



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE
ALMACENAMIENTO DE
ENERGÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CON GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA

TESIS

Que para obtener el grado de:
MAESTRA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:

Ing. Isadora Bejarano Salinas

Directora de tesis:
Dra. Elisa Espinosa Juárez

Morelia, Michoacán, México
Marzo 2022





**UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS
CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA**

Los Miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban la Tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica de Isadora Bejarano Salinas.

Dr. Fernando Ornelas Téllez
Presidente del Jurado

Dra. Elisa Espinosa Juárez
Director de Tesis

Dr. J. Aurelio Medina Ríos
Vocal

Dr. Antonio Ramos Paz
Vocal

Dra. Nadia María Salgado Herrera
Revisor Externo (Instituto de Energías Renovables UNAM)

Dr. Roberto Tapia Sánchez
*Jefe de la División de Estudios de Posgrado
de la Facultad de Ingeniería Eléctrica. UMSNH
(Por reconocimiento de firmas)*

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
Enero 2022

Este trabajo es dedicado a mis papás, Gamaliel y Erika, porque sin su esfuerzo, apoyo y dedicación nunca habría llegado hasta donde estoy ahora. A mis hermanos, Beto, Yunuen y Consuelo, porque siempre han sido un ejemplo para mí, a Jared y Loretta, por ser siempre mi alegría y motivación, y por supuesto, al amor de mi vida, Mauricio, por ser siempre mi luz en los momentos más difíciles. A todos ellos, por darle un sentido a mi vida.

Agradecimientos

Un agradecimiento muy especial a mi asesora de tesis, la Dra. Elisa Espinosa Juárez, por toda su atención y apoyo incomparable, con el cuál, fue posible la terminación de esta tesis.

Agradezco a mis profesores de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, en especial a mis profesores de la División de Estudios de Posgrado por sus valiosas enseñanzas.

Agradezco totalmente a mis compañeros y amigos Montúfar, Diego, Andrés y Sergio, personas increíbles que me dio la vida.

Agradezco profundamente al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el apoyo económico durante el desarrollo de esta tesis.

Lista de Publicaciones

Isadora Bejarano Salinas, Elisa Espinosa Juárez, 'Optimal Location and Sizing of Battery Energy Storage System For Minimizing Power System Generation Cost", Proc. of the International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies (ICECET) 9-10 December 2021, Cape Town-South Africa.

Isadora Bejarano Salinas, Elisa Espinosa Juárez, 'Ubicación óptima de los sistemas de almacenamiento de energía", 16 Congreso Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación, Morelia, Michoacán, 20-22 de octubre de 2021.

Resumen

En esta tesis se propone una metodología para determinar la ubicación y el tamaño óptimo de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías con la finalidad de minimizar el costo de generación en un sistema de energía. La metodología se basa en la formulación de flujos óptimos de potencia que incluye modelos diferentes de elementos eléctricos como generadores, transformadores y líneas de transmisión, además, incluye la inyección de energía renovable así como la carga o descarga de un sistema de almacenamiento basado en baterías según los requerimientos de la red eléctrica en un punto de operación optimizando los costos generación. El problema formulado en la metodología es un problema de programación mixta entera no lineal y su solución se implementa utilizando la interfaz YALMIP para lograr una solución óptima. Se presentan casos de estudio para mostrar la efectividad de la metodología implementada cuando se considera un período de tiempo de operación del sistema eléctrico.

Palabras clave: minimización, pérdidas, costo, potencia, tiempo.

Abstract

In this thesis, a methodology is proposed to determine the location and optimal size of a battery-based energy storage system in order to minimize the cost of generation in an energy system. The methodology is based on the formulation of optimal power flows that includes different models of electrical elements such as generators, transformers and transmission lines, in addition, it includes the injection of renewable energy as well as the charging or discharging of a storage system based on batteries. according to the requirements of the electrical network at a point of operation, optimizing generation costs. The problem formulated in the methodology is a nonlinear mixed integer programming problem and its solution is implemented using the YALMIP interface to achieve an optimal solution. Case studies are presented to show the effectiveness of the implemented methodology when considering a period of time of operation of the electrical system.

Contenido

Dedicatoria	III
Agradecimientos	V
Lista de Publicaciones	VII
Resumen	IX
Abstract	XI
Contenido	XIII
Lista de Figuras	XV
Lista de Tablas	XVII
Lista de Abreviaturas	XIX
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del Problema	1
1.2. Antecedentes	2
1.3. Objetivos de la Tesis	5
1.3.1. Objetivo general	5
1.3.2. Objetivos particulares	5
1.4. Justificación	5
1.5. Aportaciones	7
1.6. Metodología	7
1.7. Estructura de la tesis	8
2. Formulación del problema de optimización	9
2.1. Función objetivo	11
2.2. Restricciones de igualdad	11
2.3. Restricciones de desigualdad	12
2.4. Almacenamiento de energía en el BESS	12
2.5. Costo del BESS	13
2.6. Restricciones de dimensionamiento	14
2.7. Restricciones de penetración de energía solar	15
2.8. Formulación completa del modelo de optimización	15
2.9. Conclusiones del Capítulo	21

3. Casos de estudio	23
3.1. Caso 1 Casos de estudio con el sistema de 9 nodos de IEEE	25
3.1.1. Caso 1.1	
Validación de la metodología	27
3.1.2. Caso 1.2	
Sistema con inclusión de energía solar	29
3.1.3. Caso 1.3	
Sistema con inclusión de energía solar y sistema de almacenamiento de energía basado en baterías	31
3.1.4. Caso 1.4	
Sistema con inclusión de RES y BESS ubicado y dimensionado de manera óptima	34
3.1.5. Caso 1.5	
Sistema con inclusión de RES y BESS ubicado y dimensionado de manera óptima en un ciclo de 24 hrs	36
3.1.6. Caso 1.6	
Sistema con inclusión de RES y BESS ubicado y dimensionado de manera óptima en un ciclo de 24 hrs con efecto de carga y descarga	40
3.2. Caso 2 Casos de estudio con el sistema de 39 nodos de IEEE	46
3.2.1. Caso 2.1	
Validación de la metodología	47
3.2.2. Caso 2.2	
Sistema de 39 nodos con energía solar y BESS con ubicación y dimensión óptima	48
3.2.3. Caso 2.3	
Sistema de 39 nodos con BESS con ubicación y dimensión óptima y aumento de penetración de RES	50
3.2.4. Caso 2.4	
Sistema de 39 nodos con inclusión de RES y 2 BESS	51
3.2.5. Caso 2.5	
Sistema con inclusión de RES y BESS ubicado y dimensionado de manera óptima en un ciclo de 24 horas	53
3.3. Conclusiones del Capítulo	57
4. Conclusiones y Recomendaciones para Trabajos Futuros	59
4.1. Conclusiones Generales	59
4.2. Trabajos Futuros	60
Referencias	61

