



# Universidad Nacional Autónoma de México

Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería

Eléctrica - Sistemas Eléctricos de Potencia

Estrategia de Regulación de Frecuencia en Sistemas de Potencia con Soporte  
Exclusivo de BESS

## T E S I S

que para optar por el grado de

Maestro en Ingeniería

PRESENTA:

Ing. Osvaldo Romero Flores

Tutor: Dr. Rubén Tapia Olvera / Facultad de Ingeniería

Ciudad Universitaria, CDMX. 2022



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

---

Agradezco al Dr. Luis Miguel Castro González,  
por la dirección, asesoramiento y  
aportaciones a este trabajo.

Este trabajo de tesis recibió apoyo del  
Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación  
e Innovación Tecnológica (PAPIIT) de la UNAM.  
Con clave UNAM-DGAPA-PAPIIT- IA106920.

---

# Agradecimientos

Al Dr. Rubén Tapia Olvera por todo el apoyo, confianza, paciencia y orientación para llevar a cabo este proyecto, permitiéndome superarme cada día.

A mis sinodales Dr. Vicente Torres García, Dr. Juan Ramón Rodríguez Rodríguez, Dr. Francisco Beltrán Carbajal y al Dr. Gerardo René Espinosa Pérez, por sus comentarios y tiempo dedicado en la revisión de este proyecto.

A mis padres Jorge y María por todo el apoyo, esfuerzo y confianza depositados en mi para lograr una meta más.

A Brenda Vanessa por nunca dejar que me rinda, apoyarme animarme y brindarme palabras de aliento en todo momento.

A mis sobrinos Jorge, Victoria, Aurora, Emiliano y Adrián a quienes brindaré mi apoyo y consejos.

A mis amigos y compañeros tesisistas por hacer amena mi estancia en la Facultad.

Al Posgrado de Maestría y Doctorado en Ingeniería Eléctrica por brindarme la formación como profesionista.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería, por brindarme los recursos académicos de calidad para la formación como profesionista.

---

# Resumen

Mantener el equilibrio entre la generación y demanda de energía en un sistema eléctrico, es indispensable para mantener un correcto funcionamiento y operación de los componentes. Cuando se pierde el equilibrio, los generadores tienden a acelerar o desacelerar, lo que provoca que la frecuencia aumente o disminuya según sea el caso. En los sistemas convencionales, la regulación de frecuencia se realiza con gobernadores de velocidad en cada central generadora.

En la actualidad, la inclusión de nuevas tecnologías en la red ha provocado que la inercia del sistema disminuya y/o se tengan intermitencias en la generación, por lo que se tiene que asegurar la confiabilidad del sistema. Dentro de las estrategias para la regulación de frecuencia es la integración de dispositivos de respuesta rápida y reserva de energía. En este trabajo se presenta una estrategia para la regulación de frecuencia mediante la integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en Baterías (BESS), se integran como reserva de energía y con el esquema de regulación adecuado, la respuesta de frecuencia mejora.

Para analizar la respuesta de la frecuencia en los sistemas de potencia integrando sistemas de almacenamiento, se someten a perturbaciones que ocasionan desbalances de potencia. Todo esto es integrando el modelo del generador síncrono, el arreglo gobernador/turbina, la red eléctrica y del sistema de almacenamiento. La integración del BESS se realiza en tres sistemas de potencia, que se someten a cambios de carga o salida de generación para observar el funcionamiento del BESS y evaluar la respuesta de la frecuencia.

---

# Abstract

Maintaining the balance between the generation and demand of energy in an electrical grid is essential to maintain the correct functioning of the components. When the balance is lost, the generators speed up or slow down, causing the frequency to increase or decrease as the case may be. In conventional systems, frequency regulation is done with speed governors in each power plant.

Currently, the inclusion of new technologies in the grid has caused the inertia in the system to decrease, and there is an intermittent generation, so the reliability of the system must be ensured. Within the strategies for frequency regulation is the integration of fast response and energy reserve devices. This thesis presents a strategy for frequency regulation through the integration of Battery-based Energy Storage Systems (BESS), is integrated as energy reserve, and with the appropriate regulation scheme, the frequency response improves.

To analyze the frequency response in the electrical grid with integration of BESS, they are subjected to disturbances that cause power imbalances. All this is done by integrating the synchronous generator model, the governor/turbine arrangement, the electrical network, and the storage system. The integration of the BESS is performed on three power systems, which are subjected to different perturbations to observe the performance of the BESS and the improvement in frequency response.

# Índice general

---

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Antecedentes . . . . .	1
1.2. Descripción del problema . . . . .	3
1.3. Hipótesis . . . . .	3
1.4. Objetivo . . . . .	4
1.4.1. Objetivo general . . . . .	4
1.4.2. Objetivos específicos . . . . .	4
1.5. Justificación . . . . .	4
1.6. Estado del arte . . . . .	5
1.7. Estructura de la tesis . . . . .	9
<b>2. Regulación de Frecuencia en los Sistemas Eléctricos de Potencia</b>	<b>10</b>
2.1. Control de carga/generación . . . . .	11
2.2. Regulación de frecuencia . . . . .	14
2.3. Modelado . . . . .	15
2.3.1. Máquina síncrona . . . . .	15
2.3.2. Red eléctrica . . . . .	16
2.3.3. Gobernador de velocidad . . . . .	18
2.4. Estudio de caso . . . . .	20
<b>3. Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en Baterías</b>	<b>25</b>
3.1. Sistemas de almacenamiento de energía . . . . .	25
3.2. Sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías . . . . .	28
3.2.1. Topología del BESS . . . . .	31

3.2.2. Módulo de baterías . . . . .	32
3.2.3. Fuente convertidora de voltaje (VSC) . . . . .	35
3.2.4. Estado de carga . . . . .	38
3.2.5. Modos de operación . . . . .	39
3.3. Modelado . . . . .	40
3.4. Integración del BESS en los sistemas de potencia . . . . .	43
<b>4. Estudio de casos</b>	<b>46</b>
4.1. Sistema de 4 nodos . . . . .	46
4.1.1. Regulación de intercambio de potencia activa . . . . .	47
4.1.2. Regulación de voltaje en terminales . . . . .	52
4.2. Sistema IEEE9 . . . . .	56
4.2.1. Aumento de carga . . . . .	59
4.2.2. Disminución de carga . . . . .	63
4.3. Sistema de Nueva Inglaterra . . . . .	66
<b>5. Conclusiones</b>	<b>74</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>78</b>
<b>A.</b>	<b>84</b>
A.1. Sistema de 4 nodos . . . . .	84
A.2. Sistema IEEE 9 buses . . . . .	84
A.3. Datos del Sistema de Nueva Inglaterra IEEE 39 buses . . . . .	85
A.4. Datos del gobernador-turbina hidráulico . . . . .	86
A.5. Gobernador turbina . . . . .	86
A.6. Función de Bézier . . . . .	90

# Índice de figuras

2.1. Equilibrio entre carga generación. . . . .	10
2.2. Control automático de la generación . . . . .	13
2.3. Circuito equivalente para un modelo simplificado del generador síncrono. . . . .	15
2.4. Sistema de potencia con $n_g$ generadores. . . . .	17
2.5. Diagrama de bloques para el modelo de gobernador-turbina de central hidroeléctrica [12]. . . . .	19
2.6. Sistema de potencia de 4 nodos. . . . .	20
2.7. a) Frecuencia eléctrica de los generadores, potencia eléctrica y mecánica b) Generador 1, c) Generador 2. . . . .	24
3.1. Clasificación de los sistemas de almacenamiento [?, 32]. . . . .	27
3.2. Esquema del sistema de almacenamiento de energía en baterías. . . . .	32
3.3. a) Modelo de Thevenin de la batería de segundo orden para el voltaje, b) Modelo de la batería para la corriente. . . . .	34
3.4. Módulo de baterías formado por un arreglo de celdas. . . . .	34
3.5. Fuente convertidora de voltaje. . . . .	35
3.6. Circuito equivalente para estado estable del VSC [47]. . . . .	36
3.7. Diagrama esquemático del BESS. . . . .	40
3.8. (a) Control de voltaje $E_{dc}$ del VSC, (b) Control del ángulo de disparo, (c) Control del índice de modulación. [47] . . . . .	41
3.9. Sistema de potencia de 4 nodos con BESS. . . . .	43
4.1. Sistema de potencia de 4 nodos con BESS. . . . .	46

4.2. a) Potencia activa y reactiva del BESS, b) Magnitudes de voltaje nodal. . . . .	48
4.3. a) Ángulo de disparo, b) Índice de modulación. . . . .	49
4.4. a) Potencia activa y reactiva del BESS, b) Magnitudes de voltaje nodal. . . . .	50
4.5. a) Ángulo de disparo, b) Índice de modulación. . . . .	51
4.6. Estado de carga del BESS. . . . .	52
4.7. a) Potencia activa y reactiva del BESS, b) Voltajes nodales. . . . .	53
4.8. a) Ángulo de disparo, b) Índice de modulación. . . . .	54
4.9. a) Potencia activa y reactiva del BESS, b) Magnitudes de voltaje nodales. . . . .	55
4.10. a) Ángulo de disparo, b) Índice de modulación. . . . .	56
4.11. Sistema de potencia IEEE9; caso de estudio a) Con 3 generadores síncronos y b) Con 2 generadores síncronos y un BESS . . . . .	57
4.12. Potencia eléctrica y mecánica a) Generador 1, b) Generador 2 y c) Generador 3. . . . .	59
4.13. a) Potencia del BESS; Potencia eléctrica y mecánica: b) Generador 2 y c) Generador 3. . . . .	61
4.14. Frecuencia a) Generador 2 y b) Generador 3. . . . .	62
4.15. Potencia eléctrica y mecánica a) Generador 1, b) Generador 2 y c) Generador 3. . . . .	63
4.16. a) Potencia del BESS; Potencia eléctrica y mecánica: b) Generador 2 y c) Generador 3. . . . .	65
4.17. a) Frecuencia eléctrica del generador 2, b) Frecuencia eléctrica del generador 3. . . . .	66
4.18. Sistema de Nueva Inglaterra. . . . .	67
4.19. Sistema de Nueva Inglaterra con BESS. . . . .	68
4.20. Frecuencia eléctrica del generador 10. . . . .	71
4.21. Potencia eléctrica y mecánica del generador 10, a) sin BESS, b) con BESS. . . . .	71
4.22. Potencia eléctrica y mecánica del generador 2, a) sin BESS, b) con BESS. . . . .	72
4.23. Potencia activa inyectada por los BESS. . . . .	73
A.1. Diagrama de bloques para el modelo de gobernador-turbina de central hidro- eléctrica. . . . .	86

# Índice de tablas

2.1. Condiciones iniciales del sistema de potencia. . . . .	20
2.2. Condiciones en estado estable de los generadores. . . . .	21
3.1. Aplicaciones del BESS en sistemas de potencia. . . . .	31
4.1. Solución de flujos de potencia. . . . .	58
4.2. Condiciones iniciales de los generadores. . . . .	58
4.3. Datos de los generadores. . . . .	69
4.4. Datos de los BESS. . . . .	69
A.1. Datos de los generadores. . . . .	84
A.2. Datos de los generadores. . . . .	84
A.3. Condiciones en estado estable del sistema de potencia. . . . .	85
A.4. Parámetros del gobernador turbina hidráulico. . . . .	86

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Antecedentes

La frecuencia del sistema de potencia es un parámetro de operación extremadamente importante del sistema. Es uno de los índices importantes de la calidad de operación y seguridad del sistema de potencia. También es la cantidad de puesta en marcha de varios dispositivos automáticos de seguridad, protección de relés y dispositivos de monitoreo de operación. La frecuencia del sistema refleja sintéticamente la relación de balance de potencia activa entre los generadores y las cargas en el sistema [1–3]. Cuando existe un desbalance de potencia en el sistema, provocó una desviación de frecuencia del valor nominal. La desviación de frecuencia tendrá efectos adversos en los usuarios y el sistema de energía.

Un sistema eléctrico se compone de cuatro etapas principalmente; generación, transmisión, distribución y consumo. Las cuatro etapas tienen como objetivo suministrar energía eléctrica a los consumidores, la generación tiene como objetivo convertir energía primaria en energía eléctrica. Anteriormente, la energía eléctrica provenía de centrales térmicas, hidráulicas y nucleares en su mayoría, con el crecimiento de los sistemas y el avance tecnológico se han incluido nuevas formas de generar energía por medio de fuentes renovables, por ejemplo la solar por medio de paneles fotovoltaicos y el viento por plantas eólicas. La inclusión de las nuevas formas de generar energía y el avance tecnológico va de la mano con una mayor integración de dispositivos basados en electrónica de potencia a la red, tanto para la conexión

de las fuentes renovables o para sustituir dispositivos electromecánicos por electrónicos.

En sistemas de potencia con baja inercia o intermitencia en la generación, se debe garantizar el equilibrio entre la energía generada y la demandada. En caso de que la carga varíe, la generación se debe ajustar, por otro lado, si se pierde una parte de la generación, se debe garantizar el suministro de la energía a los consumidores. Ante este problema del equilibrio carga/generación, se debe tener una reserva de energía en el sistema que sea capaz de mantener estabilidad en el sistema [4,5]. Mientras se garantice el balance de potencias, la frecuencia se mantendrá en los valores deseables.

Para evaluar la frecuencia del sistema de potencia, se realiza un estudio de estabilidad. A grandes rasgos la estabilidad del sistema de potencia se divide en estabilidad de frecuencia, estabilidad del ángulo de potencia y estabilidad de voltaje. La estabilidad de frecuencia es la capacidad del sistema de potencia para mantener o restaurar la frecuencia al rango permitido sin colapsar la frecuencia cuando el sistema de potencia sufre perturbaciones que provoquen desbalances de energía [6-8], para el Sistema Eléctrico Nacional el valor nominal de la frecuencia es de 60 [Hz], con un margen de  $\pm 200$  [mHz].

En los sistemas eléctricos, en condiciones normales de funcionamiento, los generadores están girando en sincronismo y juntos generan la potencia que está siendo demandada. Si aumenta la potencia consumida por las cargas, pero la potencia mecánica aportada por las turbinas permanece constante, el incremento de demanda solo puede obtenerse de la energía cinética almacenada, lo que supone la disminución de la velocidad de giro de los generadores y la caída de la frecuencia eléctrica del sistema, directamente relacionada con esa velocidad. Este fenómeno en las máquinas síncronas es corregido por las turbinas las cuales tienen la tarea de mantener la velocidad de giro en los valores nominales [8].

Los sistemas de almacenamiento de energía, son dispositivos que favorecen al sistema. tienen varias aplicaciones que se enfocadas al intercambio de potencia activa y reactiva. Al tener la capacidad de almacenar energía y poder inyectarla se pueden utilizar para la regula-

ción de frecuencia ante desbalances de potencia, evitando que los generadores sufran cambios bruscos de operación.

Los sistemas de almacenamiento basados en baterías, se caracterizan por una respuesta muy rápida y son capaces de proporcionar servicios de regulación de frecuencia y voltaje, mejorar la estabilidad transitoria del sistema y otros servicios auxiliares [4, 9]. Estos dispositivos se cargan de la red o una planta de energía y posteriormente se descarga para proporcionar la energía requerida. Esta característica facilita que un sistema de almacenamiento opere en varias regiones, inyectar o absorber potencia activa y reactiva, o una combinación de estas.

## 1.2. Descripción del problema

En los sistemas de potencia el balance entre la carga/generación es una tarea fundamental. Al presentarse una perturbación que ocasione un desbalance, la frecuencia se ve afectada, por lo que es necesario mantener el balance en todo momento. Al integrar sistemas de almacenamiento basado en baterías en las redes eléctricas se agrega un dispositivo que tiene la capacidad de realizar ajustes en la potencia que intercambia con la red, que al integrarse como reserva de energía y con el esquema de regulación adecuado, se mejora la respuesta de la frecuencia. Para que esto sea posible se debe tener un modelo adecuado, tanto de sistema de almacenamiento como del generador síncrono y red eléctrica.

## 1.3. Hipótesis

Al integrar los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías en los sistemas de potencia, se mejora la respuesta de la frecuencia eléctrica. Debido a que este dispositivo tiene la capacidad de brindar un soporte ante desbalances de potencia. Para esto se debe tener un modelo de BESS adecuado que facilite la integración y análisis en los sistemas de potencia.

## 1.4. Objetivo

### 1.4.1. Objetivo general

Proponer una estrategia de operación para sistemas de almacenamiento basado en baterías como encargados de manera exclusiva en el soporte de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia de gran dimensión.

### 1.4.2. Objetivos específicos

- Implementar un modelo de BESS para soporte de frecuencia en sistemas de potencia.
- Desarrollar una estrategia de regulación de frecuencia para el intercambio de potencia activa entre el BEES y la red.
- Analizar la operación del convertidor CD/CA a través de un modelo promediado para intercambio de potencia activa y reactiva del BESS.
- Desarrollar una plataforma de simulación para sistemas de potencia.
- Evaluar el desempeño de sistemas de potencia operando con reserva de potencia activa únicamente en las unidades BESS.

## 1.5. Justificación

En los sistemas de potencia se debe tener una reserva de energía para proporcionar confiabilidad al sistema ante disturbios severos que se puedan presentar. Una manera de garantizar la confiabilidad es la instalación de sistemas de almacenamiento, debido a que son dispositivos que pueden absorber o inyectar potencia activa de forma rápida y eficiente. Dentro de los sistemas de almacenamiento se encuentran los BESS que brindan soporte ante desequilibrios carga/generación, trasladan demanda, disminuyen el costo de energía, realizar seguimientos

de rampa, arranque de centrales generadoras y regula la magnitud de voltaje en el punto de conexión. Dependiendo de la tarea que se defina, el BESS se puede operar para descargas en tiempos cortos o largos. Para garantizar el desempeño descrito, estos dispositivos se deben operar a través de una estrategia de regulación del convertidor CD/CA determinando los valores adecuados de intercambio de potencia.

## 1.6. Estado del arte

La estabilidad de frecuencia es la capacidad que debe tener el sistema eléctrico para regular la frecuencia dentro del rango de operación permitido. La inestabilidad de frecuencia surge como resultado de un desequilibrio entre la generación y carga en el sistema, por lo que esta relación se debe cuidar en todo momento ajustando las variaciones de la carga o generación. Debido a que la frecuencia se asocia directamente con la velocidad del rotor de los generadores síncronos, los generadores cuentan con un sistema que regula la velocidad por medio de la potencia de entrada, que a su vez regula la potencia de salida [10–12].

La respuesta de la frecuencia en el sistema de potencia depende de la respuesta del generador, las desviaciones permitidas, la velocidad de respuesta para mitigar desbalances de potencia, la inercia total del sistema y las estrategias de regulación que se definan. Estas características dependen del sistema de potencia, en [13] se describen estas características para redes eléctricas modernas.

El desequilibrio de potencia se puede presentar del lado de los consumidores o de la generación. En un sistema de potencia la carga varía en todo instante de tiempo, por lo que se deben realizar ajustes en la generación para mantener la frecuencia en los valores permitidos. Por parte de la generación, en los sistemas de potencia con integración de energías renovables, se puede presentar la intermitencia de generación que impacta en el balance de potencia, lo

que requiere considerar alternativas que permitan mitigar este tipo de problemáticas, sin comprometer la seguridad del sistema eléctrico, además de proveer soporte ante disturbios que ocasionen desbalances de potencia y provoquen variaciones en la frecuencia [14, 15].

La regulación de frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia se realiza mediante el ajuste de la generación de cada una de las unidades en las centrales generadoras, como respuesta al cambio de la potencia demandada [10, 16]. Estos cambios en generación están limitados por la inercia del generador, por lo que se tiene un límite en la variación de la frecuencia ante la presencia de desbalances entre potencia generada y la demanda.

En caso de presentarse un aumento de carga, las máquinas síncronas pueden proveer su potencia nominal solo usando la energía cinética del rotor por un tiempo limitado, a esto se le conoce como inercia ( $H$ ) con valores de 2 a 9 segundos por lo general [11]. Esta energía solo se tiene por breves instantes de tiempo, por lo que el generador se debe regular por medio del arreglo gobernador/turbina para que entregue la potencia necesaria.

La estabilidad y la regulación de frecuencia en los sistemas de potencia actuales se enfrentan a nuevos desafíos que surgen de la integración de energías renovables y dispositivos basados en electrónica de potencia. Los principales problemas son causados por la reducción de la inercia rotacional del sistema, debido a que las fuentes de energía renovable reemplazan gradualmente a los generadores síncronos. Por ejemplo, la energía eólica y fotovoltaica se conectan a través de fuentes convertidoras de voltaje, debido a esto la regulación de potencia depende de los controles asociados al intercambio de potencia y los límites de operación que se tengan [14, 17].

La reserva de energía en un sistema de potencia es una de las soluciones para asegurar la regulación de la frecuencia. En los generadores convencionales la energía de reserva que se tiene depende de la energía primaria y las etapas previas para que sea aprovechada [1]. Por ejemplo, en una central térmica se tiene un tiempo de calentamiento de las calderas para poder inyectar más potencia, o en el caso de una central hidroeléctrica depende de la

cantidad de agua disponible. En las fuentes renovables, la energía primaria que se tenga de reserva depende del punto de operación de la fuente de generación y la capacidad máxima que se puede aprovechar. Por ejemplo, la generación fotovoltaica depende de la cantidad de irradiancia solar que se tenga, por lo que si se requiere inyectar más potencia no se podrá.

Existen diversas propuestas para mejorar la regulación de frecuencia para estos escenarios, sin embargo, no existe una única metodología que atienda esta nueva configuración de los sistemas eléctricos de potencia. Una propuesta es utilizar dispositivos con una respuesta superior en el intercambio de potencia, que estén basados en electrónica de potencia debido a que responden de manera rápida [15, 18, 19].

En [17] se describen diversas propuestas de utilizar sistemas de almacenamiento de energía para brindar soporte a la red eléctrica, sin embargo, se orientan a sistemas de pequeña dimensión y los resultados se garantizan para el sistema de potencia en análisis. El modelo del sistema de almacenamiento que se describe en [20] tiene como limitante la capacidad de almacenamiento y tiempo de operación. Es por ello, que para que un sistema de almacenamiento de soporte en la frecuencia, se debe tener una capacidad de almacenamiento adecuado, así como operar en un tiempo prolongado.

Otro punto a considerar es la estrategia de control para la operación del sistema de almacenamiento y la red eléctrica. Por lo que tener la estrategia de control del sistema de almacenamiento con la red depende de la aplicación. En [20] el sistema de almacenamiento se enfoca para el control de frecuencia en una micro red aislada en la que se tienen limitantes en la generación. En [13, 21, 22] se describe la aplicación de un sistema de almacenamiento para las fluctuaciones en las fuentes de generación, por lo que tendría que actuar de manera recurrente y de esta manera mantener la frecuencia en valores óptimos.

En [23] se describe un sistema de almacenamiento que está destinado a un soporte rápido en la frecuencia ante cambios severos. En este caso el sistema de almacenamiento debe tener la capacidad de intercambiar potencia en grandes cantidades en un tiempo corto. Para que

esto sea posible se debe obtener la cantidad de energía necesaria que se tiene que inyectar a partir de la caída de frecuencia, por lo que la estrategia de control se basa en el pronóstico de las desviaciones de frecuencia.

En [24, 25] se propone un sistema de almacenamiento basado en baterías para estudios de estabilidad de voltaje y frecuencia, debido a que puede almacenar grandes cantidades de energía y puede operar en rangos de tiempo prolongados. La estrategia de control para este tipo de sistemas de almacenamiento esta enfocado a regular la frecuencia por medio de la potencia activa y un control para la magnitud del voltaje en terminales por medio de la potencia reactiva. Esto se evalúa en un sistema de potencia de gran escala.

Para utilizar los sistemas de almacenamiento basados en baterías para soporte de frecuencia se debe tomar en cuenta las características del almacenamiento, debido a que existen diversas químicas. Esto determina que tan rápido puede cargar o descargarse, el desgaste que puede tener, la capacidad de almacenamiento, los ciclos de vida y la eficiencia entre las características más importantes. En [26] se describen las diferentes químicas y características así como las técnicas en la literatura para estimar el estado de carga.

La frecuencia eléctrica en el sistema de potencia es el parámetro que en todo momento se debe cuidar. Al integrar los sistemas de almacenamiento de energía se tiene que garantizar que el esquema de regulación sea el adecuado para que brinde soporte en la regulación de frecuencia. Además, de tener un modelo adecuado que permita analizar la integración y operación con el sistema. Para determinar el sistema de almacenamiento adecuado se deben determinar las características de operación, como la capacidad de almacenamiento, la duración, el tiempo de respuesta, los límites de intercambio de potencia y la ubicación en la red eléctrica.

## 1.7. Estructura de la tesis

- Capítulo 2: Se describe la regulación de frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia, el modelado de la máquina síncrona, red eléctrica y gobernador de velocidad. Con el objetivo de presentar un caso de estudio en el cual se muestra la operación de estos elementos ante un disturbio que ocasiona variaciones en la frecuencia.
- Capítulo 3: Se describen los sistemas de almacenamiento de energía y las aplicaciones en los sistemas de potencia. De manera particular, se describe el Sistema de Almacenamiento de Energía basado en Baterías, su topología, modos de operación y modelado para su interconexión con la red eléctrica.
- Capítulo 4: Se realiza la simulación de tres sistemas de potencia con el objetivo de observar la interacción del BESS. Para la prueba de intercambio de potencia activa y regulación de voltaje se realiza en un sistema de 4 nodos, para el soporte en frecuencia para variaciones de carga en el sistema IEEE de 9 nodos, por último, pérdida de generación en el sistema equivalente de Nueva Inglaterra de 39 nodos.
- Capítulo 5: Conclusiones.

## Capítulo 2

# Regulación de Frecuencia en los Sistemas Eléctricos de Potencia

Para mantener la correcta operación de un sistema eléctrico es indispensable mantener el equilibrio entre la generación y demanda de energía (incluyendo pérdidas). Cuando se pierde este equilibrio, los generadores tienden a acelerar o desacelerar, lo cual provoca que la frecuencia aumente o disminuya [14, 15]. En la Figura 2.1 se ejemplifica un equilibrio entre la generación y la demanda para un sistema de potencia con frecuencia nominal de 60 [Hz]. Cuando la generación es más grande que la demanda la frecuencia tiende a aumentar su valor, lo que provoca una aceleración en los generadores. Por el contrario, si la carga es mayor que la generación la frecuencia disminuye de 60 [Hz], ocasionando que los generadores síncronos se desaceleren.

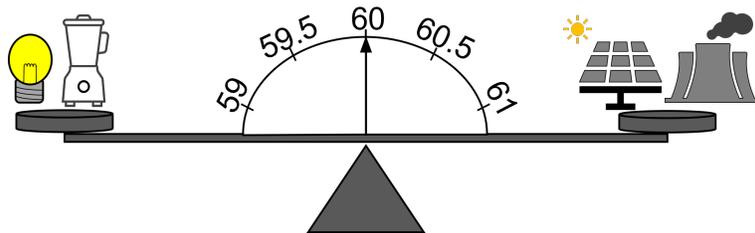


Figura 2.1: Equilibrio entre carga generación.

Para compensar los desbalances, los generadores síncronos cuentan con un control que

se encarga de regular la potencia que inyecta. Las estrategias de regulación, incluyen una banda muerta que evita la actuación de los controles reduciendo su desgaste a través de la disminución del número de veces que opera [14]. El objetivo principal de la regulación es mantener la frecuencia lo más cerca del valor nominal en estado estable dentro de los límites operativos. Para el caso del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), las desviaciones no deben sobrepasar  $\pm 200$  [mHz] [DOF 08/04/2016, [27]], por lo tanto, si la frecuencia varía dentro de este rango se considera que el sistema se encuentra en estado estable.

## 2.1. Control de carga/generación

El centro de control es responsable de la operación y supervisión coordinada en tiempo real de las centrales generadoras y el transporte de energía en el sistema eléctrico, cumpliendo con criterios de calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad. Para que el sistema opere de manera segura y confiable se debe mantener el balance carga/generación en todo instante de tiempo, cualquier diferencia ocasiona una desviación en la frecuencia. Para cumplir con los requisitos de balance de potencia, las unidades generadoras deben ser operadas y controladas en diferentes horizontes de tiempo, cubriendo con la demanda y regulando la frecuencia del sistema [28].

