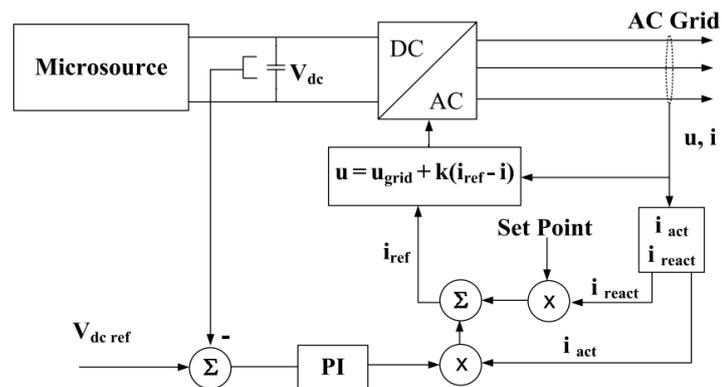


Figura 1.27. Sistema de control del inversor PQ [34].

En el control por fuente de voltaje, la carga es suministrada por el inversor con valores predefinidos de voltaje y frecuencia. Dependiendo de la carga, se definen las inyecciones de potencia activa y potencia reactiva del VSI. Este VSI, que actúa como una fuente de voltaje, emula el comportamiento de una máquina sincrónica y controla tanto el voltaje como la frecuencia del sistema de CA. Este control se lleva a cabo a través de un regulador que tiene una respuesta similar a la de un regulador primario de una red convencional (Droop Control) y cuyo comportamiento puede observarse en la Figura 1.28.

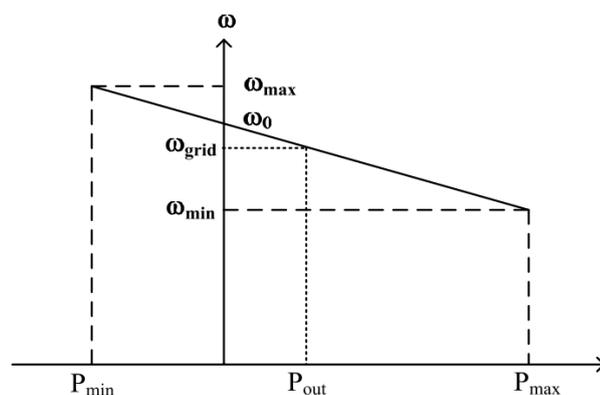


Figura 1.28. Característica de caída de frecuencia/potencia activa [34].

Se miden el voltaje y la corriente VSI para calcular las potencias activa y reactiva, las cuales se retardan con fines de desacoplamiento y para emular el comportamiento de una máquina sincrónica. La frecuencia está determinada por la potencia activa retardada a través de la caída de frecuencia/potencia activa. De manera similar, la magnitud del voltaje está determinada por la potencia reactiva retardada mediante el uso de la potencia reactiva/caída de voltaje. Este esquema de control permite el cálculo de las señales de referencia de voltaje para controlar la secuencia de conmutación VSI usando una técnica PWM [34].

2. METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA MEDIANTE BESS APLICANDO CONTROL DE INERCIA SINTÉTICA

2.1. Modelo de la Microrred de la Isla San Cristóbal

Esta sección tiene como objetivo presentar los modelos de los elementos que integran la microrred de la isla San Cristóbal que será utilizada para desarrollar simulaciones de operación para posteriormente hacer el análisis de los resultados que se obtenga. Así, se

propone utilizar el modelo mostrado en la Figura 2.1. La microrred se encuentra compuesta por un sistema de distribución eléctrica en medio y bajo voltaje, sistemas de generación que comprenden generación eólica, generación a térmica a diésel, generación fotovoltaica, un SAE basado en baterías de ion-litio y cargas distribuidas en distintos nodos de la microrred.

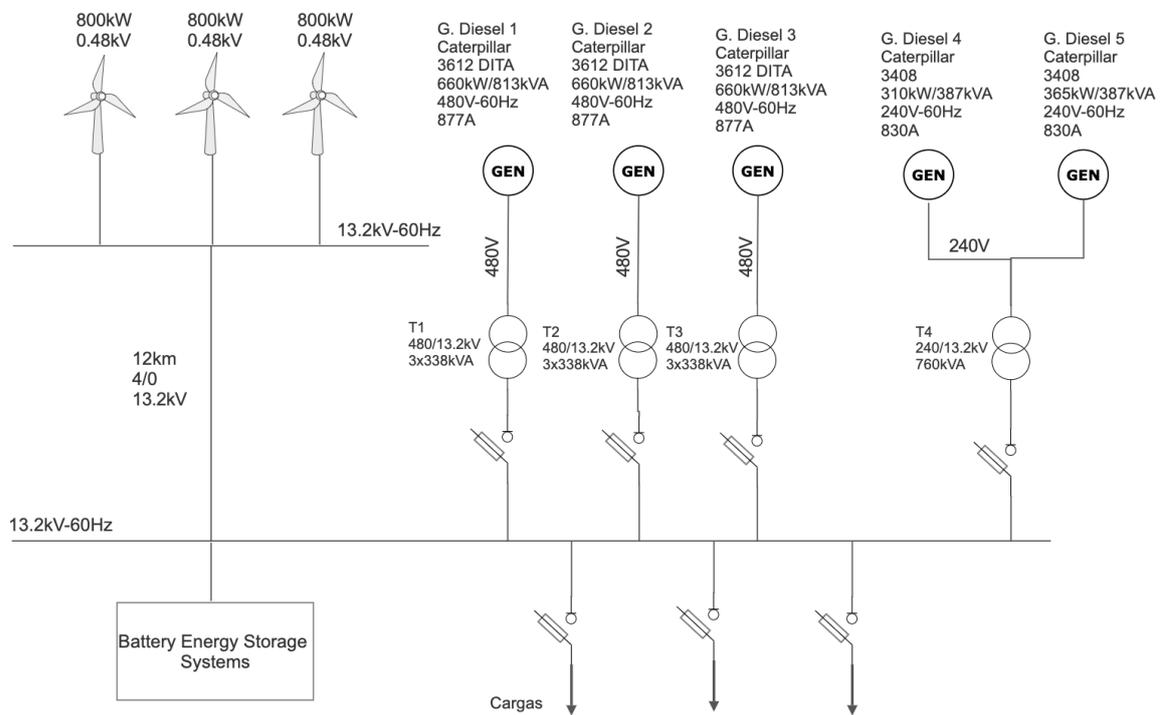


Figura 2.1. Diagrama eléctrico del sistema aislado de la Isla San Cristóbal.

2.1.1. Modelo de la Red de Distribución

El modelo de la red de distribución se basa en la representación de los componentes a través de cuadripolos del tipo π . A saber, que un cuadripolo es un componente genérico formado por cuatro terminales, dos de ellos asociados a una determinada señal de entrada y los otros dos correspondientes a la de salida [30]. Entre ambas señales existen relaciones funcionales que las vinculan. Genéricamente, un cuadripolo se representa a través de la Figura 2.2.

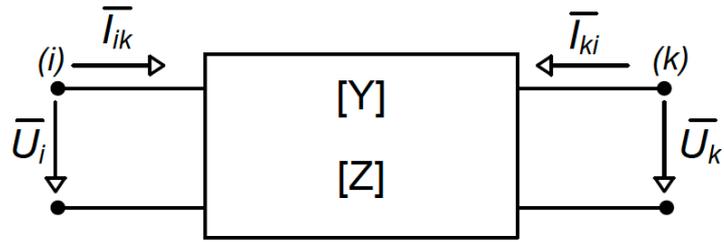


Figura 2.2. Representación de cuadripolo del tipo π [30].

En este esquema las caídas de voltaje a la entrada y salida del cuadripolo serán positivas cuando tengan el sentido indicado por las flechas mientras que los fasores representativos de las corrientes se consideran positivos cuando van desde los nodos "i" o "k" hacia el interior del cuadripolo. Con respecto a las potencias activas y reactivas, éstas serán positivas si fluyen hacia el cuadripolo desde los nodos "i" o "k". Es decir, según esta convención el cuadripolo se comporta como un sumidero. Finalmente, las expresiones [Y] y [Z] representan las matrices de admitancias e impedancias características del componente.

Expresando las corrientes que ingresan al cuadripolo por ambos extremos en función de las respectivas tensiones nodales se obtienen (2.1) y (2.2).

$$\bar{I}_{ik} = \bar{Y}_{ii} \cdot \bar{U}_i + \bar{Y}_{ik} \cdot \bar{U}_k \quad (2.1)$$

$$\bar{I}_{ki} = \bar{Y}_{ki} \cdot \bar{U}_i + \bar{Y}_{kk} \cdot \bar{U}_k \quad (2.2)$$

Entonces relacionando las tensiones nodales con las corrientes de inyección al cuadripolo se obtienen las expresiones:

$$\bar{U}_i = \bar{Z}_{ii} \cdot \bar{I}_{ik} + \bar{Z}_{ik} \cdot \bar{I}_{ki} \quad (2.3)$$

$$\bar{U}_k = \bar{Z}_{ki} \cdot \bar{I}_{ik} + \bar{Z}_{kk} \cdot \bar{I}_{ki} \quad (2.4)$$

2.1.1.1. Modelo de Líneas Aéreas de Distribución

Siguiendo el desarrollo anterior, las líneas aéreas de distribución se modelan haciendo uso del cuadripolo mostrado en la Figura 2.3 [35].

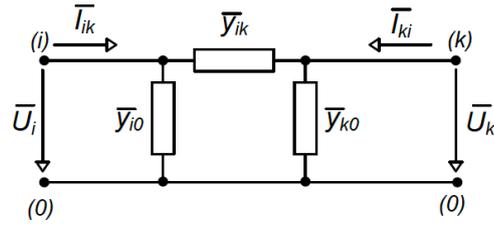


Figura 2.3. Esquema equivalente con cuadripolo π de línea aérea [35].

La expresión matemática que vincula las variables de entrada de corriente y de voltaje con las respectivas variables de salida para una sección π se describe a través del siguiente sistema de ecuaciones lineales.

$$\begin{bmatrix} \bar{y}_{ik} + \bar{y}_{io} & -\bar{y}_{ik} \\ -\bar{y}_{ki} & \bar{y}_{ki} + \bar{y}_{ko} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_i \\ \bar{U}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{ik} \\ \bar{I}_{ki} \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

donde \bar{U}_i y \bar{U}_k son los voltajes nodales, \bar{I}_{ik} e \bar{I}_{ki} son las corrientes de inyección nodales, $\bar{y}_{ik} = g_{ik} + jb_{ik} = \bar{y}_{ki} = g_{ki} + jb_{ki}$ es la admitancia longitudinal de la línea entre los nodos i-k, $\bar{y}_{io} = g_{io} + jb_{io}$ es la admitancia transversal del componente i-0 y $\bar{y}_{ko} = g_{ko} + jb_{ko}$ es la admitancia transversal del componente k-0.

2.1.1.2. Modelo de Transformadores

Los transformadores trifásicos de la red de distribución se modelan a través de un cuadripolo del tipo π , el cual está en serie con un transformador ideal con relación de transformación \bar{t} , tal como se observa en la Figura 2.4 [35].

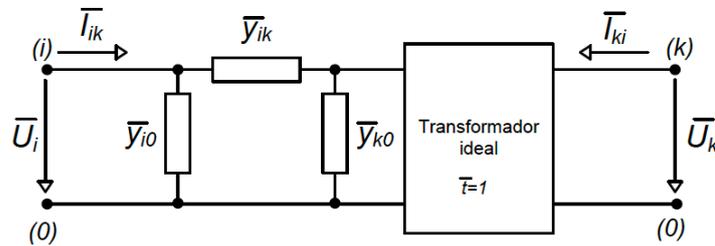


Figura 2.4. Esquema equivalente con cuadripolo π de transformador [35].

Las variables de entrada y salida se vinculan a través del siguiente sistema matricial:

$$\begin{bmatrix} \bar{y}_{ik} + \bar{y}_{io} & -\bar{y}_{ik} \\ -\bar{y}_{ki} & \bar{y}_{ki} + \bar{y}_{ko} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_i \\ \bar{U}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{ik} \\ \bar{I}_{ki} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Este sistema de ecuaciones se obtiene a partir de las resistencias y las reactancias de dispersión del primario y secundario del transformador, y se relacionan de la siguiente forma:

$$\bar{y}_{ik} = \frac{1}{\bar{t} \cdot \bar{Z}_{eq}} \quad (2.7)$$

$$\bar{y}_{io} = \left(\frac{1}{\bar{t}^2} - \frac{1}{\bar{t}} \right) \frac{1}{\bar{Z}_{eq}} \quad (2.8)$$

$$\bar{y}_{ko} = \left(1 - \frac{1}{\bar{t}} \right) \frac{1}{\bar{Z}_{eq}} \quad (2.9)$$

donde $\bar{Z}_{eq} = r_{eq} + jx_{eq}$ es la impedancia equivalente del transformador con $r_{eq} = r_p + r_s$ que representa la resistencia equivalente, obtenida a partir de la resistencia del primario y secundario del transformador y $x_{eq} = x_p + x_s$ que representa la reactancia equivalente, obtenida a partir de la reactancia de dispersión del primario y secundario del transformador.

2.1.2. Modelo del Generador Diésel Convencional

Una de las fuentes de GD que se tiene en cuenta en la operación de la MRE es el generador Diésel, el cual está compuesto por una máquina síncrona cuya potencia mecánica es suministrada por un motor Diésel.

2.1.2.1. Modelo de la Máquina Síncrona

El grado de complejidad del modelo de una máquina síncrona depende del número de circuitos de rotor representados. En el modelo considerado en este trabajo se incluyen dos circuitos en el rotor: un devanado de campo en el eje directo y un devanado amortiguador en el eje en cuadratura. Este es un modelo general de dos ejes, denominado también modelo transitorio, el cual es válido para todo tipo de generadores [36]. En la Figura 2.5 se presenta el modelo eléctrico simplificado de la máquina síncrona en coordenadas $dq0$.

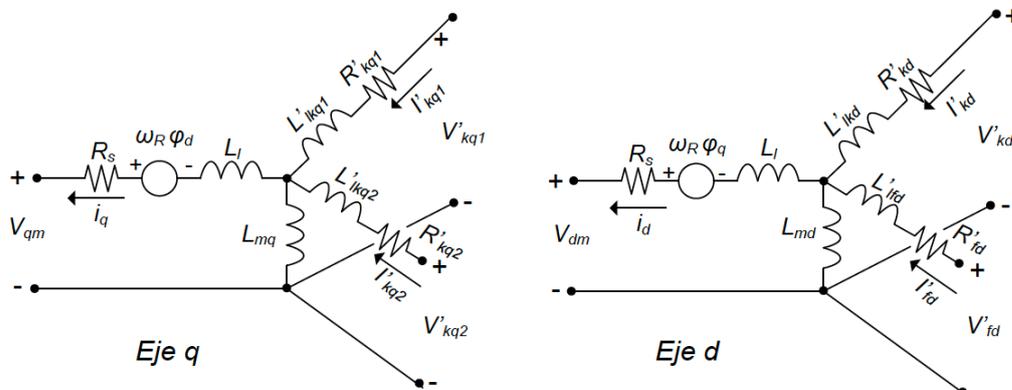


Figura 2.5. Modelo eléctrico de la máquina síncrona [35].