Lista de Figuras

2.1. Diagrama de flujo del proceso de optimización	20
3.1. Diagrama de potencia de 9 nodos y 3 generadores	26
3.2. Perfil de voltaje nodal para validación de la metodología implementada . .	28
3.3. Potencia activa generada	28
3.4. Potencia activa generada con inclusión de RES	30
3.5. Perfil de voltaje nodal con inclusión de energía solar	31
3.6. Perfil de voltaje nodal	33
3.7. Perfil de Carga para sistema de 9 nodos	36
3.8. Perfil de carga nodal para sistema de 9 nodos	37
3.9. Generación de energía renovable	38
3.10. Curva de costo durante 24 horas para el sistema de 9 nodos	38
3.11. Ubicación del sistema de almacenamiento	39
3.12. Perfil de Carga para sistema de 9 nodos	40
3.13. Perfil de Carga nodal para sistema de 9 nodos	41
3.14. Generación de energía renovable	42
3.15. Curva de costo durante 24 horas para el sistema de 9 nodos	42
3.16. Potencia de carga y descarga deL BESS	43
3.17. Ubicación del sistema de almacenamiento	44
3.18. Pérdidas de energía	45
3.19. Diagrama de potencia de 39 nodos y 10 generadores	46
3.20. Voltajes de caso base y voltajes con 1 BESS y 20 % RES	49
3.21. Voltajes de caso base y voltajes con 1 BESS y 30 % RES	51
3.22. Voltajes de caso base y voltajes con 1 BESS y 30 % RES	52
3.23. Carga total durante 24 horas en el sistema de 39 nodos	53
3.24. Carga nodal durante 24 horas en el sistema de 39 nodos	54
3.25. Generación solar durante 24 horas en el sistema de 39 nodos	54
3.26. Costo por hora en el sistema de 39 nodos	55
3.27. Pérdidas por hora en el sistema de 39 nodos	56
3.28. Voltajes nodales en el sistema de 39 nodos	56

Lista de Tablas

3.1. Límites de voltaje	26
3.2. Datos de generadores	27
3.3. Costo de generación del sistema de 9 nodos	27
3.4. Costo de generación con PV	29
3.5. Costos ubicando el BESS en los diferentes nodos del sistema	32
3.6. Costos de generación, ubicación y dimensión óptima de BESS en el sistema de 9 nodos para diferentes puntos de operación	35
3.7. Datos de generadores para el sistema de 39 nodos	47
3.8. Límites de voltaje para el sistema de 39 nodos	47
3.9. Resultados para validación del sistema de 39 nodos	48
3.10. Resultados obtenidos considerando 1 batería y 20 % de penetración de RES	49
3.11. Resultados obtenidos considerando 1 batería y 30 % de penetración de RES	50
3.12. Resultados obtenidos considerando 1 batería y 30 % de penetración de RES	52

Lista de Abreviaturas

b&b branch & bound.

BES Batery Energy System.

BESS Batery Energy Storage System.

ESS Energy Storage System.

FOP Flujos óptimos de potencia.

MINLP Mixed-integer nonlinear programing.

POPF flujo de potencia óptimo probabilístico.

PV Photovoltaic.

RES Renewable Energy Sources.

SEP Sistema Eléctrico de Potencia.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Planteamiento del Problema

Dado el crecimiento de la utilización de las energías renovables y la necesidad de reducir la emisión de gases de efecto invernadero, la incorporación de las nuevas fuentes de generación eléctrica tales como la solar y la eólica han tomado gran relevancia en la operación del sistema eléctrico pues contribuyen a la reducción de costos operativos, así como la reducción de contaminación por quema de combustibles fósiles. La generación renovable intermitente a pesar de tener diferentes beneficios como el costo nulo de la energía primaria y la considerable reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, tiene aún limitaciones en cuanto a la operación de la red eléctrica. Algunos ejemplos son las variaciones de frecuencia y problemas de seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) debidos a la variabilidad de la fuente primaria.

La oferta limitada de energía, los costos crecientes, las preocupaciones por el cambio climático han impulsado el aumento del porcentaje de electricidad generada por fuentes de energía renovables [Bose et al., 2012].

La variabilidad e incertidumbre asociadas con estas fuentes han llevado a una gran cantidad de investigaciones sobre la capacidad de almacenamiento en la red eléctrica [Schainker, 2004], ya que los sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías (BESS, por sus siglas

en inglés) forman parte de un grupo de tecnologías que permiten experimentar mejoras significativas en la calidad y seguridad del suministro eléctrico [Muñoz Muñoz, 2013]. Este tipo de tecnología permite la incorporación a los sistemas eléctricos de la energía solar y eólica ya que gracias al BESS es posible suavizar las oscilaciones de frecuencia y/o potencia, además un sistema que cuenta con BESS dimensionado y ubicado de manera óptima puede contribuir a mejorar la calidad de la energía y al mejor aprovechamiento de las energías renovables entre otras aplicaciones.

En este trabajo de tesis, se desarrolla una metodología que permita optimizar la ubicación y el dimensionamiento del BESS de tal manera que se minimicen los costos de generación. Así mismo, se considera la red eléctrica de potencia de 9 y 39 nodos del IEEE y se analizan dichos sistemas con la incorporación de energía fotovoltaica, así como sistemas de almacenamiento para disminuir costos de generación.

1.2. Antecedentes

Para resolver el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de los sistemas de almacenamiento de energía, se han desarrollado diferentes métodos. Los sistemas de almacenamiento de energía (ESS por sus siglas en inglés), han sido estudiados desde hace varios años, sin embargo, este tema ha tomado mayor relevancia en la última década debido al incremento de la integración de las fuentes alternas de energía al Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y a la necesidad de satisfacer el incremento de la demanda de una manera más respetuosa con el medio ambiente, procurando en todo momento que prevalezca la integridad del sistema eléctrico.

En [Ghofrani et al., 2013], se presenta una propuesta para determinar la ubicación óptima del almacenamiento de energía para un SEP con alta penetración de energía eólica basado en un modelo de mercado eléctrico minimiza el costo por hora de la energía utilizando el flujo de potencia óptimo probabilístico (POPF) y un algoritmo genético para maximizar la utilización de la energía eólica durante un período de programación.