Para el control de la generación se tiene una planificación con antelación, que implica una correcta asignación de unidades suministrando la potencia demandada. Esta planificación debe considerar las desviaciones que se puedan presentar respecto a lo programado y deben ser cubiertas por la reserva de potencia. Para suministrar la potencia requerida por las cargas, se tienen cuatro escenarios de planificación, a largo plazo que es la encargada de preveer la carga en un periodo de años debido a que puede requerirse la instalación de nuevas centrales generadoras y/o infrestructura adicional en la red.

La siguiente etapa de la planeación es la encargada en la operación del sistema, tal como un mantenimiento programado de las centrales de generación, líneas de transmisión, transformadores, entre otros. El tercer escenario en la planificación es el despacho económico, encargado de la selección de las unidades más económicas para abastecer la carga en las próximas horas. Por último, se tiene el Control Automático de la Generación (CAG).

El objetivo del CAG es equilibrar la generación y la carga minuto a minuto en instantes donde los operadores no tienen suficiente tiempo para cambiar el punto de ajuste de inyección de potencia de los generadores. Este objetivo se deriva de los siguientes principios de operación de un sistema eléctrico [28]:

- Cada sistema debe proporcionar la capacidad suficiente para abastecer su carga en condiciones normales.
- Un sistema con diferentes áreas de control, debe ser capaz de abastecer los intercambios de energía programados sin saturar sus puntos de conexión.
- Cada sistema debe ser capaz de regularse sin necesidad de requerir soporte de otros sistemas.
- El sistema se debe sincronizar a la frecuencia nominal, por lo que se deben corregir de manera automática las desviaciones que se presenten.
- Cada sistema debe tener capacidad durante contingencias para equilibrar su carga. Sin embargo, durante condiciones de contingencia el sistema puede depender de interconexiones para brindar soporte adicional.

Por ejemplo, en [28] se propone un esquema para el CAG que se ajusta a una frecuencia nominal en la que trabaja el sistema, por lo cual se encuentra monitoreando esta variable en tiempo real. La diferencia entre estas dos frecuencias indica si existe un desequilibrio entre carga y generación. Cuando se presentan desequilibrios cada área debe ser capaz de eliminar estas desviaciones, o en caso de tener un sistema interconectado la desviación debe ser corregida con una acción coordinada entre las áreas. Cada generador está programado para cubrir

una carga en cada periodo de tiempo además de considerar los ajustes necesarios a lo largo del día.

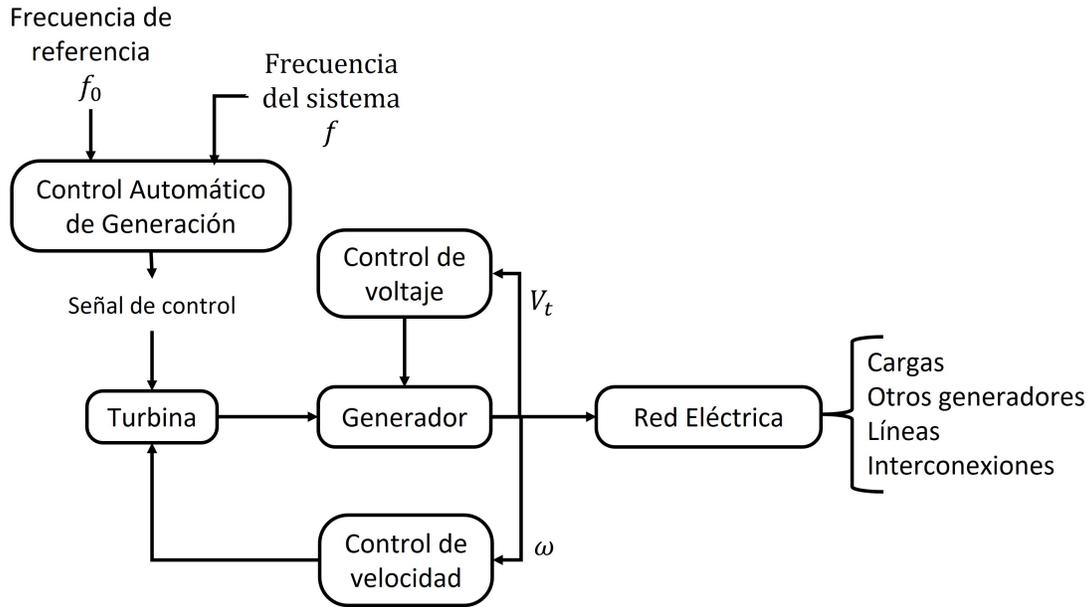


Figura 2.2: Control automático de la generación

El CAG impacta en el recurso energético primario, el cual indica la reserva que se tiene en caso de que aumente la demanda. En la Figura 2.2 se observa que el CAG manda una señal de control a la turbina del generador que se encarga de convertir la energía primaria en energía mecánica que impulsa al generador eléctrico. Otros dos controles necesarios para el funcionamiento de las centrales generadoras, son el control de voltaje, encargado de mantener el nivel de tensión en terminales. Este control es por medio del sistema de excitación que se encarga de variar el voltaje de campo del generador para mantener el voltaje en terminales en el valor deseado. El control de velocidad realiza ajustes adicionales al CAG, con el objetivo de mantener la velocidad síncrona de la máquina en valores nominales de estado estable. En un sistema de potencia se tienen conectados “ $n_g$ ” generadores síncronos, por lo cual este esquema aplica para la mayoría de las centrales convencionales.

## 2.2. Regulación de frecuencia

Como se ha mencionado la frecuencia está ligada al balance de potencia activa en el sistema eléctrico, por lo tanto, tiene una regulación que mantenga el balance carga/generación. La potencia activa que entregan las centrales generadoras es determinada por la planeación del sistema eléctrico por lo que se tiene un control de la energía mecánica entrante a los generadores. Debido a que la mayor parte del tiempo un sistema eléctrico trabaja en estado estable, en general, se considera en los estudios que la frecuencia es igual en todos los puntos de la red. Sin embargo, en los sistemas de potencia se presentan desbalances, por lo cual es deseable realizar estudios de estabilidad de frecuencia que consideren este tipo de circunstancias en la operación y se pueda evaluar su desempeño.

Para la regulación de frecuencia en un sistema interconectado se deben cumplir varios criterios coordinándose en todo momento con el mercado eléctrico y el centro de control. Estos criterios son: mantener el equilibrio entre generación y demanda, mantener la frecuencia en su valor nominal de estado estable, cumplir con los intercambios de potencia entre áreas de conexión y mantener una reserva de potencia. Para que se cumplan estos aspectos, la regulación de frecuencia se organiza en tres niveles que operan en diferentes ventanas de tiempo [3, 12, 27, 29]:

- Regulación primaria: es la etapa de regulación de actuación rápida, opera en el rango de 2 a 30 segundos actuando de forma local en cada generador síncrono.
- Regulación secundaria: actúa de 20 segundos a 2 minutos, realiza ajustes entre los generadores de la misma área de control para eliminar las desviaciones en la frecuencia.
- Regulación terciaria: opera en un margen de tiempo superior a los 10 minutos, en esta etapa se busca un óptimo reparto de las cargas para cada central generadora y también asegurar la reserva de potencia.

Para estudiar este tipo de fenómenos en los sistemas de potencia se utilizan modelos matemáticos que describen la dinámica de las variables en las ventanas de tiempo de interés.

## 2.3. Modelado

### 2.3.1. Máquina síncrona

Una de las ventajas que presenta la máquina síncrona en su operación es que trabaja a velocidad síncrona que implica una relación directa de la velocidad mecánica del eje del rotor y de la velocidad eléctrica. En la práctica es muy complicado poder realizar pruebas en un sistema que se encuentre en operación. Por tal motivo, se realizan estudios fuera de línea a través de modelos matemáticos que describan de manera adecuada los fenómenos físicos de interés. Existen diferentes representaciones de la máquina síncrona, el modelo empleado depende del tipo de estudio que se tenga que desarrollar. Para estudios de estabilidad de frecuencia se requiere un modelo de la máquina síncrona que permita observar el comportamiento dinámico de la velocidad y la posibilidad de integrar su sistema de regulación.

El modelo clásico del generador síncrono [12, 29–31], es un modelo dinámico reducido que captura la dinámica del ángulo de carga y la velocidad. Para este modelo se considera que: i) la máquina se puede modelar como una fuente de voltaje ideal en serie con una impedancia, ii) se desprecia el efecto de los devanados de amortiguamiento. En la Figura 2.3 se presenta el circuito equivalente para un modelo simplificado del generador síncrono, donde la reactancia síncrona se sustituye por la reactancia transitoria en eje directo ( $x'_{d_i}$ ) que en serie con la resistencia de armadura ( $r_{a_i}$ ) forman la impedancia del generador. La impedancia se conecta en serie con una fuente de voltaje con voltaje ( $E_i \angle \delta_i$ ) que representa el voltaje interno del generador.

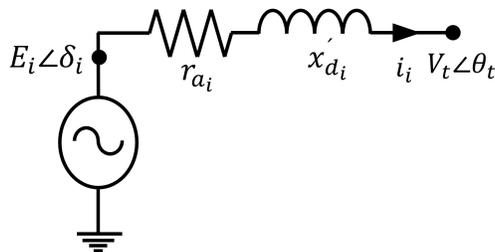


Figura 2.3: Circuito equivalente para un modelo simplificado del generador síncrono.

$$E_i = V_t \angle \theta_t + i_i(r_{a_i} + jx'_{d_i}) \quad (2.1)$$

Para conocer la evolución en el ángulo de carga y velocidad, se considera que el voltaje interno de los generadores permanece constante debido al control de voltaje mediante el sistema de excitación que actúa en el orden de algunos segundos. La potencia mecánica de entrada,  $P_{m_i}$ , se regula a través del control: gobernador/turbina. En este contexto, se cuenta con un modelo de segundo orden para el generador síncrono [29–31].

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_0 \quad (2.2)$$

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{\omega_0}{M_i} (-D_i(\omega_i - \omega_0) + P_{m_i} - P_{e_i}) \quad (2.3)$$

$i$  denota el  $i$ -ésimo generador donde  $\delta$  es el ángulo de potencia,  $\omega_0$  es la velocidad síncrona,  $2\pi f$ ,  $D$  es el coeficiente de amortiguamiento,  $M = 2H$  donde  $H$  es la constante de inercia,  $P_m$  es la potencia mecánica de entrada,  $P_e$  es la potencia activa suministrada que se determina mediante,

$$P_{e_i} = \sum_{j=1}^i |E_i| |E_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.4)$$

Los términos  $Y_{ij}$  y  $\theta_{ij}$  corresponden a valores de la matriz  $Y_{bus}$  reducida [29] que incluye las impedancias de las líneas de transmisión, transformadores, cargas y reactancias de los generadores,  $E_i$ ,  $E_j$  corresponden a los voltajes de internos de los generadores.

### 2.3.2. Red eléctrica

La red eléctrica es la que se encarga de transportar la potencia de los generadores a las cargas conectadas. La interconexión de los componentes de la red eléctrica se describe mediante la matriz de admitancias ( $Y_{bus}$ ). En la formulación para evaluar dinámica, se in-

cluyen las cargas en esta matriz como admitancias constantes equivalentes a tierra. A partir de las magnitudes de voltajes en estado estable y con la potencia de la carga se obtiene la admitancia equivalente a tierra ( $y_n$ ) mediante (2.5)

$$y_n = \frac{S_{dn}^*}{|V_n|^2} = \frac{P_{dn} - jQ_{dn}}{|V_n|^2} \quad (2.5)$$

$y_n$  se agrega al número de nodo correspondiente de la diagonal principal de  $Y_{bus}$ . La impedancia del generador se incluyen en la matriz  $Y_{bus}$ , para esto se considera el nodo interno del generador detrás de la impedancia, Figura 2.3. En la Figura 2.4 se tiene un sistema con "n" nodos, con cargas convertidas a admitancia a tierra constantes y con "n<sub>g</sub>" generadores.

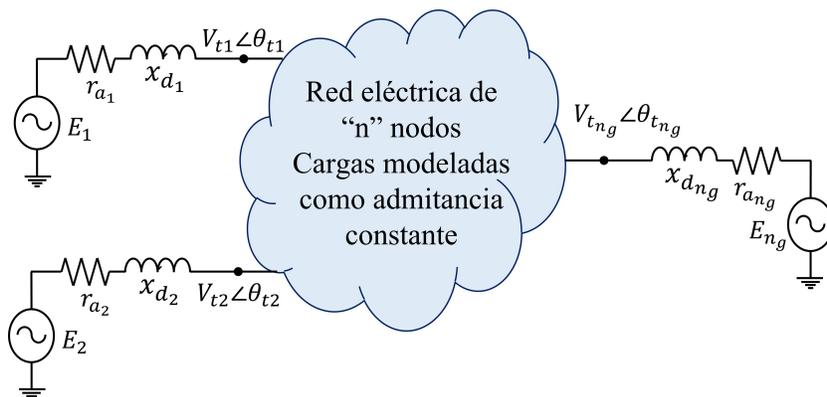


Figura 2.4: Sistema de potencia con  $n_g$  generadores.

Para el sistema de la Figura 2.4 con  $n$  nodos y  $n_g$  generadores, las corrientes se determinan a partir de  $I_{bus} = Y_{bus}V_{bus}$ , que en forma matricial es:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \dots \\ I_n \\ \dots \\ I_{n+1} \\ \dots \\ I_{n+n_g} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1n} & | & Y_{1(n+1)} & \dots & Y_{1(n+n_g)} \\ \dots & \dots & \dots & | & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{nn} & | & Y_{n(n+1)} & \dots & Y_{n(n+n_g)} \\ \dots & \dots & \dots & | & \dots & \dots & \dots \\ Y_{11} & \dots & Y_{1n} & | & Y_{(n+1)(n+1)} & \dots & Y_{(n+1)(n+n_g)} \\ \dots & \dots & \dots & | & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{nn} & | & Y_{(n+n_g)(n+1)} & \dots & Y_{(n+i)(n+n_g)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ \dots \\ V_n \\ \dots \\ E_1 \\ \dots \\ E_{n_g} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

donde  $n + 1, \dots, n + n_g$  corresponden a los nodos internos de los generadores. La matriz  $Y_{bus}$  se compone de 4 submatrices en donde se consideran las impedancias internas de los

generadores. La matriz  $V_{bus}$  se compone de los voltajes nodales e internos. Se simplifica (2.6) mediante la reducción de Kron para remover los nodos que no tienen inyección de corriente y obtener una matriz con dimensión igual al número de generadores,  $n_g$ . Con base en estas consideraciones, en su forma compacta resulta,

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_{n_g} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{nn} & Y_{nn_g} \\ Y_{nn_g}^t & Y_{n_g n_g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ E_{n_g} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

(2.7) se reduce para tener la corriente de los generadores en términos del voltaje interno. A partir de (2.7) se obtienen

$$0 = Y_{nn} V_n + Y_{nn_g} E_{n_g} \quad (2.8)$$

$$I_{n_g} = Y_{nn_g}^t V_n + Y_{n_g n_g} E_{n_g} \quad (2.9)$$

A partir de (2.8) se obtiene  $V_n = -Y_{nn}^{-1} Y_{nn_g} E_{n_g}$  y se sustituye en (2.9), para tener la corriente de los generadores en términos de los voltajes internos.

$$I_{n_g} = [Y_{n_g n_g} - Y_{nn_g}^t Y_{nn}^{-1} Y_{nn_g}] E_{n_g} \quad (2.10)$$

de (2.10) se obtiene la matriz  $Y_{bus}$  con dimensión  $n_g \times n_g$ , que contempla la topología de la red eléctrica, las cargas del sistema y las impedancias internas de los generadores.

$$Y_{bus} = Y_{n_g n_g} - Y_{nn_g}^t Y_{nn}^{-1} Y_{nn_g} \quad (2.11)$$

### 2.3.3. Gobernador de velocidad

La regulación de frecuencia en los generadores se realiza a través de un arreglo gobernador/turbina. El tiempo en el que opera el control primario es de 2 a 30 segundos ante

la presencia de un desbalance de potencia [15]. El gobernador de velocidad es el encargado de mantener operando al generador en la velocidad síncrona. En la Figura 2.5 se observa la representación mediante diagrama de bloques del gobernador/turbina de una central hidroeléctrica, este modelo responde a cambios en la velocidad síncrona del generador y mantiene un intercambio de potencia deseado,  $P_{ref_i}$ . En la salida se tiene la potencia mecánica que es el valor de entrada para (2.3) del modelo clásico del generador.

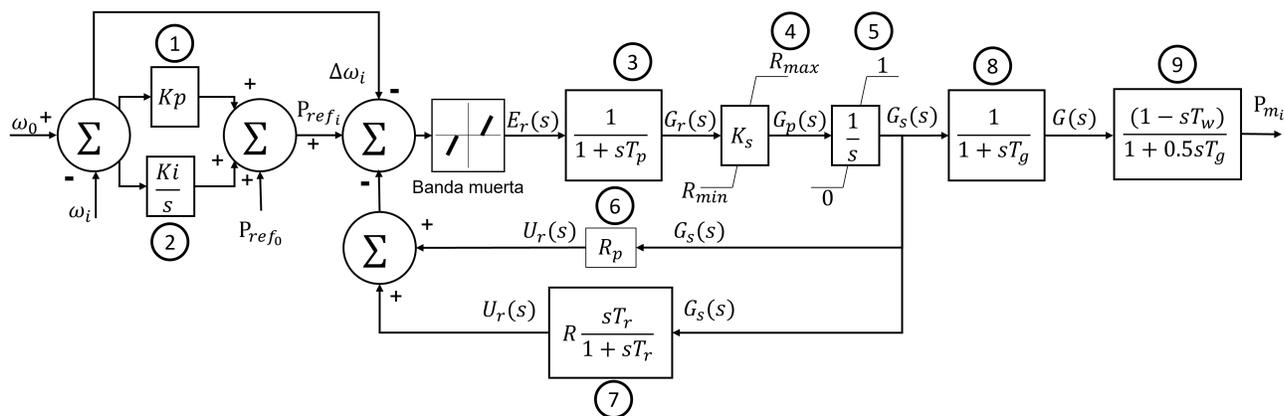


Figura 2.5: Diagrama de bloques para el modelo de gobernador-turbina de central hidroeléctrica [12].

Los bloques 1 y 2 corresponden a un control proporcional integral que tiene de entrada la velocidad síncrona en estado estable  $\omega_0$  y el valor actual  $\omega_i$ , que al entrar al sumador da como resultado su desviación,  $\Delta\omega$ . La salida de estos bloques entran a un sumador, que con la potencia  $P_{ref_0}$  da como resultado la potencia eléctrica  $P_{ref_i}$ . El bloque 3 describe el comportamiento de la válvula principal que tiene una constante de tiempo  $T_p$  para el accionamiento. El bloque 8 corresponde al comportamiento de la compuerta donde  $T_g$  es la constante de tiempo la cual esta ligada al servomotor que se encarga de abrir o cerrar la compuerta.

El bloque 9 describe el comportamiento de la turbina hidráulica, que tiene como salida la potencia mecánica  $P_{m_i}$ . Por último, los bloques 6 y 7 describen una etapa de retroalimentación que aporta amortiguamiento en la apertura y comportamiento de la válvula. Los parámetros del gobernador así como sus valores de cada uno se observan en el Anexo A.4.

## 2.4. Estudio de caso

El sistema de potencia de la Figura 2.6, consta de 4 nodos con dos generadores conectados en 3 y 4, y una carga en 2. Los generadores entregan una potencia activa de 0.6 y 0.4 [pu], con un voltaje en terminales de 1 [pu]. La potencia activa de la carga con valor de 1 [pu] y voltaje nodal de 0.99 [pu]. En la Tabla 2.1 se encuentran estos valores, que se obtienen a partir del estudio de flujos de potencia.

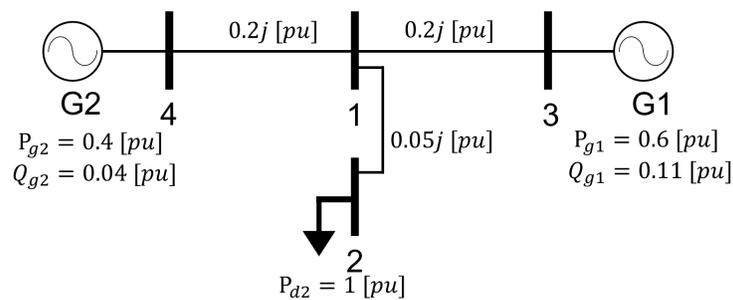


Figura 2.6: Sistema de potencia de 4 nodos.

Tabla 2.1: Condiciones iniciales del sistema de potencia.

Nodo	Voltaje nodal		$P_g$	$Q_g$	$P_d$
	[pu]	[°]	[pu]	[pu]	[pu]
1	0.99	3.13	0	0	0
2	0.99	0.23	0	0	1
3	1.00	10	0.6	0.113	0
4	1.00	7.75	0.4	0.042	0

Para obtener las condiciones en estado estable de los generadores, se parte de los resultados de la Tabla 2.1. Con (2.12) se obtiene la corriente inyectada por los generadores a partir de la potencia entregada y el voltaje en terminales. Con la corriente se obtiene el voltaje interno con (2.13), con el voltaje en terminales, la corriente y la reactancia del generador. En la Tabla 2.2 se observan las condiciones en estado estable.

$$I_{gi} = \frac{P_{gi} - jQ_{gi}}{V_{ti}^*} \quad (2.12)$$

$$E_i = V_{ti} + jx'_d I_{gi} \quad (2.13)$$

Tabla 2.2: Condiciones en estado estable de los generadores.

Generador	$P_g$ [pu]	$Q_g$ [pu]	Voltaje interno	
			$E_i$ [pu]	$\delta_i$ [°]
1	0.6	0.113	1.039	16.56
2	0.4	0.042	1.01	11.83

La matriz  $Y_{bus1}$  se obtiene con (2.11). Las líneas de transmisión tienen valores de  $j0.2$  [pu] y  $j0.05$  [pu], la carga transformada a admitancia equivalente a tierra con ayuda de (2.5), y las reactancias de los generadores  $x'_{d1} = 0,2$  [pu] y  $x'_{d2} = 0,18$  [pu]. Con esta información de entrada, resulta,

$$Y_{bus1} = \begin{bmatrix} 0,226 - 1,338j & 0,238 + 1,223j \\ 0,238 + 1,223j & 0,251 - 1,344j \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

El aumento de la potencia demandada en los sistemas de potencia provoca un desbalance, debido a esto se considera el aumento del 10 % de la carga conectada. Con esta consideración se obtiene la matriz  $Y_{bus2}$  (2.15).

$$Y_{bus2} = \begin{bmatrix} 0,246 - 1,349j & 0,259 + 1,211j \\ 0,259 + 1,211j & 0,272 - 1,356j \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

El generador síncrono se representa a partir de (2.2) y (2.3), se ocupa la notación  $\dot{x} = \frac{dx}{dt}$ . Para el generador 1 se tiene

$$\begin{aligned} \dot{\delta}_1 &= \omega_1 - \omega_0 \\ \dot{\omega}_1 &= \frac{\omega_0}{M_1} (-D_1(\omega_1 - \omega_0) + P_{m1} - P_{e1}) \end{aligned} \quad (2.16)$$

Este modelo requiere el cálculo de las potencias eléctrica y mecánica. La potencia eléctrica se obtiene con (2.4) y la potencia mecánica depende de los valores del gobernador turbina. Las potencias se obtienen con (2.17).

$$\begin{aligned}
 P_{e_1} &= |E_1||E_1||Y_{11}|\cos(\theta_{11} - \delta_1 + \delta_1) + |E_1||E_2||Y_{12}|\cos(\theta_{12} - \delta_1 + \delta_2) \quad (2.17) \\
 P_{m_1} &= \left(1 + \frac{2T_{w1}}{T_{g1}}\right)x_{T_{g1}} - \frac{2T_{w1}}{T_{g1}}g_1
 \end{aligned}$$

Para representar el desempeño del arreglo gobernador/turbina del generador se utiliza (2.18). Al transformar del dominio de Laplace al dominio del tiempo las funciones del diagrama de bloques de la Figura 2.5. El desarrollo se encuentra en el anexo A.4 .

$$\begin{aligned}
 \dot{x}_{pi1} &= K_{i1}e_{\omega_1} \\
 \dot{g}_{r1} &= \frac{e_{r1} - g_{r1}}{T_{p1}} \\
 \dot{g}_{s1} &= K_{s1}g_{p1} \\
 \dot{g}_1 &= \frac{g_{p1} - g_1}{T_{g1}} \\
 \dot{x}_{T_{g1}} &= \frac{g_1 - x_{T_{g1}}}{0,5T_{g1}} \\
 \dot{x}_{T_{r1}} &= \frac{g_{p1} - x_{T_{r1}}}{T_{r1}}
 \end{aligned} \quad (2.18)$$

Para representar el generador síncrono 2, es de igual manera con (2.2) y (2.3).

$$\begin{aligned}
 \dot{\delta}_2 &= \omega_2 - \omega_0 \\
 \dot{\omega}_2 &= \frac{\omega_0}{M_2}(-D_2(\omega_2 - \omega_0) + P_{m_2} - P_{e_2})
 \end{aligned} \quad (2.19)$$

Las potencias eléctrica y mecánica (2.20) se obtienen por medio de

$$\begin{aligned}
 P_{e_2} &= |E_2||E_1||Y_{21}|\cos(\theta_{21} - \delta_2 + \delta_1) + |E_2||E_2||Y_{22}|\cos(\theta_{22} - \delta_2 + \delta_2) \quad (2.20) \\
 P_{m_2} &= \left(1 + \frac{2T_{w2}}{T_{g2}}\right)x_{T_{g2}} - \frac{2T_{w1}}{T_{g2}}g_2
 \end{aligned}$$

El arreglo del gobernador/turbina para el generador 2 es representado por medio de

$$\begin{aligned}
 \dot{x}_{pi2} &= K_{i2}e_{\omega 2} \\
 \dot{g}_{r2} &= \frac{e_{r2} - g_{r2}}{T_{p2}} \\
 \dot{g}_{s2} &= K_s g_{p2} \\
 \dot{g}_2 &= \frac{g_{p2} - g_2}{T_{g2}} \\
 \dot{x}_{T_{g2}} &= \frac{g_2 - x_{T_{g2}}}{0,5T_{g2}} \\
 \dot{x}_{T_{r2}} &= \frac{g_{p2} - x_{T_{r2}}}{T_{r2}}
 \end{aligned} \tag{2.21}$$

En total se tienen 2 ecuaciones diferenciales para el generador síncrono, 6 para el arreglo gobernador/turbina y 2 expresiones algebraicas para el cálculo de las potencias mecánica y eléctrica, para cada generador síncrono. El conjunto de las ecuaciones se resuelven con el método numérico Runge Kutta de cuarto orden utilizando un periodo de muestreo de 0.001 segundo. La respuesta dinámica del sistema dentro del rango de tiempo de 0 a 2 segundos es con la carga inicial, en el segundo 2 se presenta el aumento de carga del 10 %, por medio del cambio de la matriz (2.14) por (2.15).

El aumento de la demanda provoca una disminución en la frecuencia de los generadores, de su condición en estado estable de 60 [Hz] baja hasta 59.67 [Hz] en ambos generadores. Ante la caída en la frecuencia, cuando se sobrepasa la banda muerta de 200 [mH], entra en operación el gobernador turbina para recuperar el valor de frecuencia en su valor nominal de 60 [Hz]. La respuesta se muestra en la Figura 2.7a, que parte de su condición inicial de 60 [Hz].

La potencia eléctrica del generador 1 parte de 0.6 [pu] e incrementa a 0.65 [pu] ante el aumento de la demanda. La potencia mecánica que parte de 0.6 [pu] y aumenta a 0.65 [pu] en un lapso de 55 segundos. El aumento comienza cuando la variación de la frecuencia esta fuera de la banda muerta, en este caso cuando baja a valores menores de 58.8 [Hz]. La potencia eléctrica del generador 2 parte de 0.4 [pu] y aumenta a 0.45 [pu] ante el disturbio. La potencia mecánica que inicia en 0.4 [pu] se ajusta a 0.45 [pu]. En Figura 2.7 se observan las respuestas

de las potencias de ambos generadores.