El comportamiento dinámico de la máquina sincrónica se determina a través del siguiente modelo de espacio de estado de sexto orden:

$$\bar{V}_{dm} = R_s I_d + \frac{d\varphi_d}{dt} - \omega_R \varphi_q \quad (2.10)$$

$$\bar{V}_{qm} = R_s I_q + \frac{d\varphi_q}{dt} - \omega_R \varphi_d$$

$$\bar{V}'_{fd} = R'_{fd} I'_{fd} + \frac{d\varphi'_{fd}}{dt}$$

$$\bar{V}'_{kd} = R'_{kd} I'_{kd} + \frac{d\varphi'_{kd}}{dt}$$

$$\bar{V}'_{kq1} = R'_{kq1} I'_{kq1} + \frac{d\varphi'_{kq1}}{dt}$$

$$\bar{V}'_{kq2} = R'_{kq2} I'_{kq2} + \frac{d\varphi'_{kq2}}{dt}$$

$$\varphi_d = L_d I_d + L_{md} (I'_{fd} + I'_{kd})$$

$$\varphi_q = L_q I_q + L_{mq} (I'_{fq} + I'_{kq})$$

$$\varphi'_{fd} = L'_{fd} I'_{fd} + L_{md} (I_d + I'_{kd})$$

$$\varphi'_{kd} = L'_{kd} I'_{kd} + L_{md} (I_d + I'_{fd})$$

$$\varphi'_{kd1} = L'_{kd1} I'_{kd1} + L_{md} I_q$$

$$\varphi'_{kd2} = L'_{kd2} I'_{kd2} + L_{md} I_q$$

donde los subíndices utilizados se definen de la siguiente forma:

d, q : cantidades en los ejes d y q respectivamente

r, s : cantidades en el rotor y estator

l, m : inductancia de dispersión y magnetización respectivamente

f, k : cantidad de los devanados de campo y amortiguador respectivamente

2.1.2.2. Modelo Matemático del Motor Diésel

Tanto los motores basados en el ciclo Otto (ignición por chispa) como en el ciclo Diésel (ignición por compresión) han ganado una amplia aceptación en casi todos los sectores de la industria. Esto es debido a su alta eficiencia y confiabilidad lo cual hace que su uso

abarque desde pequeñas unidades de 1 kW hasta varias decenas de MW en centrales de generación. Los motores pequeños están principalmente diseñados para transporte y usualmente pueden ser convertidos a unidades de generación eléctrica con algunas pequeñas modificaciones. Los motores más grandes frecuentemente están diseñados para generación de energía eléctrica, accionamientos mecánicos o propulsión marina. Debido a los cambios repentinos en las demandas de carga por los consumidores, es importante que el motor Diésel tenga una respuesta dinámica rápida y buenas capacidades de atenuación de perturbaciones.

Desde la mirada del sistema de control, un motor Diésel puede ser considerado como un sistema de realimentación de las mediciones de velocidad. Luego que el operador envía un comando de velocidad a través del ajuste de la configuración del controlador, éste reconoce la diferencia entre la velocidad actual y la velocidad de referencia y regula el suministro de combustible para mantener la velocidad del motor dentro de un rango especificado.

La estructura general del sistema actuador de combustible está usualmente representada como una función de transferencia en atraso de fase de primer orden, la cual está caracterizada por una ganancia k_2 y una constante de tiempo τ_2 . La ec. (2.11) muestra la función de transferencia del actuador con la constante del controlador k_3 . La salida de este actuador es el flujo de combustible $\phi(s)$ y la entrada es la diferencia de velocidad $I(s)$.

$$\phi(s) = \frac{K_3 K_2}{(1 + \tau_2 s)} I(s) \quad (2.11)$$

Luego, el flujo $\phi(s)$ es convertido en el torque mecánico $T(s)$ teniendo en cuenta un retraso dado por τ_1 y una constante de torque de motor K_1 , tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$T(s) = \phi(s) K_1 e^{-\tau_1 s} \quad (2.12)$$

El controlador puede ser definido como un dispositivo mecánico o electromecánico para el control automático de velocidad del motor relativo al consumo de combustible. Algunos tipos de controladores que existen en la actualidad están basados en tecnología referida a los sistemas mecánicos-hidráulicos, directamente mecánicos, electro-hidráulicos, electrónicos y basados en microprocesadores.

2.1.3. Modelo del Generador Eólico

En el modelo de la fuente de generación eólica utilizada en la MRE se emplea aerogeneradores de velocidad variable. Debido a que las condiciones de viento son variantes, el flujo de potencia desde los generadores eólicos hacia la red también presenta variaciones.

Generalmente, para la conversión de la energía mecánica proveniente del viento a energía eléctrica se puede hacer uso de diferentes tipos de configuraciones de generadores, tal como se muestra en la Figura 2.6 [37]. Sus propiedades eléctricas influyen fuertemente el comportamiento general del sistema de conversión eólico y determina las posibilidades de operación en la red. Además, las características del sistema pueden ser mejoradas a través del uso de un VSI dimensionado para la potencia total aparente (full-size) o sólo para la potencia del rotor.

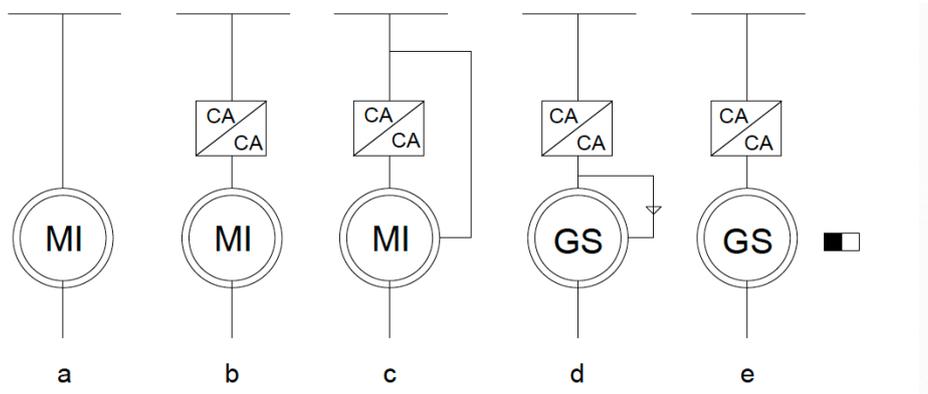


Figura 2.6. (a) Generador de inducción acoplado directamente a la red; (b) Generador de inducción con VSI full-size; (c) Generador de inducción doblemente alimentado; (d) Generador sincrónico excitado con VSI; (e) Generador sincrónico con imán permanente [37].

2.1.3.1. Generador Asíncrono Doblemente Alimentado

En este tipo de generador, los terminales del estator de la máquina están conectados directamente a la red y el rotor está conectado a un convertidor fuente de voltaje a la misma red. El flujo de energía eléctrica sobre el convertidor es bidireccional; en modo subsíncrono la energía fluye hacia el rotor y en el modo sobresíncrono la energía fluye del rotor hacia la red. Con respecto a los terminales del estator, la energía siempre fluye hacia la red. Debido a que el transporte de energía es compartido, el dimensionamiento del convertidor del rotor es más pequeño que para un sistema full-size. Esto depende del rango

de velocidades del sistema eólico y representa un tercio de la potencia nominal del sistema, la cual puede ser calculada con la siguiente expresión:

$$P = P_s \pm P_r \quad (2.13)$$

donde P_s es la potencia del estator y P_r es la potencia del rotor. A su vez, P_r está relacionada con la potencia en el entrehierro P_a y el deslizamiento s .

$$P_r = P_a \cdot s \quad (2.14)$$

En el rango de velocidades de $n=1\pm 0,3n_s$ [pu] alrededor de la velocidad sincrónica, el deslizamiento s de una máquina de inducción de cuatro polos es:

$$s_{-30\%} = \frac{n_s - \frac{2}{3}n_s}{n_s} = 0,3 \quad (2.15)$$

$$s_{-30\%} = \frac{n_s - \frac{4}{3}n_s}{n_s} = 0,3 \quad (2.16)$$

Los cálculos muestran que con una variación de velocidad de un tercio alrededor de la velocidad sincrónica, un tercio de la potencia debe ser transmitida a través del VSI.

2.1.3.2. Modelo Equivalente del Generador Asincrónico

En la Figura 2.7 se presenta un modelo equivalente de un generador asincrónico. En el mismo se incluye la resistencia del devanado del estator R_s , la reactancia del estator X_s , la reactancia de magnetización X_m y una impedancia dependiente de la frecuencia o deslizamiento Z_{rot} la cual permite modelar las máquinas de inducción de jaula de ardilla en una amplia gama de deslizamiento o velocidad [30].

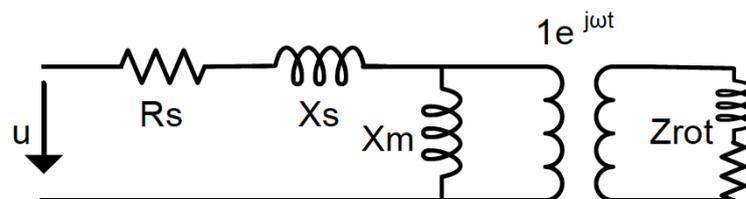


Figura 2.7. Modelo del generador de inducción [30].

La impedancia del rotor se modela dependiendo de la configuración del rotor, pudiendo diferenciarse el generador de la jaula simple, de jaula de ardilla y de doble jaula. Estas configuraciones se muestran en la Figura 2.8, 2.9 y 2.10.

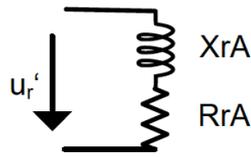


Figura 2.8. Impedancia del rotor simple [30].

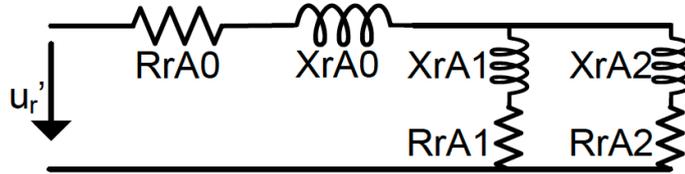


Figura 2.9. Impedancia del rotor con jaula de ardilla [30].

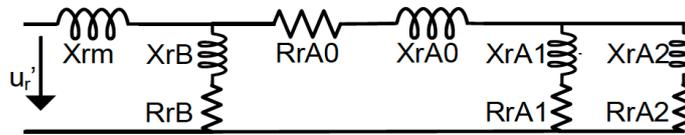


Figura 2.10. Impedancia del rotor con doble jaula [30].

La impedancia equivalente del rotor se calcula mediante las ec. (2.17) y (2.18) para R y para X , respectivamente.

$$R_r(s) = \frac{R_{A1}R_{A2}(R_{A1} + R_{A2}) + s^2(R_{A1}X_{A2}^2 + R_{A2}X_{A1}^2)}{(R_{A1} + R_{A2})^2 + s^2(X_{A1} + X_{A2})^2} \quad (2.17)$$

$$X_r(s) = \frac{R_{A1}^2X_{A2} + (R_{A2}^2X_{A1}) + s^2(X_{A1} + X_{A2})X_{A1}X_{A2}}{(R_{A1} + R_{A2})^2 + s^2(X_{A1} + X_{A2})^2} \quad (2.18)$$

donde la impedancia de fuga del rotor es nula. Los valores para la velocidad de sincronismo vienen dados por las ec. (2.19) a (2.20) aplicando un método iterativo.

$$R_r(0) = \frac{R_{A1}R_{A2}}{(R_{A1}+R_{A2})} \text{ y } X_r(0) = \frac{R_{A1}^2X_{A2}+R_{A2}^2X_{A1}}{(R_{A1}+R_{A2})^2} \quad (2.19)$$

$$R_r(0) = \frac{R_{A1}R_{A2}(R_{A1} + R_{A2}) + (R_{A1}X_{A2}^2 + R_{A2}X_{A1}^2)}{(R_{A1} + R_{A2})^2 + (X_{A1} + X_{A2})^2} \quad (2.20)$$

$$X_r(s) = \frac{R_{A1}^2X_{A2} + (R_{A2}^2X_{A1}) + (X_{A1} + X_{A2})X_{A1}X_{A2}}{(R_{A1} + R_{A2})^2 + (X_{A1} + X_{A2})^2} \quad (2.21)$$

Con $R_{A2} = \frac{R_{A1}R_r(0)}{(R_{A1}-R_r(0))}$ y $X_{A2} = \frac{X_{A1}X_x}{(X_{A1}+X_x)}$

$$X_x = \frac{X_r(1)^2 - (R_r(1) - R_r(0))^2}{X_r(0) - X_r(1)} \quad (2.22)$$

Iniciado en $R_{A1} = \frac{1}{5}R_{A2}$ y $X_{A1} = \frac{5}{2}X_{A2}$

El cálculo del flujo de cargas se realiza definiendo la potencia activa y la potencia reactiva, así como el deslizamiento. Generalmente, la potencia activa y reactiva se definen como las potencias del estator y no como la potencia total de la máquina de inducción doblemente alimentada. Para el cálculo de la potencia de cortocircuito, se hace uso del modelo detallado en la Figura 2.11, donde R'' y X'' representan la resistencia y reactancia subtransitoria, respectivamente.

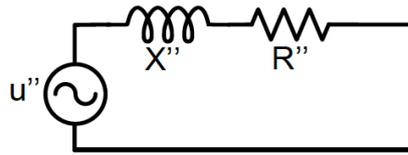


Figura 2.11. Modelo de cortocircuito del generador asincrónico doblemente alimentado [30].