En [Xu et al., 2014] se muestra el procedimiento general sobre la ubicación óptima de la unidad de almacenamiento en un sistema con energía eólica, utilizando un algoritmo

que minimiza costos de operación considerando además el costo de CO_2 y POPF.

En [Fernández-Blanco et al., 2016] se propone un método para identificar los lugares donde deberían ubicarse los sistemas de almacenamiento de energía. Esto, con la finalidad de realizar un manejo de energía más efectivo. Además, se determina el tamaño óptimo de estos sistemas de almacenamiento. Este método tiene como objetivo minimizar la suma del costo operativo esperado y el costo de inversión del almacenamiento de energía.

En [Jannesar et al., 2018] dado que el precio del sistema de almacenamiento de energía de la batería es alto, los objetivos económicos, ambientales y técnicos son considerados en conjunto para su ubicación y tamaño. En este documento, la ubicación óptima, el tamaño y la carga / descarga diaria del sistema de almacenamiento de energía de la batería se realizan de acuerdo a función de costo que incluye arbitraje de energía, emisión de contaminantes, pérdidas de energía, tarifa de acceso a la transmisión, así como capital y costos de mantenimiento del sistema de almacenamiento de energía de la batería.

En el año 2019 en [Khaki and Das, 2019] se propone una nueva formulación de optimización que utiliza un algoritmo genético para dimensionar y colocar simultáneamente sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías y turbinas eólicas. El resultado del problema de optimización son los mejores nodos para localizar el BESS y simultáneamente optimizar el tamaño (potencia activa y reactiva instalable) de dichos elementos. Los autores presentan casos de estudio realizados en el sistema de 33 nodos del IEEE, en los que realizan la minimización de pérdidas y la mejora de los perfiles de voltaje de bus en el sistema de prueba en presencia de turbinas eólicas y BESS.

En ese mismo año, en [Yan et al., 2019], se propone una estrategia para la planificación del almacenamiento de energía considerando las restricciones de frecuencia. En ese artículo utilizan una técnica de linealización de la formulación para manipular las restricciones no lineales convirtiéndolas en restricciones lineales. A través de esta técnica, se pueden obtener ubicaciones óptimas y las capacidades correspondientes de almacenamiento de energía.

Igualmente, en el año 2019, en [Xizhang et al., 2019], se plantea una solución alternativa al problema que se tiene cuando hay un alto costo de los dispositivos de almacenamiento de energía y un espacio de instalación limitado para los sistemas de almacenamiento. Pa-

ra aprovechar al máximo las ventajas del ESS. En ese documento se propuso un modelo de planificación ESS de dos etapas. La primera etapa considera la solución de el tamaño óptimo y la ubicación del ESS mientras que en la segunda etapa se considera el modelo para calcular el costo de operación. En [Xu et al., 2019] se analiza una red industrial y se propone un modelo de programación estocástica de dos niveles para determinar la potencia y capacidad óptimas del BESS. El modelo superior tiene como objetivo decidir el tamaño óptimo de BESS, y el modelo inferior se centra en optimizar el funcionamiento de BESS. El beneficio de reducir las facturas de electricidad, el beneficio de los subsidios financieros, el costo de inversión, así como el costo de operación y mantenimiento de BESS son evaluados, además se tiene en cuenta los impactos de las características de la vida útil del BESS.

Recientemente, en [dos Santos et al., 2020] se muestra el comportamiento operativo del sistema de almacenamiento de energía de la batería, además de una solución para la ubicación de la misma, lo anterior con la finalidad de reducir el costo de las pérdidas de energía. El modelo de [dos Santos et al., 2020] considera el flujo de alimentación en CA y las restricciones de magnitud de voltaje. Las ecuaciones de la batería se incluyen en el modelo para considerar el funcionamiento diario de la batería. También considera una planta de energía fotovoltaica conectada al alimentador de distribución, mientras que [Wong et al., 2020] sugiere un método para colocar y dimensionar el BESS de manera óptima para minimizar las pérdidas totales en un sistema de distribución. Posteriormente, se tiene en cuenta el fenómeno de la curva de pato al determinar la ubicación y el tamaño. Las ubicaciones y el tamaño de BESS se optimizan utilizando un algoritmo metaheurístico con alta capacidad de exploración y explotación que se conoce como el algoritmo de optimización de ballenas (WOA).

La instalación adecuada y óptima de generación fotovoltaica y del BESS en los nodos de redes de transmisión puede mejorar el perfil de voltaje, reducir las pérdidas de energía y mejorar la confiabilidad de la operabilidad de la red.

En esta tesis se consideró la presencia de un panel fotovoltaico así como BESS colocados y dimensionados de manera óptima en nodos de la red con el objetivo de disminuir las pérdidas y costos de generación del sistema eléctrico. Se implementó el sistema con diferentes técnicas de solución (Yalmip) y así mismo se realizaron validaciones con el software comer-

cial PSS®E realizando distintos casos de estudio.

Se consideran diferentes redes eléctricas para realizar casos de estudio distintos con condiciones particulares, considerando perfiles de carga y datos de generación reales implementados en los sistemas de prueba modificados del IEEE de 9 y 39 nodos.

Por otro lado, en esta tesis, se realiza una simplificación para el sistema de mayor magnitud para tener una ganancia significativa en el tiempo de simulación y en el equipo de cómputo.

1.3. Objetivos de la Tesis

1.3.1. Objetivo general

Desarrollar e implementar una metodología para determinar la ubicación y dimensión óptima de sistemas de almacenamiento basado en baterías en sistemas eléctricos para minimizar costos de operación considerando la inclusión de energía solar.

1.3.2. Objetivos particulares

- Realizar la formulación matemática para optimizar la localización y el dimensionamiento del almacenamiento de energía, de tal forma que sea posible analizar el impacto del mismo en la red eléctrica.
- Implementar la metodología que implica resolver un problema de optimización mixto entero no lineal.
- Realizar casos de estudio para analizar y evaluar el impacto de la ubicación y el dimensionamiento del almacenamiento de energía basado en baterías en la reducción de costos de generación, reducción de pérdidas y fortalecimiento de la operación del sistema eléctrico.

1.4. Justificación

El constante incremento en la demanda eléctrica y los diferentes compromisos con el medio ambiente, han llevado a la necesidad de desarrollar nuevas formas de generación

eléctrica más limpias y amigables con el medio ambiente.