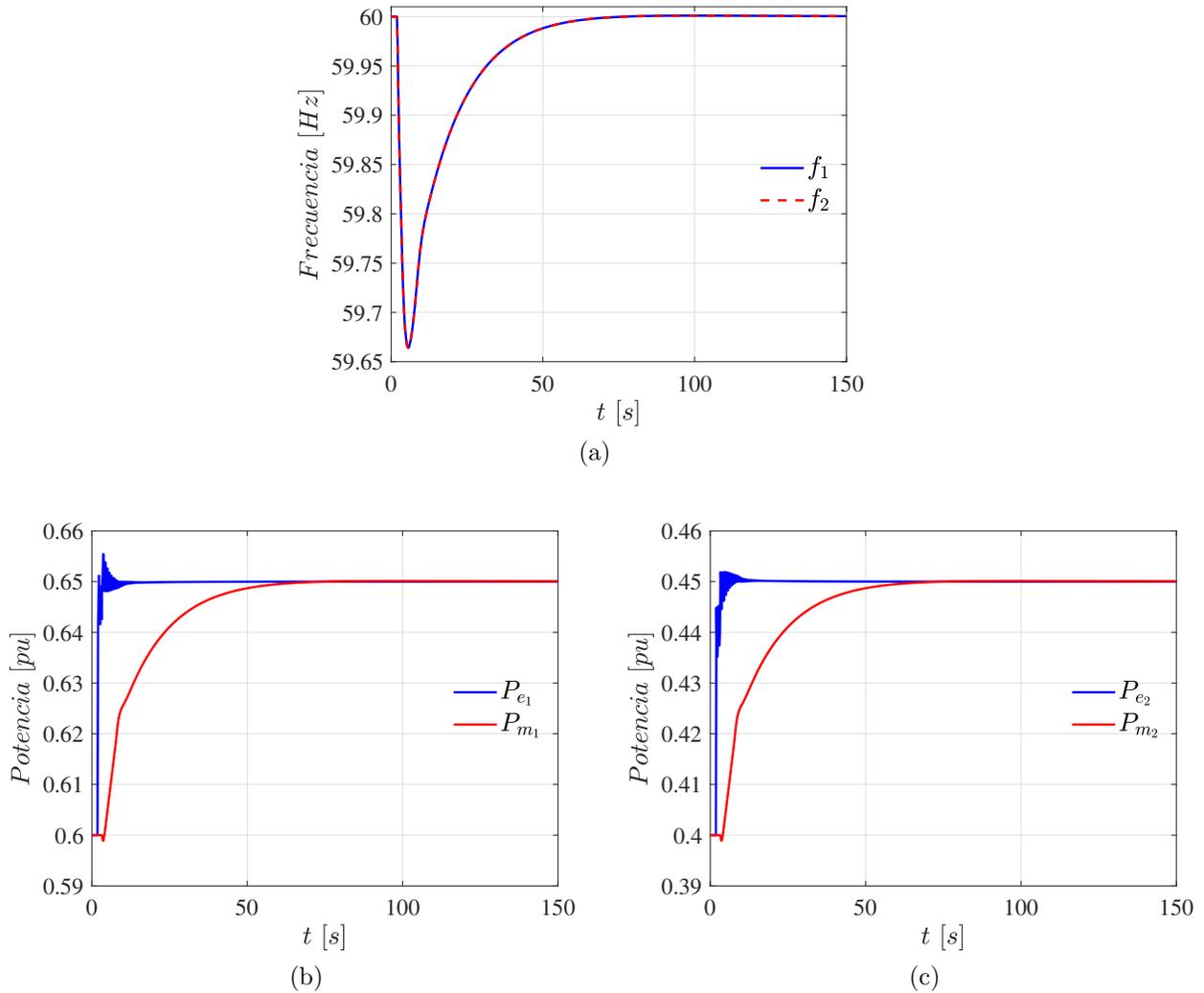


Figura 2.7: a) Frecuencia eléctrica de los generadores, potencia eléctrica y mecánica b) Generador 1, c) Generador 2.

De manera convencional los desbalances de potencia se corrigen ante el funcionamiento de cada gobernador/turbina, sin embargo, ante el avance tecnológico se tienen diferentes dispositivos que dan soporte a la red ante disturbios. Uno de estos dispositivos son los sistemas de almacenamiento de energía, que aportan energía de manera rápida y en grandes cantidades.

## Capítulo 3

# Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en Baterías

### 3.1. Sistemas de almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento de energía son tecnologías que tienen mayor flexibilidad en los sistemas eléctricos para mantener el balance continuo entre la generación y la demanda [15, 19]. Tienen un papel muy importante debido a que pueden actuar como una carga (almacenamiento) o como una fuente de potencia (descarga) dependiendo de los requerimientos de compensación ante variaciones demanda/generación. Adicionalmente, su integración a la red eléctrica permite otras posibilidades de operación, por ejemplo:

- Se utilizan para aumentar la eficiencia energética y reducir el precio la electricidad mediante una estrategia de comercialización de energía dentro del mercado eléctrico. Este enfoque tiene como objetivo comprar energía de la red a un precio bajo durante los periodos de menor demanda, almacenar la energía producida y luego venderla a la red a un precio más alto durante los periodos de demanda máxima.
- Prestación de servicios que incluyen principalmente el control de la frecuencia de la red, control de la magnitud de voltaje y reserva de potencia. El sistema de almacenamiento se ocupa para regular los cambios de energía a corto plazo. En su diseño se pueden agregar tareas para estabilizar la frecuencia, la magnitud de voltaje, amortiguar oscilaciones y

reducir los tiempos para que el sistema de potencia regrese a una condición en estado estable.

- Mejorar la calidad de la energía resolviendo los problemas más comunes que comprenden interrupciones del suministro, distorsión armónica de voltajes y corrientes, caídas y aumentos de voltaje, transitorios y parpadeos. Los sistemas de almacenamiento de energía pueden dar soporte de energía ante anomalías en el suministro de energía a corto plazo.

Este tipo de sistemas convierte la energía eléctrica en alguna otra forma de energía que se puede almacenar y volver a convertirla en energía eléctrica cuando se requiera. La elección de una tecnología de almacenamiento para una aplicación específica depende de las necesidades de la red eléctrica, además, del tiempo de respuesta, el ciclo de vida, la vida útil, la eficiencia, el peso, el volumen y la temperatura de funcionamiento. Es importante considerar que los sistemas de almacenamiento de energía se pueden clasificar en función del tiempo de respuesta, forma de almacenar o su aplicación.

En [32] los sistemas de almacenamiento de energía se clasifican en cinco categorías: mecánico, eléctrico, electroquímico, químico y térmico. En la Figura 3.1 se observa la clasificación con las tecnologías de cada categoría. Para el almacenamiento mecánico se tiene que la energía eléctrica se transforma en energía cinética o potencial, entre las tecnologías se encuentran el almacenamiento hidro por bombeo, por aire comprimido y el volante de inercia. Otra manera de almacenar energía es en forma eléctrica, los supercapacitores que almacenan cargas electrostáticas evitando reacciones químicas. Una de las ventajas que presenta es que se pueden cargar y descargar en segundos.

Dentro del almacenamiento de energía en forma eléctrica, se tiene la tecnología de supercampos magnéticos, que son creados por la circulación de una corriente continua en un anillo superconductor que está refrigerado a una temperatura por debajo de la temperatura crítica de superconductividad. Este tipo de tecnología se utiliza para el almacenamiento de energía en corta duración, siendo su aplicación más común en la mejora de la calidad de forma de

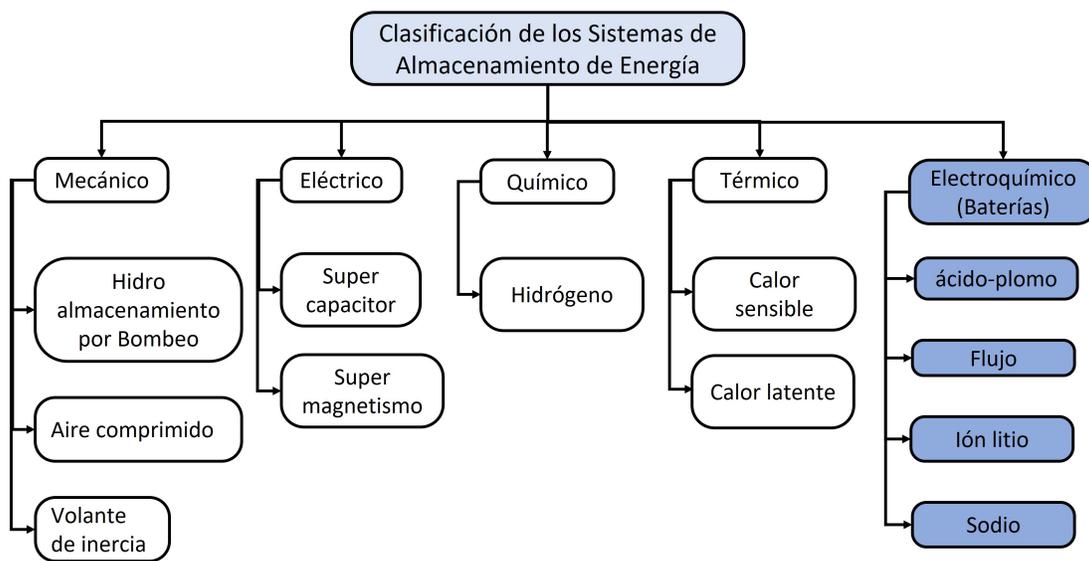


Figura 3.1: Clasificación de los sistemas de almacenamiento [?, 32].

onda en las redes de distribución [34].

Los sistemas de almacenamiento químicos almacenan la energía en los enlaces entre diferentes tipos de moléculas. Cuando algo hace que estos enlaces se rompan, las moléculas se reorganizan y se libera la energía. La sustancia de la que proviene la energía se convierte en una sustancia completamente diferente y, con frecuencia, en cualquier otra forma de energía. El almacenamiento de energía química se centra principalmente en portadores de energía secundaria, como el hidrógeno y el gas sintético (una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono). Esta energía se utiliza en procesos industriales a gran escala.

El almacenamiento de energía térmica incluye una variedad de tecnologías que almacenan energía calorífica que está disponible en un depósito aislado. Los sistemas de almacenamiento de energía térmica se clasifican en dos grupos: baja temperatura y de alta temperatura. Esta energía térmica se utiliza para alimentar turbinas, generalmente de vapor o de aire caliente, que producen electricidad. Esta energía térmica se obtiene a partir de la energía solar por concentración, que utiliza elementos ópticos y espejos para concentrar la energía solar y obtener energía térmica.

Por último, se tienen los sistemas de almacenamiento electroquímicos los cuales almacenan la energía en baterías (recargables) en forma de energía química. Estos sistemas de almacenamiento emplean una reacción química reversible la cual se presenta en un electrolito. Estos sistemas son llamados Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en Baterías o BESS (Battery Energy Storage System) por sus siglas en inglés. Un BESS consta de una serie de celdas electroquímicas conectadas en serie y/o en paralelo que proporcionan un voltaje y potencia deseada a la cual estará trabajando el sistema.

Este enfoque de almacenamiento incluye sistemas tradicionales de baterías de plomo-ácido, sistemas avanzados de almacenamiento de energía en baterías y baterías de flujo (reacciones reducción-oxidación). Los BESS avanzados comprenden baterías de química de níquel (níquel-cadmio e hidruro de níquel-metal), baterías de química de litio (ion de litio y polímero de litio) y baterías de química de sodio (azufre de sodio y cloruro de níquel de sodio). Una batería puede convertir energía bidireccionalmente entre energía eléctrica y química. Este tipo de almacenamiento de energía es el que se aborda para este trabajo.

## **3.2. Sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías**

El sistema de almacenamiento de energía basados en baterías es un dispositivo electroquímico que recolecta potencia de la red, y se encuentra disponible con el objetivo de cubrir o brindar servicios de red cuando se requiera. Dentro de las tecnologías para almacenar energía a escala de red se encuentran: iones de litio, plomo-ácido, flujo redox y sales fundidas. La de mayor uso en los sistemas de potencia es de iones de litio [33]. Un BESS tiene criterios de desempeño que definen su comportamiento y operación. Dentro de las características se tiene la potencia nominal, capacidad, duración del almacenamiento, ciclo de vida, estado de carga y eficiencia, que se describen a continuación:

- Capacidad de potencia nominal: es la capacidad de descarga instantánea total posible (en [kW] o [MW]) del BESS, o la tasa máxima de descarga que puede alcanzar el BESS, a partir de un estado completamente cargado.
- Capacidad de energía: es la cantidad máxima de energía almacenada (en [kWh] o [MWh]).
- Duración del almacenamiento: es la cantidad de tiempo que el almacenamiento puede descargar a su capacidad de energía antes de agotar su capacidad de energía. Por ejemplo, una batería de 4 MWh (energía almacenada) con capacidad de 1 MW se descarga en 4 horas.
- Ciclo de vida: es la cantidad de tiempo o ciclos que un sistema de almacenamiento de batería puede cargarse y descargarse antes de fallar o degradarse significativamente.
- Autodescarga: ocurre cuando la carga almacenada de la batería se reduce a través de reacciones químicas internas, sin que esta energía sea entregada al usuario. La autodescarga se expresa como un porcentaje de la carga pérdida durante un cierto periodo. Es un parámetro importante a considerar en las baterías destinadas a aplicaciones de mayor duración.
- Estado de carga: expresado como porcentaje, representa el nivel actual de la energía almacenada en la batería, se expresa de 0 al 100 %. El estado de carga influye en la capacidad de una batería para proporcionar energía o servicios auxiliares a la red en instantes de tiempo definidos.
- Eficiencia carga/descarga: medida como porcentaje, es una relación entre la energía cargada en la batería y la energía descargada. Para la eficiencia se considera que la energía es en corriente continua incluidas las pérdidas por autodescarga y otras pérdidas eléctricas.

Los servicios que puede ofrecer un BESS en la red eléctrica son: reducción del costo de energía en horas de alta demanda, aumentar la reserva de potencia, evitar saturación de la

red de transmisión y arranque de centrales generadoras [42–44].

El pico de demanda se satisface con los generadores de mayor costo, como las plantas de gas, sin embargo, al integrar un BESS para que entregue energía en ese periodo de tiempo reduce el costo. Para esta aplicación el BESS se debe dimensionar de tal manera que opere en un periodo de horas. Otro servicio que brindan los BESS es aumentar la reserva de potencia, que mejora la confiabilidad del sistema. Las categorías de reservas son: operativas y de servicios auxiliares, que funcionan desde segundos hasta varias horas. Un BESS al tener la capacidad de cargarse o descargarse rápidamente mantiene el equilibrio carga generación, en comparación con las centrales térmicas que tienen un tiempo de encendido y apagado. Ante esto el BESS se convierte en un recurso adecuado para servicios de confiabilidad a corto plazo, como respuesta a la regulación de frecuencia primaria y seguimiento de carga, para garantizar que el suministro satisfaga la demanda.

Los grandes generadores necesitan una fuente externa de electricidad para realizar funciones clave antes de que puedan comenzar a generar. En condiciones normales del sistema, esta energía externa puede ser proporcionada por la red. Sin embargo, después de una falla del sistema, la red ya no puede proporcionar esta energía y los generadores deben encenderse a través de una fuente de electricidad en el sitio, como un generador diesel, a este proceso se le conoce como arranque en negro [33]. Un BESS en el sitio también puede brindar este servicio, evitando los costos de combustible y las emisiones de los generadores convencionales de arranque en negro.

En la Tabla 3.1 [34–36] se hace un resumen de las aplicaciones que tiene un BESS en los sistemas de potencia. Para los servicios de reducción de costo de la energía, arranque de centrales generadoras o salidas de centrales generadoras el uso del BESS debe ser para un rango de horas. Mientras que para servicios de reserva operativa el uso del sistema de almacenamiento va de los segundos a los minutos.

Tabla 3.1: Aplicaciones del BESS en sistemas de potencia.

Aplicación	Descripción	Duración
Reducción del costo	Comprar energía de bajo costo fuera de las horas pico y venderla durante los periodos de precios altos	Horas
Reserva operativa		
-Regulación de frecuencia	Respuesta rápida ante desequilibrio carga/generación	Segundos
-Seguimiento de carga	Respuesta rápida ante variaciones de carga temporales	Minutos
-Salida de generación	Respaldo ante pérdida de una central de generación	Minutos a horas
Descongestionamiento de la red	Reduce los intercambios de potencia entre áreas	Horas
Arranque de centrales	Reserva para arrancar las máquinas y equipos en las centrales de generación í como servicios propios	Horas

### 3.2.1. Topología del BESS

El sistema de almacenamiento de energía en baterías se compone de un módulo de baterías, un convertidor de voltaje bidireccional y un transformador de acoplamiento con el que se conecta el BESS a la red [36–39], Figura 3.2. El módulo de baterías es el encargado de almacenar la energía en forma electroquímica. Esté módulo tiene la característica de ser un arreglo de baterías para obtener un voltaje y corriente deseados. El siguiente elemento es la fuente convertidora de voltaje, cuyo propósito principal es controlar el flujo de energía entre la red y el módulo de almacenamiento en ambas direcciones.

Para el funcionamiento correcto del BESS se tiene un control que se encarga del intercambio de potencia entre el sistema y la red, este intercambio queda condicionado por la aplicación en particular. El esquema de control mostrado en la Figura 3.2 está destinado para la regulación de frecuencia y soporte de voltaje en el punto de conexión con la red. El control de frecuencia genera una señal que realiza cambios en la potencia activa que depende de las limitaciones de transferencia de potencia y la capacidad de carga-descarga del módulo de baterías.

Por otro lado, el control del voltaje se encarga de mantener la magnitud del voltaje en terminales en un valor deseado. Los controles de frecuencia y voltaje se limitan por el control de potencia que depende de las restricciones de transferencia de potencia del VSC y del estado de carga. Un aspecto importante del VSC es la bidireccionalidad, debido a que se requiere transferir la potencia del almacenamiento a la red (descarga) y de la red al almacenamiento (carga). A diferencia de conectar una fuente de energía (por ejemplo fotovoltaica) que intercambia potencia solo en una dirección. Por lo tanto, la confiabilidad de los componentes dentro del BESS es un punto clave al elegir la estructura del convertidor.

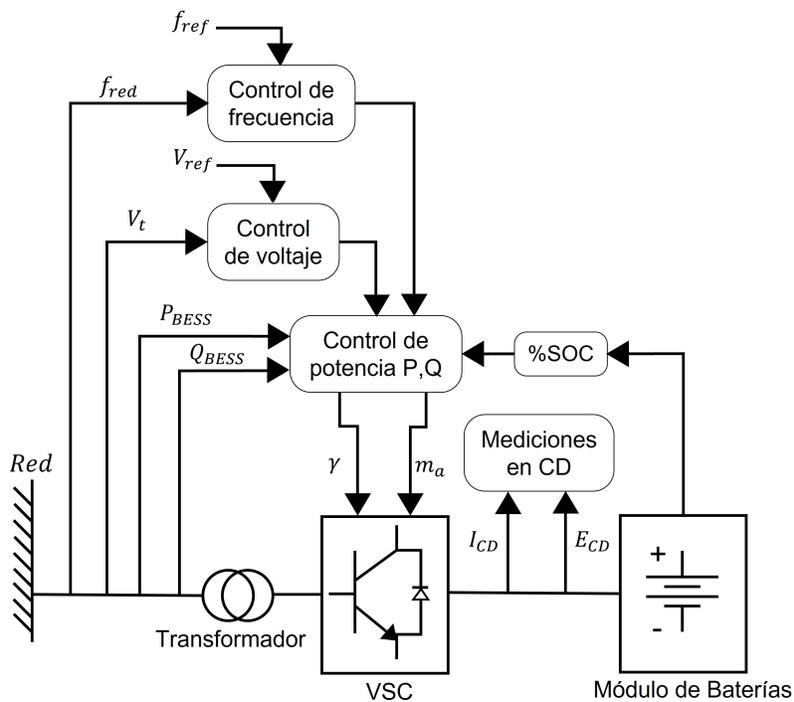


Figura 3.2: Esquema del sistema de almacenamiento de energía en baterías.

### 3.2.2. Módulo de baterías

El módulo de baterías en un sistema de almacenamiento es el componente encargado de almacenar energía eléctrica en energía química. El dimensionamiento (capacidad de almacenamiento) y el tipo de tecnología son dos características que determinan la capacidad del BESS. Los principales criterios de diseño de esta tecnología son: alta densidad de energía volumétrica de almacenamiento, alta eficiencia de carga y descarga, vida útil y los costos

de inversión. Una tecnología prometedora para aplicaciones de red es la batería de iones de litio que se caracteriza por un alto voltaje de celda (3.6 V), densidad de energía (hasta 200 Wh/kg), eficiencia (85–95 %) y vida útil de 1000– 15000 ciclos.

Para observar el comportamiento y características del módulo de baterías existen diferentes modelos que dependen de las variables a analizar. Los modelos se clasifican en: electroquímicos, térmicos y eléctricos. Los modelos electroquímicos están enfocados para el diseño de las celdas físicas y la cuantificación de variables como el voltaje, corriente, concentración y carga/descarga. Los modelos térmicos están enfocados para aplicaciones en vehículos híbridos y eléctricos, que dependen de la temperatura en la que se trabaje y la degradación. Estos modelos se caracterizan por diversos parámetros y también se deben llevar a cabo algunos cálculos.

Los modelos eléctricos, a diferencia de los modelos electroquímicos o térmicos, son intuitivos y fáciles de usar. Todos los modelos eléctricos consisten en circuitos equivalentes integrados por componentes pasivos (resistores, capacitores e inductores) y una fuente de voltaje. Con estos modelos se obtiene el voltaje, corriente, y el estado de carga.

Dentro de los modelos eléctricos se tienen el modelado de Thévenin de segundo orden, que consta de una fuente de voltaje a la que se conecta una resistencia para simular la resistencia interna de la batería en serie con uno o dos circuito resistivos capacitivos para representar el fenómeno de carga y descarga [4, 40, 41]. El segundo circuito resistivo capacitivo es para simular los fenómenos transitorios de la batería. Con lo que se tiene un voltaje en terminales en circuito abierto. En la Figura 3.3a se observa el modelo de Thevenin donde el voltaje de la fuente ideal  $V_{0(SOC)}$  depende del estado de carga, y se tiene la resistencia interna  $R_{int}$ , el circuito RC conectado y el voltaje  $V_{bat}$  en terminales. En la Figura 3.3b se tiene un capacitor, una resistencia de autodescarga y la fuente de corriente.

Del modelo de la Figura 3.3a se tiene que el capacitor se introduce para ejemplificar el estado de carga de la batería que tiene un voltaje en terminales que depende de la carga del capacitor. Este modelo se utiliza para simular las pérdidas por autodescarga, la corriente y

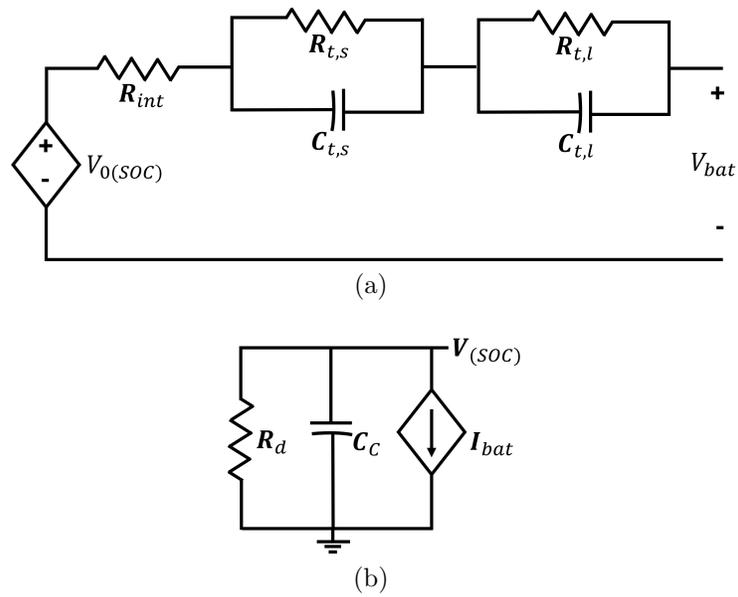


Figura 3.3: a) Modelo de Thevenin de la batería de segundo orden para el voltaje, b) Modelo de la batería para la corriente.

voltaje. El módulo de baterías es un arreglo de celdas en serie y paralelo para obtener un voltaje y corriente deseada. En la Figura 3.4 se observa la conexión en serie y paralelo de  $n \times m$  celdas con lo cual se obtiene un voltaje  $E_{dc}$ , y con capacidad de entregar una corriente  $I_{dc}$ .

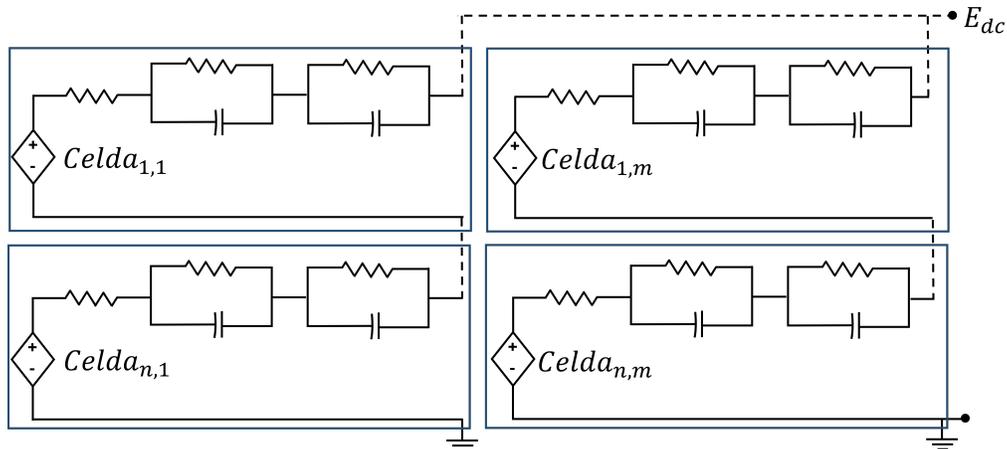


Figura 3.4: Módulo de baterías formado por un arreglo de celdas.

De la misma manera que se conectan varios modelos de Thevenin de la batería para obtener un módulo completo con capacidades mayores, también se generaliza para el modelo de corriente que se muestra en la Figura 3.3b. Para generalizar el modelo se tiene un capacitor

de gran magnitud, conectado a una fuente de corriente, con una resistencia para considerar la autodescarga. Con esta generalización de este modelo, se obtiene la corriente.

### 3.2.3. Fuente convertidora de voltaje (VSC)

Una fuente convertidora de voltaje es un convertidor electrónico de potencia que se compone de interruptores semiconductores. La función principal es facilitar el intercambio de energía entre dos subsistemas. Los subsistemas a menudo tienen diferentes atributos en términos de formas de onda de tensión/corriente, frecuencia, ángulo de fase y, por lo tanto, no se pueden interconectar directamente entre sí, se requieren convertidores electrónicos. Los convertidores se categorizan basados en los tipos de subsistemas que se quieren conectar, se tienen DC/DC, AC/AC y AC/DC.

En la Figura 3.5 se tiene un convertidor que conecta un sistema en AC con otro en DC, cuando la transferencia es del lado de AC a DC se denomina un convertidor rectificador, y en caso contrario cuando es de DC a AC un convertidor inversor. El sentido de la transferencia de energía depende de las señales de activación para los interruptores semiconductores, que se obtiene mediante la conmutación en función del rendimiento deseado.