Para las simulaciones transitorias, el convertidor es controlado mediante el modulador por ancho de pulsos referido al rotor, convirtiendo la salida del rotor a las salidas de la máquina de referencia. Las ecuaciones de la máquina de inducción doblemente alimentada se derivan de la máquina de inducción modificando las ecuaciones de voltaje del rotor, donde el voltaje unitario de éste se relaciona con el voltaje en CC según las ecuaciones (2.23) a (2.25).

$$u_s = r_s i_s + \frac{d\Psi_s}{\omega_n dt} + j \frac{\omega_{ref}}{\omega_n} \Psi_s \quad (2.23)$$

$$u_R e^{j(\omega_R - \omega_{ref})t} = R_r i_R + \frac{d\Psi_R}{\omega_n dt} + j \frac{\omega_{ref} - \omega_R}{\omega_n} \Psi_R \quad (2.24)$$

$$u_R e^{j(\omega_R - \omega_{ref})t} = R_r i_R + \frac{d\Psi_R}{\omega_n dt} + j \frac{\omega_{ref} - \omega_R}{\omega_n} \Psi_R \quad (2.25)$$

En relación al resto de las ecuaciones representativas del generador de inducción doblemente alimentado, incluyendo aquellas representativas del comportamiento mecánico presentadas también, son equivalentes al modelo de un generador de inducción con alimentación simple. En condiciones de funcionamiento, puede ser necesario proteger el lado del rotor del convertidor frente a altas corrientes en el rotor, evitando así la pérdida

de sincronismo con la red. En este sentido, cuando la intensidad de corriente es excesiva, se puede evitar mediante la conexión de un bypass, siendo posible modificar la resistencia y la reactancia del bypass.

Por otra parte, las ecuaciones mecánicas del modelo son:

$$j\dot{\omega}_R = M_e - M_m \quad (2.26)$$

$$M_m = \frac{P_{mn}}{(1 - S_n) \frac{\omega_n}{pz}} \quad (2.27)$$

$$\frac{j(1 - S_n) \frac{\omega_n}{pz} \omega_n}{P_{mn}} \dot{\omega}_n = T_{ag} \dot{\omega}_n = m_e - m_n \quad (2.28)$$

donde j es la inercia, M_e y M_m son el par eléctrico y mecánico respectivamente, ω_n la velocidad angular del rotor, ω_n la frecuencia nominal de la red, S_n el deslizamiento, P_{mn} la potencia mecánica, pz el número de pares de polos y T_{ag} la constante de aceleración. Estas ecuaciones son válidas para cualquier generador asincrónico.

Observando el modelo equivalente del generador de inducción, se aplica el modelo al generador de inducción doblemente alimentado, de tal manera que el equivalente viene representado por la Figura 2.12.

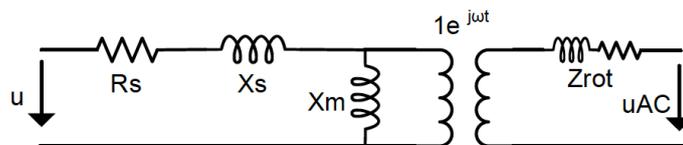


Figura 2.12. Modelo dinámico del DFIG [30].

2.1.3.3. Diseño y Control de la Instalación Eólica

Para el diseño y el control del DFIG se parte del esquema general mostrado en la Figura 2.13. En este esquema, la potencia del viento capturada por la turbina eólica es convertida en energía eléctrica haciendo uso del generador de inducción y es transmitida a la red a través de los arrollamientos del estator y del rotor.

El convertidor CA/CC/CA está dividido en dos componentes: el convertidor del lado del rotor (C_{rotor}) y el convertidor del lado de la red (C_{grid}). C_{rotor} y C_{grid} son convertidores del tipo fuente de voltaje que utilizan transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) para lograr un voltaje CA a partir de una fuente de CC la cual se logra mediante la conexión de un

capacitor en el lado CC. Luego del C_{grid} se conecta un inductor de acoplamiento para vincularlo con la red. El arrollamiento trifásico del rotor está conectado al C_{rotor} mediante escobillas y anillos rozantes y el arrollamiento trifásico del estator está conectado directamente a la red. Las señales de comando de voltaje V_r y V_{gc} para el C_{rotor} y el C_{grid} son generadas por el sistema de control. Este sistema también genera las señales de comando del ángulo de paso de manera tal de poder controlar la potencia de la turbina eólica, la tensión en la barra de CC y la potencia reactiva o la tensión en los terminales que se conectan a la red.

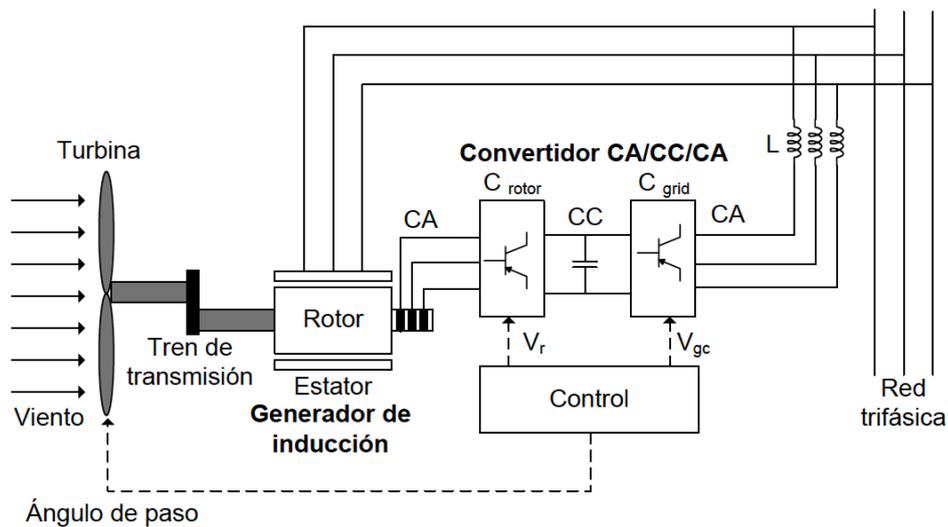


Figura 2.13. Principio de operación y control de un DFIG [38].

2.1.4. Modelo del Generador Solar Fotovoltaico

Existen dos tipos de efectos fotoeléctricos que hay que señalar: el efecto interno y el efecto externo. En el caso del efecto fotoeléctrico externo se emiten electrones libres desde una superficie mediante la absorción de fotones energéticos. En el caso del efecto fotoeléctrico interno, ciertos portadores de carga se ven liberados dentro del seno de un material mediante la absorción de fotones energéticos [39].

El efecto externo se observa principalmente con metales dentro de un recinto en vacío. La opacidad de los metales y de algunos compuestos a los fotones en la zona visible y ultravioleta es elevada, de modo que el fotón es absorbido muy cerca de la superficie. Si la energía de los fotones está por encima de la función de trabajo de la superficie del absorbente, se expulsa el electrón con energía suficiente para liberarse de la superficie. La aceleración de estos electrones liberados mediante un voltaje externo entre el absorbente y un ánodo crea una fotocorriente. El rendimiento del efecto externo es generalmente

menos del 50% puesto que siempre se producen algunas absorciones a una profundidad suficiente dentro del material tal que el electrón no puede escapar. No se puede hacer ninguna celda solar mediante el empleo de este tipo de efecto puesto que no está presente ningún campo autogenerado para producir el flujo de corriente.

El efecto interno se observa principalmente en los semiconductores. La opacidad de estos materiales es menor que la de los metales de modo que el efecto principal se produce a una profundidad en donde muy pocos electrones pueden escapar de la superficie. El proceso consiste en que la absorción de un fotón energético crea un par: un electrón y un hueco. Cuando el fotón tiene una energía mayor que el intervalo vacío de banda del material, los portadores de carga están

libres para moverse en la banda de conducción durante un tiempo breve, después del cual pueden recombinarse. El tiempo medio entre la creación y la recombinación de un par se denomina periodo de vida y la distancia recorrida en este tiempo es la longitud de difusión.

La condición para construir una celda solar utilizando un efecto fotoeléctrico interno es que debe estar presente un campo eléctrico autogenerado. En las celdas solares convencionales este campo eléctrico se consigue en la unión de dos regiones de un cristal semiconductor, de conductividades de distinto tipo, tal como se observa en la Figura 2.14.

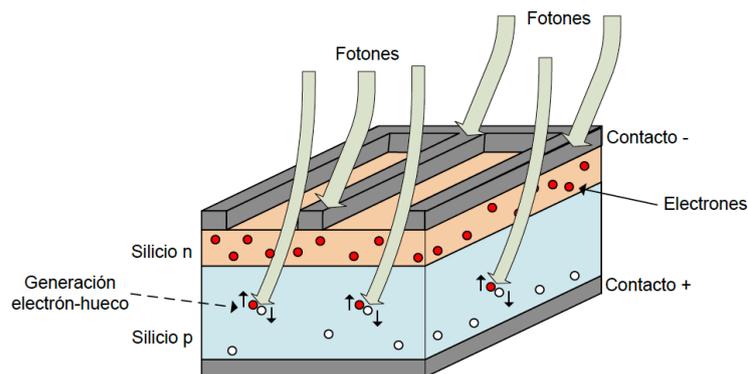


Figura 2.14. Estructura de una celda de silicio convencional [40].

En el caso de que el material semiconductor sea Silicio, una de las regiones, llamada tipo n, debe ser impurificada (o dopada) con Fósforo, que tiene cinco electrones de valencia, uno más que el Silicio, y representa una región con una concentración de electrones mucho mayor que de huecos. La otra región, llamada tipo p, debe ser impurificada con Boro, que tiene tres electrones de valencia, uno menos que el silicio, y es una región con una mayor concentración de huecos con respecto a electrones. Las grandes diferencias de concentraciones de electrones y huecos entre ambas regiones crean, para mantenerse, un

campo eléctrico dirigido de la región tipo n a la región tipo p, que es el responsable también, de separar los electrones y huecos extras que se producen cuando la celda está iluminada.

Usualmente todas las celdas solares disponibles en la actualidad están formadas por una unión p-n como la descrita anteriormente. En las celdas de Silicio, que son las más empleadas en la práctica, la unión se consigue difundiendo una capa de Fósforo en una oblea de Silicio que originalmente está impurificada con Boro. La unión es muy superficial, con valores típicos de anchura de la capa difundida (región n) de 0,2–0,5 μm .

El contacto eléctrico sobre la cara iluminada, que será la cara difundida, debe efectuarse de tal forma que se deje al descubierto la mayor parte de la superficie, a fin de que penetre la luz en el semiconductor, pero proporcionando a la vez una baja resistencia eléctrica. La solución que suele adoptarse consiste en utilizar contactos en forma de peine. Por el contrario, el contacto eléctrico de la cara no iluminada cubre toda el área.

Habitualmente, la cara iluminada se cubre también con una capa de material anti-reflectante para aumentar el porcentaje de energía solar absorbida por la celda.

Si se ilumina una celda solar que se encuentra conectada a una carga externa, como se indica en la Figura 2.15, se producirá una diferencia de potencial en dicha carga y una circulación de corriente que sale al circuito exterior por el terminal positivo y vuelve a la celda por el negativo [41]. En estas condiciones de funcionamiento la celda se comporta como un generador de energía donde la ecuación característica de la corriente de generación es:

$$I = I_{ph} - I_D(V) \quad (2.29)$$

donde I_{ph} corresponde a la corriente fotogenerada e I_D es la corriente de oscuridad o diodo.

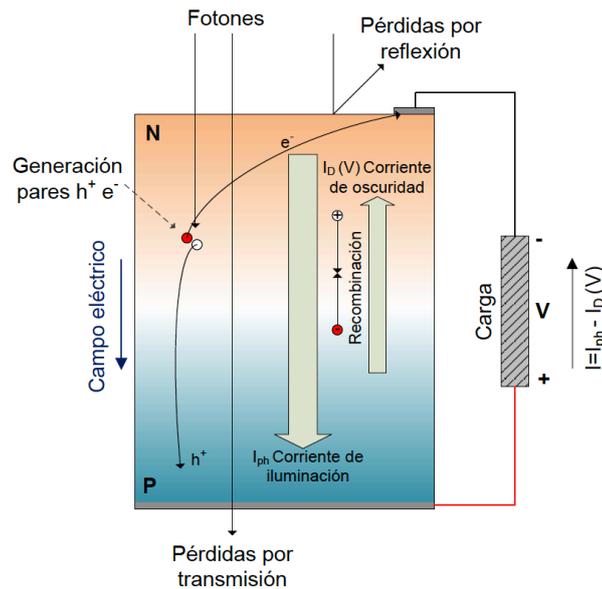


Figura 2.15. Componentes internas de corriente de una celda solar [40].

2.1.4.1. Modelo Matemático del Generador Fotovoltaico

La corriente de oscuridad o corriente de diodo sigue una dependencia exponencial con el voltaje de polarización (ecuación de Shockley del diodo ideal), y posee dos componentes exponenciales: la componente de difusión y la de recombinación. La componente de recombinación en la zona del campo eléctrico domina a tensiones bajas, mientras que la de difusión domina en el rango de voltajes más altos, que corresponde con el rango práctico de utilización de las celdas. Por ello, se considera como una buena aproximación la corriente de diodo dada por una sola exponencial del tipo:

$$I_D = I_s \left[e^{\left(\frac{qV}{AKT_c}\right)} - 1 \right] \quad (2.30)$$

donde I_s es la corriente de saturación inversa del diodo, q es la carga de un electrón ($1,6021 \times 10^{-19} \text{ C}$), V es el voltaje de salida de la celda FV, A es el factor de idealidad de la juntura p-n que varía entre 1 y 5 (es una medida de cuánto se aproxima al diodo ideal), k es la constante de Boltzmann ($1,3806 \times 10^{-23} \text{ J/K}$) y T_c es la temperatura absoluta de la celda [K].

De acuerdo con la ec. (2.29), la corriente eléctrica suministrada por una celda solar a una carga viene dada por la diferencia entre la fotocorriente I_L y la corriente de diodo I_D , debida a la polarización producida por el voltaje generado. Teniendo en cuenta la ecuación anterior, la ecuación característica del dispositivo es:

$$I = I_L - I_s \left[e^{\left(\frac{qV}{AKT_c} \right)} - 1 \right] \quad (2.31)$$

La característica I-V representada por esta ecuación tiene la forma estándar que se muestra en la Figura 2.16, para una determinada irradiancia y temperatura de la celda.

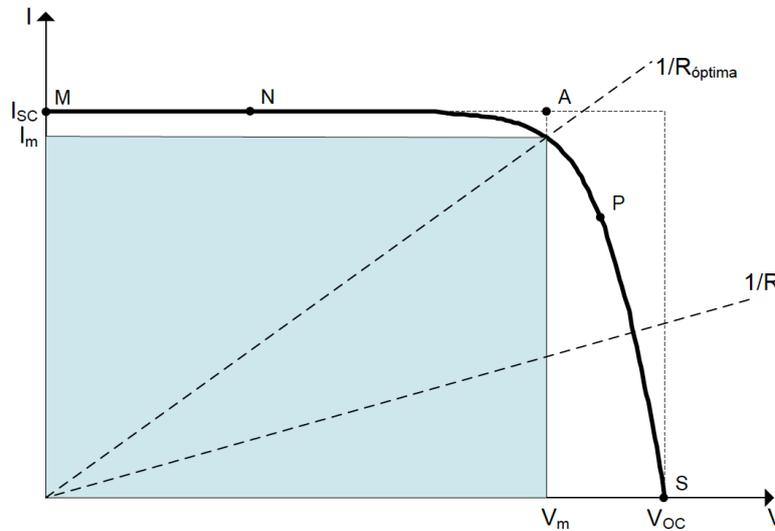


Figura 2.16. Curva característica corriente-voltaje para una celda solar [40].