Recientemente, la utilización de fuentes de energía renovable (FER) en las redes eléctricas se está volviendo inevitable debido a las preocupaciones medioambientales de la generación de electricidad basada en combustibles fósiles [Wong et al., 2020]. Si bien la energía renovable hace que la industria eléctrica se vuelva menos contaminante, también desafían la confiabilidad de la operación del sistema de energía, debido a sus propiedades de variabilidad. Cuando el SEP se enfrenta a la disminución imprevista de la generación renovable o al aumento de la demanda de energía en una red eléctrica con alta penetración de energías renovables, la operación del ESS se considera una forma efectiva de lidiar con la variabilidad [Xu et al., 2014].

La utilización de sistemas fotovoltaicos puede ayudar a reducir la dependencia de las centrales eléctricas convencionales, mejorar el perfil de voltaje y reducir las pérdidas de energía, sin embargo, la energía eólica y solar, son fuentes de energía primaria de naturaleza no controlable, que hacen que el sistema sea susceptible a incrementos o decrementos de potencia que complican su operación. Los impactos negativos de una alta penetración fotovoltaica, pueden mitigarse mediante el almacenamiento de energía, el cual, se puede aplicar para contribuir en la solución del problema de variabilidad y es conveniente determinar no solo la ubicación óptima, sino también la cantidad de energía que se va a almacenar, económicamente justificable en cada ubicación [Fernández-Blanco et al., 2016]. Por lo tanto, el almacenamiento de energía ayuda al sistema eléctrico en diferentes aspectos operativos como lo son la regulación, el control de voltaje, el seguimiento de la carga y la gestión de la congestión; sin embargo, para aprovechar al máximo las ventajas del almacenamiento de energía es necesario desarrollar técnicas de optimización de ESS tanto de ubicación como dimensionamiento de energía, tal es el caso de esta tesis, en el que se analiza el impacto que tiene la ubicación del sistema de almacenamiento, así como su dimensión con el objetivo de disminuir costos de operación, respetando en cada momento todas las restricciones de operación del sistema, es decir, manteniendo siempre un control de voltaje, ángulos nodales, potencia activa y reactiva así como los límites operativos del BESS.

1.5. Aportaciones

Algunas de las aportaciones obtenidas durante este trabajo de tesis son las siguientes:

- Desarrollo de una metodología que permite encontrar de manera óptima la ubicación y el dimensionamiento de un sistema de almacenamiento, con el objetivo de reducir al máximo el costo de generación en un sistema eléctrico considerando restricciones operativas de un sistema eléctrico.
- Disminución del tiempo de simulación de la metodología implementada gracias a una simplificación realizada para la solución de un problema de optimización de tipo no lineal, que está compuesto de variables enteras, binarias y continuas.
- Análisis de la reducción de pérdidas eléctricas técnicas con la incorporación de energía solar y almacenamiento de energía.
- Análisis de la operabilidad del sistema eléctrico y la mejora obtenida con la incorporación de energía solar y almacenamiento de energía.

1.6. Metodología

El desarrollo de esta tesis se basa en la realización de las siguientes actividades:

- Revisión de los antecedentes referente a la localización y capacidad óptima de los sistemas de almacenamiento de energía.
- Formulación del problema, la definición de la función objetivo y las restricciones del problema.
- Desarrollo e implementación de la metodología, donde de manera general, en la primera etapa de la misma, se analiza el estado operativo del sistema para luego, en una segunda etapa definir las acciones que deberá tomar el sistema de almacenamiento según sea lo óptimo tanto desde el punto de vista económico como operativo.

- Presentación de los casos de estudio, experimentación por medio de simulaciones y análisis de resultados.

1.7. Estructura de la tesis

En el Capítulo Dos se plantea la formulación para minimizar costos de generación de una red eléctrica específica, colocando y dimensionando de manera simultánea el BESS, considerando energía renovable. Es importante mencionar que en este caso, nos referiremos únicamente a la penetración de energía fotovoltaica a la red cuando se hable de energía renovable. Así mismo, se considera la inclusión del BESS como inyección o demanda de energía en el sistema eléctrico, según sean las necesidades para un punto de operación específico.

En el Capítulo Tres se presentan los casos de estudio, en los cuales se aplica la formulación para reducir costo de generación para un punto de demanda máxima de sistemas de prueba de IEEE de 9 y 39 nodos. Se realizan estudios para un punto de operación así como para un periodo de tiempo, utilizando distintos perfiles de demanda y generación apropiados para cada sistema.

En el Capítulo Cuatro se agregan las conclusiones correspondientes y trabajos futuros.

Capítulo 2

Formulación del problema de optimización

Una de las funciones más importantes en la operación del sistema de potencia lo constituye el control de generación, que tiene como objetivo ajustar la generación de potencia activa a medida que va cambiando la demanda del sistema.

La demanda del sistema es siempre dinámica y por tanto los ajustes de generación deben ser continuos. En tiempos cortos, la demanda tiene cambios rápidos de pequeña magnitud; en tiempos más largos la demanda tiene cambios lentos de gran magnitud. Los cambios rápidos producen desviaciones de frecuencia y las unidades de generación dependiendo de su tipo y velocidad de respuesta, absorben estos cambios y controlan así la frecuencia del sistema; si continúan operando de esta forma los generadores ocurre que en tiempos más largos habrían sucedido un serie de cambios rápidos en la demanda y en estas circunstancias varios generadores pueden haber llegado a su carga máxima, otros pueden tener cargas muy bajas. Por lo tanto, para satisfacer la demanda del sistema, es necesario que la generación se redistribuya en todos los generadores y de tal forma evitar una situación indeseable en la que se puedan sobrecargar y disparar generadores produciendo una salida en cascada del sistema. El problema entonces es con qué criterio se distribuye la demanda en los generadores que están operando; generalmente el criterio consiste en distribuir la potencia de tal forma que todas las unidades trabajen dentro de sus límites operativos y que además el

costo total de generación sea mínimo.

En general, cualquier tipo de optimización consiste en buscar el valor óptimo (mínimo o máximo) de una función objetivo, siempre y cuando en el óptimo se cumpla con un conjunto de restricciones de desigualdad e igualdad que representan límites físicos u operativos de algún sistema en especial.

Debido a que el problema generalmente definido enmarca una gran cantidad de problemas prácticos de diversa índole, se han desarrollado, durante las últimas décadas, un número importante de técnicas de optimización que dependen de las especificaciones particulares del sistema que se desea analizar.

La formulación de Flujos óptimos de potencia (FOP) es un problema de optimización no lineal donde una función específica debe ser optimizada mientras que se satisfacen restricciones físicas y operativas de un sistema eléctrico de potencia. Esa función objetivo está dada por la suma de las funciones de costo de generación de los generadores de cada caso de estudio y donde el objetivo es minimizar dicho costo total de generación satisfaciendo las restricciones de balance de potencia activa y reactiva así como límites de generación, voltajes y ángulos nodales. Dicho de otra manera, se analiza un problema de tipo no lineal, cuya solución cumple con restricciones operativas de una red eléctrica específica, es decir, la solución óptima está dentro de los límites operativos de generación, voltaje y ángulos nodales de las redes eléctricas analizadas.