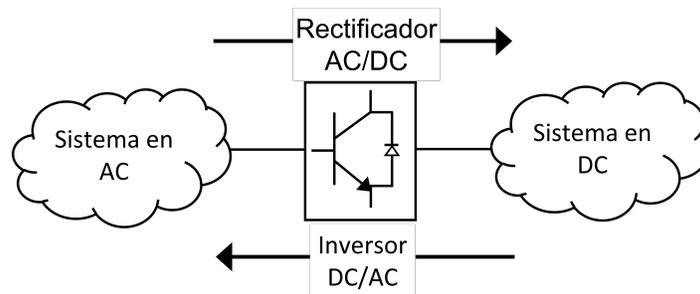


Figura 3.5: Fuente convertidora de voltaje.

El modelo de VSC que se utiliza para conectar el almacenamiento con la red eléctrica, esta compuesto de un transformador de cambio de fase y una admitancia de derivación equi-

valente para representar el cambio de fase y la escala del control PWM, Figura 3.6. Esta configuración permite una flexibilidad para el modelado, debido a que el lado de AC se puede conectar, con ayuda de un transformador, a la red eléctrica. Además, del lado de DC se tiene la facilidad de conectar el módulo de baterías, debido a que solo se requiere contar con el voltaje  $E_{dc}$  que proporciona el almacenamiento.

En la Figura 3.6 se observa el circuito equivalente de un VSC DC/AC, del lado izquierdo se tiene las terminales de conexión para el módulo de baterías, por lo que se considera que en ese punto se presenta el voltaje  $E_{dc}$ . Del lado derecho se tiene la terminal  $v$  en AC, que se conecta a la red por medio de un transformador de acoplamiento. El VSC está construido como un convertidor de dos o varios niveles que utiliza una serie de interruptores basados en electrónica de potencia, que con un esquema de conmutación PWM. El proceso de inyección/absorción de potencia activa o reactiva lo lleva a cabo el control PWM para satisfacer los requisitos operativos.

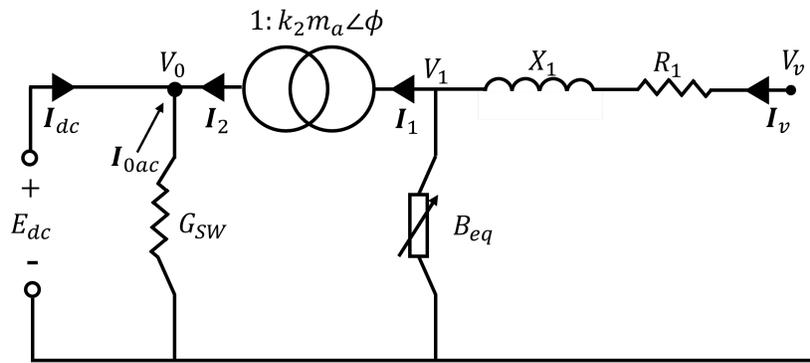


Figura 3.6: Circuito equivalente para estado estable del VSC [47].

El circuito equivalente se modela por medio de un transformador cambiador de fase ideal que proporciona la interfaz entre el sistema en DC y AC debido a que regula el flujo de potencia. Esto permite un desacoplo entre el ángulo del voltaje en AC y el voltaje en CD. Para modelar el proceso electrónico de las formas de onda de voltaje y corriente del VSC se sintetiza con una susceptancia y conductancia hipotéticas que son las responsables de toda la producción de potencia. Este circuito equivalente del VSC se observa en la Figura 3.6.

El modelo VSC para estado estacionario comprende un transformador de cambio de fase ideal que se conecta en serie con una impedancia, una susceptancia de derivación variable equivalente  $B_{eq}$  colocada en el lado derecho del transformador y una resistencia del lado de DC. La inductancia serie  $X_1$  representa la interfaz magnética del VSC, mientras que la resistencia  $R_1$  está asociada a las pérdidas óhmicas que son proporcionales a la corriente en AC al cuadrado.

La resistencia en derivación en el lado de DC ( $G_{sw}$ ) representa las pérdidas que se relacionan con la conmutación del convertidor PWM,  $V_0$  es igual a  $E_{dc}$  que proviene del módulo de baterías. Respecto al lado en AC, el voltaje  $V_1$  depende de la magnitud del tap de derivación  $m_a$  que corresponde al índice de modulación de la electrónica de potencia. Para un VSC trifásico de dos niveles se tiene una constante  $k_2 = \sqrt{3/8}$ ,  $\phi$  es el ángulo de fase del voltaje, y  $E_{dc}$  es el voltaje en el nodo en DC el cual es un valor escalar. Todo lo anterior se relaciona en la expresión 3.1.

$$V_1 = k_2 m_a E_{dc} e^{j\phi} \quad (3.1)$$

El flujo de potencia activa entre el transformador de acoplamiento y el VSC, esta ligado a la apertura angular entre el ángulo de la tensión  $\theta_v$  y el ángulo del transformador de cambio de fase  $\phi$ . Esta apertura angular se define como la diferencia angular  $\gamma = \theta_v - \phi$ . El transformador de cambio de fase que compone el modelo VSC juega un papel crucial en la descripción de la operación del convertidor debido a que desacopla en ángulo los circuitos conectados.

### 3.2.4. Estado de carga

El estado de carga SOC (State of Charge) del BESS es un indicador de la cantidad de energía almacenada disponible. Para el cálculo del SOC se considera: eficiencia del convertidor, capacidad de transferencia de potencia y capacidad del BESS [45]. Cuando el valor del SOC baja se dice que esta en la etapa de descarga, por el contrario si aumenta se carga. Si la potencia es absorbida (carga) por el BESS, el valor del SOC se obtiene a partir de

$$SOC(t + 1) = SOC(t) + \eta P_b(t) \Delta T \quad (3.2)$$

donde  $P_b < 0$  y  $\eta$  es la eficiencia del convertidor. Para la etapa de carga se debe cumplir que la potencia absorbida no exceda la potencia máxima permitida. El límite de carga y descarga depende de  $K_C$ , que es la potencia máxima que puede ser absorbida o inyectada en el lapso de tiempo  $\Delta t$  y  $C_{bat}$  es la capacidad máxima almacenada. El límite de la potencia que se puede absorber es

$$-\eta P_b(t) \Delta t \leq K_C C_{bat} \quad (3.3)$$

Para la descarga del BESS el SOC se obtiene con (3.4), con  $P_b > 0$  y la potencia está limitada por (3.5).

$$SOC(t + 1) = SOC(t) - P_b(t) \Delta t / \eta \quad (3.4)$$

$$P_b(t) \Delta t / \eta \leq K_C C_{bat} \quad (3.5)$$

El valor del SOC debe estar entre el 80% y 20% para prolongar su vida útil y evitar la degradación del modulo de baterías [46]. Las descargas totales provocan deterioro al igual que las cargas totales. Cuando el SOC es bajo (cerca al límite inferior) el BESS debe comenzar a cargarse, en cambio si el valor se mantiene cerca del límite superior, el BESS es capaz de brindar el soporte necesario a la red. Para que el BESS de soporte de frecuencia ante desviaciones del balance de potencia, el SOC debe tener valores cercanos al 80%.

### 3.2.5. Modos de operación

Para que un BESS cumpla con la aplicación deseada, se tienen que tener un control destinado a solucionarla. La aplicación a la que este destinado el BESS va de la mano con un modo de operación dentro de los cuales se encuentran; soporte de frecuencia, voltaje y factor de potencia. Para el soporte de potencia activa, que ayuda a controlar la frecuencia, este limitado por la capacidad de la batería, y el soporte de voltaje que esta ligado al intercambio de potencia reactiva se tiene limitación por la capacidad del convertidor. El soporte para el factor de potencia es una combinación de ambos controles donde se tiene un soporte tanto de potencia activa y reactiva. En este trabajo se contemplan que el BESS puede proporcionar soporte de voltaje y frecuencia ya que sus características permiten la capacidad de controlar la potencia activa y reactiva de forma independiente mediante dos parámetros de corriente separados dentro de la capacidad del convertidor.

Cuando el BESS opera para el soporte de frecuencia, se genera una señal de error la cual varia la potencia activa basada, este error es entre la frecuencia de la red y la frecuencia nominal, más allá del límite de banda muerta. Dependiendo del valor de este error, el BESS el BESS aumenta o disminuye la inyección de potencia activa Por otro lado, la operación del BESS para el control de voltaje, genera una señal de error para la potencia reactiva, el cual depende del valor del voltaje nodal real y el voltaje de referencia nominal. Las medidas locales de tensión y frecuencia en el punto conectado del BESS se seleccionan como señales de entrada para generar y controlar la potencia activa y reactiva del BESS.

### 3.3. Modelado

El BESS es el conjunto del módulo de almacenamiento, fuente convertidora y el transformador de acoplamiento. En la Figura 3.7 se observa el diagrama esquemático, las variables de control  $\gamma$  y  $m_a$  que pertenecen al VSC. Del lado en DC se conecta el módulo de baterías y en AC el transformador de acoplamiento.

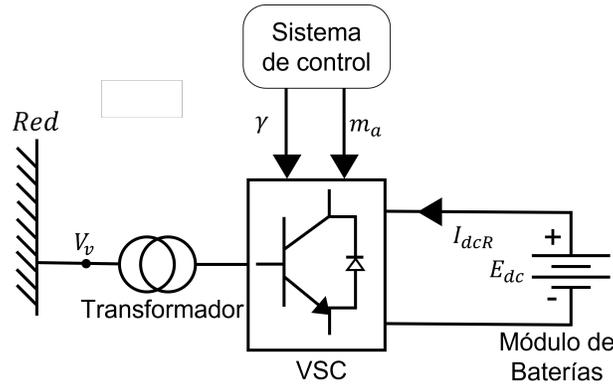


Figura 3.7: Diagrama esquemático del BESS.

La potencia en DC se obtiene con el voltaje  $E_{dc}$  y la corriente  $I_{dcR}$  que se obtiene con (3.6). A partir de la Figura 3.3b se obtiene la corriente del capacitor  $C_{dc}$  que esta conectado a una fuente de corriente. Si se considera que el módulo de baterías es ideal y no se presenta el fenómeno de autodescarga, la resistencia se desprecia. La corriente en el capacitor se obtiene a partir de (3.7).

$$I_{dcR} = \frac{P_v}{E_{dc}} \quad (3.6)$$

$$i_{dc} = C_{dc} \frac{dE_{DC}}{dt} \quad (3.7)$$

Para obtener las variaciones del voltaje  $E_{dc}$  a partir (3.7) y al considerar que la corriente es  $i_{dc} = -I_{dcR} - I_{dc}$ . Los cambios en el voltaje del modulo de baterías se representar por medio de

$$\frac{dE_{DC}}{dt} = \frac{-I_{dcR} - I_{dc}}{C_{dc}} \quad (3.8)$$

donde  $I_{dc}$  es la corriente del capacitor e  $I_{dcR}$  la que es inyectada o absorbida por el modulo de baterías. En la Figura 3.8 se observan los diagramas de bloques para el control la corriente  $I_{dc}$ , el ángulo de disparo del VSC  $\gamma$  y el índice de modulación  $m_a$ .

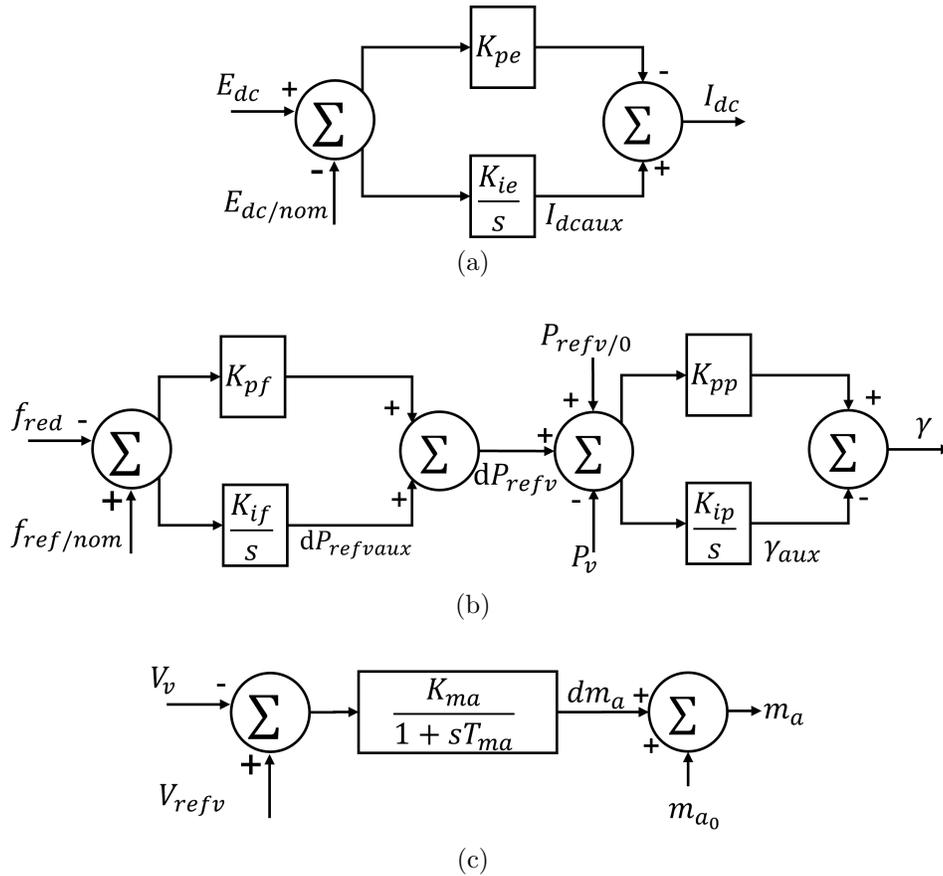


Figura 3.8: (a) Control de voltaje  $E_{dc}$  del VSC, (b) Control del ángulo de disparo, (c) Control del índice de modulación. [47]

Para el diagrama de la Figura 3.8a, se tiene como entrada el voltaje  $E_{dc}$ , que al restarle el voltaje de referencia  $E_{dc/nom}$  se obtiene su variación. Posteriormente esta diferencia en el voltaje entra a una etapa de control proporcional integral, a la salida se obtiene el nuevo valor de la corriente  $I_{dc}$ .

Del bloque integral se obtiene la ecuación diferencial (3.9), con ayuda de la transformada

de Laplace para tener la ecuación en el dominio del tiempo, donde  $K_{ie}$  es la constante integral. La corriente  $I_{dc}$  se obtiene con (3.10).

$$\dot{I}_{dcaux} = K_{ie}(E_{dc} - E_{dc/nom}) \quad (3.9)$$

$$I_{dc} = K_{pe}(E_{dc} - E_{dc/nom}) + I_{dcaux} \quad (3.10)$$

A partir del diagrama de bloques de la Figura 3.8b se obtiene el cambio en  $\gamma$ . Como entrada se tiene la frecuencia de la red  $f_{red}$  y la referencia  $f_{ref/nom}$ . La diferencia entre ambas frecuencias es la entrada a una etapa proporcional integral, y a la salida se tiene  $dP_{refv}$ , que es el ajuste en la potencia de referencia. Para la segunda parte del diagrama de bloques, la entrada depende de la potencia activa que entregue o absorba el BESS  $P_v$ , la potencia de referencia inicial  $P_{refv/0}$  y el incremento  $dP_{refv}$ . A la salida se tiene el nuevo valor de  $\gamma$ . Al obtener las expresiones en el dominio del tiempo se obtiene:

$$dP_{refaux} = K_{if}(f_{ref/nom} - f_{red}) \quad (3.11)$$

$$dP_{refv} = K_{pf}(f_{ref/nom} - f_{red}) + dP_{refaux} \quad (3.12)$$

$$\dot{\gamma}_{aux} = K_{ip}(e_{P_v}) \quad (3.13)$$

$$\gamma = K_{pp}(e_{P_v}) + \gamma_{aux} \quad (3.14)$$

donde  $e_{P_v} = P_{refv/0} + dP_{refv} - P_v$ . Por último, el diagrama de bloques de la Figura 3.8c describe el control para el índice de modulación con el que se mantiene el voltaje en AC en el valor deseado. Como entrada se tiene el voltaje de referencia  $V_{refv}$  y el valor actual  $V_v$ , el control de este índice es por medio de una función de primer orden que realiza el ajuste  $dm_a$  que sumado al valor inicial se obtiene el nuevo valor del índice de modulación para mantener el voltaje en terminales en el valor deseado (3.16). Las expresiones en el dominio del tiempo

del índice de modulación son:

$$\dot{m}_a = \frac{K_{ma}(V_{refv} - V_v) - dm_a}{T_{ma}} \quad (3.15)$$

$$m_a = m_{a0} + dm_a \quad (3.16)$$

### 3.4. Integración del BESS en los sistemas de potencia

A partir del sistema de potencia descrito en la sección 2.4, se realiza una modificación con el objetivo de integrar el BESS. El generador ubicado en el nodo 4 se sustituye por el sistema de almacenamiento con la potencia inicial de 0.4 [pu] de potencia activa. En la Figura 4.1 se observa el sistema de potencia con el BESS integrado.

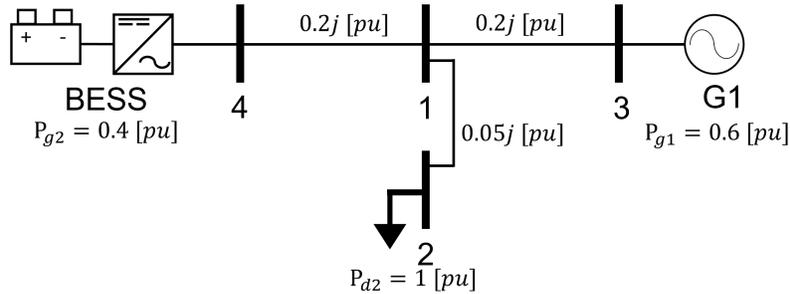


Figura 3.9: Sistema de potencia de 4 nodos con BESS.

El generador 1 se representa con (2.2), (2.3), que describen los cambios en el ángulo de carga y velocidad.

$$\begin{aligned} \dot{\delta}_1 &= \omega_1 - \omega_0 \\ \dot{\omega}_1 &= \frac{\omega_0}{M_1} (D_1(\omega_1 - \omega_0) + P_{m_1} - P_{e_1}) \end{aligned} \quad (3.17)$$

La potencia eléctrica  $P_e$  se calcula con el voltaje interno del generador  $E_1$  y el voltaje  $V_{int}$  que pertenece al BESS y se obtiene con (3.1). La potencia mecánica proviene del arreglo gobernador/turbina.

$$P_{e1} = |E_1||E_1||Y_{11}|\cos(\theta_{11} - \delta_1 + \delta_1) + |E_1||V_{int}||Y_{12}|\cos(\theta_{12} - \delta_1 + \phi) \quad (3.18)$$

$$P_{m1} = \left(1 + \frac{2T_{w1}}{T_{g1}}\right)x_{T_{g1}} - \frac{2T_{w1}}{T_{g1}}g_1 \quad (3.19)$$

Para representar el arreglo gobernador/turbina del generador es por medio de:

$$\begin{aligned} \dot{g}_{r1} &= \frac{K_{s1}e_{r1} - g_{r1}}{T_{p1}} \\ \dot{g}_{p1} &= g_r \\ \dot{g}_1 &= \frac{g_{p1} - g_1}{T_{g1}} \\ \dot{x}_{T_{g1}} &= \frac{g_1 - x_{T_{g1}}}{0,5T_{g1}} \\ \dot{x}_{T_{r1}} &= \frac{g_{p1} - x_{T_{r1}}}{T_{r1}} \\ \dot{x}_{I1} &= e_{\omega_1} \end{aligned} \quad (3.20)$$

Para representar el comportamiento del BESS se tienen las ecuaciones (3.21), que describen las variaciones del voltaje  $E_{dc}$ , la corriente  $I_{dc}$ , el cambio de potencia activa de referencia  $dP_{refv}$ , el ángulo de disparo del VSC  $\gamma$  y el índice de modulación  $m_a$ .

$$\begin{aligned} \dot{E}_{dc} &= \frac{-I_{dcR} - I_{dc}}{C_{dc}} \\ \dot{I}_{dcaux} &= K_{ie}(E_{dc} - E_{dc/nom}) \\ \dot{dP}_{refaux} &= K_{pf}(f_{ref/nom} - f_{red}) \\ \dot{\gamma}_{aux} &= K_{ip}(e_{P_v}) \\ \dot{d}m_a &= \frac{K_{ma}(V_{refv} - V_v) - dm_a}{T_{ma}} \end{aligned} \quad (3.21)$$

Además de las expresiones algebraicas

$$\begin{aligned} I_{dc} &= K_{pe}(E_{dc} - E_{dc/nom}) + I_{dcaux} \\ dP_{refv} &= K_{if}(f_{ref/nom} - f_{red}) + dP_{ref} \\ \gamma &= K_{pp}(e_{P_v}) + \gamma_{aux} \\ m_a &= m_{a0} + dm_a \end{aligned} \tag{3.22}$$

Para este sistema de potencia en total se tienen 2 ecuaciones diferenciales para el generador y 6 para el arreglo gobernador/turbina, adicionalmente 5 para el el BESS. El conjunto de las ecuaciones se resuelven con el método numérico Runge Kutta de cuarto orden utilizando un periodo de muestreo de 0.001 segundo. La respuesta dinámica del sistema se describe en el Capítulo 4.

# Capítulo 4

## Estudio de casos

### 4.1. Sistema de 4 nodos

El BESS tiene la capacidad de inyectar o absorber potencia activa y reactiva, capítulo 3, este intercambio es posible si se cuenta con un esquema de regulación adecuado que establezca los objetivos de operación. En esta sección se demuestra la aplicabilidad del BESS en el sistema de potencia descrito en la sección 3.4. Se considera que se tiene disponible un BESS de 100 [MWh] de capacidad, además, operando en una condición en estado estable con inyección de potencia activa de 0.4 [pu]. El generador 1 entrega una potencia de 0.6 [pu]. El sistema de potencia se observa en la Figura 4.1, en esta primer representación se considera que no existen pérdidas de potencia activa en la red de transmisión.

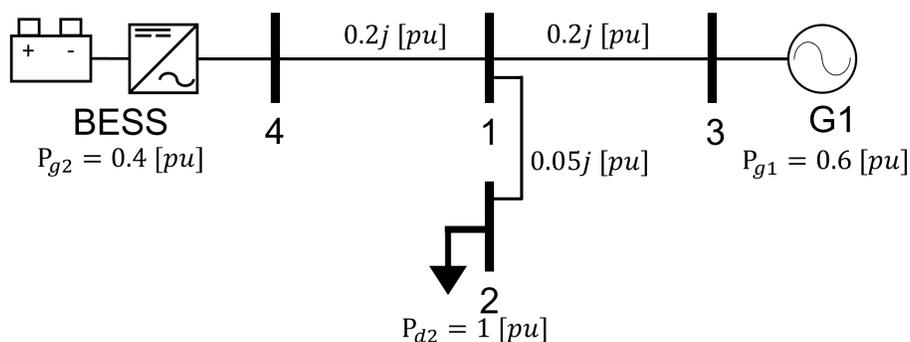


Figura 4.1: Sistema de potencia de 4 nodos con BESS.

La primer tarea de regulación con el esquema empleado, es la posibilidad de intercambio de

potencia activa definiendo un valor de intercambio deseado, se presenta un cambio de potencia activa de su condición inicial considerando un aumento o disminución. Para demostrar la segunda tarea de regulación, ahora se puede manipular la magnitud del voltaje en el nodo de conexión. Lo que implica una modificación en el intercambio de potencia reactiva que asegure la magnitud de voltaje deseado.

#### 4.1.1. Regulación de intercambio de potencia activa

El análisis comienza con una condición en estado estable donde el BESS se encuentra suministrando 40 [MW]. En  $t = 5$  sec se modifica el valor de intercambio deseado cambiando a un valor de 70 [MW]. La transición de la potencia inicial a la potencia final se realiza mediante la utilización de una función de Bézier [50] con los siguientes datos:  $t_0 = 5$  [s],  $t_f = 40$  [s], la función se describe en el Anexo A.6. Del segundo 5 al 40 se realiza un aumento de 30 [MW] de potencia activa que debe entregar el BESS. En el caso de la magnitud de voltaje en el nodo de conexión se considera que debe permanecer constante en el valor que se tiene al inicio en estado estable.

En la Figura 4.2a se observa la potencia activa y reactiva que el BESS suministra a la red eléctrica, la potencia inicial es de 40 [MW] e incrementa a 70 [MW]. Este incremento es de manera suave debido a que se utiliza la función de Bézier que establece una trayectoria de transición con esas características. La selección de esa forma de transición entre el valor inicial y final deseado permite, además, que el resto de las variables tengan sobreimpulsos de menor magnitud. La potencia reactiva tiene un cambio pequeño, esto debido a que son ajustes para mantener el voltaje en terminales en el valor deseado para la nueva condición de flujos de potencia en estado estable, en este caso en el valor inicial de 1.0 [pu].

En la Figura 4.2b se observan las magnitudes de voltaje de cada uno de los nodos del sistema de potencia. La magnitud de voltaje del nodo 4 donde esta conectado el BESS,

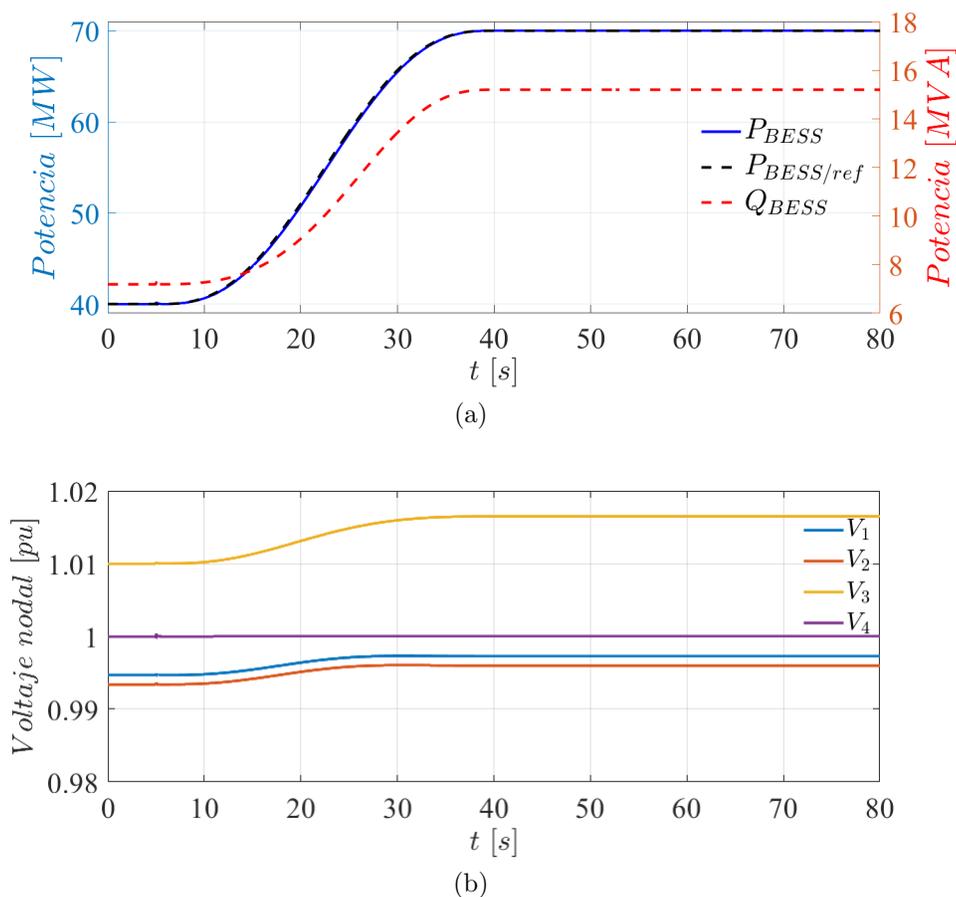


Figura 4.2: a) Potencia activa y reactiva del BESS, b) Magnitudes de voltaje nodal.

presenta únicamente una variación cuando comienza el cambio en la potencia suministrada,  $t = 5$  segundos. En 3 segundos regresa al valor deseado de 1 pu. Las magnitudes de voltaje de los nodos restantes tienen un aumento de su condición inicial para alcanzar una nueva condición en estado estable.