Esta forma de representación asume el convenio de signos de considerar positivas las corrientes de generación (contrario al utilizado en circuitos electrónicos que utilizan diodos). Con este convenio, el primer cuadrante del plano I-V corresponde al funcionamiento de la celda entregando corriente a una carga bajo voltaje positivo. Es decir, corresponde al funcionamiento del dispositivo como generador de energía.

Para una carga resistiva pura, la curva característica de la carga es una línea recta con pendiente $I/V=1/R$. Cabe señalar que la potencia suministrada a la carga depende únicamente del valor de la resistencia. Sin embargo, si la carga R es pequeña, la celda opera en la región M-N de la curva mostrada en la Figura 2.16, donde se comporta como una fuente de corriente constante, de valor casi igual a la corriente de cortocircuito. Por otra parte, si la carga R es grande, la celda funciona en la región P-S de la curva, comportándose más como una fuente de voltaje constante, casi igual al voltaje de circuito abierto.

2.1.4.2. Corriente de Cortocircuito y Voltaje de Circuito Abierto

Como se puede observar en la Figura 2.16, el mayor valor de corriente en la región de generación se obtiene para condiciones de cortocircuito, $V=0$. Según la ec. (2.31), la corriente de cortocircuito I_{SC} , viene dada por:

$$I_{SC} = I(V = 0) = I_L \quad (2.32)$$

Si el dispositivo se mantiene en circuito abierto, $I=0$, éste se autopolarizará con un cierto voltaje, que es la mayor que puede soportar en la región de generación. Se trata del voltaje de circuito abierto, V_{OC} , y su valor es tal que la fotocorriente queda completamente compensada por la corriente de polarización, es decir $I_L = I_D(V_{OC})$. De la ec. (2.31):

$$V_{OC} = A \frac{kTc}{q} \ln \left[\frac{I_L}{I_S} + 1 \right] \quad (2.33)$$

La definición de los dos parámetros de operación anteriores permite establecer la ecuación característica de la celda de la siguiente manera.

$$I = I_{SC} \left[1 - e^{\left(\frac{q(V_{OC}-V)}{AKTc} \right)} \right] \quad (2.34)$$

2.1.4.3. Circuito Equivalente de una Celda Solar

En la práctica suele ser muy conveniente describir el comportamiento de la celda en términos de elementos de circuito. Esta alternativa resulta útil cuando se trata de estudiar el comportamiento de varias celdas interconectadas en serie y en paralelo, como ocurre en un módulo FV [42].

En una celda solar, existen otros efectos no considerados en la ec. (2.31), que afectan el comportamiento externo de ésta. De estos efectos extrínsecos se puede considerar al menos dos: los de la resistencia serie y los de fugas de corrientes proporcionales al voltaje, que pueden caracterizarse por una resistencia en paralelo. Dichos efectos tienen un carácter distribuido en el dispositivo y no siempre pueden representarse por un parámetro del tipo resistencia de valor constante. Pero desde un punto de vista práctico y funcional, la representación de ambos efectos por resistencias concentradas es una solución muy aceptable y útil.

El circuito equivalente del modelo general, que consiste en una fuente de corriente (fotocorriente), un diodo que modela la resistencia no lineal de la juntura p-n, una resistencia en paralelo que expresa la corriente de fuga y una resistencia en serie que

describe la resistencia interna al flujo de corriente, se muestra en la Figura 2.17 (a). La resistencia en paralelo tiene mayor influencia en la región de bajos voltajes, en la que la intensidad que circula por el diodo del circuito equivalente es muy pequeña. El origen de estas resistencias puede deberse a fugas de corriente por la superficie de los bordes de las celdas, picos de difusión a lo largo de dislocaciones o fronteras de grano o pequeños cortocircuitos metálicos. Pero, aunque su origen y su estudio sea complejo, en general, en casos de interés práctico como en el de las celdas de Silicio monocristalino actuales, el efecto de resistencia paralelo no tiene importancia en el funcionamiento normal y menos aún en el funcionamiento bajo luz concentrada. No ocurre lo mismo con la resistencia serie, que origina a la resistencia de los contactos metálicos con el semiconductor, a la ofrecida por las propias capas semiconductoras (alguna de ellas recorrida lateralmente por las corrientes) y a la resistencia de los dedos metálicos que constituyen la rejilla o malla de metalización frontal.

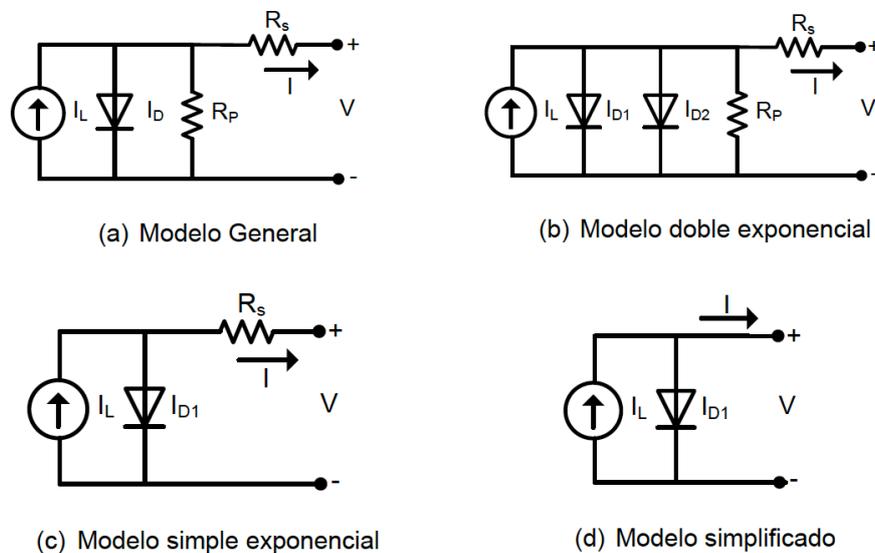


Figura 2.17. Modelos de circuitos equivalentes de una celda FV [42].

La ecuación de la característica tensión-corriente de una celda solar, con el modelo general, se expresa como:

$$I = I_L - I_S \left[e^{\left(\frac{q(V_{OC} - V)}{AKT_c} \right)} - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (2.35)$$

donde I es la corriente de salida de la celda [A], V es la tensión en bornes de la celda [V], R_S es la resistencia intrínseca serie de la celda [Ω] y R_P es la resistencia intrínseca paralelo de la celda [Ω].

De la ecuación anterior, se puede concluir que el efecto de la resistencia paralelo, cuando es muy pequeña, es el de reducir el voltaje de circuito abierto y el factor de forma, sin afectar la corriente de cortocircuito. Una gran resistencia serie, por otro lado, reduce el factor de forma y la corriente de cortocircuito, sin afectar al voltaje de circuito abierto. El efecto de la corriente de cortocircuito no es muy evidente en las celdas prácticas, en las que R_S ha conseguido limitarse mediante un diseño adecuado, a un valor pequeño. No sucede lo mismo con su efecto sobre la degradación del factor de forma, que puede ser muy importante y determinante de un bajo rendimiento del dispositivo.

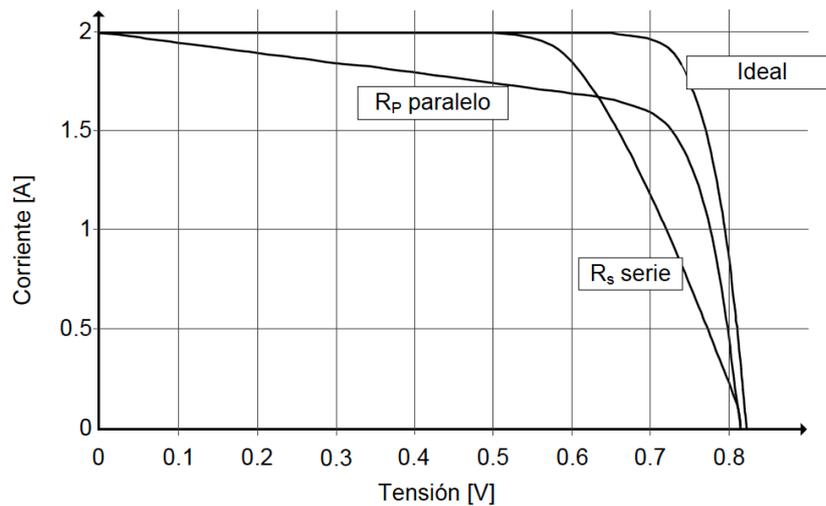


Figura 2.18. Efecto de las resistencias serie y paralelo en la celda FV [42].

La fotocorriente depende principalmente de la radiación solar y la temperatura de trabajo de la celda, y se describe con la siguiente ecuación:

$$I_L = [I_{SC}(1 + \alpha_{I_{SC}}(T_C - T_R))] \frac{S}{S_r} \quad (2.36)$$

donde I_{SC} es la corriente de cortocircuito de la celda en condiciones estándar de prueba (STC), $\alpha_{I_{SC}}$ es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito de la celda [1/K], T_R es la temperatura absoluta de referencia de la celda solar en STC (298,15 K), S es la irradiancia total absorbida por la celda [W/m^2] y S_r es la irradiancia total de referencia en STC ($1.000 W/m^2$).

Por el contrario, la corriente de saturación inversa (IS) varía con la temperatura de la celda, según la expresión:

$$I_S = I_{SR} \left(\frac{T_C}{T_R} \right)^3 e^{\left[\frac{qE_G}{kA} \left(\frac{1}{T_R} - \frac{1}{T_C} \right) \right]} \quad (2.37)$$

donde E_G es el ancho de la banda prohibida del semiconductor utilizado en la celda [eV] e I_{SR} es la corriente de saturación inversa de la celda [A] a la temperatura de referencia y se calcula como:

$$I_{SR} = \frac{I_{SR}}{\left[e^{\left(\frac{qV_{OC}}{kAT_R} \right)} - 1 \right]} \quad (2.38)$$

con I_{SC} y V_{OC} en STC.

El ancho de la banda prohibida del semiconductor (E_G) y el factor de idealidad de la juntura p-n (A) son generalmente considerados constantes e independientes de la temperatura. Sin embargo, E_G varía con la temperatura según la siguiente relación:

$$E_G = E_{G0} - \frac{\alpha T^2}{T + \beta} \quad (2.40)$$

donde E_{G0} es el ancho de la banda prohibida a 0 K [eV] y α junto con β son constantes. Además, cálculos teóricos han demostrado que el efecto es lineal con la temperatura a altas temperaturas, mientras que sigue una relación no lineal (cuadrática) a bajas temperaturas. Por otro lado, se ha encontrado que A también varía linealmente con la temperatura, siguiendo una relación general del tipo:

$$A = A_0 - \frac{\alpha' \cdot T^2}{T + \beta'} \quad (2.41)$$

donde A es el factor de idealidad de la juntura p-n a la temperatura T , A_0 es el factor de idealidad de la juntura a 0 K y α' junto con β' son constantes.

Una descripción matemática más exacta de una celda solar, denominada modelo de doble exponencial [43], como se muestra en la Figura 2.17 (b), se deriva del comportamiento físico de las celdas solares construidas de Silicio policristalino. Este modelo se compone de una fuente de corriente generada por luz, dos diodos, una resistencia en serie y una resistencia en paralelo. La resistencia en derivación R_p está inversamente relacionada con la fuga de corriente en derivación a tierra. En general, la eficiencia de la celda FV es insensible a las variaciones en la R_p y puede suponerse que la resistencia en derivación tiende a infinito, despreciando la corriente de fuga a tierra. Por el contrario, una pequeña variación en R_s afecta significativamente la potencia de salida FV. El modelo adecuado de

una celda solar FV, con una complejidad apropiada, es el representado en la Figura 2.17 (c). En este caso, la ec. (2.35) puede ser reescrita como:

$$I = I_L - I_S \left[e^{\left(\frac{q(V+IR_S)}{AkT_C} \right)} - 1 \right] \quad (2.42)$$

Para una celda FV ideal, no existen pérdidas serie y tampoco fugas a tierra, es decir, $R_S = 0$ y $R_P = \infty$. El circuito equivalente de la celda FV puede simplificarse como se muestra en la Figura 4.29 (d). La ec. (2.35) queda entonces como la ec. (2.31).

En lo sucesivo, se utilizará el modelo general para describir el circuito equivalente de una celda, módulo o arreglo FV.

2.1.4.4. El Módulo Fotovoltaico

Al mirar la aplicación de los sistemas FV, para la generación de energía eléctrica, se requiere de la interconexión de celdas FV hasta obtener una potencia de generación deseada, que dependerá del tipo de instalación y adaptación de corriente. Esta interconexión se realiza, en primer lugar, en el módulo FV que es el dispositivo comercial que consiste en un agrupamiento de celdas FV siguiendo una configuración serie-paralelo preparado para su instalación exterior. De igual forma las celdas FV se unen para formar el módulo FV, los módulos se unen entre sí, en serie y paralelo, hasta obtener la potencia deseada para el tipo de aplicación requerida [40].

2.1.4.5. Circuito Equivalente

El circuito equivalente de un módulo compuesto por celdas solares dispuestas en paralelo (N_p) y en serie (N_s) se representa en la Figura 2.19 y la ecuación característica intensidad-voltaje que describe el comportamiento eléctrico de un generador fotovoltaico se puede observar en la ec. (2.43).

$$I_A = N_p I_L - N_p I_S \left[e^{\left(\frac{q}{AkT_C} \right) \left(\frac{V_A + I_A R_S}{N_s + \frac{I_A R_S}{N_p}} \right)} - 1 \right] - \frac{N_p}{R_p} \left(\frac{V_A}{N_s} + \frac{I_A R_S}{N_p} \right) \quad (2.43)$$

donde I_A es la corriente de salida del módulo FV [A] y V_A es el voltaje de salida del módulo FV [V].

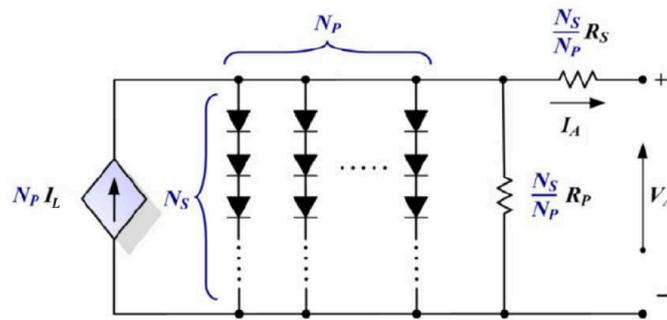


Figura 2.19. Circuito equivalente de un módulo FV [25].