En esta tesis se plantea un problema de optimización basado en la formulación de flujos óptimos de potencia en el que además de la formulación clásica, se considera la presencia de energía renovable. El objetivo es la ubicación y el dimensionamiento óptimo del sistema de almacenamiento de energía basado en baterías, lo que resulta en un problema de optimización no lineal con variables enteras, reales y binarias. Se analiza el impacto de la ubicación del BESS considerando las características físicas y operativas de una red de potencia así como la penetración de energía renovable.

2.1. Función objetivo

En el problema de ubicación y dimensionamiento de BESS la función objetivo es el costo total de la producción de potencia activa. Si se consideran unidades térmicas de generación [Wood et al., 2013], la función objetivo para cada unidad será su función de entrada-salida. Se considerará que dichas curvas son cuadráticas [Wood et al., 2013], por lo que la función objetivo de costo será representada de manera general por la siguiente ecuación:

$$\min \sum_{i=1}^{N_g} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) \quad (2.1)$$

Donde a_i , b_i y c_i son los coeficientes de la función de costo del generador i , N_g es el número de generadores y P_{gi} es la potencia generada del generador i .

2.2. Restricciones de igualdad

Las restricciones de igualdad que deben ser cumplidas para mantener el balance en el sistema, se refieren al equilibrio entre la generación de potencia activa y reactiva con la carga activa y reactiva respectivamente como se muestra a continuación [Chen, 1998].

$$\begin{aligned} P_{gi} - P_{li} - \sum_{j \in i} P_{inji} &= 0 & i = 1, 2 \dots N_b \\ Q_{gk} - Q_{lk} - \sum_{j \in k} Q_{injk} &= 0 & k = 1, 2 \dots N_b | k \neq N_g \end{aligned} \quad (2.2)$$

Donde P_{gi} y Q_{gk} es la potencia activa y reactiva respectivamente generada por el generador i , P_{li} es la potencia activa demandada por el sistema en un tiempo específico mientras que Q_{lk} es la potencia reactiva demandada. N_b es el número de buses según el caso de estudio, N_g es el número de generadores en cada sistema y Q_{inj} y P_{inj} son las potencias reactivas y activas inyectadas a cada nodo. Además, en esta tesis se presenta el análisis incluyendo un panel solar que será representado por P_{fv} , el cuál debe ser considerado en la ecuación de balance de potencia como un valor positivo ya que se considera como un suministro de potencia activa, por lo tanto la ecuación (2.2) es modificada de la siguiente

manera:

$$\begin{aligned} P_{gi} + P_{fv} - P_{li} - \sum_{j \in i} P_{inj} &= 0 & i = 1, 2, \dots, N_b \\ Q_{gk} - Q_{lk} - \sum_{j \in k} P_{inj} &= 0 & k = 1, 2, \dots, N_b | k \neq N_g \end{aligned} \quad (2.3)$$

Por otro lado, la potencia activa y reactiva inyectada a la red se calcula como en las ecuaciones (2.4).

$$\begin{aligned} P_{inj} &= (V_i)^2 G_{ii} + V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \\ Q_{inj} &= -(V_i)^2 B_{ii} + V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \end{aligned} \quad (2.4)$$

Donde, V_i es la magnitud de voltaje del bus i , G_{ij} y B_{ij} son la conductancia y susceptancia respectivamente del elemento conectado entre el bus i y j , θ_i es el ángulo de voltaje en el bus i .

2.3. Restricciones de desigualdad

Los límites físicos y operativos de generadores y subestaciones son descritos matemáticamente por el siguiente conjunto de desigualdades:

$$\underline{P_{gi}} \leq P_{gi} \leq \overline{P_{gi}} \quad i = 1, 2, \dots, N_g \quad (2.5)$$

$$\underline{V_j} \leq V_j \leq \overline{V_j} \quad j = 1, 2, \dots, N_b \quad (2.6)$$

$$\underline{Q_{gi}} \leq Q_{gi} \leq \overline{Q_{gi}} \quad i = 1, 2, \dots, N_g \quad (2.7)$$

Donde $\underline{P_{gi}}$ y $\overline{P_{gi}}$ son los límites mínimos y máximos de potencia activa generada respectivamente, $\underline{V_j}$ y $\overline{V_j}$ son los límites mínimo y máximo de voltaje nodal y $\underline{Q_{gi}}$ y $\overline{Q_{gi}}$ son los límites mínimos y máximos de potencia reactiva generada respectivamente.

2.4. Almacenamiento de energía en el BESS

Al considerar un sistema de almacenamiento basado en baterías, se considera que el sistema de almacenamiento almacena energía cuando la demanda de energía es menor a la suma de los límites inferiores de todos los generadores involucrados en el despacho y

la energía solar disponible en un tiempo dado, en este caso, los generadores tendrán que suministrar la potencia mínima requerida para cumplir las restricciones necesarias como se muestra en la ecuación (2.5), la energía solar siempre será aprovechada al máximo ya que ésta no tiene costo alguno por ser una energía de tipo renovable. Por otro lado, la batería descargará la energía de manera óptima de tal manera que el despacho económico sea el mejor. La ecuación de balance de potencia activa de la ecuación (2.3) se reescribe de la siguiente manera para incorporar la batería al sistema:

$$P_{gi} + P_{fv} - P_{li} - \sum_{j \in i} P_{inji} + P_{st}^- h_i - P_{st}^+ h_i = 0 \quad (2.8)$$

Donde P_{st}^- es la potencia de descarga de la batería, P_{st}^+ es la potencia que carga la batería y h_i es un vector de variable binaria que indica la posición de la batería.

2.5. Costo del BESS

La función de costos en (\$/MWh) asociados en la generación de energía por medio de las unidades no convencionales depende de varios factores, como el tipo de fuente de energía no convencional utilizada, el costo correspondiente al mantenimiento, operación, eficiencia/rendimiento [Renner et al., 2018].

El problema de optimización presentado consiste entonces, al igual que el problema de flujos de potencia óptimos, en satisfacer una potencia demandada, donde el sistema incluye no solo generadores convencionales, sino también energía solar sin costo y la inclusión de BESS considerando un costo lineal [Espinosa-Juárez et al., 2019].