La VSC y su esquema de regulación permite alcanzar los valores deseados de intercambio de potencia activa y magnitud de voltaje en el punto de conexión. La potencia activa se regula a través del ángulo de disparo,  $\gamma$ , y la magnitud de voltaje mediante el índice de modulación,  $m_a$ . En la Figura 4.3a se observa el comportamiento de  $\gamma$  que cambia de valor con un comportamiento semejante a la potencia activa lo que corrobora que esta señal de control esta ligada al intercambio de potencia activa.

En la Figura 4.3b se observa el índice de modulación, de 0 a 5 segundos tiene de valor inicial 0.824. Ante el incremento de potencia activa y con el criterio de mantener la magnitud de voltaje en terminales en 1 [pu], el índice de modulación se ajusta a 0.832 en el lapso de tiempo que se da el incremento de potencia (5 a 40 segundos). Este ajuste provoca el aumento de potencia reactiva que inyecta el BESS.

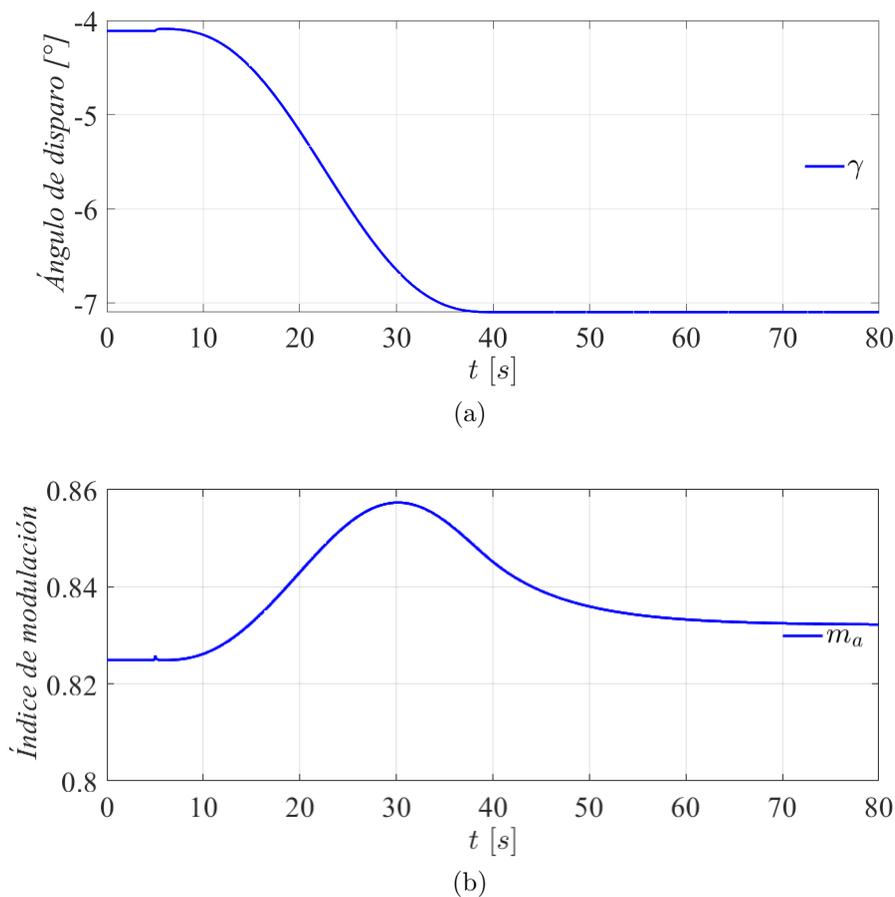


Figura 4.3: a) Ángulo de disparo, b) Índice de modulación.

De igual manera, el BESS puede reducir la potencia inyectada, al partir de la condición en estado estable donde esta inyectando 40 [MW] y en  $t = 5$  segundos se modifica el valor deseado a 10 [MW]. La transición de la potencia inicial a la final se realiza en el lapso de tiempo de 5 a 40 segundos. En la Figura 4.4a se observa la potencia activa y reactiva que suministra el BESS. La potencia reactiva tiene un aumento para asegurar la magnitud de voltaje en terminales sea de 1 [pu].

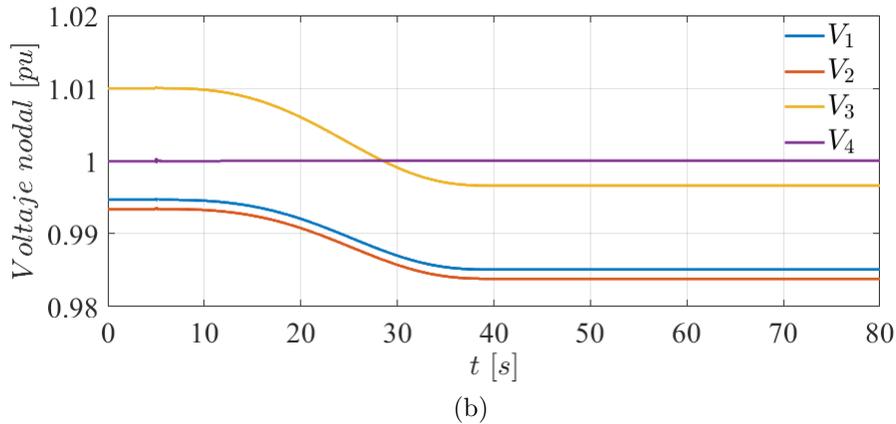
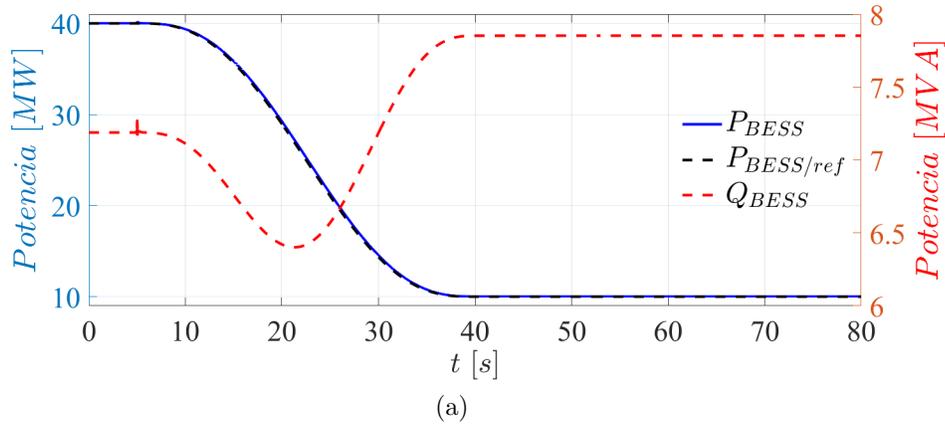


Figura 4.4: a) Potencia activa y reactiva del BESS, b) Magnitudes de voltaje nodal.

En la Figura 4.4b se observan las magnitudes de voltaje nodal. Para el nodo 4 donde se tiene conectado el BESS, la magnitud tiene una perturbación cuando comienza el cambio de potencia ( $t = 5$  segundos), que en un tiempo corto regresa al valor inicial de 1 [pu]. Las magnitudes de los nodos restantes disminuyen en aproximadamente 0.01 [pu].

En la Figura 4.5 se observa la evolución del ángulo de disparo e índice de modulación. El ángulo de disparo parte de la condición inicial de  $-4,1^\circ$  y en los 40 segundos llega a  $-1^\circ$ . El cambio es de manera suave debido a que la potencia activa cambia mediante la función definida. El índice de modulación se ajusta para mantener el voltaje en terminales en 1 [pu]. Con los resultados que se obtienen, se corrobora que la regulación de potencia activa es por medio del ángulo de disparo y la magnitud de voltaje con el índice de modulación.

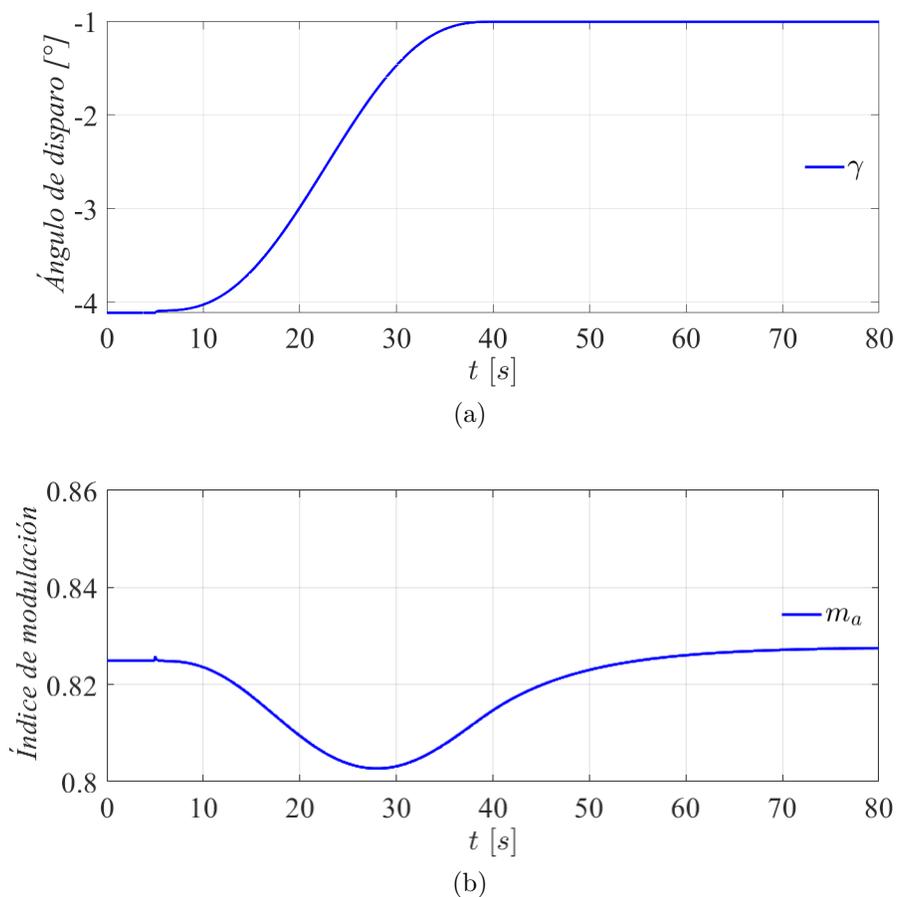


Figura 4.5: a) Ángulo de disparo, b) Índice de modulación.

Para que el intercambio de potencia sea posible entre el BESS y la red eléctrica se debe tener la energía disponible, para determinar la energía disponible en el BESS se determina el estado de carga (3.4). En las simulaciones se considera que el BESS en  $t = 0$  segundos tiene el 60% de carga. De 0 a 5 segundos la potencia que inyectada el BESS es de 40 [MW], con esta potencia el SOC pasa de 60% a 59.85%. Cuando el cambio de potencia que entrega el BESS pasa de 40 [MW] a 70 [MW], la descarga se acelera. En la Figura 4.6 se observa la respuesta del SOC ( $SOC_A$ ).

En la Figura 4.6 se observa que de 0 a 5 segundos el BESS se descarga de 60% a 58.85%, y cuando la potencia que entrega el BESS pasa de 40 [MW] a 10 [MW], la descarga se desacelera ( $SOC_D$ ).

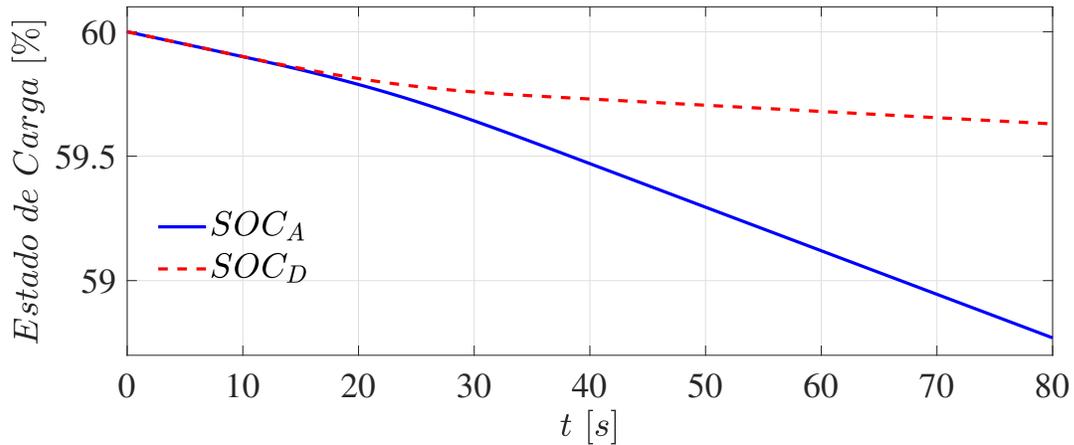


Figura 4.6: Estado de carga del BESS.

#### 4.1.2. Regulación de voltaje en terminales

Con la prueba de la manipulación del intercambio de potencia activa se establece que la magnitud de voltaje en terminales sea de 1[pu], sin embargo, el BESS también tiene la capacidad de mantener o variar la magnitud en un valor deseado. Para analizar la regulación de voltaje, se realiza un cambio utilizando una función de Bessier. A partir de la condición inicial en estado estable de 1 [pu], se realiza un aumento en el segundo 5 de 1 [pu] a 1.03 [pu] en la magnitud de voltaje en terminales. Este cambio ocurre en el lapso de tiempo de 5 a 25 segundos, la potencia activa del BESS se mantiene en 40 [MW] durante el análisis.

En la Figura 4.7a se observa la potencia activa y reactiva del BESS. La potencia activa que inyectada se mantiene en 40 [MW] durante la simulación. La potencia reactiva aumenta de 7 [MW] a 12.7 [MW], este aumento se tiene para garantizar la magnitud de voltaje deseado. En la Figura 4.7b se observan las magnitudes de voltaje nodales,  $V_{4/ref}$  definido previamente.  $V_4$  es el voltaje en terminales del BESS que sigue la trayectoria de referencia. Las magnitudes de voltaje del resto de los nodos tienen un aumento respecto al valor inicial, como consecuencia del intercambio de potencia reactiva en el sistema.

En la Figura 4.8a se observa el ángulo de disparo,  $\gamma$ , que parte de su condición inicial de  $-4,1^\circ$  y se ajusta de manera autónoma a  $-3,81^\circ$ , con este cambio la potencia activa que

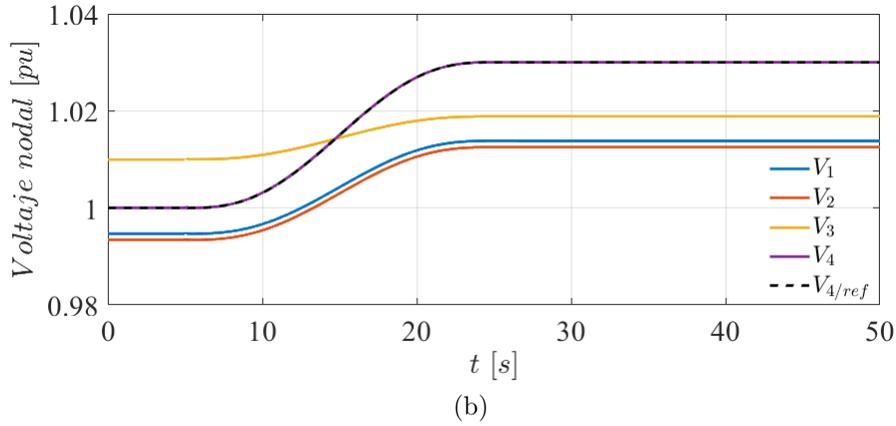
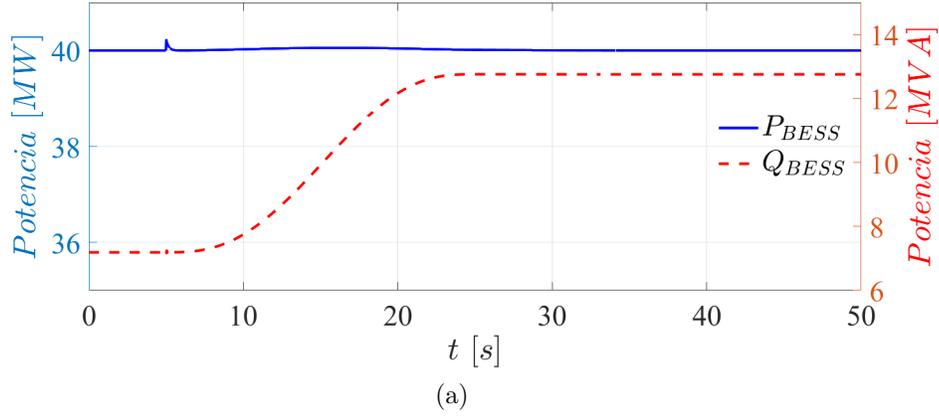


Figura 4.7: a) Potencia activa y reactiva del BESS, b) Voltajes nodales.

inyecta el BESS se mantiene en 40 [MW] a pesar del cambio de voltaje en terminales. Respecto al índice de modulación,  $m_a$ , se tiene un incremento de 0.825 a 0.857 debido a que el índice de modulación es el encargado de mantener la magnitud de voltaje en terminales en el valor deseado. Además, se observa que la respuesta del índice de modulación tiene un comportamiento semejante a la trayectoria deseada para la referencia de voltaje.

El BESS regula la magnitud de voltaje de tal manera que se puede aumentar o disminuir. La disminución de la magnitud de voltaje se realiza a partir de la condición inicial en estado estable. El cambio se realiza mediante una función de Bessier para llevar la magnitud de 1 [pu] a 0.98 [pu], con la potencia activa inyectada fija en 40 [MW].

La potencia activa permanece constante en 40 [MW], en cambio la potencia reactiva dis-

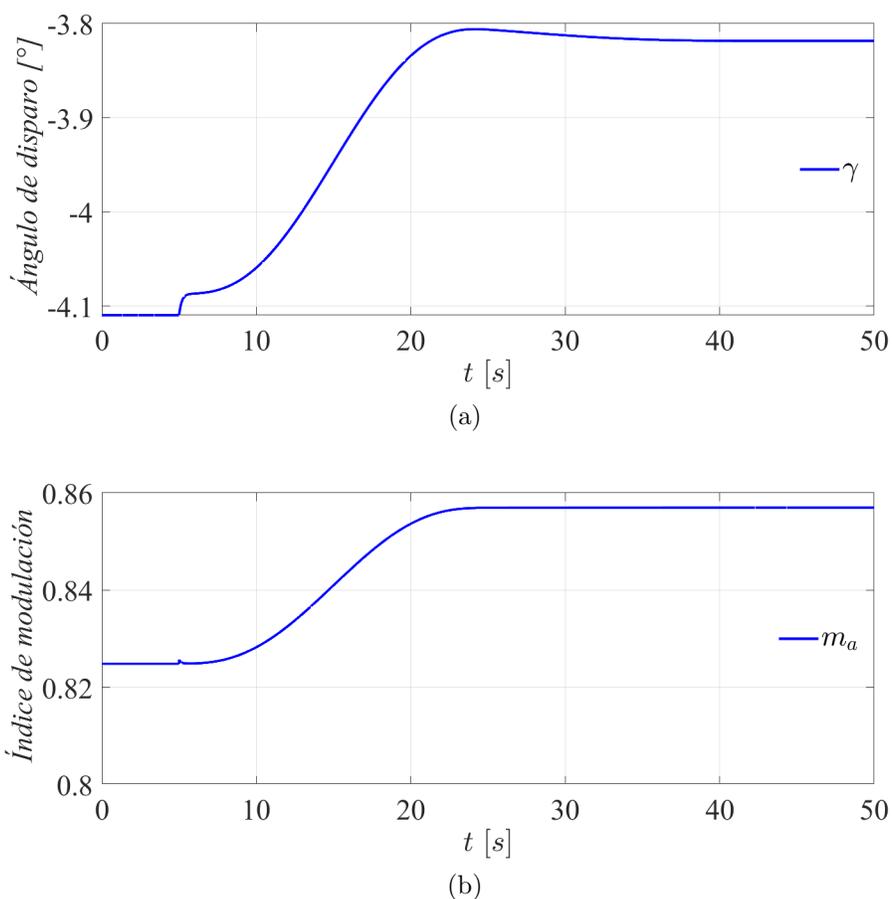


Figura 4.8: a) Ángulo de disparo, b) Índice de modulación.

minuye de 7.1 a 4.1 [MW]. En la Figura 4.9a se observa la potencia activa y reactiva del BESS. En la Figura 4.9b se observan las magnitudes de voltaje, el nodo 4,  $V_4$ , sigue la trayectoria del voltaje de referencia  $V_{4ref}$ , las magnitudes de voltaje de los nodos restantes sufren una disminución de su condición inicial.

El ángulo de disparo,  $\gamma$ , se ajusta de tal manera que la potencia activa que inyecta el BESS se mantenga en 40 [MW]. Para la regulación de la magnitud de voltaje, el índice de modulación,  $m_a$ , pasa de 0.825 a 0.802. El cambio es de manera suave debido a que se realiza mediante la función de Bessier y la estrategia de regulación de la VSC. En la Figura 4.10 se observan las respuestas del ángulo e índice de modulación.

La regulación de potencia activa del BESS se realiza mediante el control de ángulo de

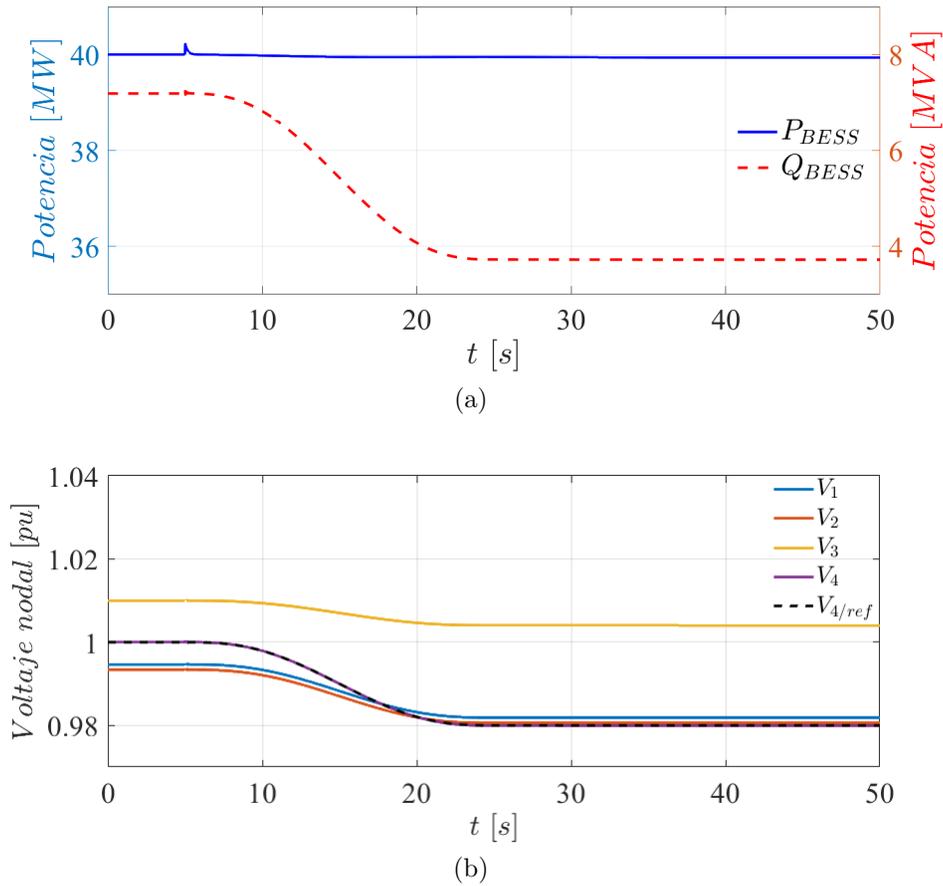


Figura 4.9: a) Potencia activa y reactiva del BESS, b) Magnitudes de voltaje nodales.

disparo, mientras que la magnitud de voltaje se regula con el índice de modulación. Para mantener el equilibrio de potencia en el sistema, el BESS debe tener la capacidad de ajustar la potencia que inyecta o absorbe. En el caso de estudio siguiente se evalúa la respuesta del BESS ante disturbios que ocasionan desequilibrios de potencia.

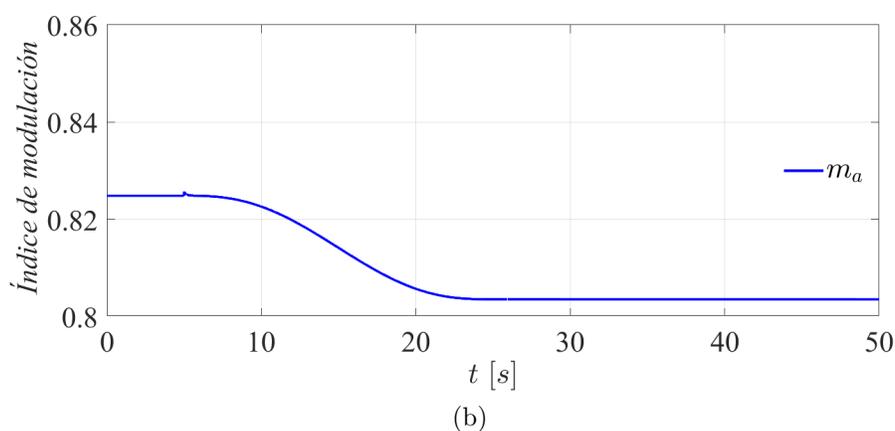
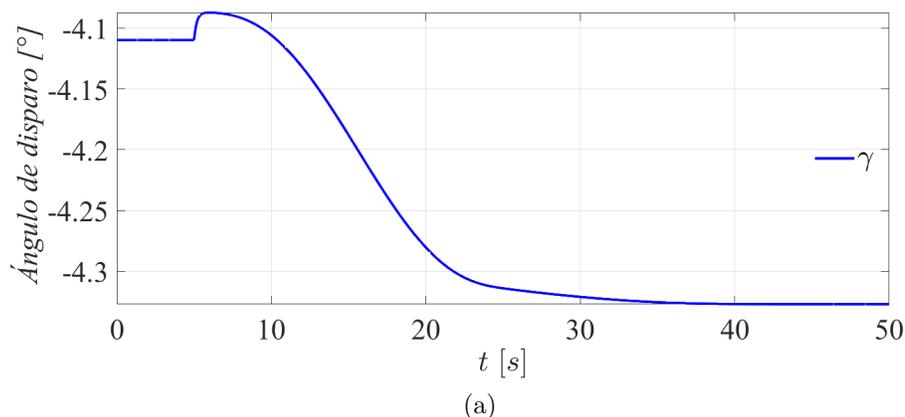
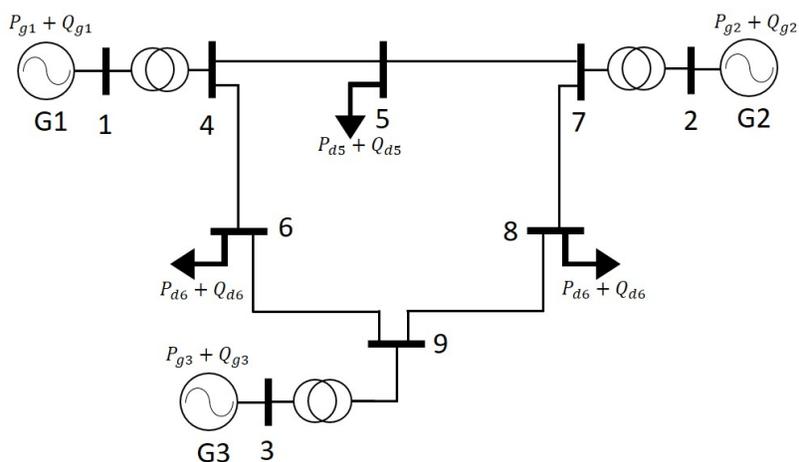


Figura 4.10: a) Ángulo de disparo, b) Índice de modulación.