2.2. Modelo del Sistema de Almacenamiento de Energía

Los modelos dinámicos de baterías más usados y estudiados son los que están basados en reacciones químicas, denominados modelos electroquímicos, y los modelos que buscan definir un sistema eléctrico que se comporte como la batería real, llamados modelos de circuitos equivalentes.

2.2.1. Modelos Electroquímicos

Los modelos electroquímicos, que están basados directamente en los fenómenos electroquímicos, predicen la energía que es almacenada y entregada por las baterías, ignorando otros fenómenos tales como la variación del voltaje de salida de la batería en carga, la influencia de la temperatura y los fenómenos derivados por envejecimiento [44].

El denominado modelo de Sheperd es uno de los más conocidos y empleados para el análisis del comportamiento de baterías en vehículos híbridos. Este modelo describe el comportamiento electroquímico de la batería directamente en términos de voltaje e intensidad y suele utilizarse conjuntamente con la llamada ecuación de Peukert para obtener el voltaje y el estado de carga (SOC) que están afectadas por las variaciones del consumo de energía [45].

El modelo de Sheperd puede modificarse añadiendo términos que describen ciertos aspectos específicos del comportamiento de la batería que son objeto de análisis, como son el comportamiento en sobrecarga y la generación de gases o el cálculo de la resistencia interna.

2.2.2. Modelos Basados en Circuitos Equivalentes

Existen una gran variedad de modelos de circuitos equivalentes. La mayoría utiliza un condensador para representar la capacidad de almacenamiento de carga de la batería. El modelo lineal, mostrado en la Figura 2.19, es el modelo más simple y se utiliza para

simulaciones sencillas. Consiste en una fuente ideal con un voltaje de circuito abierto E_{OC} y una resistencia equivalente en serie R , que representa la resistencia interna de la batería.

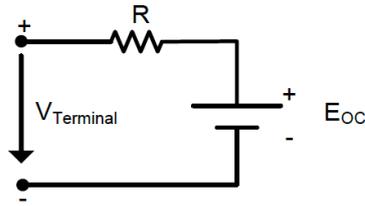


Figura 2.2.1. Modelo lineal de batería [25].

El modelo equivalente de Thévenin, el cual se muestra en la Figura 2.20, consiste en una fuente, dos resistencias y un condensador. La fuente E_{OC} tiene el valor correspondiente al voltaje a circuito abierto, el resistor R representa la resistencia interna de la batería, el condensador C_0 modela la capacidad en los electrodos de las celdas que componen la batería y el resistor R_0 representa la resistencia no lineal entre dichos electrodos y el electrolito. Este modelo permite estudiar la respuesta transitoria de las baterías.

En la forma más básica de este modelo se asume que los elementos son constantes, por lo que es un modelo muy utilizado dada su sencillez y simplicidad.

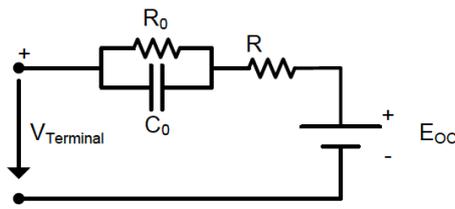


Figura 2.2.2. Modelo equivalente de Thévenin [25].

En los modelos anteriores se asume que todos los elementos tienen valores constantes. En realidad, los valores dependen de las condiciones de funcionamiento de la batería, tales como el SOC, el funcionamiento en carga o descarga, el tipo de carga o descarga, la temperatura de funcionamiento, etc. Para mejorar el modelo se suele utilizar un modelo de Thévenin modificado, de forma que los parámetros E_{OC} , R , C_0 y R_0 dependan de las condiciones de funcionamiento.

2.2.3. Modelo Matemático de la Batería de Ion-Litio

Para modelar una batería de ion-litio se utiliza el modelo propuesto en [46]. Este modelo se basa en el esquema mostrado en la Figura 2.21.

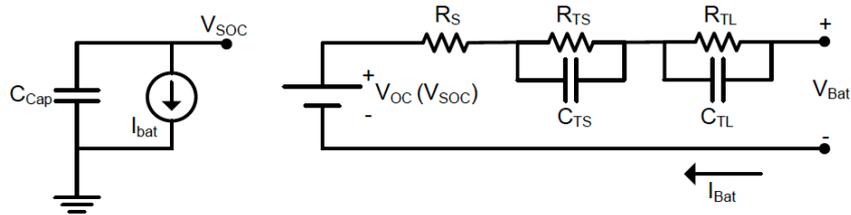


Figura 2.2.3. Modelo eléctrico de batería de Litio [25].

La principal ventaja de este modelo es que está dado en términos de un diagrama eléctrico, por lo que sus parámetros son magnitudes eléctricas y puede simularse fácilmente en programas de simulación eléctricos.

El modelo consiste en dos circuitos separados, relacionados entre sí por una fuente de voltaje controlado y una fuente de corriente controlada. Uno de los circuitos modela la capacidad de almacenamiento de energía de la batería y la carga almacenada durante los procesos de carga o descarga. El otro describe la resistencia interna de la batería y el comportamiento transitorio ante distintas cargas.

La fuente de voltaje controlada representa la dependencia no lineal entre el SOC y la V_{OC} . El voltaje V_{SOC} se normaliza de forma que $V_{SOC} = 1$ pu equivale al 100% del SOC.

Dado que el voltaje se normaliza a 1 pu y que $C = Q \cdot V$, siendo C la capacidad en faradios, Q carga en culombios y V voltaje en voltios, el valor del condensador C_{CAP} , en faradios, resulta:

$$C_{CAP}[F] = 3600[C/Ah] \cdot Capacidad[Ah] \cdot 1[V^{-1}] \cdot f_1(t) \cdot f_2(T) \quad (2.44)$$

donde *Capacidad* es la capacidad nominal de la batería, f_1 es un factor corrector que modela el envejecimiento y f_2 es un factor corrector de la temperatura.

3. RESULTADOS

3.1. Simulaciones de la Microrred

En el Anexo A se puede observar el modelo de la microrred de la isla San Cristóbal en la Provincia de Galápagos, el modelo se encuentra implementado en el software *DIGSILENT PowerFactory* teniendo en cuenta el esquema de la Figura 2.1. Los modelos son los encontrados en la microrred de estudio y están integrados modelos dinámicos correspondientes a los sistemas de generación eólica, solar y generación diésel. Junto con el BESS incorporado en este estudio que está basado en baterías de ion-litio y la demanda del sistema.

Sobre el modelo desarrollado en el software se realizan simulaciones para observar el comportamiento de la microrred frente a diferentes estados de operación de desbalances de potencia entre la demanda y la generación, para observar los efectos que produce en la frecuencia del sistema el incorporar el BESS para que realice regulación de frecuencia primaria por inercia sintética.

Las potencias de generación y demanda de los componentes de la microrred se describen en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Potencias de generación nominales de los principales elementos de la microrred modelada.

Componente	Potencia nominal de generación o consumo
Generador Diésel	650 kW
Parque de turbinas Eólicas	3x500 kW=1500 kW
Generación Fotovoltaica	557,7 kW
BESS	$\pm 3,5 MW$
Carga	-2,4026 MW

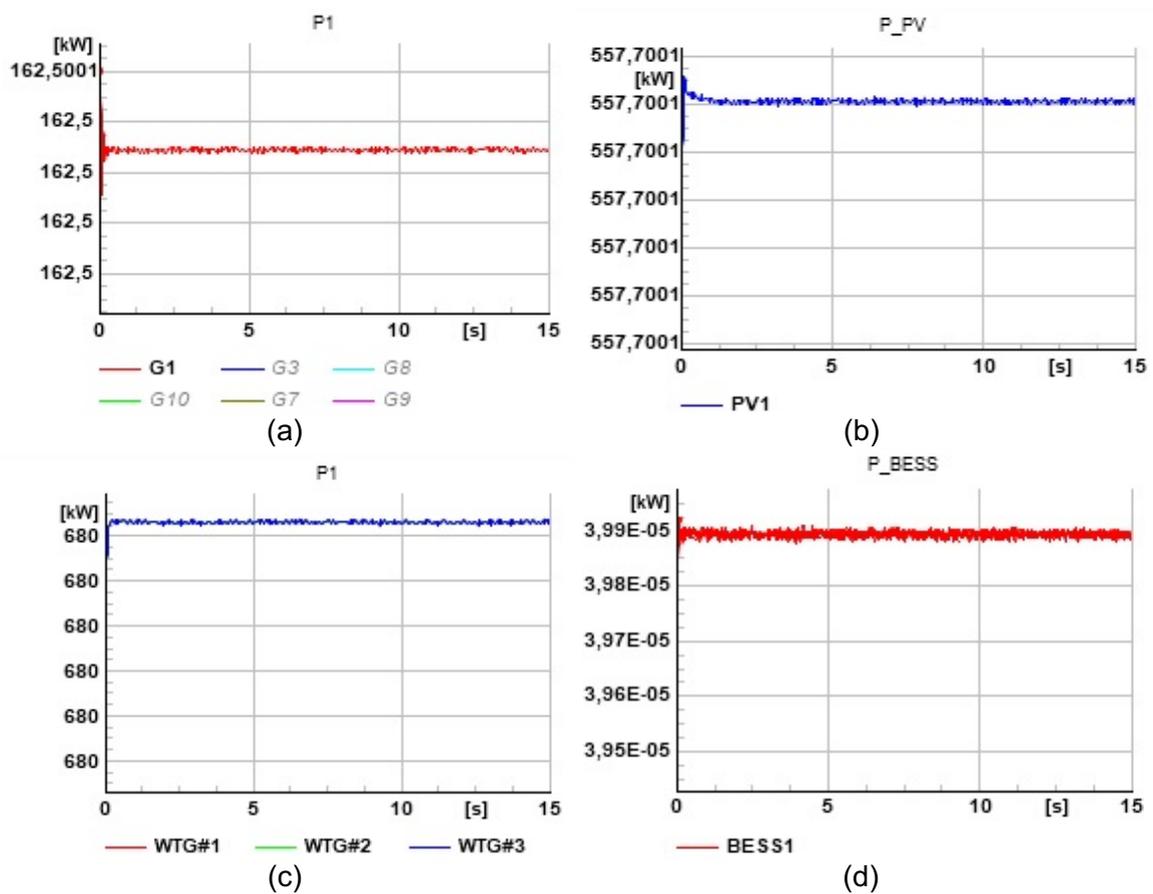
3.2. Simulaciones de la Microrred en Estado Estacionario sin el BESS

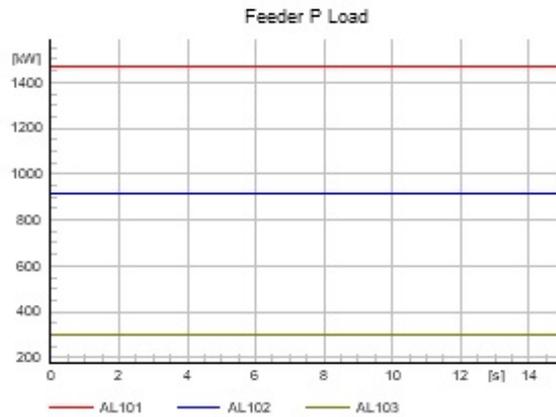
En esta sección se va a observar el comportamiento de la microrred en su funcionamiento normal dentro de la isla San Cristóbal, según la simulación realizada en *DIGSILENT PowerFactory*.

3.2.1. Simulación Dinámica de la Microrred en su Funcionamiento Normal

Para poder observar el comportamiento del sistema se realiza la simulación considerando una carga constante con los Alimentadores 1, 2, 3, ejecutándose con una carga mínima de 2,4026 MW.

La Figura 3.1 muestra los resultados de la simulación de la operación de la microrred sin tomar en cuenta el BESS con control de inercia sintética y también sin ninguna contingencia en el sistema. Se toma como criterio de evaluación que la frecuencia no debe caer por debajo de 0,95 pu, el cual es el límite en donde se activan los esquemas de desconexión de carga.





(e)

Figura 3.1. Resultados de la Simulación de la Microrred en su funcionamiento normal sin contar con el BESS con control de inercia sintética. (a) Potencia del generador diésel. (b) Potencia de generación fotovoltaica. (c) Potencia generación eólica. (d) Potencia del BESS existente. (e) Potencia consumida por los alimentadores.

Al inicio de la simulación aparece oscilaciones en los primeros segundos, es por la actuación de los sistemas de control para adquirir un funcionamiento en estado estacionario.

Otro resultado es de la Figura 3.2 que son las variaciones temporales de la frecuencia del sistema que debe mantenerse por encima de 0,95 pu evitando que se active el sistema de desconexión de carga, y, a la vez de incurrir en costos por energía no suministrada.

Y la otra magnitud es la velocidad del Generador Diésel G1-CAT-3512 de 812,5kVA/650kW, que se encuentra entregando energía al sistema.

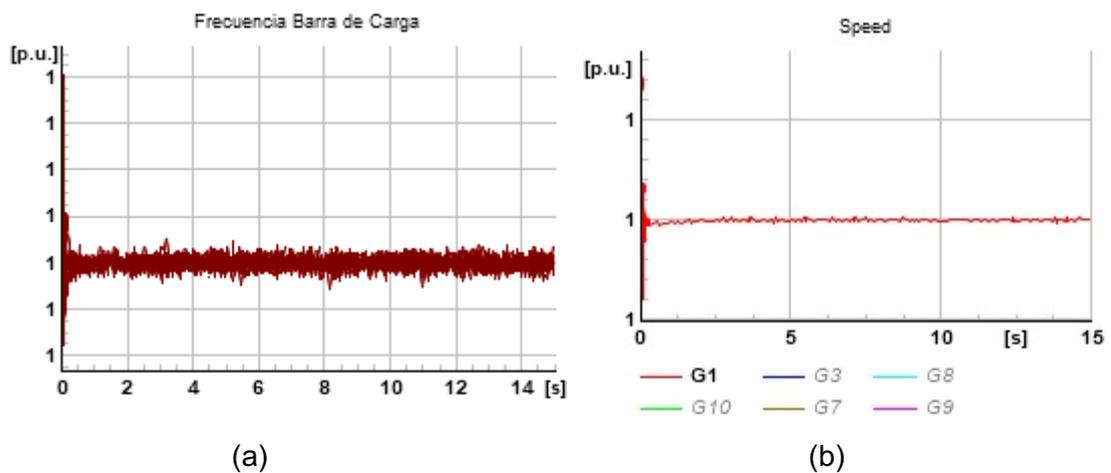


Figura 3.2. (a) Frecuencia en la barra de carga; (b) Velocidad del generador diésel G1-CAT-3512.

Como se indica en las figuras anteriores tanto la frecuencia como la velocidad de generación se mantienen en sus valores nominales. Este es el funcionamiento normal de la microrred de la Isla San Cristóbal. Además, esta simulación corresponde a la operación en estado estable y sin perturbaciones.