Por lo tanto, la formulación del problema puede expresarse como un problema de optimización, cuya función objetivo es minimizar el costo total de generación, que incluye los costos de generación convencional y el costo de almacenamiento de energía sujeto a distintas restricciones operativas del sistema.

Entonces, considerando que la descarga de energía del BESS P_{st} tiene un costo

lineal, la función de la ecuación (2.8) se convierte en:

$$\min \sum_{i=1}^{N_g} a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2 + C_{st} P_{st} \quad (2.9)$$

Donde C_{st} es el costo lineal de la energía descargada del sistema de almacenamiento y P_{st} es la potencia que descarga el BESS.

2.6. Restricciones de dimensionamiento

Las características operativas del sistema de almacenamiento basado en baterías hacen necesario incluir restricciones adecuadas en el problema de la optimización. Las restricciones de potencia de los sistema de almacenamiento se formulan para evitar que la potencia despachada por el sistema de almacenamiento en un punto de operación requerido sea tal que el BESS se descargue por completo, o bien, evitar que se carguen más allá de su límite máximo de almacenamiento. Por lo que se considera que la dimensión óptima del sistema de almacenamiento debe ser inferior a cierto porcentaje γ de la capacidad total de carga del BESS, o bien, superior a cierto porcentaje δ de la energía total almacenada para evitar descargarla por completo.

Además, se ha considerado que la potencia activa del BESS P_{st} está restringida a tomar un valor entero múltiplo de 10 que se encuentre dentro de la capacidad operativa del BESS, lo anterior, con la finalidad de establecer un criterio para determinar el valor comercial del equipo de almacenamiento a instalar, una vez llevado a cabo un análisis de planeación. Estas consideraciones se puede describir matemáticamente de la siguiente manera:

$$P_{st} = \text{int}(P_{st}) \quad (2.10)$$

$$\delta \underline{P}_{st} \leq P_{st} \leq \gamma \overline{P}_{st} \quad (2.11)$$

Donde $\text{int}(P_{st})$ es la potencia de descarga del BESS, $\underline{P}_{st}$ y $\overline{P}_{st}$ son los límites mínimos y máximos de potencia del sistema de almacenamiento respectivamente.

2.7. Restricciones de penetración de energía solar

Se considera que para la energía total despachada por las plantas de generación no convencionales se tiene asignado un porcentaje de nivel máximo de penetración para satisfacer la demanda. Este factor es de gran importancia para mantener la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico, ya que de considerar un factor de penetración de fuentes de energía renovable (RES por sus siglas en inglés) demasiado grande, el sistema puede no tener capacidad de respuesta para afrontar las incertidumbres ocasionadas por las RES[Pazheri et al., 2014]. Es por eso que, es conveniente considerar que en el sistema se tiene un límite de penetración de energía renovable P_{level} . En esta tesis, este nivel de penetración toma diferentes valores basados en la penetración permisible en países como España y Reino Unido [Electric Grid Datasets, 2020] y que se puede representar mediante la siguiente ecuación:

$$P_{fv} \leq P_{level}(P_D) \quad (2.12)$$

Donde P_{level} es el nivel de penetración y P_D es la potencia activa demandada total.

2.8. Formulación completa del modelo de optimización

Finalmente, la formulación completa del problema de optimización propuesto, está dado por el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$\min \sum_{i=1}^{N_g} a_i + b_i(P_{gi}) + c_i(P_{gi})^2 + C_{st}(P_{st}) \quad (2.13)$$

$$\text{Sujeto a } P_{gi} + P_{fv} - P_{li} - \sum_{j \in i} (P_{inji} + P_{st}^- h_i - P_{st}^+ h_i) = 0 \quad (2.14)$$

$$Q_{gk} - Q_{lk} - \sum_{j \in k} Q_{injk} = 0 \quad (2.15)$$

$$\underline{P}_{gi} \leq P_{gi} \leq \overline{P}_{gi} \quad (2.16)$$

$$\underline{V}_j \leq V_j \leq \overline{V}_j \quad (2.17)$$

$$\underline{Q}_{gi} \leq Q_{gi} \leq \overline{Q}_{gi} \quad (2.18)$$

$$P_{fv} \leq P_{level}(P_D) \quad (2.19)$$

$$\delta \underline{P}_{st} \leq P_{st} \leq \gamma \overline{P}_{st} \quad (2.20)$$

Una gran parte de los problemas de optimización no lineal involucran variables enteras, al igual que variables continuas de decisión. Cuando el objetivo y las restricciones son todas lineales, se obtiene un problema de optimización entera mixta lineal o MIP (por sus siglas en inglés). Cuando existen restricciones u objetivo no lineal, el problema se denota como un problema de programación no lineal entera mixta (Mixed-integer nonlinear programming (MINLP) por sus siglas en inglés).

En nuestro caso, el conjunto de ecuaciones (2.13 - 2.20) describe un problema de tipo no lineal debido a que la función objetivo es una función cuadrática que surge al considerar los generadores convencionales como unidades térmicas de generación y las ecuaciones de balance de potencia. Así mismo, debido a la presencia de variables enteras como lo es la potencia óptima del sistema de almacenamiento, la cual debe ser un valor entero, variables binarias como lo son los elementos del vector h de la ecuación (2.7), y continuas como lo son las otras variables, el problema descrito en esta tesis, por lo tanto, es un problema de programación mixto entero no lineal o MINLP.

Existen diversas herramientas computacionales que pueden dar la solución de un problema MINLP, tales como AIMMS, AMPL y GAMS. En los últimos años, también ha habido un interés creciente en el modelado de optimización en Python y Julia; JuMP es un entorno de modelado para optimización integrado en Julia, y Pyomo es un entorno similar en Python. Varios solucionadores MINLP también ofrecen interfaces para MATLAB [Kronqvist et al., 2019], uno de ellos es el llamado BMIBNB de YALMIP, solucionador que fue utilizado para dar solución a la metodología descrita en esta tesis.

El solucionador BMIBNB de Yalmip se basa en una estrategia espacial de ramificación y poda o (branch & bound (b&b) por sus siglas en inglés), el cual, utiliza aproximaciones de envolvente convexa para operadores no lineales. El solucionador se basa en solucionadores de programación externos lineales, cuadráticos y semidefinidos para resolver los problemas de relajación del límite inferior como INTLINPROG, y solucionadores no lineales para los cálculos del límite superior como FMINCON.

En una primera etapa de estudio, se analiza el sistema eléctrico en un solo punto de operación considerando condiciones específicas del estado del sistema. A continuación, se describe el proceso de la metodología implementada.