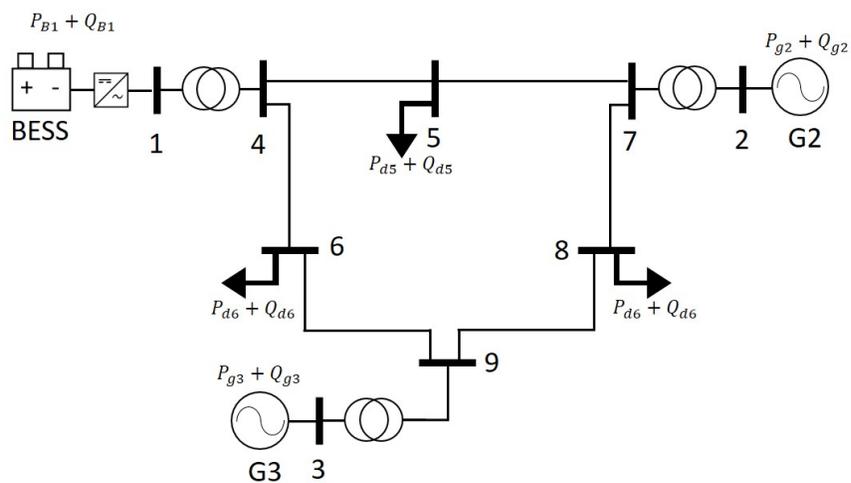
## 4.2. Sistema IEEE9

El sistema de potencia IEEE9 [48] se compone de 9 nodos, 3 generadores ubicados en los nodos 1, 2 y 3, que se conectan por medio de transformadores a los nodos 4, 7 y 9 respectivamente, además de 3 cargas en los nodos 5, 6 y 8, Figura 4.11a. A partir de este sistema de potencia, se realiza la sustitución del generador 1 por un BESS de 100 [MW] de capacidad, que suministra la misma potencia activa y reactiva al sistema que el generador 1, Figura 4.11b. El objetivo de realizar esta sustitución es para evaluar la respuesta de la frecuencia eléctrica ante disturbios que provoquen desequilibrios en la potencia para el sistema de potencia de la Figura 4.11.

En estado estable la potencia generada en el sistema es de 319.6 [MW], que se distribuye en los 3 generadores. Los generadores aportan 71.46 [MW], 163 [MW] y 85 [MW], respectiva-



(a)



(b)

Figura 4.11: Sistema de potencia IEEE9; caso de estudio a) Con 3 generadores síncronos y b) Con 2 generadores síncronos y un BESS .

mente. En la Tabla 4.1 se observa la solución de flujos de potencia, para el sistema de potencia operando con solo generadores síncronos o con la sustitución de uno de ellos mediante una unidad BESS. Debido a que el BESS que sustituye al generador 1 inyecta la misma potencia, las condiciones iniciales son iguales para ambos casos de prueba.

A partir de la solución de flujos de potencia, Tabla 4.1, se obtienen las condiciones iniciales para los generadores. En la Tabla 4.2 se observan las magnitudes del voltaje interno y ángulo de carga, además de la potencia generada. Para el sistema con el BESS, se considera

que  $V_{int} = E_1$  y  $\phi = \delta_1$ .

En ambos casos de estudio, Figura 4.11, se realiza un aumento y disminución del 10% de carga, con el objetivo de producir un disturbio que varíe la frecuencia eléctrica del sistema. Las simulaciones se realizan con el modelo del generador y el control proporcionado por el gobernador turbina que se muestran en la sección 2.3. Para el BESS que se conecta en lugar del generador, se utiliza el modelo descrito en 3.3.

Tabla 4.1: Solución de flujos de potencia.

Nodo	Voltaje nodal		$P_g$ [pu]	$Q_g$ [pu]	$P_d$ [pu]	$Q_d$ [pu]
	[pu]	[°]				
1	1.0400	0	0.7164	0.2705	0	0
2	1.0250	9.2800	1.63	0.0665	0	0
3	1.0250	4.6648	0.85	-0.1086	0	0
4	1.0258	-2.2168	0	0	0	0
5	0.9956	-3.9888	0	0	1.25	0.5
6	1.0127	-3.6874	0	0	0.9	0.3
7	1.0258	3.7197	0	0	0	0
8	1.0159	0.7275	0	0	1	0.35
9	1.0324	1.9667	0	0	0	0

Tabla 4.2: Condiciones iniciales de los generadores.

Generador	$P_g$	$Q_g$	Voltaje interno	
	[pu]	[pu]	$E_g$ [pu]	$\delta_i$ [°]
1	0.7164	0.2705	1.0566	2.2716
2	1.63	0.0665	1.0502	19.7316
3	0.85	-0.108	1.017	13.1664

### 4.2.1. Aumento de carga

La potencia que se demanda inicialmente en el sistema es de 315 [MW], se distribuye en los nodos 5, 6 y 8. A partir de esta condición inicial se produce un aumento del 10 %, que incrementa a 346.5 [MW] la potencia activa que se demanda. Para el análisis del sistema en  $t = 5$  segundos, se realiza el incremento de carga, con el objetivo de observar un desbalance de potencia y producir variaciones en la frecuencia.

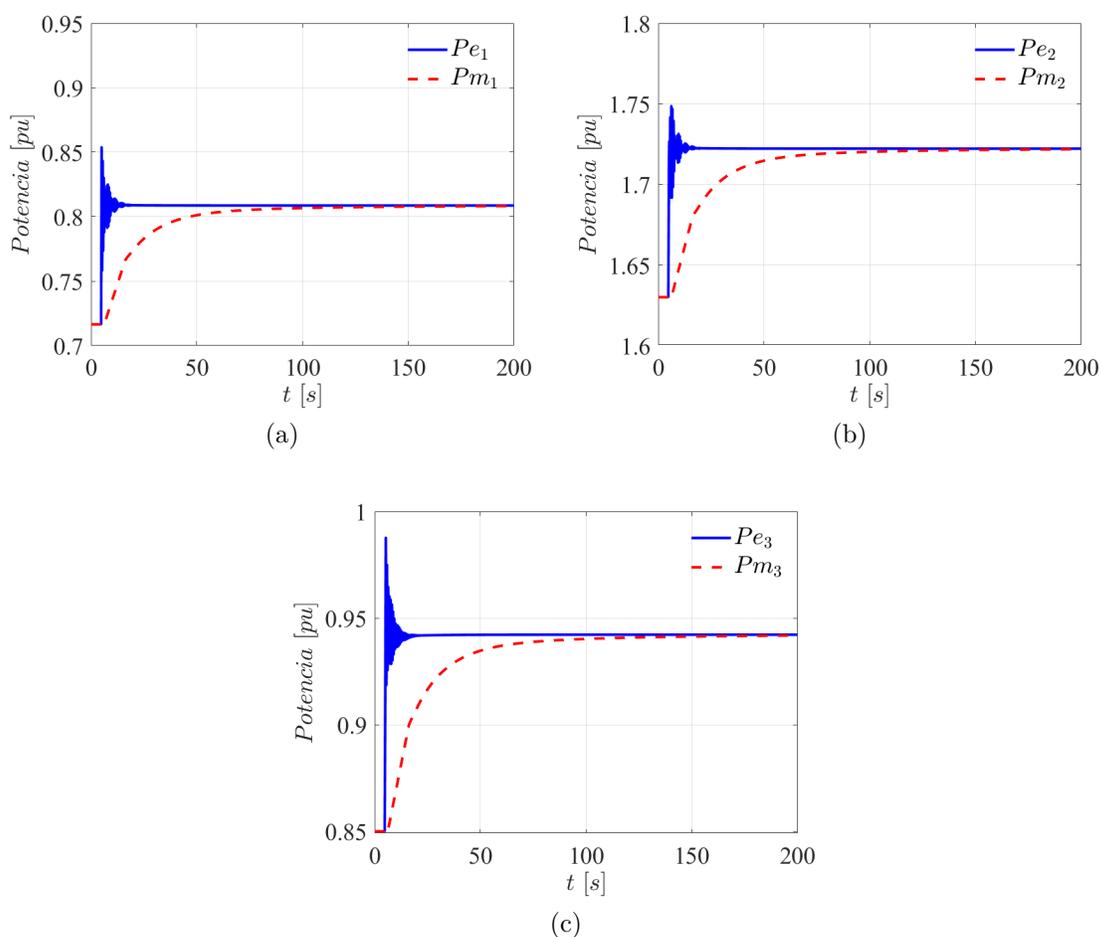


Figura 4.12: Potencia eléctrica y mecánica a) Generador 1, b) Generador 2 y c) Generador 3.

Para el caso de estudio de la Figura 4.11a, de  $t = 0$  a  $t = 5$  segundos, la potencia activa que entrega el generador 1 es de 71.64 [MW], ante el incremento de carga en  $t = 5$  la potencia aumenta a 80.86 [MW]. Respecto a la potencia mecánica, se incrementa de 71.64

a 80.86 [MW] debido al gobernador/turbina del generador, el incremento se realiza en un lapso de 150 segundos aproximadamente. El cambio de potencia mecánica inicia en el momento que el límite permitido de variación de frecuencia sea sobrepasado,  $\pm 200[mHz]$ . El comportamiento de la potencia mecánica es de manera suave debido a que es por medio del gobernador/turbina. Lo anterior se observa en la Figura 4.12a.

En la Figura 4.12b se observa la potencia eléctrica y mecánica del generador 2, antes de  $t = 5$  segundos tienen el valor de 163 [MW]. Al presentarse el aumento de carga la potencia eléctrica aumenta a 172.2 [MW], la potencia mecánica aumenta a 172.2 [MW] debido al gobernador/turbina. La potencia eléctrica y mecánica del generador 3 en el lapso de tiempo de  $t = 0$  a  $t = 5$  segundos es de 85 [MW], ante el disturbio aumenta a 94.22 [MW] como valor final. La potencia mecánica se ajusta al valor de la potencia eléctrica por medio del gobernador/turbina.

A partir de las condiciones iniciales del sistema, se realiza un aumento del 10% de la carga lo que ocasiona que el BESS incremente la potencia que inyecta de 71.64 [MW] a 85.078 [MW]. Este cambio es posible debido a la señal de control,  $\gamma$ , que modifica la potencia activa que intercambia el BESS con la red. Cuando se presenta el disturbio la potencia del BESS aumenta a 93 [MW], debido a que responde más rápido que el gobernador/turbina de los generadores, por lo que suministra la potencia necesaria para mantener el equilibrio. Este pico de 93 [MW] se reduce conforme los generadores aumentan la potencia que inyectan y llegan a una nueva condición en estado estable.

El generador 2 de  $t = 0$  a  $t = 5$  segundos entrega una potencia de 163 [MW], al presentarse el aumento en la carga la potencia que entrega incrementa a 170.4 [MW]. El sistema de potencia llega a una nueva condición en estado estable aproximadamente en  $t = 150$  segundos.

Respecto al generador 3 la condición inicial en los primeros 5 segundos es de 85 [MW] de potencia activa entregada, que ante el incremento de la carga aumenta a 92.44 [MW]. La potencia mecánica aumenta al mismo valor que la potencia eléctrica. El comportamiento en

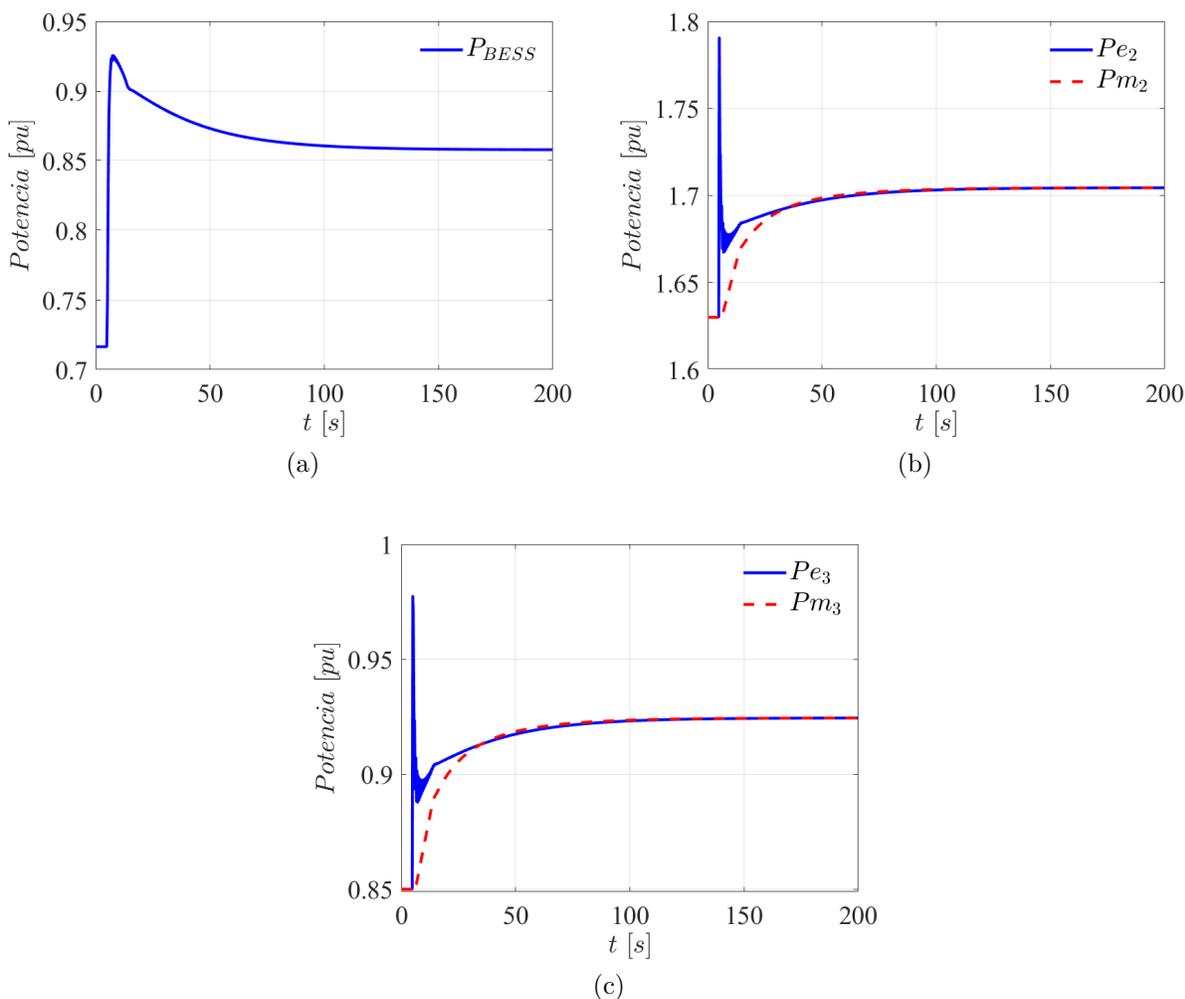


Figura 4.13: a) Potencia del BESS; Potencia eléctrica y mecánica: b) Generador 2 y c) Generador 3.

el cambio de ambas potencias es similar al caso del generador 2.

En la Figura 4.14a se observa la respuesta de frecuencia del generador 2, en ambos casos de estudio de la Figura 4.11. Para el sistema de potencia sin el sistema de almacenamiento, la frecuencia cae a 59.4 [Hz], por debajo del límite máximo de variación de 0.2 [Hz]. Este decremento se corrige por la actuación de los gobernadores de velocidad, en el segundo 180 regresa a los 60 [Hz] nuevamente. Para el sistema de la Figura 4.11b, con el BESS, la frecuencia cae hasta 59.65 [Hz] y se recupera en un lapso de 100 segundos. Al comparar ambas respuestas de la frecuencia, al incluir el BESS la caída es menor y la recuperación se da en un lapso de tiem-

po menor. Además de que en ambos casos actua el gobernador/turbina de los generadores, al incluir el BESS los ajustes en la potencia mecánica son menos drásticos que al no incluirlos.

Respecto al generador 3 en la Figura 4.14b se observa la frecuencia en ambos casos de estudio de la Figura 4.11. El comportamiento es similar al caso del generador 2. Ante los resultados obtenidos se presenta una mejora en la recuperación de la frecuencia al presentarse el mismo disturbio, se tiene una caída menor en la frecuencia y regresa a su valor nominal en menos tiempo.

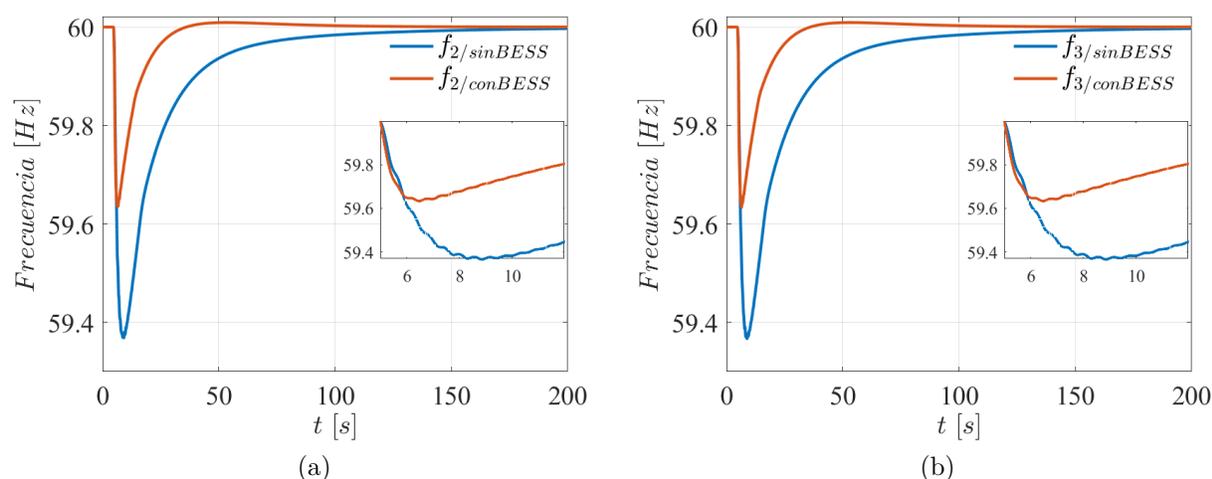


Figura 4.14: Frecuencia a) Generador 2 y b) Generador 3.

Como se menciona en el capítulo 2, la frecuencia tiene variaciones ante un disturbio que provoque un desequilibrio entre la potencia generada y demandada. El aumento de carga es un disturbio que provoca desequilibrio en la potencia, por lo que provoca variaciones en la frecuencia. En este caso ante un aumento en la carga la frecuencia tiende a disminuir de su valor nominal.

Para el caso de estudio de la Figura 4.11a el equilibrio de potencia se alcanza mediante ajustes en la potencia mecánica a través del arreglo gobernador/turbina de cada generador. En cambio, para el caso de la Figura 4.11b el equilibrio de potencia se realiza mediante el gobernador/turbina de los generadores 2 y 3, y el esquema de regulación del BESS por medio del VSC para modificar la potencia que inyecta o absorbe con la red.

### 4.2.2. Disminución de carga

En este caso, la potencia que se demanda inicialmente en el sistema es de 315 [MW], que se distribuye en los nodos 5, 6 y 8. A partir de esta condición inicial se produce un disminución del 10%, que decrementa a 283.5 [MW] la potencia activa que se demanda. Para el análisis del sistema en  $t = 5$  segundos, se realiza la disminución de carga, con el objetivo de provocar un desbalance de potencia y tener variaciones en la frecuencia.

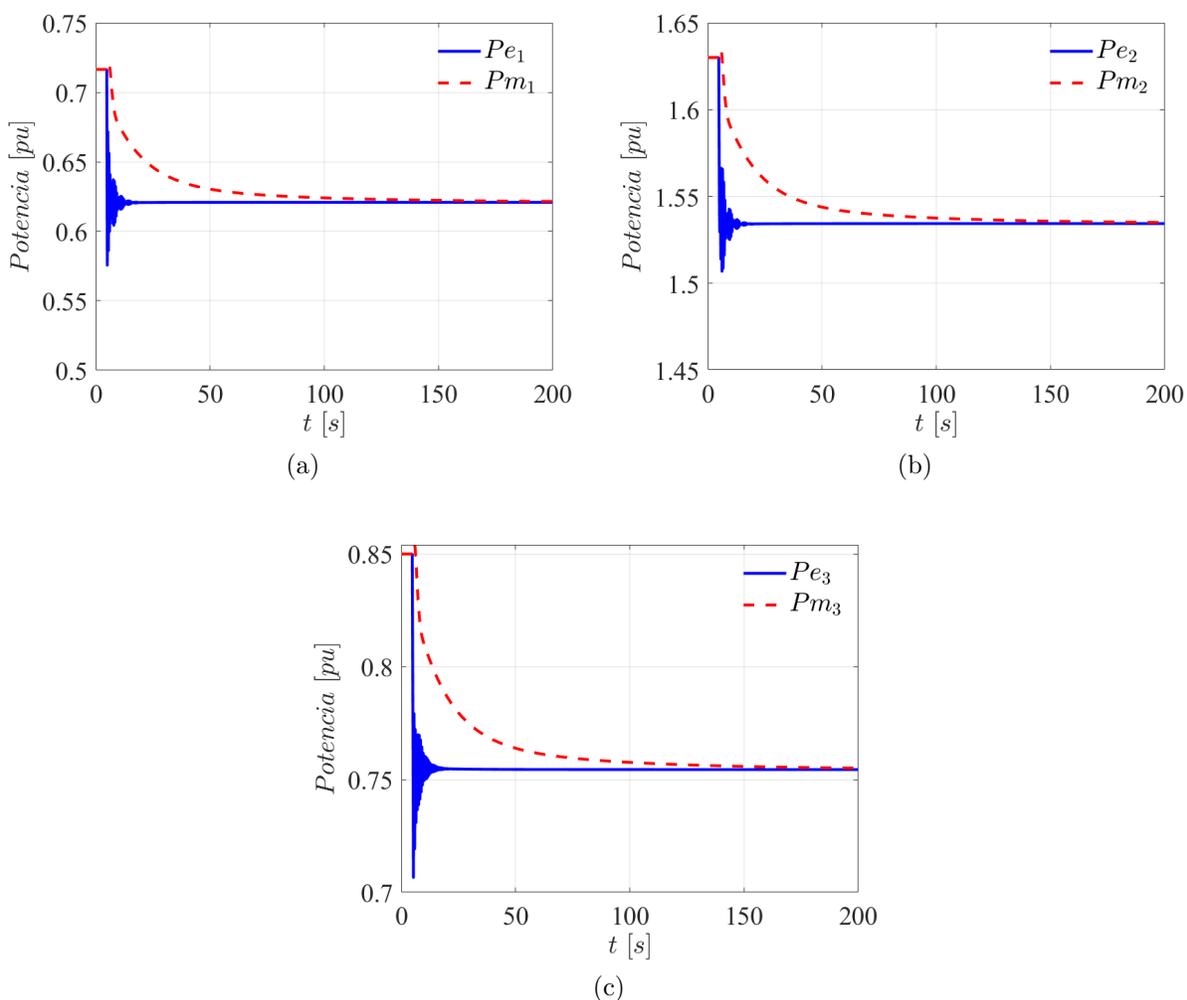


Figura 4.15: Potencia eléctrica y mecánica a) Generador 1, b) Generador 2 y c) Generador 3.

En la Figura 4.15a se observa la potencia eléctrica y mecánica del generador 1, que parten de 71.64 [MW] y se mantienen hasta los 5 segundos. Al presentarse la disminución de carga

en el sistema la potencia eléctrica disminuye a 62 [MW]. Respecto a la potencia mecánica se ajusta a 62 [MW] debido a la actuación del gobernador/turbina que se encarga de mantener en equilibrio la potencia generada y consumida. El tiempo en que la potencia mecánica se ajusta al valor de la potencia eléctrica es en el segundo 180.

El generador 2 tiene una disminución de 163 [MW] a 153 [MW], y el generador 3 de 85 [MW] a 75.4 [MW] en la potencia eléctrica. Respecto a la potencia mecánica se ajusta, para el generador 2 la potencia pasa de 163 [MW] a 153 [MW] y de 85 [MW] a 75.4 [MW] el generador 3. La potencia generada por los 3 generadores suma 290.4 [MW] lo que es suficiente para satisfacer el nuevo valor de carga y las pérdidas en el sistema. Las potencias de los generadores 2 y 3 se observan en la Figura 4.15b y 4.15c.

En el sistema de potencia de la Figura 4.11b, se realiza una disminución de carga del 10 % en  $t = 5$  segundos. La potencia inicial del BESS es de 71.64 [MW], al presentarse el disturbio se tiene una disminución a 57.2 [MW], Figura 4.16a, el ajuste en la potencia del BESS es por medio del cambio en el ángulo de disparo,  $\gamma$ . La potencia eléctrica y mecánica del generador 2 inician en 163 [MW], cuando se presenta el disturbio la potencia eléctrica disminuye a 155.4 [MW] y la mecánica se ajusta a la potencia eléctrica en el segundo 100. La potencia eléctrica y mecánica se observan en la Figura 4.16b.

En la Figura 4.16c se observa la potencia eléctrica y mecánica del generador 3, ambas parten de 85 [MW]. Ante el disturbio la potencia eléctrica disminuye a 77.3 [MW] y la mecánica se ajusta en el segundo 100, ambas potencias tienen el mismo valor. El cambio en el punto de operación de los generadores es menos drástico al tener integrado el BESS en el sistema, además de que el equilibrio de potencias se recupera en menor tiempo.

El balance en las potencias se pierde al presentarse la disminución de la potencia demandada, lo que provoca que se tenga una generación mayor y ocasiona un aumento en la frecuencia. En la Figura 4.17 se observa la frecuencia eléctrica de los generadores 2 y 3. Para el caso de estudio de la Figura 4.11a la frecuencia de los generadores aumenta a 60.55 [Hz]

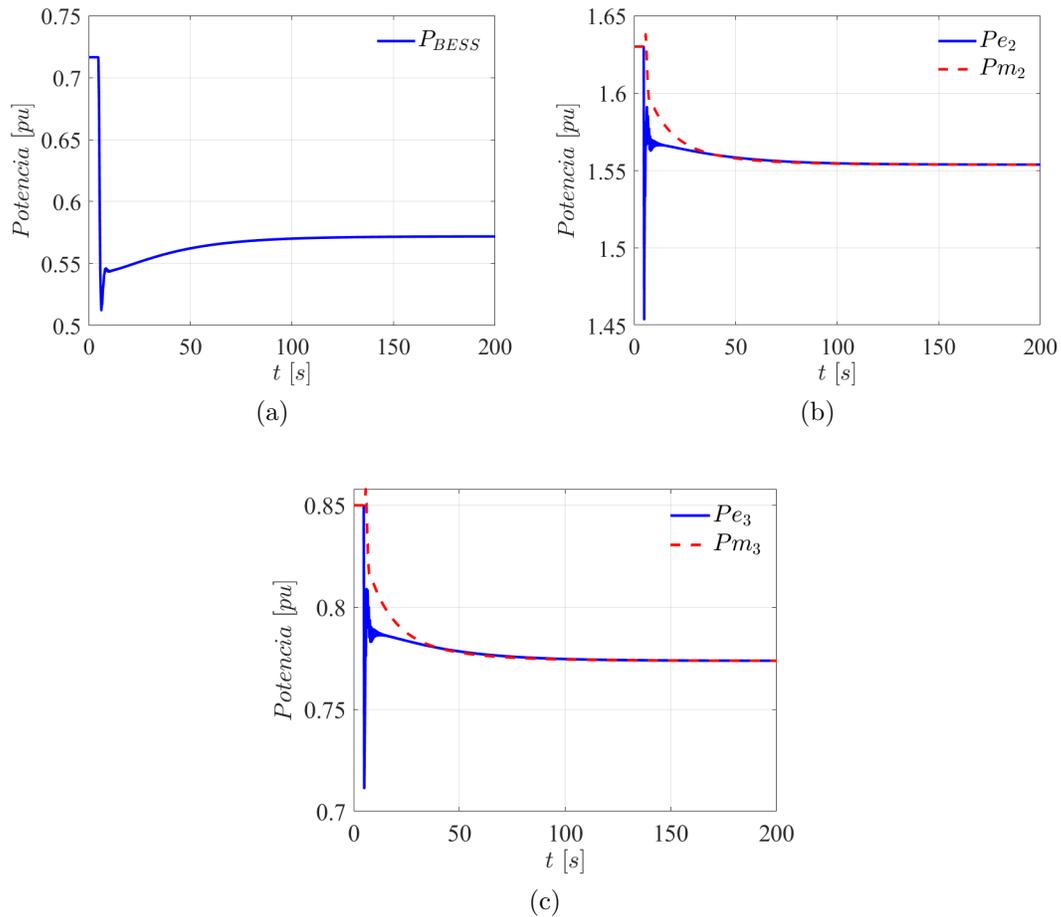


Figura 4.16: a) Potencia del BESS; Potencia eléctrica y mecánica: b) Generador 2 y c) Generador 3.

y regresa a sus valores nominales alrededor del segundo 200. En cambio, al integrar el BESS la frecuencia aumenta a 60.4 [HZ] y regresa a valores nominales alrededor del segundo 100.