3.3. Simulaciones de la Microrred con Perturbaciones sin el BESS

En este apartado se va a simular el comportamiento dinámico de la microrred al producirse desequilibrios de potencia debido a la pérdida de carga o la desconexión de alguna de las unidades de generación, en este caso de generación eólica.

3.3.1. Evento de Desconexión Súbita de Carga

En la Figura 3.3 se puede observar los resultados de la simulación al producirse una pérdida de carga importante en la microrred. A los 5 segundos se desconecta el Alimentadores 3, es decir se desconecta una potencia de 297,9 kW.

Como puede observarse en la Figura 3.3 (a), el desequilibrio es absorbido por la Generación Diésel con lo que disminuye la potencia de generación.

Además, en las siguientes figuras se puede observar que la generación de la microrred inyecta al sistema todo lo que producen con una leve oscilación a los 5 segundos, que es cuando ocurre la salida del Alimentador 3.

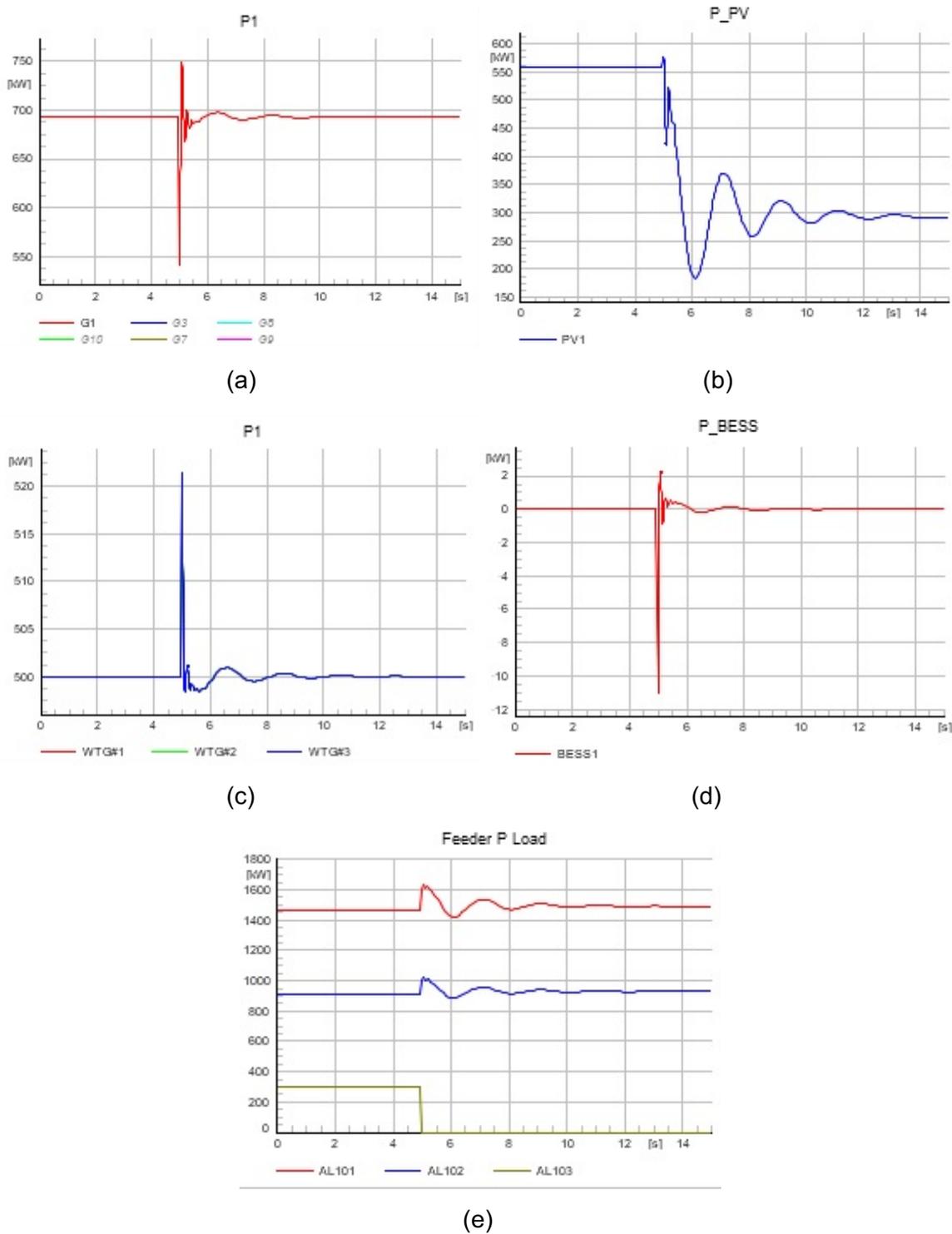


Figura 3.3. Simulación de la Microrred cuando se desconecta una carga de manera súbita sin considerar el BESS.

En la Figura 3.4 se puede observar como la frecuencia en la barra de carga pasa del límite superior máxima de sobrefrecuencia propuesta en este documento de 1,03 pu.

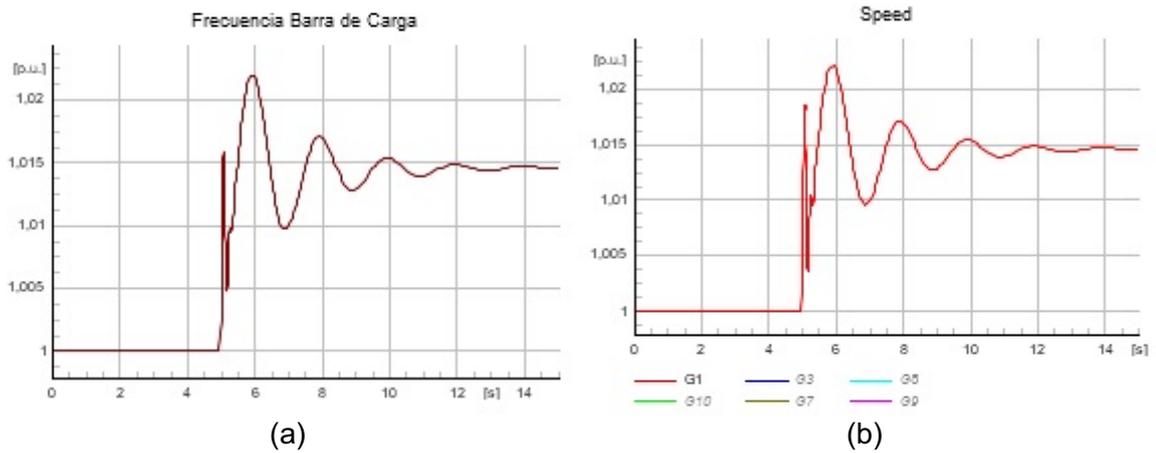


Figura 3.4. (a) Frecuencia en la barra de carga; (b) Velocidad del generador diésel G1-CAT-3512.

3.3.2. Evento de Desconexión de Generación Eólica

En la Figura 3.5 se puede observar que pasa con la microrred cuando se desconecta una unidad de generación eólica. En donde se tomará en cuenta para la desconexión al generador eólico WTG #1 con una potencia de 500 kW.

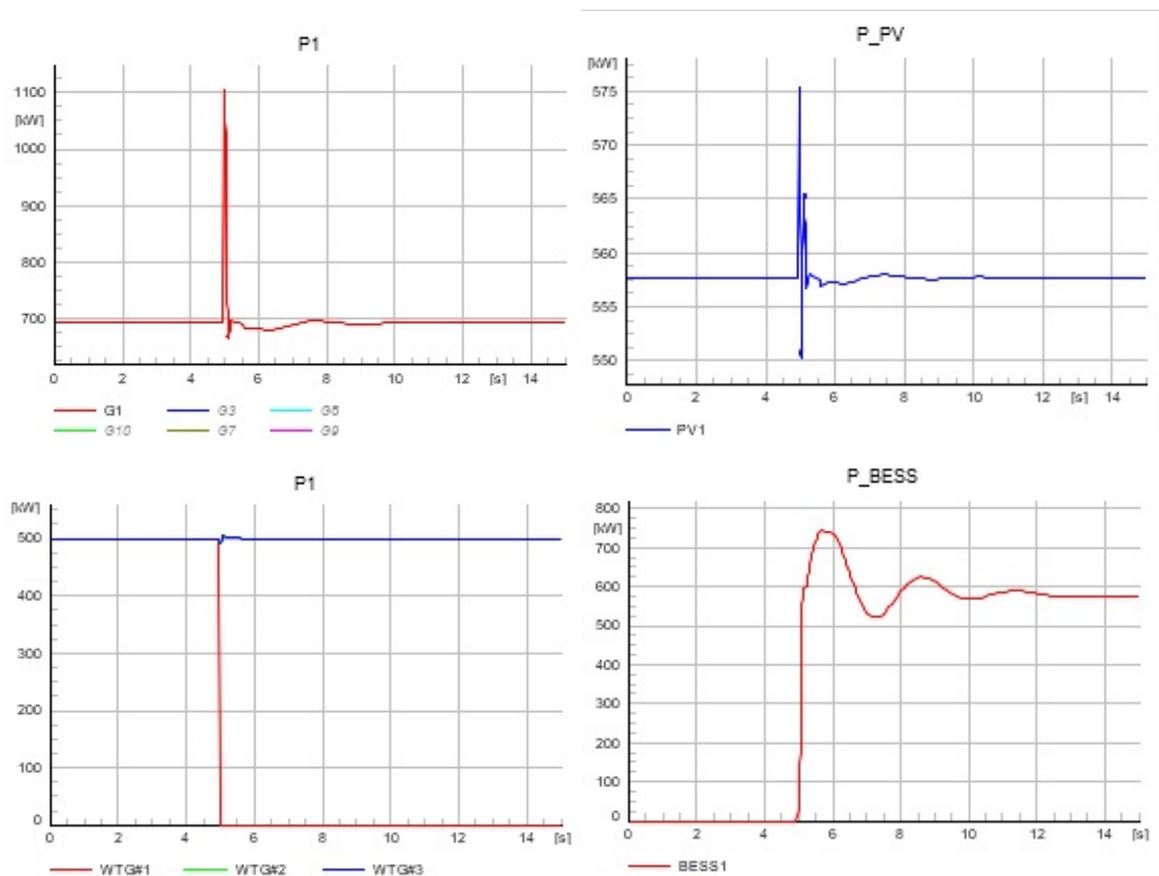


Figura 3.5. Simulación de la Microrred cuando se desconecta un Generador de manera súbita sin considerar el BESS.

De igual manera como en las simulaciones anteriores, la frecuencia del sistema y la velocidad del generador no sufre variaciones. Esto, ya que no hay una red que absorba las variaciones ocurridas por el fallo en la microrred, como se puede ver en la siguiente Figura 3.6. De igual forma, la frecuencia sobrepasa el límite de subfrecuencia de 0,95 pu.

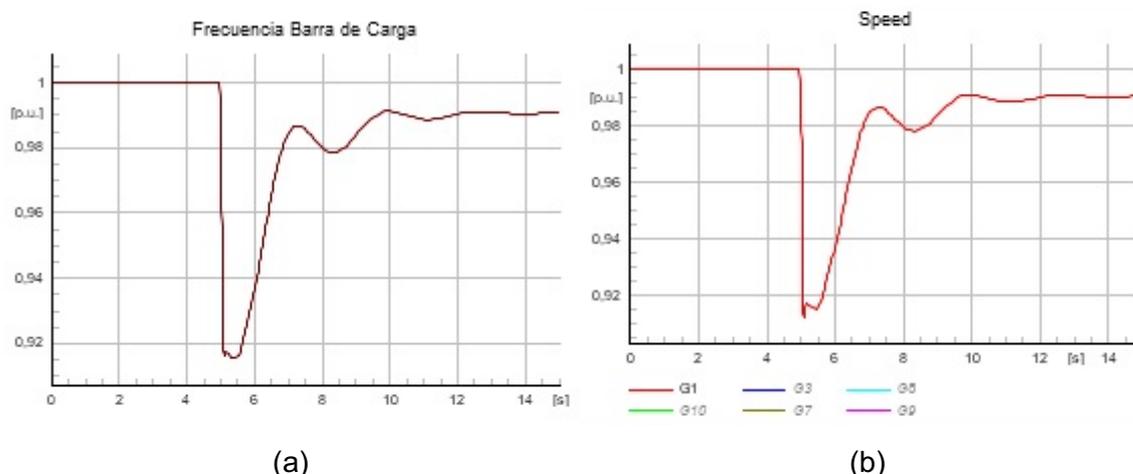


Figura 3.6. (a) Frecuencia del sistema; (b) Velocidad del generador diésel que entrega energía.

3.4. Simulación de la Microrred con Perturbaciones incluyendo el BESS y el Control por Inercia Sintética

En esta simulación se incluye al BESS junto con el control por inercia sintética. En la Figura 3.7 se muestran el comportamiento de los principales elementos de la microrred al desconectarse el Alimentador 101 que consume una potencia de 297,9 kW.

3.4.1. Evento de Desconexión Súbita de Carga

Hasta los 5s se observa que el BESS inyecta, energía para disminuir el aporte de la Generación Diésel. Pero a partir de ese instante, cuando se desconectan un alimentador, la potencia consumida en la microrred es menor que la potencia generada por las unidades de GD. Esto hace que la batería pase al modo de carga, absorbiendo el excedente de generación. En este contexto, a medida que el desbalance entre la potencia demandada y la generada por las unidades de GD aumenta, la potencia con la cual se carga la batería también se incrementa.

En la Figura 3.7 se observan el comportamiento de la microrred cuando existe una desconexión súbita de carga. De igual manera la potencia que entrega la generación diésel, fotovoltaica, eólica y la batería, luego de la contingencia es menor con respecto a la simulación sin considerar el BESS.