1. Primera etapa

La primera etapa del proceso de optimización consiste en proporcionar de manera adecuada todos los datos requeridos, así como la declaración correcta de variables. En esta etapa, es importante identificar cuándo se trata de variables continuas, enteras y/o binarias.

2. Segunda etapa

En la segunda etapa del proceso de optimización se lleva a cabo una evaluación del sistema, en la cuál, se requiere identificar su estado operativo, es decir, es necesario identificar si la demanda del sistema eléctrico tiene un valor por debajo, por encima o dentro de la suma de los límites operativos de los generadores convencionales, y además habrá que tomar en cuenta la energía solar en el punto de operación analizado así como la energía almacenada para determinar el valor de dichos límites. Una vez que se identifica en qué punto se encuentra el sistema, es necesario clasificar el estado del sistema en tres casos con características de operación diferente. Tales casos son los siguientes:

- Caso 0: La demanda del sistema eléctrico se encuentra operando dentro de los límites operativos del sistema. Es decir, no rebasa la suma de los límites mínimos y tampoco rebasa la suma de los límites máximos de los generadores del sistema eléctrico considerado.
- Caso 1: La demanda del sistema eléctrico rebasa la suma de los límites máximos de los generadores convencionales, la energía solar en el punto de operación analizado y la cantidad de potencia almacenada. Es decir, el sistema está violando los límites máximos de operación, en este caso, el sistema de almacenamiento

deberá amortiguar la demanda, ayudando a la energía convencional a satisfacer la demanda del sistema siempre y cuando el BESS tenga dicha disponibilidad.

- Caso 2: La demanda del sistema eléctrico rebasa la suma de los límites mínimos de los generadores convencionales, la energía solar en el punto de operación analizado y la cantidad de potencia almacenada. En este caso, el BESS deberá aprovechar la energía que "sobra" en el sistema para ser almacenada, si es que se encuentra en condiciones operativas para realizar dicha acción.

3. Tercera etapa

Una vez que se ha determinado en cuál de los 3 casos se encuentra el sistema, es necesario determinar el estado del BESS.

El estado del sistema de almacenamiento indica las posibilidades del BESS para realizar la función correspondiente en el momento que se requiera. Dichas posibilidades dependen de la capacidad del BESS y los límites de carga y descarga del sistema de almacenamiento que se indican en la ecuación (2.11).

Cuando el sistema se encuentra en el caso 0 o en el caso 1, el sistema de almacenamiento descargará energía y por lo tanto se requiere que P_{st}^- , que es la variable entera de potencia de descarga del BESS, de la ecuación (2.7) sea activada, mientras que P_{st}^+ , que es la potencia de almacenamiento del BESS queda desactivada. Caso contrario, cuando se determina que el sistema se encuentra en el caso 2, significa que el sistema eléctrico está en posibilidades de almacenar energía, por lo que entonces, en este caso, la variable entera P_{st}^- quedaría desactivada, mientras que P_{st}^+ deberá activarse en la ecuación (2.7) y llevar a cabo el almacenamiento de energía correspondiente. Sin embargo, el BESS no siempre estará en posibilidades de llevar a cabo su función debido que está sometido a sus propias restricciones de operación, cuando sea éste el caso, es decir, el BESS no puede almacenar ni descargar energía el BESS quedará sin función en ese punto de operación.

En el caso en que el BESS tenga capacidad disponible para almacenar energía, es

necesario fijar las unidades de generación convencional en sus límites mínimos y, tomando en cuenta la energía renovable disponible en el punto de operación en el que se encuentre, se deberá satisfacer primeramente la demanda del sistema eléctrico y el excedente de energía es el valor que se deberá almacenar en el BESS.

Por otro lado, cuando el sistema de almacenamiento se encuentra en condiciones para descargar energía, la variable entera P_{st}^- es optimizada por la metodología, determinando el valor de dicha variable que más le convenga al sistema en ese momento, respetando siempre todas y cada una de las restricciones de dimensionamiento correspondientes.

4. Cuarta etapa

Una vez que se realiza el análisis del estado del sistema de almacenamiento, se activan las restricciones que son comunes para cualquiera de los casos. Estas, se refieren a las restricciones de balance de potencia reactiva, al nivel de penetración de RES, la restricción de ubicación que se refiere al vector h y todos los límites de operación del sistema eléctrico como son límites de voltaje y ángulos nodales, así como los límites de capacidad de los generadores.

5. Quinta etapa

En esta etapa se define la función objetivo, que en este caso, se refiere a la suma de las funciones de costo de los generadores convencionales y el costo del sistema de almacenamiento. Función descrita en la ecuación (2.13).

6. Sexta etapa

Finalmente, se lleva a cabo la solución del problema por medio del solucionador para problemas de programación mixtos-enteros no lineales *bmibnb* de Yalmip.

La Figura 2.1 muestra el diagrama de flujo del proceso de optimización correspondiente a la metodología implementada para un punto de operación.