Al comparar la respuesta de la frecuencia de los generadores en ambos casos de estudio, se tiene una mejora al incluir un BESS al ser un dispositivo que puede cambiar su operación de manera rápida, en este caso deja de inyectar potencia en un lapso menor de tiempo, y su ajuste en la potencia de los demás generadores es menor lo que provoca un menor esfuerzo por parte de las turbinas.

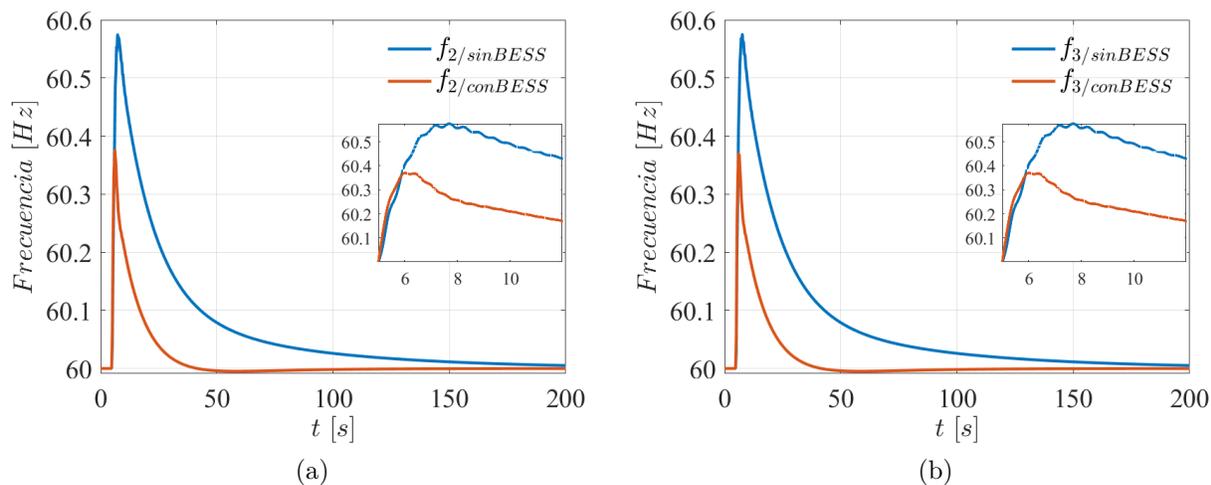


Figura 4.17: a) Frecuencia eléctrica del generador 2, b) Frecuencia eléctrica del generador 3.

### 4.3. Sistema de Nueva Inglaterra

El sistema de potencia de Nueva Inglaterra (IEEE39) se compone de 39 nodos, 10 generadores, 46 líneas de transmisión, y 19 cargas con una potencia total de 60.97 [pu] de potencia activa y 14.09 [pu] de reactiva en una base de 100 [MVA]. Este sistema es una reducción del sistema de 68 nodos con 16 generadores, en este caso el generador 10 representa a varios generadores debido a esto es la máquina con una potencia entregada inicial mayor. El sistema de potencia se observa en la Figura 4.18 [49], la solución de flujos de potencia se observan en el anexo A.

En las redes eléctricas, la reserva operativa es la capacidad de generación disponible para el operador del sistema en un corto intervalo de tiempo para satisfacer la demanda en caso de que un generador se apague o haya otra interrupción en el suministro. En los sistemas de potencia la reserva va ligada a la fuente primaria de energía y las capacidades máximas de operación de las máquinas.

Para aprovechar la energía de reserva se tiene un tiempo de respuesta que depende de componentes del gobernador/turbina de los generadores. Por otra parte, al instalar sistemas de almacenamiento se mejora la respuesta del sistema para mitigar disturbos de desbalance

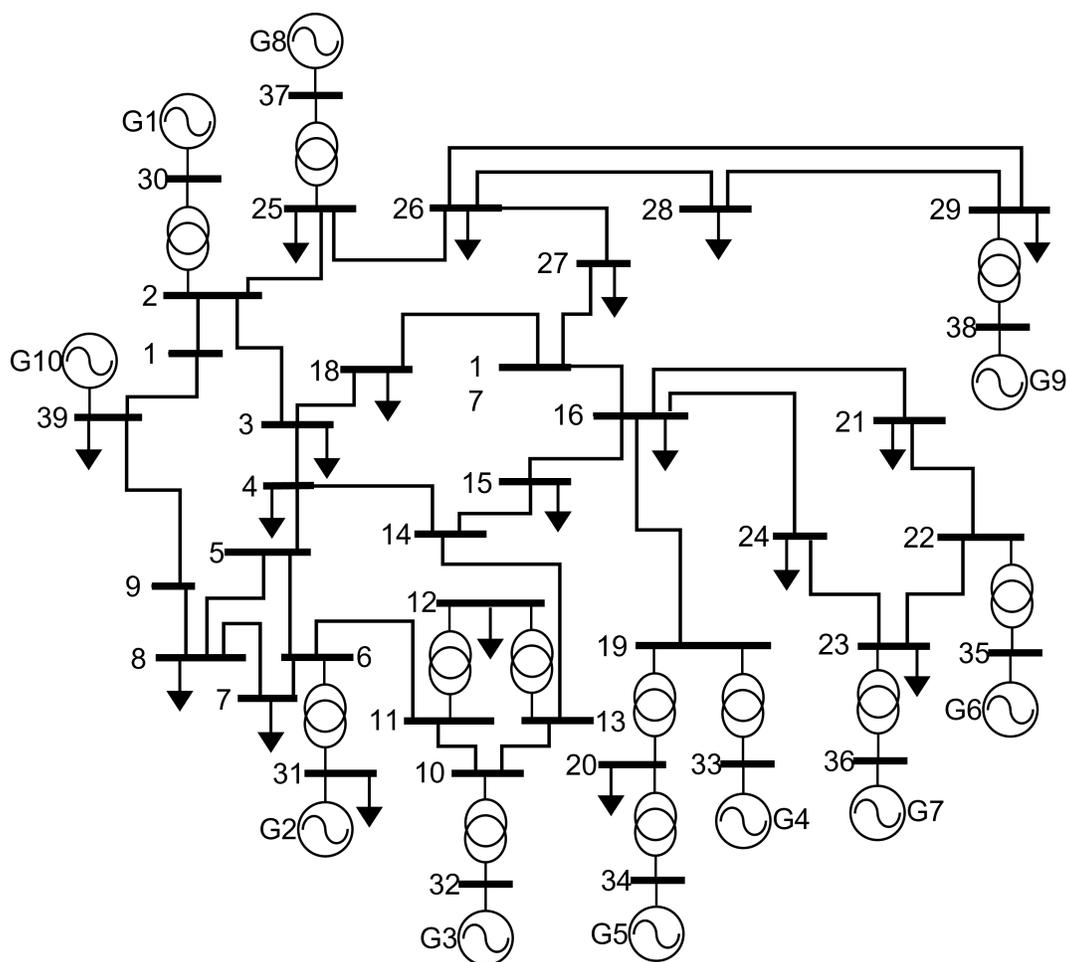


Figura 4.18: Sistema de Nueva Inglaterra.

de carga, debido a que el tiempo de respuesta del BESS es menor que los gobernadores de velocidad. Otro punto a considerar es que para un sistema de potencia la reserva debe estar distribuida en el sistema para aumentar la confiabilidad.

Para incluir BESS en el sistema de potencia de la Figura 4.18 con la tarea de brindar soporte en la frecuencia, se instalan los sistemas de almacenamiento en los nodos 9, 14 y 17, con un estado de carga inicial del 70 %, adicionalmente al soporte de frecuencia, se regula la magnitud de voltaje del nodo en el que se conecta. Al integrar el BESS en los nodos mencionados, se tiene una distribución de la reserva de energía cerca de las zona de carga y una regulación de la magnitud de voltaje. El sistema de potencia con los BESS integrados se observa en la Figura 4.19.

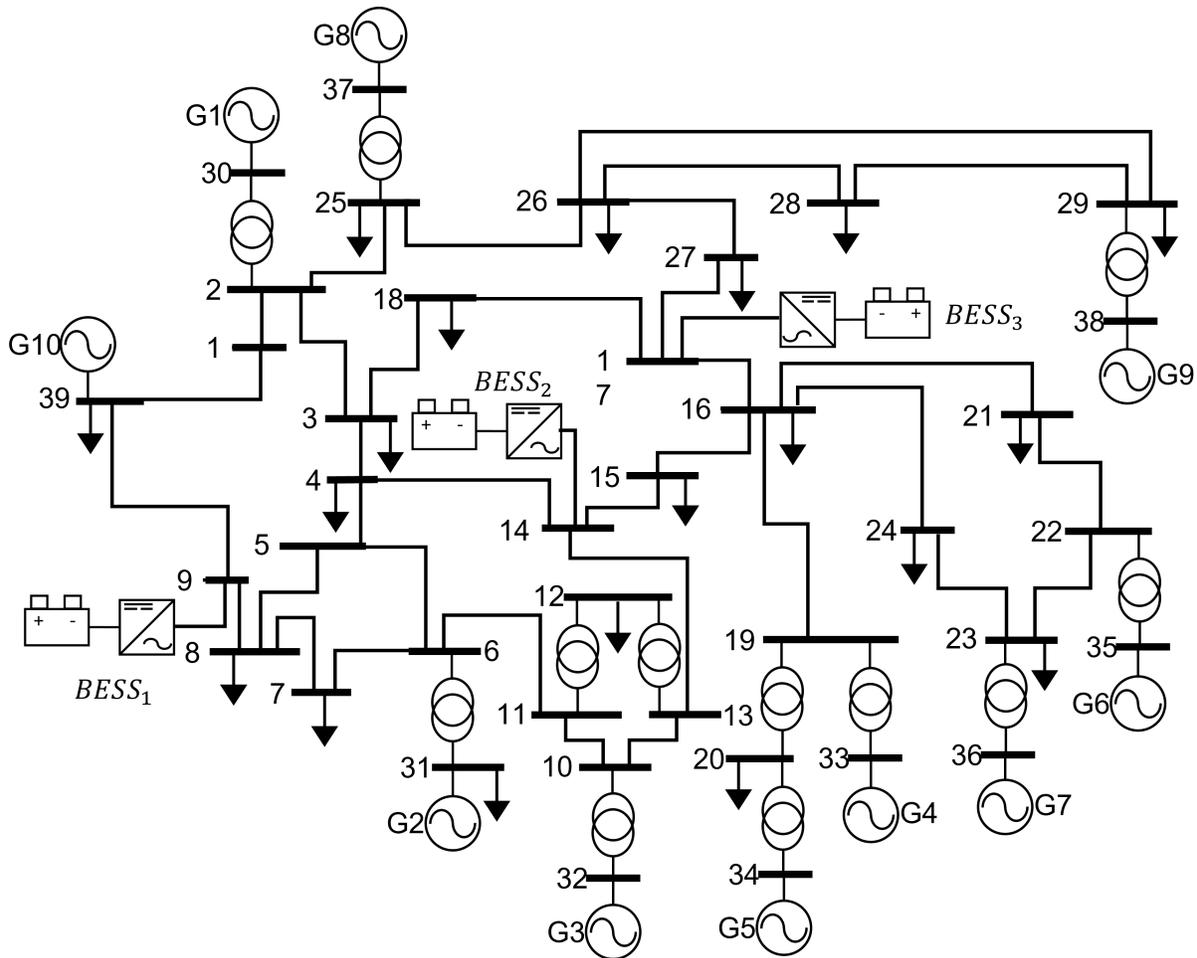


Figura 4.19: Sistema de Nueva Inglaterra con BESS.

Las condiciones en estado estable de los generadores así como los parámetros se muestran en la Tabla 4.3. El voltaje interno se obtiene a partir de la solución de flujos de potencia. Ambos casos del estudio comparten las mismas condiciones iniciales en los generadores, esto debido a que se mantienen las mismas condiciones de carga y topología, debido a que los sistemas de almacenamiento se instalan como reserva de energía con el objetivo que actúen ante desbalances de potencia, por lo que la potencia activa inicial es nula.

En relación a los generadores, se tiene que el generador 10 es el que entrega una potencia mayor, es el generador que contempla varias máquinas en la reducción del sistema de 68 nodos. Este generador entrega una potencia de 1000 [MW] además de tener la inercia de

mayor valor ( $H=500$  s). El generador 9, es el segundo que entrega mayor potencia para la condición inicial de estado estable, que inyecta 830 [MW]. Los generadores 2 al 8 entregan entre 500 y 650 [MW], el generador 1 entrega una potencia de 250 [MW].

Tabla 4.3: Daros de los generadores.

Generador	Voltaje interno		$P_g$ [pu]	$Q_g$ [pu]	$x'_d$ [pu]	$H$ [s]	$P_{max}$ [pu]
	[pu]	[°]					
1	1.0987	0.616	2.5	1.8984	0.031	42	10.4
2	1.1004	19.7591	5.2411	2.7817	0.0697	30.3	6.46
3	1.1122	21.2357	6.5	3.7561	0.0531	35.8	7.25
4	1.0546	20.1736	6.32	2.2312	0.0436	28.6	6.52
5	1.3641	33.0323	5.08	4.9523	0.132	26	5.08
6	1.1994	21.1997	6.5	4.4545	0.05	34.8	6.87
7	1.1826	21.6518	5.6	3.4915	0.049	26.4	5.8
8	1.0778	18.7448	5.4	1.7102	0.057	24.3	5.64
9	1.1486	31.9872	8.3	4.1981	0.057	34.5	8.65
10	1.0438	-7.0723	10	2.672	0.006	500	11

Los BESS que se instalan, en el caso de estudio de la Figura 4.19, como reserva de energía y se ubican en los nodos 9, 14 y 17, tienen una capacidad de 100 [MW], 80 [MW] y 70 [MW] respectivamente. Al incluir los BESS la magnitud de voltaje se regula para que permanezca en un valor de 1 [pu], por lo que al instalarlos deben de aportar o absorber potencia reactiva. La potencia activa inicial es nula debido a que se instalan como reserva de energía. En la Tabla 4.4 se observan los datos de los BESS.

Tabla 4.4: Datos de los BESS.

BESS	Voltaje en terminales		$P_g$ [pu]	$Q_g$ [pu]	$P_{nom}$ [pu]	$SOC$ [%]
	[pu]	[°]				
1	1	-10.2636	0	-0.091	1	70
2	1	-7.5281	0	0.0323	0.8	70
3	1	-7.0601	0	-0.036	0.7	70

En los sistemas de potencia la pérdida de generación es uno de los acontecimientos más drásticos que suceden y provocan disturbios en la frecuencia. Ante esto, se simula la pérdida de 250 [MW] de generación que en este caso corresponden a la salida del generador 1 lo que

equivale al 4% de la generación total del sistema. Para el caso donde solo se tiene reserva a través de los generadores síncronos, la potencia que se desconecta debe ser compensada por la reserva de cada generador. Para el caso donde el sistema de potencia cuenta únicamente con reserva mediante unidades BESS, la pérdida de generación debe ser compensada solo por los sistemas de almacenamiento, debido a que se destinan para compensar la potencia necesaria y mantener la frecuencia en su valor nominal.

En ambos casos de estudio la pérdida de 250 [MW] de generación es en  $t = 5$  segundos y se considera que el límite de variación de frecuencia es de  $\pm 200[mH]$ . Con estas consideraciones se realiza la simulaciones para obtener las respuestas de los generadores y los sistemas de almacenamiento ante la pérdida de generación.

Ante la pérdida de generación, para el caso de estudio con reserva en los generadores síncronos, Figura 4.18, la frecuencia de los generadores tiene una caída que sobrepasa el límite de variación, cae a 59.65[Hz] por lo que entra en operación el gobernador/turbina que recupera el valor de la frecuencia a sus valores nominales en un lapso de 200 segundos. En la Figura 4.20 se observa el comportamiento de la frecuencia del generador 10 ( $f_{10/sinBESS}$ ), que entrega una potencia de 1000 [MW]. En cambio, al tener soporte con los BESS y con el mismo disturbio la frecuencia ( $f_{10/conBESS}$ ) cae solo a valores de 59.75 [Hz] y en 130 segundos regresa a 60 [Hz].

La potencia que inyecta el generador 10 de 0 a 5 segundos es de 1000 [MW], ante la pérdida de generación aumenta a 1027.1 [MW], la potencia mecánica se ajusta a este valor debido a la acción del gobernador/turbina, en la Figura 4.21a se observa la potencia mecánica y eléctrica del generador 10. Para el sistema con los sistemas de almacenamiento, la potencia eléctrica presenta un transitorio y regresa a su valor inicial en un lapso de 45 segundos. Como la potencia eléctrica regresa al valor inicial la potencia mecánica no tiene cambio alguno. En la Figura 4.21b se observan las potencias del generador 10.

Para el sistema sin BESS, la potencia eléctrica inicial del generador 2 es de 524.11 [MW] y ante la pérdida de generación aumenta a 550.4 [MW], Figura 4.22a. Para el sistema con

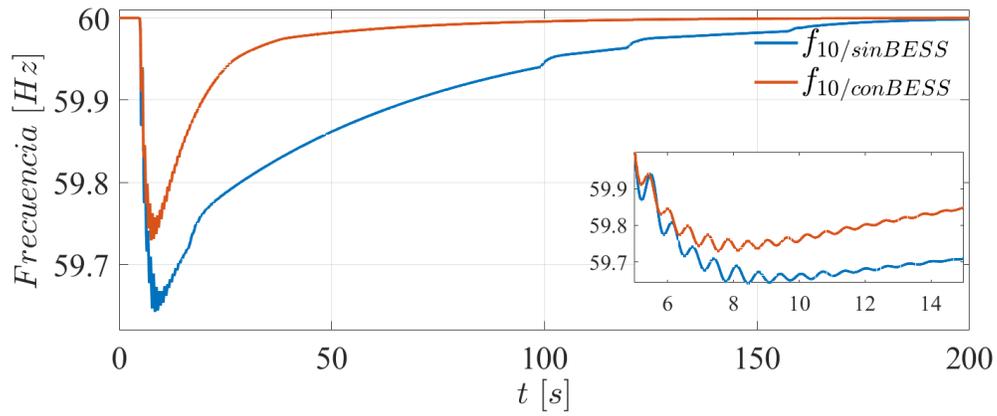
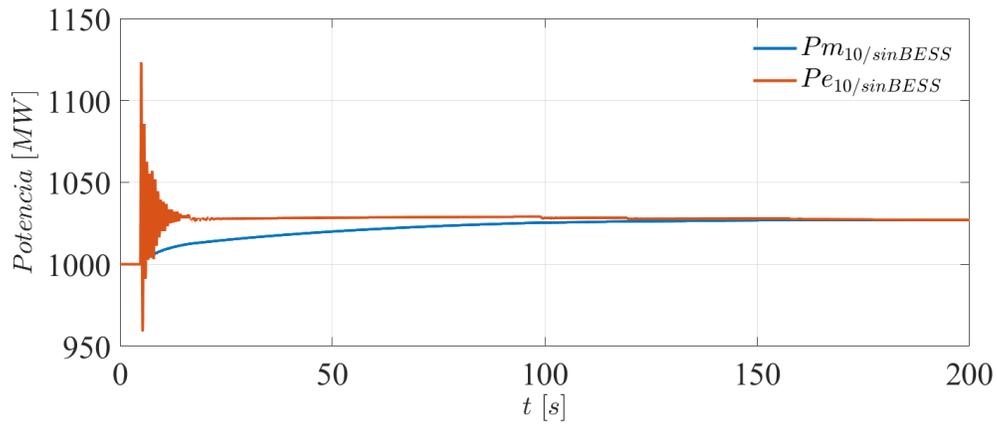
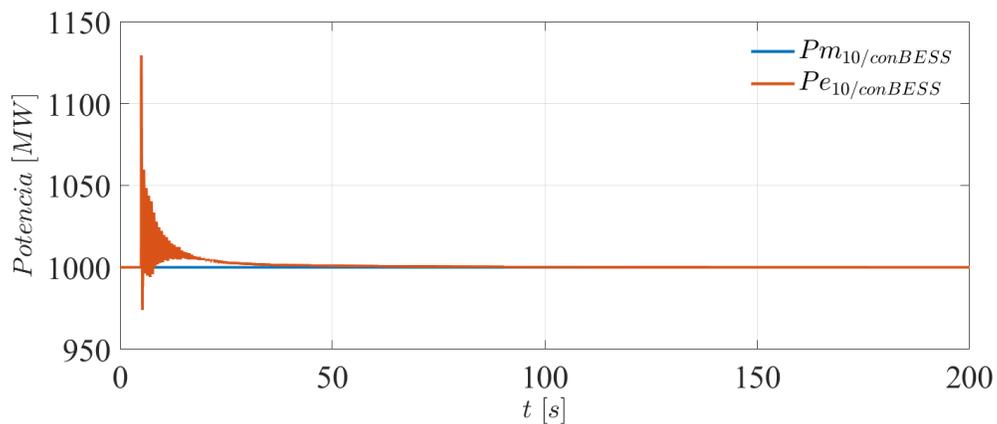


Figura 4.20: Frecuencia eléctrica del generador 10.



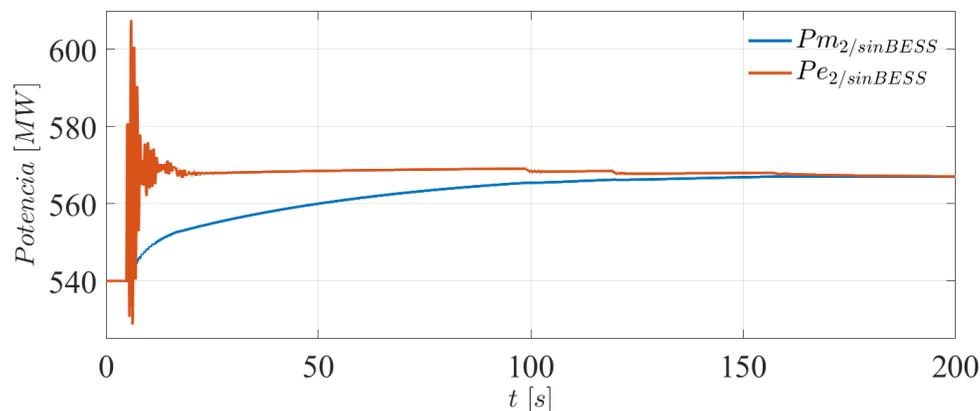
(a)



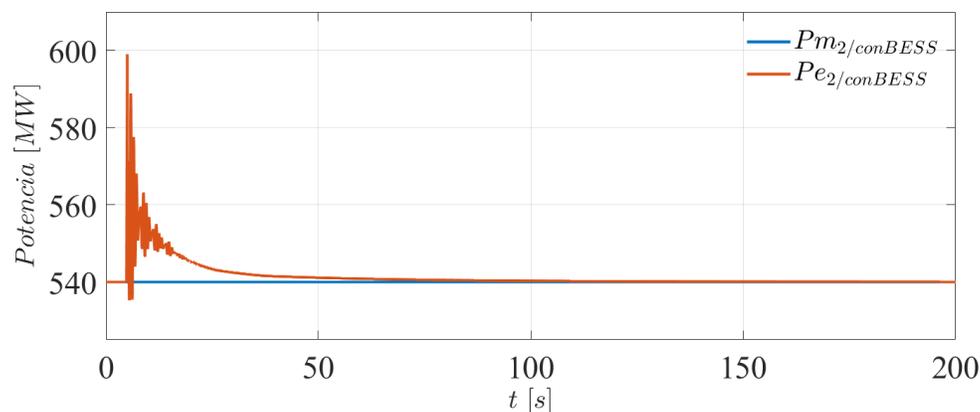
(b)

Figura 4.21: Potencia eléctrica y mecánica del generador 10, a) sin BESS, b) con BESS.

los BESS instalados la potencia eléctrica presenta un transitorio y en 45 segundos regresa al valor inicial sin que el gobernador/turbina provoque cambios en la potencia mecánica, Figura 4.22b. La frecuencia del generador 2 tiene un comportamiento similar al generador debido a que pertenecen al mismo sistema de potencia.



(a)



(b)

Figura 4.22: Potencia eléctrica y mecánica del generador 2, a) sin BESS, b) con BESS.

Para el sistema de potencia sin BESS la potencia generada total inicial es de 6144.1 [MW], mientras que la potencia final ante la pérdida de generación llega a 6157 [MW], por lo que al operar el gobernador/turbina de los generadores, la potencia que se pierde es recuperada por los 9 generadores restantes. Para el sistema con los BESS instalados la potencia que se generada por los 9 generadores y los 3 sistemas de almacenamiento es de 6143.3 [MW] por lo que se cubre toda la potencia que se demanda en el sistema. En este caso la potencia final

generada es menor que la inicial debido a que se tienen los 3 BESS distribuidos en el sistema lo que provoca una redistribución de los flujos de potencia.

Los sistemas de almacenamiento que se conectan en el sistema de potencia tienen capacidades diferentes y al estar destinados como reserva la potencia activa inicial que aportan a la red es nula. Ante el disturbio de pérdida de generación la potencia de los BESS aumenta para cubrir la pérdida de generación. En la Figura 4.23 se observan la potencia de los BESS, de 0 a 5 segundos la potencia que entregan a la red es 0, ante la pérdida de generación comienzan a entregar potencia. El BESS cuya capacidad es de 70 [MW] es el primero que llega a su capacidad máxima de potencia inyectada en el segundo 50. El BESS de 80 [MW] llega a su límite en el segundo 70, y por último el de capacidad de 100 [MW] llega a su límite en el segundo 180.

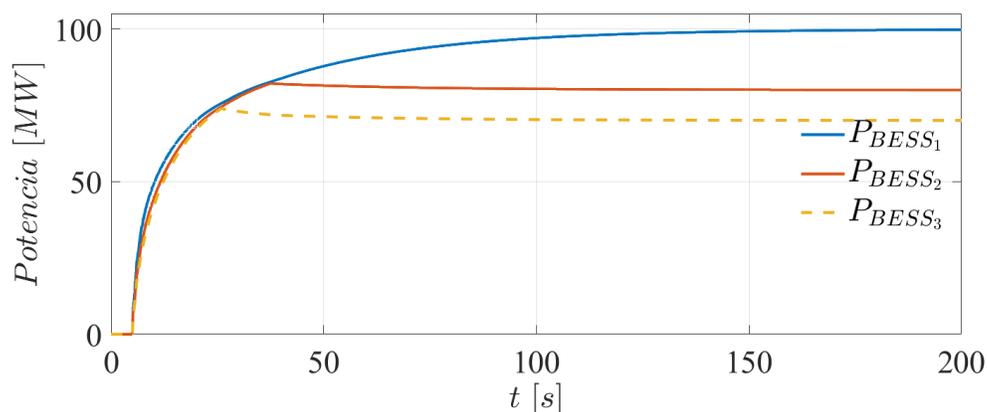


Figura 4.23: Potencia activa inyectada por los BESS.

La regulación de frecuencia con sistemas de almacenamiento tiene una mejora que la regulación convencional. En este caso de estudio la frecuencia regresa a su valor nominal en un lapso de tiempo menor. Para tener estos resultados el esquema de regulación debe ser el adecuado para una correcta interacción del BESS con la red eléctrica. El incluir sistemas de almacenamiento para regulación de frecuencia permite solucionar los desbalances de potencia, para que posteriormente el operador del sistema realice una redistribución de potencia, para dejar los sistemas de almacenamiento como reserva nuevamente.