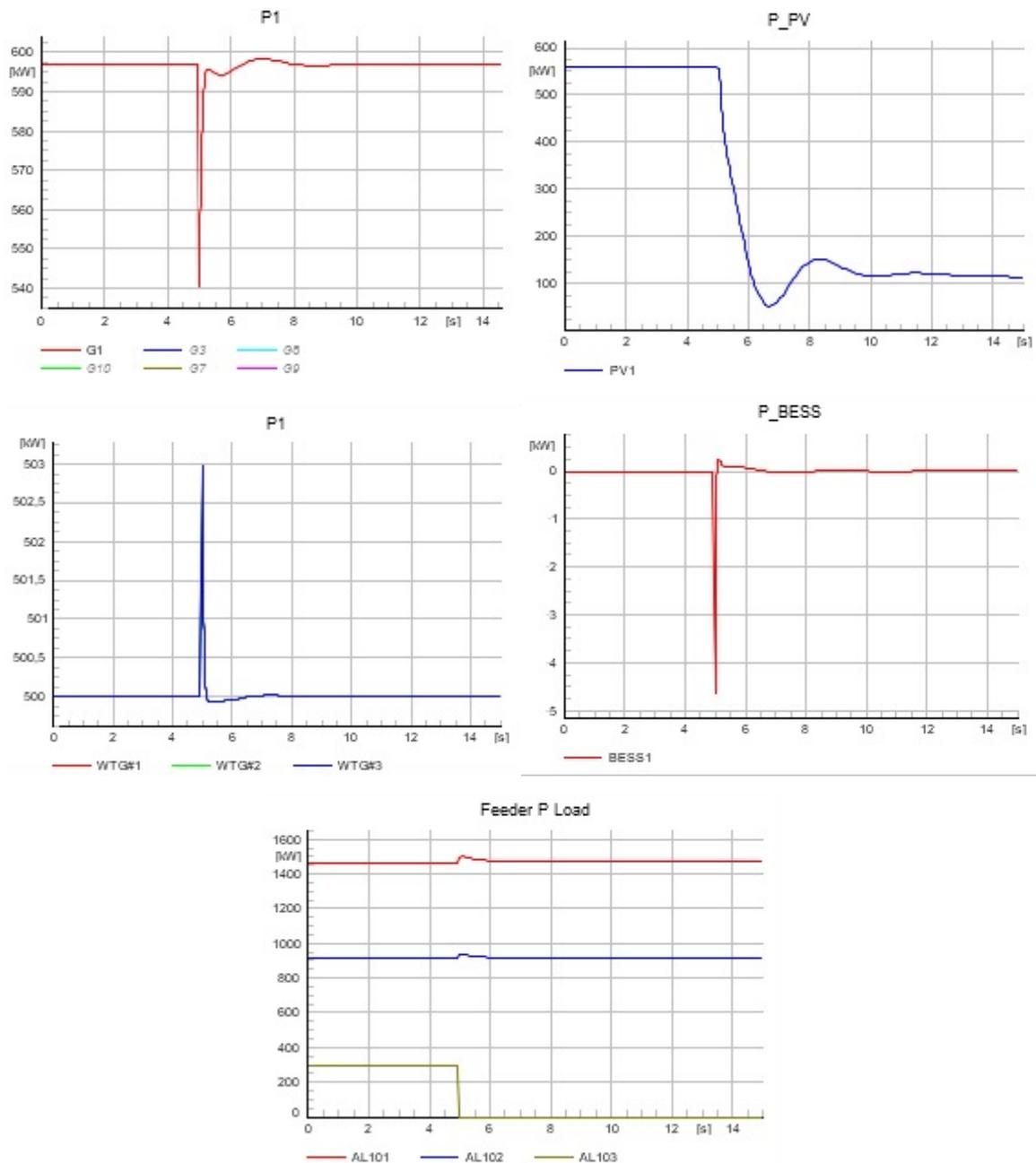


Figura 3.7. Resultados de la simulación de la Microrred cuando se desconecta un Alimentador de manera súbita considerando el BESS y el control por inercia sintética.

Como se puede observar en la Figura 3.8 la frecuencia en la barra de carga al igual que la velocidad del generador diésel presentan menos oscilaciones y estabiliza en 4s, con una sobrefrecuencia de 1,025 pu.

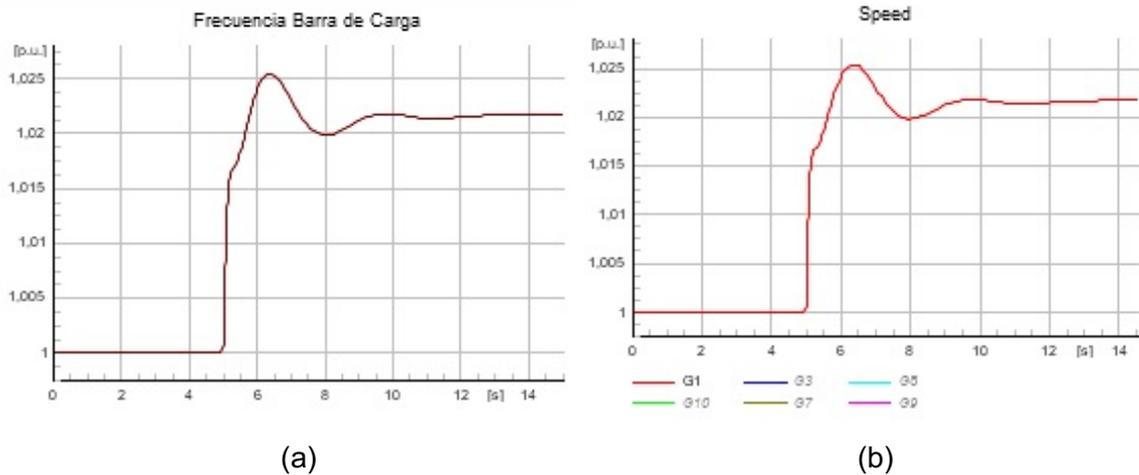


Figura 3.8. (a) Frecuencia del sistema; (b) Velocidad del generador diésel que entrega energía.

En la Figura 3.9 se observa la respuesta del BESS con inercia sintética a la caída de carga a los 5s, en la que la potencia aumenta de inmediato para contrarrestar el efecto de la falla y así, mejorar la respuesta de frecuencia primaria del sistema.

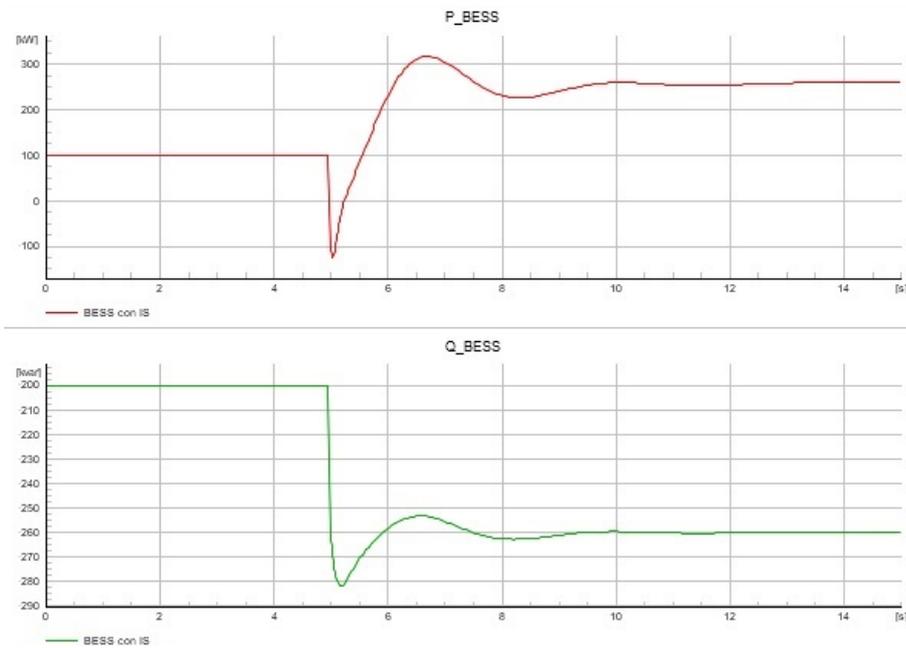


Figura 3.9. Respuesta de potencia activa del BESS con inercia sintética a la caída de carga.

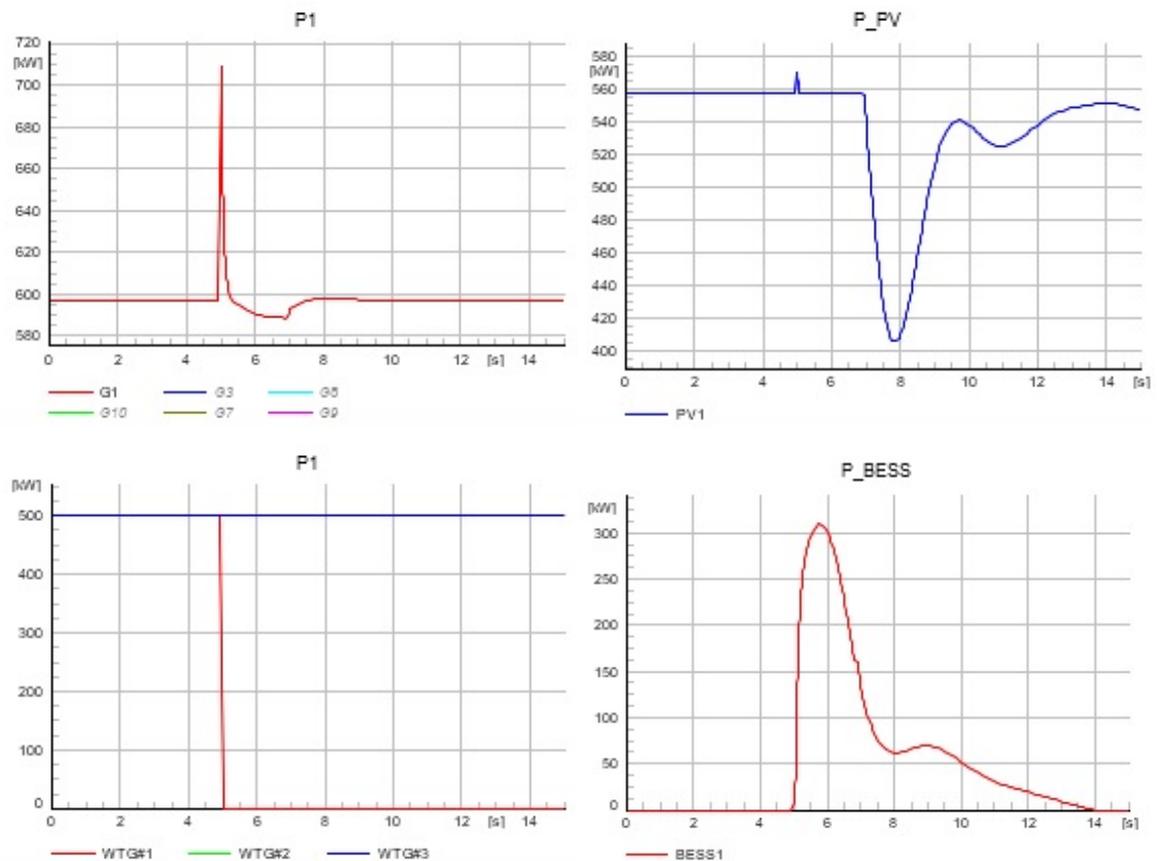
3.4.2. Evento de Desconexión Súbita de Generación Eólica

Siendo los Generadores Diésel los responsables de poner la referencia de frecuencia en la microrred, son estos mismos los que deben modificar su generación para lograr un balance de potencia entre la generación y la demanda y de este modo asegurar que la frecuencia sea la nominal en el sistema. Siendo este sistema uno de dinámica lenta con baja inercia, si se producen cambios de frecuencia con respecto de la nominal esto puede

llevar a disparar las protecciones de subfrecuencia si no se tuviera un control de frecuencia robusto.

El BESS basado en baterías de ion-litio mejora el desempeño de la microrred. Esta microrred es susceptible a los desbalances de potencia e incluso puede activarse el esquema de desconexión de carga cuando este desbalance sea de gran magnitud. Como se puede observar en las simulaciones el BESS con Control por Inercia Sintética también ayuda a mantener la frecuencia dentro de una franja determinada de valores, por lo tanto, ayuda a evitar la desconexión de carga por desbalances entre la generación y la demanda.

En la Figura 3.9 se puede observar como ocurre la falla y se desconecta el generador eólico las potencias de los demás generadores sufren una perturbación y se estabilizan en un corto periodo de tiempo.



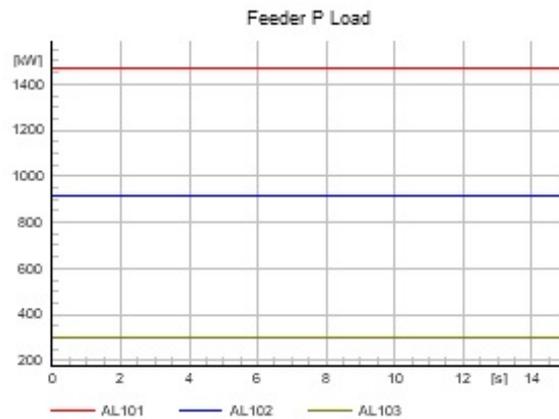


Figura 3.10. Resultados de la simulación de la Microrred cuando se desconecta un generador eólico de manera súbita considerando el BESS y el control por inercia sintética.

Y en lo que respecta a la frecuencia en la barra de carga se puede observar en la Figura 3.11 como decae, pero el valor es restituído por la acción del control por inercia sintética brindado por el BESS.

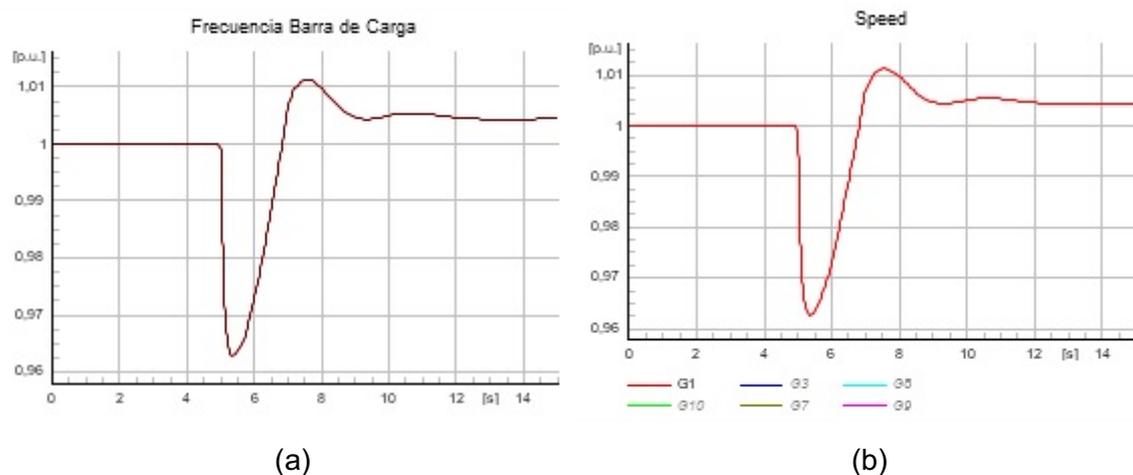


Figura 3.11. (a) Frecuencia del sistema; (b) Velocidad del generador diésel que entrega energía.

Y a continuación en la Figura 3.12 se observa la respuesta del BESS implementado el control de inercia sintética. En el cual después de la perturbación incrementa su aporte de energía para minimizar los efectos de la misma y así mejorar el rendimiento de la frecuencia primaria de la microrred.