# Capítulo 5

## Conclusiones

En los sistemas de potencia, la confiabilidad y seguridad en la operación es uno de los puntos más importantes a considerar, por lo que el sistema debe tener la capacidad de mantenerse operando ante cambios repentinos que puedan presentarse. En este trabajo se analiza la estabilidad de frecuencia en los sistemas de potencia con la inclusión de sistemas de almacenamiento basado en batería. Para evaluar la respuesta de la frecuencia se aplican disturbios que ocasionan desbalances carga/generación.

Como se menciona en el Capítulo 2, la frecuencia esta ligada con el balance carga/generación, si la potencia que se demanda es mayor la frecuencia baja de su valor nominal, en caso contrario si la generación es mayor la frecuencia aumenta. Entonces, para mantener la frecuencia en su valor nominal el balance de potencia debe mantenerse en todo momento, por lo tanto al integrar el BESS al sistema de potencia se mejora en la recuperación de la frecuencia al tener la capacidad de modificar la potencia (inyectada o absorbida) en un lapso de tiempo menor que los generadores.

En el Capítulo 4, el primer sistema de potencia que se analiza es con el objetivo de evaluar el desempeño del BESS, que por medio de una trayectoria de Bézier se realiza un cambio de operación de potencia activa y regulación de la magnitud de voltaje en terminales. Para el segundo sistema de potencia se evalúa el BESS ante cambios en la potencia que se demanda, con lo que se tiene una recuperación de la frecuencia en menor tiempo que solo con los gene-

radores convencionales. Para estos sistemas, el tiempo de respuesta del BESS está en rangos de segundos y en el gobernador/turbina de minutos.

Para el sistema de potencia de Nueva Inglaterra, los BESS se destinan a reserva de energía que puede ser aprovechada de manera rápida sin necesidad de requerir etapas previas, por ejemplo, no se necesita encender máquinas o preparar la central de generación. Un BESS está activo y disponible en cualquier tiempo para dar soporte a la red. Con los resultados obtenidos del sistema en el que se presenta pérdida de generación, el sistema tiene una mejor respuesta al incluir los BESS como energía de reserva, además, de brindar una regulación de la magnitud de voltaje en los nodos donde se realiza la conexión.

El BESS tiene la capacidad de brindar soporte en la etapa primaria y secundaria de la regulación de frecuencia. El esquema de regulación empleado, permite que al sobrepasar el límite permitido de variación de frecuencia el BESS realice cambios en su operación. Al presentarse el disturbio el BESS responde modificando la potencia que intercambia con la red eléctrica. En la primer etapa de regulación el cambio es mayor lo que provoca que la frecuencia regrese a un valor dentro de los límites permitidos, posteriormente los ajustes en la potencia son menores para que la frecuencia regrese a su valor nominal. Esto se ve reflejado con los resultados obtenidos en los casos de estudio.

Por ejemplo, para el caso de estudio del sistema de Nueva Inglaterra, los sistemas de almacenamiento al presentarse la pérdida de generación aumentan la potencia inyectada en los primeros 30 segundos a un valor cercano a la potencia máxima. Posteriormente, la potencia se incrementa hasta llegar a su valor máximo, en un lapso de tiempo de 100 segundos. Estas ventanas de tiempo son las mismas para la respuesta de frecuencia. Dentro de los 30 segundos posteriores al disturbio, la frecuencia regresa a un valor cercano de 60 [Hz] y regresa a su valor nominal en el lapso de tiempo de 100 segundos posteriores.

Para que el BESS intercambie potencia con la red eléctrica, la fuente convertidora de voltaje debe tener un esquema de control adecuado. El VSC regula la potencia activa por

medio del ángulo de disparo de la electrónica de potencia, por lo que, si el esquema de control que se utiliza no es el adecuado el VSC no podrá intercambiar potencia con la red. De la misma manera el esquema de control para el índice de modulación debe ser adecuado para mantener la magnitud de voltaje en el valor deseado. El modelo del VSC que se utiliza en este trabajo, así como el esquema de control, permite que el módulo de baterías intercambie potencia con la red eléctrica, así como la regulación de la magnitud de voltaje.

## Trabajos futuros

En este trabajo el BESS se integra a la red eléctrica con el objetivo de brindar soporte en la regulación de frecuencia en sistemas de potencia que operan basados en generadores síncronos. Un trabajo futuro es analizar la respuesta de la frecuencia en una red eléctrica con generación convencional y renovable e incluir sistemas de almacenamiento.

Otro trabajo futuro es el de estudiar el BESS y el sistema de potencia en lapsos de simulación prolongados (horas), con el objetivo de implementar un control que se encargue de cargar el almacenamiento mediante una reasignación de unidades.

Si bien se ha demostrado que los BESS mejoran la respuesta de la frecuencia, se debe dimensionar adecuadamente. En este trabajo se implementa un almacenamiento cuya reserva representa aproximadamente el 4% de la carga total del sistema, por lo que se puede implementar una metodología para determinar la distribución de la reserva y los puntos óptimos para su instalación.

# Bibliografía

- [1] Hassan B., Arturo R. M., Nikos H., Federico M., Toshifumi I., “Power system frequency control: An updated review of current solutions and new challenges”, *Electric Power Systems Research*, 2021.
- [2] Yuanhang W., Dong L., Guijun L., Changwei C., “Primary Frequency Regulation Comprehensive Analysis and Lean Evaluation of Generator Unit Based on Wide Area Measurement Information”, *Advances in Intelligent Systems Research*, 2018.
- [3] F. Barrero-González, M.I. Milanés-Montero, E. González-Romera, C. Roncero-Clemente, P. González-Castrillo, “El Control de Potencia y Frecuencia en los Sistemas Eléctricos Multiárea. Revisión y Nuevos Retos”, *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, 2015.
- [4] F. Calero et al., “A Review of Modeling and Applications of Energy Storage Systems in Power Grids”, *IEEE*, 2022.
- [5] E. Hossain, J. Hossain, and F. Un-Noor, “Utility grid: Present challenges and their potential solutions”, *IEEE*, 2018.
- [6] Y. Hou, J. Xu, J. Wang and X. Wu, “A Review on Dynamic Analysis Methods of Power System Frequency”, *IEEE Innovative Smart Grid Technologies*, 2019.
- [7] N. Hatziargyriou et al., “Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended”, *IEEE Transactions on Power Systems*, July 2021.

- [8] Nilanjan Chaudhuri; Balarko Chaudhuri; Rajat Majumder; Amirnaser Yazdani, “Frequency Support, in Multi-terminal Direct-Current Grids: Modeling, Analysis, and Control”, IEEE, 2014.
- [9] D. Stenclik, B. Zhang, R. Rocheleau and J. Cole, “Energy Storage as a Peaker Replacement: Can Solar and Battery Energy Storage Replace the Capacity Value of Thermal Generation”, IEEE Electrification Magazine, Sep. 2018.
- [10] Hassan B., Hêmin G., Arturo R. M., Nikos H., Federico M., Toshifumi I., “Power system frequency control: An updated review of current solutions and new challenges”, Electric Power Systems Research, 2021.
- [11] Pereira, L. “Active Power and Frequency Control”, Eremia, M., Mohammad, S., “Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control”, IEEE, 2013.
- [12] Kundur, P., Balu, N. J., Lauby, M. G., “Power system stability and control”, McGraw-Hill, 1994.
- [13] L. Meng et al., "Fast Frequency Response From Energy Storage Systems—A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues”, IEEE Transactions on Smart, March 2020.
- [14] Federico Milano; Alvaro Ortega, “Frequency in Power Systems, in Frequency Variations in Power Systems: Modeling, State Estimation, and Control”, IEEE, 2020.
- [15] X. Li and S. Wang, “Energy management and operational control methods for grid battery energy storage systems”, CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2021. .
- [16] Ebrahim Vaahedi, “Power System Generation Load Balance, Practical Power System Operation”, IEEE, 2014.
- [17] X. Li and S. Wang, “Energy management and operational control methods for grid battery energy storage systems”, CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2021.

- [18] Maxime B., Ilhan K., Evangelos F., Haddadi A., “Modeling of Li-ion battery energy storage systems (BESSs) for grid fault analysis”, *Electric Power Systems Research*, 2021.
- [19] J. Tan and Y. Zhang, “Coordinated Control Strategy of a Battery Energy Storage System to Support a Wind Power Plant Providing Multi-Timescale Frequency Ancillary Services”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, July 2017.
- [20] M. Farrokhhabadi, S. König, C. A. Cañizares, K. Bhattacharya and T. Leibfried, "Battery Energy Storage System Models for Microgrid Stability Analysis and Dynamic Simulation", *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018.
- [21] U. Datta, A. Kalam and J. Shi, “Battery Energy Storage System to Stabilize Transient Voltage and Frequency and Enhance Power Export Capability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, May 2019,
- [22] S. Chen, T. Zhang, H. B. Gooi, R. D. Masiello and W. Katzenstein, “Penetration Rate and Effectiveness Studies of Aggregated BESS for Frequency Regulation”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jan 2016.
- [23] W. Liu, G. Geng, Q. Jiang, H. Fan and J. Yu, "Model-Free Fast Frequency Control Support With Energy Storage System", *IEEE Transactions on Power Systems*, July 2020.
- [24] Ying Jun, Changhong Zhao, Wanrong Tang, Steven H. Low, “Profit-Maximizing Planning and Control of Battery Energy Storage Systems for Primary Frequency Control”, *IEEE Trans. Smart Grid*, 2018.
- [25] Y. Meng, X. Li, X. Liu, X. Cui, P. Xu and S. Li, “A Control Strategy for Battery Energy Storage Systems Participating in Primary Frequency Control Considering the Disturbance Type”, *IEEE Access*, 2021.
- [26] Tamilselvi S, Gunasundari S, Karuppiah N, Razak RK A, Madhusudan S, Nagarajan VM, Sathish T, Shamim MZM, Saleel CA, Afzal A., “A Review on Battery Modelling Techniques”, *Sustainability*. 2021.

- [27] Centro Nacional de Control de Energía, “Metodología para el cálculo de los requerimientos de reserva de regulación y reserva rodante en el Sistema Interconectado Nacional”, recuperado de [https://www.cenace.gob.mx/Docs/16\\_MARCOREGULATORIO/SENyMEM/\(DOF%202020-05-15%20SENER\)%20Pol%C3%ADtica%20de%20Confiabilidad.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/SENyMEM/(DOF%202020-05-15%20SENER)%20Pol%C3%ADtica%20de%20Confiabilidad.pdf)
- [28] Ebrahim Vaahedi, “Power System Generation Load Balance”, Practical Power System Operation, IEEE, 2014.
- [29] Hadi, S., “Power System Analysis”, Mc Graw Hill, 1999.
- [30] Padiyar, K., R., “Power System Dynamics Stability and Control”, 2da edición, BSPublications, 2008.
- [31] O. Ajala, A. Domínguez-García, P. Sauer and D. Liberzon, “A Library of Second-Order Models for Synchronous Machines”, IEEE Transactions on Power Systems, 2020.
- [32] Bimal K. Bose, “Grid Energy Storage Systems, Power Electronics in Renewable Energy Systems and Smart Grid: Technology and Applications”, IEEE, 2019.
- [33] Y. Zhang et al., “Grid-Level Application of Electrical Energy Storage: Example Use Cases in the United States and China”, IEEE Power and Energy Magazine, 2017.
- [34] Thomas, B., Ilay C., Paul D., “Grid Scale Battery Storage, Frequently Asked Questions”, Greening the grid, 2019.
- [35] Zeh A, Müller M, Naumann M, Hesse HC, Jossen A, Witzmann R., “Fundamentals of Using Battery Energy Storage Systems to Provide Primary Control Reserves in Germany”. Batteries, 2016.
- [36] F. Calero, C. A. Cañizares and K. Bhattacharya, “Aggregated BESS Dynamic Models for Active Distribution Network Studies”, IEEE Transactions on Smart Grid, 2021.
- [37] Maxime Berger, Ilhan Kocar, Evangelos Farantatos, Aboutaleb Haddadi, “Modeling of Li-ion battery energy storage systems (BESSs) for grid fault analysis”, Electric Power Systems Research, 2021.

- [38] P. Pourbeik et al., “Modeling and Dynamic Behavior of Battery Energy Storage: A Simple Model for Large-Scale Time-Domain Stability Studies”, *IEEE Electrification Magazine*, 2015.
- [39] F. Calero, C. A. Cañizares and K. Bhattacharya, “Dynamic Modeling of Battery Energy Storage and Applications in Transmission Systems”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2021.
- [40] U. Datta, A. Kalam and J. Shi, “Battery Energy Storage System to Stabilize Transient Voltage and Frequency and Enhance Power Export Capability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019.
- [41] M. Chen and G. A. Rincon-Mora, “Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and I-V performance”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2016.
- [42] N. Sharma and S. Sankar, “Modeling and Control of Battery Energy Storage System for Providing Grid Support Services”, *Clemson University Power Systems Conference (PSC)*, 2018.
- [43] U. Datta, A. Kalam and J. Shi, “Battery Energy Storage System to Stabilize Transient Voltage and Frequency and Enhance Power Export Capability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, May 2019.
- [44] Ying Jun, Changhong Zhao, Wanrong Tang, Steven H. Low, “Profit-Maximizing Planning and Control of Battery Energy Storage Systems for Primary Frequency Control”, *IEEE Trans. Smart Grid*, 2018.
- [45] S. Sitompul and G. Fujita, “Impact of State-of-Charge Control Integrated with Load-Frequency Control on Battery Energy Storage System in Islanded Microgrid System”, *IEEE 12th Energy Conversion Congress & Exposition*. 2021.
- [46] I. Alsaidan, A. Khodaei and W. Gao, “A Comprehensive Battery Energy Storage Optimal Sizing Model for Microgrid Applications”, *IEEE Trans. Power Systems*, 2018.

- [47] Castro,G. L.M., “Modelling of Multi-terminal VSC-HVDC Links for Power Flows and Dynamic Simulations of AC/DC Power Networks”, Tampere University of Technology, 2016.
- [48] Anderson, P. M., Fouad, A. A., “Power system control and stability”, Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2003.
- [49] M. A. Pai , “Energy Function Analisis for Power System Stability”, Boston: Kluwer Academic Publishers, 1989.
- [50] F. Beltran-Carbajal, R. Tapia-Olvera, A. Valderrabano-Gonzalez, H. Yanez-Badillo, J.C. Rosas-Caro, J.C. Mayo-Maldonado, “Closed-loop online harmonic vibration estimation in DC electric motor systems”, Applied Mathematical Modelling, 2021.

# Apéndice A

## A.1. Sistema de 4 nodos

Los datos de los generadores del sistema de potencia mostrado en la Figura ??, están descritos en la Tabla A.1.

Tabla A.1: Datos de los generadores.

Gen	Generador			
	$x'_d$ [pu]	$x_d$ [pu]	$T'_d$	$H$
1	0.2	1.6	6	25
2	0.2	1.6	6	5

## A.2. Sistema IEEE 9 buses

Los datos de los generadores del sistema de potencia mostrado en la Figura ??, están descritos en la Tabla A.2 [48].

Tabla A.2: Datos de los generadores.

Gen	Generador			
	$x'_d$ [pu]	$x_d$ [pu]	$T'_d$	$H$
1	0.0608	0.1460	8.96	25
2	0.1198	0.8958	6.00	5
2	0.1813	1.3125	5.89	6

### A.3. Datos del Sistema de Nueva Inglaterra IEEE 39 buses

Tabla A.3: Condiciones en estado estable del sistema de potencia.

Nodo	Voltaje nodal		$P_g$ [pu]	$Q_g$ [pu]	$P_d$ [pu]	$Q_d$ [pu]
	[pu]	[°]				
1	1.0362	-8.59	0	0	0	0
2	1.02	-5.6725	0	0	0	0
3	0.9929	-8.6537	0	0	3.22	0.024
4	0.9583	-9.699	0	0	5	1.84
5	0.9588	-8.5816	0	0	0	0
6	0.9603	-7.8457	0	0	0	0
7	0.952	-10.2431	0	0	2.338	0.84
8	0.9525	-10.7875	0	0	5.22	1.76
9	1.0103	-10.5309	0	0	0	0
10	0.965	-5.0418	0	0	0	0
11	0.9621	-5.9979	0	0	0	0
12	0.9423	-5.9563	0	0	0.075	0.88
13	0.9633	-5.7976	0	0	0	0
14	0.9637	-7.5483	0	0	0	0
15	0.9705	-7.6804	0	0	3.2	1.53
16	0.9892	-6.0115	0	0	3.29	0.323
17	0.9934	-7.2371	0	0	0	0
18	0.9918	-8.2402	0	0	1.58	0.3
19	0.9901	-0.212	0	0	0	0
20	0.9872	-1.1969	0	0	6.28	1.03
21	0.9958	-3.4425	0	0	2.74	1.15
22	1.0219	1.2611	0	0	0	0
23	1.0206	1.0342	0	0	2.475	0.846
24	0.9974	-5.887	0	0	3.086	-0.922
25	1.0288	-4.1877	0	0	2.24	0.472
26	1.0184	-5.3845	0	0	1.39	0.17
27	1.0007	-7.4698	0	0	2.81	0.755
28	1.0194	-1.6636	0	0	2.06	0.276
29	1.0208	1.252	0	0	2.835	0.269
30	1.0475	-3.2452	2.5	1.645	0	0
31	0.982	0	5.241	0.755	0.092	0.046
32	0.9831	2.8342	6.5	1.337	0	0
33	0.9972	4.9837	6.32	0.47	0	0
34	1.0123	3.9812	5.08	1.382	0	0
35	1.0493	6.2342	6.5	2.296	0	0
36	1.0635	9.0493	5.6	1.966	0	0
37	1.0278	2.612	5.4	0.136	0	0
38	1.0265	8.3296	8.3	0.46	0	0
39	1.03	-10.2717	10	2.082	11.04	2.5

## A.4. Datos del gobernador-turbina hidráulico

Tabla A.4: Parámetros del gobernador turbina hidráulico.

Parámetro	Descripción	Valor típico	Rango
$R_p$	Caída permanente	0.05	0.06
$R$	Caída temporal	0.3	0.2-1.0
$T_r$	Tiempo de reinicio	5	2.5-25
$K_s$	Ganancia del servomotor	5	2-8
$T_p$	Constante de tiempo del servomotor	0.04	0.03-0.05
$R_{max}$	Posición máxima de la compuerta		
$R_{min}$	Posición mínima de la compuerta		
$T_g$	Contante de tiempo de la compuerta	0.2	0.2-0.4
$g$	Posición de la compuerta		

## A.5. Gobernador turbina

El diagrama de bloques del gobernador turbina de la Figura A.1 esta conformado por 9 bloques que describen el comportamiento de los componentes. A partir de las funciones de transferencias se obtienen modelos matematicos en el dominio del tiempo.

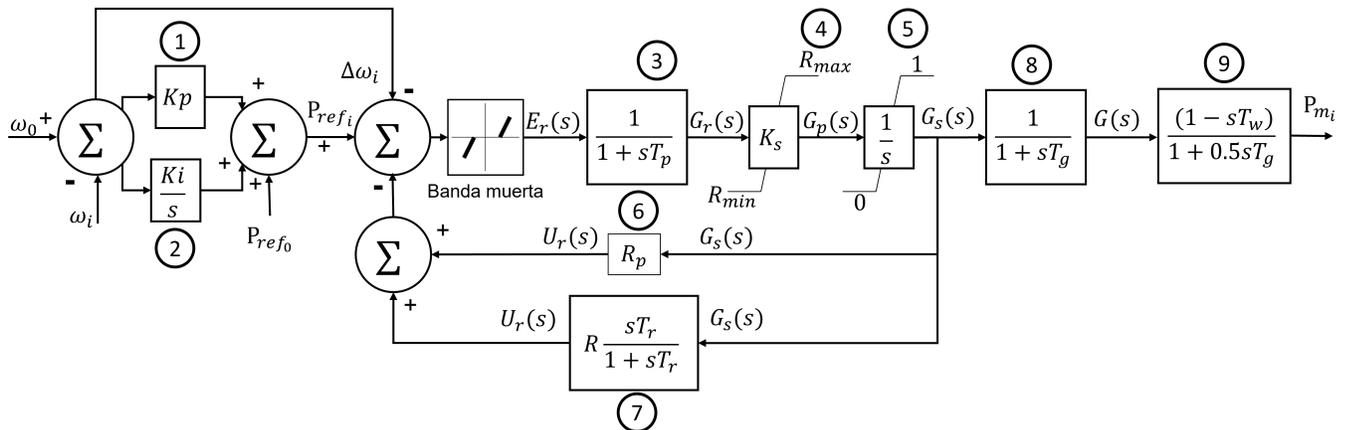


Figura A.1: Diagrama de bloques para el modelo de gobernador-turbina de central hidroeléctrica.

Los bloques 1 y 2 corresponde a un control proporcional integral, tiene como entrada el error en la velocidad síncrona  $e_\omega = \omega_i - \omega_0$ , y como salida  $\Delta P_{ref_i} = e_{\omega pi} + K_p e_\omega$ . Para este

control se tiene la función de transferencia (A.1) de la cual se obtiene (A.2).

$$\frac{E_{\omega pi}}{E_{\omega}} = \frac{K_i}{s} \quad (\text{A.1})$$

$$E_{\omega pi}s = K_i E_{\omega}$$

$$\dot{e}_{\omega pi}(t) = K_i e_{\omega} \quad (\text{A.2})$$

La potencia de referencia del gobernador turbina está dada por el valor inicial y el cambio proveniente del control proporcional integral  $P_{ref1} = P_{refi0} + \Delta P_{refi}$ . Del bloque 3, se define la función de transferencia que tiene de entrada  $E_r(s)$  y salida  $G_r(s)$  mostrada en (A.3).

$$\frac{G_r(s)}{E_r(s)} = \frac{1}{1 + sT_p} \quad (\text{A.3})$$

Para tener la expresion en el dominio del tiempo, se despeja la salida para posteriormente realizar la transformada inversa de Laplace. Al realizar este procedimiento se obtiene (A.4) .

$$G_r(s) = \frac{1}{1 + sT_p} E_r(s)$$

$$G_r(s)(1 + sT_p) = E_r(s)$$

$$G_r(s)1 + sG_r(s)T_p = E_r(s)$$

$$g_r(t) + \dot{g}_r(t)T_p = e_r(t)$$

$$\dot{g}_r(t) = \frac{e_r(t) - g_r(t)}{T_p} \quad (\text{A.4})$$

La salida del bloque  $\dot{g}_r(t)$  tiene una ganancia  $K_s$  la cual esta en el bloque 4, con lo cual se tiene la salida  $g_p(t) = K_s g_r$  limitada entre los valores máximos y mínimos de la apertura de la compuerta. Para la apertura de la compuerta se tiene un bloque integrador 5, donde el valor esta limitado entre valores 0 y 1. Al despejar la salida y realizar la transformada inversa de Laplace se obtiene (A.6)

$$\frac{G_p(s)}{G_s(s)} = \frac{1}{s} \quad (\text{A.5})$$

$$sG_p(s) = G_s(s)$$

$$\dot{g}_p(t) = g_s(t) \quad (\text{A.6})$$

Para el bloque 8, que representa el gobernador, tiene como entrada  $G_s(s)$  y se define como salida  $G(s)$ . De igual manera se obtiene la función de transferencia para posteriormente obtener la salida en el dominio del tiempo.

$$\frac{G(s)}{G_s(s)} = \frac{1}{1 + sT_g} \quad (\text{A.7})$$

$$G(s)(1 + sT_g) = G_s(s)$$

$$G(s) + sG(s)T_g = G_s(s)$$

$$g(t) + \dot{g}(t)T_g = g_s(t)$$

$$\dot{g}(t) = \frac{g_s(t) - g(t)}{T_g} \quad (\text{A.8})$$

Para el bloque 9, que es el modelo de turbina, se tiene como entrada el valor de la compuerta  $G(s)$  y a la salida la potencia mecánica  $P_{m_i}$ .

$$\frac{P_{m_i}(s)}{G(s)} = \frac{1 - sT_w}{1 + 0,5sT_g} \quad (\text{A.9})$$

$$P_{m_i}(s) = (1 - sT_w) \frac{G(s)}{1 + 0,5sT_g} \quad (\text{A.10})$$

Se define  $X_{T_g}(s) = \frac{G(s)}{1 + 0,5sT_g}$  el cual se pasa al dominio del tiempo.

$$X_{T_g}(s)(1 + 0,5sT_g) = G(s)$$

$$X_{T_g}(s) + 0,5sX_{T_g}(s)T_g = G(s)$$

$$x_{T-g}(t) + 0,5\dot{x}_{T_g}(t)T_g = g(t)$$

$$\dot{x}_{T_g} = \frac{g(t) - x_{T_g}}{0,5T_g} \quad (\text{A.11})$$

Ahora bien de A.10 se sustituye  $X_{T_g}(s)$  y se obtiene (A.12).

$$P_{m_i}(s) = (1 - sT_w)X_{T_g}$$

$$P_{m_i}(s) = X_{T_g} - sX_{T_g}T_w$$

$$P_{m_i}(t) = x_{T_g} - \dot{x}_{T_g}T_w$$

$$P_{m_i}(t) = x_{T_g} - T_w \frac{g(t) - x_{T_g}}{0,5T_g}$$

$$P_{m_i}(t) = \left(1 + \frac{2T_w}{T_g}\right)x_{T_g} - \frac{2T_w}{T_g}g(t) \quad (\text{A.12})$$

Para los bloques de retroalimentación 6 y 7, se tiene lo siguiente

$$\frac{U_r(s)}{G_s(s)} = R \frac{sT_r}{1 + sT_r} \quad (\text{A.13})$$

$$U_r(s) = R \frac{sT_r}{1 + sT_r} G_s(s)$$

Se define  $X_{T_r}(s) = \frac{G_s(s)}{1 + sT_r}$  el cual se pasa al dominio del tiempo y se obtiene (A.14).

$$X_{T_r}(s)(1 + sT_r) = G_s(s)$$

$$X_{T_r}(s) + sX_{T_r}T_r = G_s(s)$$

$$x_{T_r}(t) + \dot{x}_{T_r}T_r = g_s(t)$$

$$\dot{x}_{T_r} = \frac{g_s(t) - x_{T_r}(t)}{T_r} \quad (\text{A.14})$$

En (A.13) se sustituye  $X_{T_r}(s)$  y se obtiene (A.15).

$$U_r(s) = R s T_r X_{T_r}(s)$$

$$u_r(t) = R T_r \dot{x}_{T_r}(t)$$

$$u_r(t) = R T_r \frac{g_p(t) - x_{T_r}(t)}{T_r}$$

$$u_r(t) = R(g_p(t) - x_{T_r}(t)) \tag{A.15}$$

Por último se tiene la función de transferencia (A.16) de la cual se obtiene (A.17)

$$\frac{U_r(s)}{G_p(s)} = R_p \tag{A.16}$$

$$U_r(s) = R_p G_p(s)$$

$$u_r(t) = R_p g_p(t) \tag{A.17}$$

## A.6. Función de Bézier

La función de Bézier con la que se realiza el cambio de referencia para la regulación de potencia activa y la magnitud del voltaje en terminales que realiza el BESS esta dada por

$$f(t) = \begin{cases} a_1 & t \leq t_1 \\ f_1(t) & t_1 < t < t_2 \\ a_2 & t \geq t_2 \end{cases} \tag{A.18}$$

donde  $f_1(t) = a_1 + (a_2 - a_1) \left( r_1 \left( \frac{t - t_1}{t_2 - t_1} \right)^3 + r_2 \left( \frac{t - t_1}{t_2 - t_1} \right)^4 + r_3 \left( \frac{t - t_1}{t_2 - t_1} \right)^5 \right)$ . Dependiendo del caso de estudio,  $a_1$  corresponde al valor inicial de la trayectoria,  $a_2$  el valor final. Mientras que  $t_1$  y  $t_2$  corresponden al tiempo inicial y final, respectivamente, en el que se realiza el cambio de  $a_1$  al valor de  $a_2$ . Por último,  $r_1 = 10$ ,  $r_2 = -15$  y  $r_3 = 6$ .