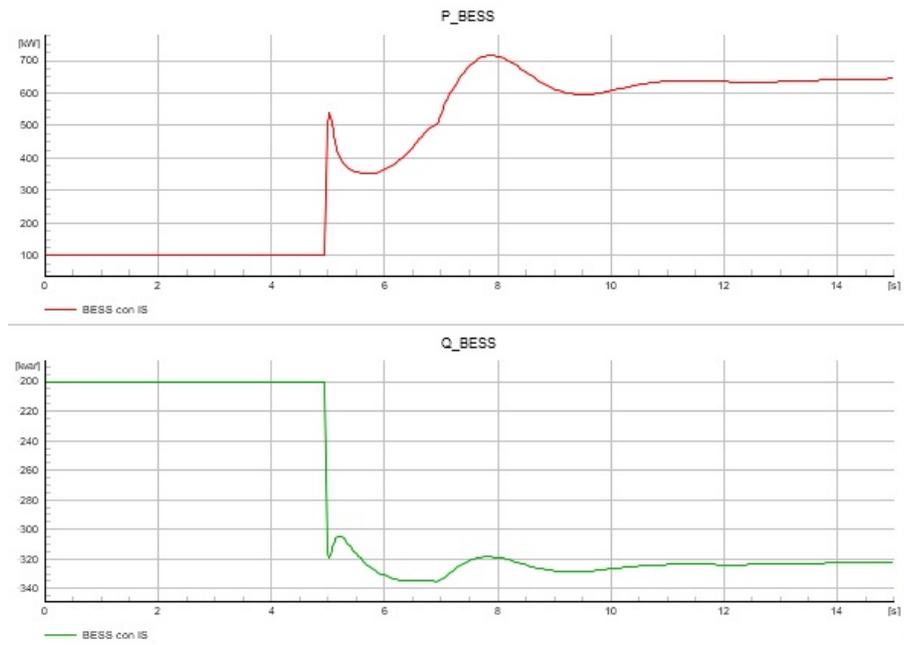


Figura 3.12. Respuesta de potencia activa del BESS con inercia sintética a la caída de una unidad de generación.

4. CONCLUSIONES

En el presente trabajo de titulación se ha analizado sobre la inclusión de sistemas BESS en los Sistemas Eléctricos de Potencia, en donde se ha podido observar del fuerte impacto que tiene esta tecnología y lo rápido que ha entrado no solo en los sistemas eléctrico grandes sino en la generación distribuida, la cual su principal objetivo es poner la generación más cerca del consumidor, esto, junto a las Fuentes de Energía Renovable, principalmente con la energía eólica y fotovoltaica. Gracias a estos cambios surge el concepto de microrredes con sus ventajas y desventajas que deben plantearse para permitir la implementación de estos nuevos sistemas de distribución de energía.

Después de realizar este estudio ha sido posible modelar en el software de análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia *DlgSILENT PowerFactory*, los principales componentes de la microrred de la Isla San Cristóbal, punto clave de este estudio debido a la importancia ambiental que presenta al hacer lo posible para disminuir el consumo de combustibles fósiles para generar energía eléctrica y, de esta forma establecer que una microrred puede ser robusta en términos de estabilidad de frecuencia al incluir más Fuentes de Energía Renovables). Los componentes de esta microrred constan de Generación Diésel, Generación Eólica y un poco de Generación Fotovoltaica (hasta el momento ya que se encuentran en planeación y posterior ejecución más proyectos), además de la inclusión de sistemas BESS basado en baterías de ion-litio y en el lado de la carga tres grandes alimentadores. Una vez armada la red y verificar el correcto funcionamiento de la simulación se llevó a cabo la inclusión del sistema BESS con un control apropiado para realizar regulación primaria de frecuencia mediante inercia sintética.

Cabe mencionar que la principal contribución de este trabajo de titulación ha sido la implementación del modelo de inercia sintética en el software PowerFactory de DlgSILENT, el cual ha sido adecuadamente adaptado para controlar un modelo de BESS basado en una fuente de voltaje y un convertidor.

Posteriormente, para realizar la evaluación del desempeño de la microrred se tomó una de sus principales referencias y objeto de este estudio la frecuencia, medida en cada uno de los generadores diésel. De esta magnitud se ha establecido como valor límite inferior de 0,98 pu, valor en el que se activan las protecciones de desconexión de carga.

Se ha realizado la simulación del comportamiento dinámico de la microrred de la isla San Cristóbal bajo distintos modos de operación y se ha obtenido resultados que han sido detallados y analizados en el capítulo anterior. De lo que se obtiene que la red es

susceptible a las contingencias que pueden presentarse, incluso es probable que la frecuencia este por debajo del límite de la subfrecuencia y se active las protecciones y desconecten carga.

Por último, se determinó que mediante la incorporación de un BESS basado en baterías de ion-litio es posible mejorar el desempeño dinámico de la microrred de la isla San Cristóbal y es posible evitar que la frecuencia caiga bajo el límite de subfrecuencia. También se obtuvo que la microrred de San Cristóbal es más eficiente al incluir sistemas BESS al ver que dicho elemento mejora la estabilidad de la frecuencia del sistema aumentando la eficiencia energética.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Gomez Marín, S. Carvajal, y A. Arango Manrique, “Programas de gestión de demanda de electricidad para el sector residencial en Colombia: Enfoque Sistémico”, *Energética*, vol. 0, núm. 46, pp. 73–83, 2015.
- [2] J. Sterling, “Episodio de un Evento Bélico”, *Rev. Petróleo&energía*, vol. 126, pp. 58–59, 2020, Consultado: mar. 08, 2021. [En línea]. Disponible en: https://issuu.com/revistapetroleoenergia/docs/petroleo126-julio-agosto_1_.
- [3] P. Denholm, J. Cochran, y C. Brancucci Martinez-Anido, “Wind and Solar on the Power Grid: Myths and Misperceptions, Greening the Grid (Spanish Version) (Fact Sheet)”, abr. 2016. Consultado: mar. 16, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66375.pdf>.
- [4] A. Oudalov, D. Chartouni, y C. Ohler, “Optimizing a battery energy storage system for primary frequency control”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, núm. 3, pp. 1259–1266, 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.901459.
- [5] P. Mercier, R. Cherkaoui, y A. Oudalov, “Optimizing a battery energy storage system for frequency control application in an isolated power system”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, núm. 3, pp. 1469–1477, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2022997.
- [6] G. Oudalov, Alexandre; Chartouni, D.; Ohler, C.; Linhofer, “Value analysis of battery energy storage applications in power systems”, *Proc. 2nd IEEE PES Power Syst. Conf. Expo*, pp. 2206–2211, 2006.
- [7] I. Sulzberger, V; Zeinoski, “The potential for application of energy storage capacity on electrical utility systems in the united statespart I”, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-95, pp. 1872–1881, 1976.
- [8] C. Lu, C.F.; Liu, C.; Wu, “Dynamic modelling of battery energy storage system and application to power system stability”, *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen., Transm., Distrib.*, vol. 142, pp. 429–425, 1995.
- [9] D. Kottick, D.;Blau, M.; Edelstein, “Battery energy storage for frequency regulation in an island power system”, *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. Vol. 8, pp. 455–458, 1993.
- [10] D. Aditya, S. K.; Das, “Application of battery energy storage system to load

- frequency control of an isolated power system”, *Int. J. Energy Res.*, vol. 23, pp. 247–258, 1999.
- [11] G. JIMÉNEZ y A. CAMPOVERDE, “ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DINÁMICA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN EN LA ISLA SAN CRISTÓBAL – GALÁPAGOS.”, Guayaquil, 2017. Consultado: abr. 23, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/99617/D-106208.pdf>.
- [12] M. Szablicki, P. Sowa, P. Rzepka, y A. Halinka, “Energy storages as synthetic inertia source in power systems”, *Proc. 2018 IEEE 38th Cent. Am. Panama Conv. CONCAPAN 2018*, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/CONCAPAN.2018.8596425.
- [13] C. Guerrero, “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA COMO ALTERNATIVA COMPLEMENTARIA A DECISIONES DE INVERSIÓN EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN”, UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA, 2018.
- [14] M. R. Rapizza y S. M. Canevese, “Optimal Design for Synthetic Inertia and Fast Frequency Regulation in a Power System with High Penetration of Renewable Energy Sources”, *IEEE Int. Conf. Control Autom. ICCA*, vol. 2019-July, pp. 1488–1493, 2019, doi: 10.1109/ICCA.2019.8899518.
- [15] V. Días, “LOCALIZACIÓN DE SISTEMAS DE BATERÍAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL DESEMPEÑO EN ESTABILIDAD TRANSITORIA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA”, Universidad de Chile, 2017.
- [16] P. Ndala, “Almacenamiento de energía en las redes eléctricas inteligentes”, Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Santa Clara, 2019.
- [17] J. Machowski, J. ; Bialek, J.; Bumby, *Power system dynamics: Stability and Control*, Segunda ed. 2008.
- [18] G. Andersson, *Dynamics and control of large electric power systems*, núm. February. Zürich, 2012.
- [19] C. Schwaegerl y L. Tao, “Microgrid: Architectures and Control - Chapter 1 - The Microgrid Concept”, *The Microgrids Concept*, pp. 1–24, 2013, [En línea]. Disponible en: <https://books.google.co.jp/%0Abooks?id=ywxzAgAAQBAJ%0A>.
- [20] M. Perninge y R. Eriksson, “Optimal Tertiary Frequency Control in Power Systems with Market-Based Regulation”, *IFAC-PapersOnLine*, vol. 50, núm. 1, pp. 4374–

- 4381, 2017, doi: 10.1016/j.ifacol.2017.08.881.
- [21] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziaargyriou, y A. Dimeas, "Microgrids management", *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 6, núm. 3, pp. 54–65, 2008, doi: 10.1109/MPE.2008.918702.
- [22] W. Almeida, "Generación Distribuida y su Potencial Aplicación en Ecuador", *Rev. Técnica "Energía"*, vol. 2, núm. 1, pp. 83–87, 2006, doi: 10.37116/revistaenergia.v2.n1.2006.306.
- [23] M. H. Dickson y M. Fanelli, "¿Qué es la Energía Geotérmica?", *Int. Geotherm. Assoc.*, 2004, [En línea]. Disponible en: http://www.geothermal-energy.org/geothermal_energy/que_es_la_energia_geotermica.html.
- [24] M. Amundarain Ormazá, "La energía renovable procedente de las olas", *Ikastorratza, e-Revista de didáctica*, núm. 8, pp. 1–14, 2012.
- [25] E. Espejo, "Regulación Primaria de Frecuencia en Microrredes Eléctricas Aplicando Almacenamiento de Energía", Universidad Nacional de San Juan, 2018.
- [26] M. K. Ochani, H. Zhang, H. Rafiq, y A. Nawaz, "Coordinated Frequency Control Strategy of BESS integrating high proportion of Wind power plant with a Steam turbine", *2018 Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2018 - Proc.*, núm. 201804230000042, pp. 979–985, 2019, doi: 10.1109/POWERCON.2018.8601781.
- [27] F. M. Gonzalez-Longatt y S. M. Alhejaj, "Enabling inertial response in utility-scale battery energy storage system", *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, pp. 605–610, 2016, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2016.7796453.
- [28] R. Vedady, Mohammad; Ma, Richard; Zhang, "DISTRIBUTED FREQUENCY CONTROL VIA DEMAND RESPONSE IN SMART GRIDS", *IEEE Power Energy Mag.*, pp. 5233–5237, 2013.
- [29] P. M. Anderson y A. A. Fouad, *Power System control and Stability*, Segunda Ed., 2003.
- [30] P. Kundur, *Power system stability and control*. California: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [31] S. Sharma, S. H. Huang, y N. D. R. Sarma, "System inertial frequency response estimation and impact of renewable resources in ERCOT interconnection", *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–6, 2011, doi: 10.1109/PES.2011.6038993.

- [32] V. K. Sood y H. Abdelgawad, *Microgrids architectures*. Oshawa, 2019.
- [33] P. Piagi y R. H. Lasseter, "Autonomous control of microgrids", *2006 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES*, 2006, doi: 10.1109/pes.2006.1708993.
- [34] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira, y A. G. Madureira, "Defining control strategies for analysing microgrids islanded operation", *2005 IEEE Russ. Power Tech, PowerTech*, pp. 1–7, 2005, doi: 10.1109/PTC.2005.4524548.
- [35] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*, 1a ed. North Carolina, 1985.
- [36] A. Moeini, I. Kamwa, P. Brunelle, y G. Sybille, "Synchronous Machine Stability Model, an Update to IEEE Std 1110-2002 Data Translation Technique", *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018-Augus, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/PESGM.2018.8586169.
- [37] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy Onshore and Offshore Conversion Systems*, Tercera. Germany, 2014.
- [38] D. Madrid y F. Velásquez, "Controlador Multivariable Adaptativo Del tipo PI con Asignación Robusta de Valores Propios para un Sistema de Generación Eólica Basado en un DFIG", Universidad Tecnológica de Pereira, 2015.
- [39] M. Meinel, A; Meinel, *Aplicaciones de la Energía Solar*. Barcelona: Reverté, 1982.
- [40] J. A. D. Deceased y W. A. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*, vol. 3, núm. 3. 1982.
- [41] E. J. Espejo y M. G. Molina, "Desarrollo de software PVSET para evaluación y simulación de sistemas de generación de energía solar fotovoltaica", *2014 IEEE Bienn. Congr. Argentina, ARGENCON 2014*, pp. 669–674, 2014, doi: 10.1109/ARGENCON.2014.6868569.
- [42] T. Bennett, A. Zilouchian, y R. Messenger, "Photovoltaic model and converter topology considerations for MPPT purposes", *Sol. Energy*, vol. 86, núm. 7, pp. 2029–2040, 2012, doi: 10.1016/j.solener.2012.04.005.
- [43] J. A. Gow y C. D. Manning, "Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies", *IEE Proc. Electr. Power Appl.*, vol. 146, núm. 2, pp. 193–200, 1999, doi: 10.1049/ip-epa:19990116.

- [44] S. Zoroofi, "Modeling and Simulation of Vehicular Power Systems", CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, 2008.
- [45] J. R. Bumby, P. H. Clarke, y I. Forster, "Computer modelling of the automotive energy requirements for internal combustion engine and battery electric-powered vehicles", *IEE Proc. A Phys. Sci. Meas. Instrumentation. Manag. Educ. Rev.*, vol. 132, núm. 5, pp. 265–279, 1985, doi: 10.1049/ip-a-1.1985.0059.
- [46] G. A. Chen, Min; Rincón-Mora, "Accurate Electrical Battery Model Capable of Predicting Runtime and I–V Performance", *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, núm. 2, pp. 504–511, 2006.

6. ANEXOS

ANEXO A. Modelo de la Microrred de la Isla San Cristóbal Implementado en el Software
DIgSILENT PowerFactory

ANEXO B. Implementación de los modelos en DSL para la realización de los estudios.

ORDEN DE EMPASTADO