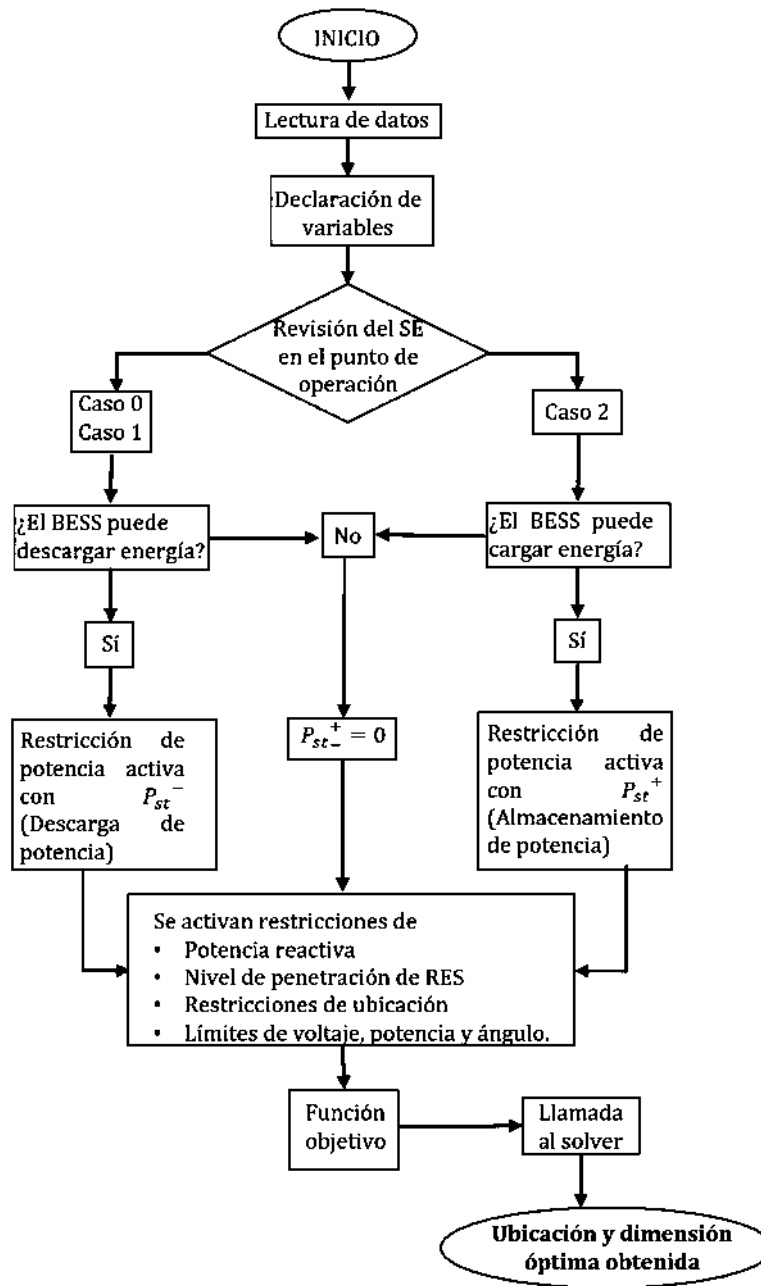


Figura 2.1: Diagrama de flujo del proceso de optimización

2.9. Conclusiones del Capítulo

En este capítulo, se ha presentado una metodología para resolver un problema de optimización mixto entero no lineal, el cual, es formulado para optimizar los costos de generación para satisfacer una demanda en un punto de operación, considerando las restricciones de flujos óptimos de potencia, así como las restricciones de almacenamiento de energía analizados en este trabajo de tesis. En el siguiente capítulo se muestran los resultados al implementar la metodología desarrollada y se analizarán distintos casos de estudio.

Capítulo 3

Casos de estudio

En el capítulo anterior se mostró el desarrollo de la metodología para minimizar costos de generación en un sistema eléctrico considerando inyección de energía solar y un sistema de almacenamiento basado en baterías así como las restricciones correspondientes para llegar a una solución óptima. Como se ha mencionado, en esta tesis se propone un método para identificar los sitios donde se deben ubicar los sistemas de almacenamiento de energía así como el tamaño óptimo de estos sistemas para desde esa perspectiva minimizar los costos operativos de la red. En este capítulo se muestran resultados numéricos considerando la red IEEE de 3 generadores y 9 nodos así como la red IEEE de 10 generadores y 39 nodos, ambos tomados de [Electric Grid Datasets, 2021].

La metodología fue implementada en el software Matlab® utilizando el solucionador BMIBNB de Yalmip al tratarse de un problema de programación de tipo MINLP.

En esta sección se plantean diferentes escenarios de estudio donde se demuestra la eficacia y beneficios de la metodología implementada. Se analiza el impacto que tiene la inclusión de la generación con fuentes renovables y los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías en el costo de operación del sistema eléctrico en un punto de operación y también se analiza a lo largo de 24 horas.

- Caso 1 Utilizando el sistema IEEE de 9 nodos se realizan los siguientes estudios.
 - Caso 1.1 Validación de la metodología.

En esta sección se muestran los resultados obtenidos implementando la metodología en un software comercial. En este caso, no se considera energía renovable ni almacenamiento de energía para fines de comparación y validación pues el problema se convierte así en un problema de FOP, por lo que los resultados se comparan con los que se obtienen con el software PSS®E.

- Caso 1.2 Sistema de 9 nodos con inclusión de energía solar.

En este caso se considera la presencia de energía solar y se analiza un punto de operación del sistema.

- Caso 1.3 Sistema de 9 nodos con inclusión energía solar y sistema de almacenamiento de energía basado en baterías.

En este apartado, se analiza el sistema considerando la inyección de energía solar y la presencia de un BESS para un punto de operación.

- Caso 1.4 Sistema de 9 nodos con inclusión de RES y BESS ubicado y dimensionado de manera óptima.

En esta sección se analiza la ubicación y dimensión óptima que tendría el sistema de almacenamiento para diferentes demandas en distintos puntos de operación.

- Caso 1.5 Sistema de 9 nodos con inclusión de RES y BESS ubicado y dimensionado de manera óptima en un ciclo de 24 horas.

En esta sección se analiza la ubicación y dimensión óptima que tendría el BESS si se analiza un día de operación.

- Caso 1.6 Sistema con inclusión de RES y BESS ubicado y dimensionado de manera óptima en un ciclo de 24 horas con efecto de carga y descarga.

En esta sección se analiza la ubicación y dimensión óptima que tendría el sistema de almacenamiento para diferentes demandas en distintos puntos de operación, en este apartado puede observarse cómo el BESS pasa por distintas condiciones operativas.

- Caso 2 Utilizando el sistema IEEE de 39 nodos se realizan los siguientes estudios.

- Caso 2.1 Validación de la metodología.

En esta sección se muestran los resultados obtenidos implementando la metodología en otro software. En este caso, no se considera energía renovable ni almacenamiento de energía para fines de comparación y validación.

- Caso 2.2 Sistema de 39 nodos con energía solar y BESS con ubicación y dimensión óptima.

En este caso de estudio se aplica la metodología para ubicar y dimensionar un sistema de almacenamiento en la red de 39 nodos.

- Caso 2.3 Sistema de 39 nodos con BESS con ubicación y dimensión óptima y aumento de penetración de RES.

En este caso de estudio se aplica la metodología para ubicar y dimensionar un sistema de almacenamiento en la red de 39 nodos, además, se aumenta el límite de penetración de energía renovable del 20 % al 30 %.

- Caso 2.4 Sistema de 39 nodos con inclusión de RES y 2 BESS.

En este caso de estudio se aplica la metodología para ubicar y dimensionar uno y dos sistemas de almacenamiento en la red de 39 nodos, además, se aumenta el límite de penetración de energía renovable del 20 % al 30 %.

- Caso 2.5 Sistema con inclusión de RES y BESS ubicado y dimensionado de manera óptima en un ciclo de 24 horas.

En esta sección se analiza la ubicación y dimensión óptima que tendría el BESS si se analiza un día de operación en la red de 39 nodos.

3.1. Caso 1 Casos de estudio con el sistema de 9 nodos de IEEE

En esta sección se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología implementada de los casos de estudio para la red IEEE de 3 generadores y 9 nodos, cuyo diagrama correspondiente se muestran en las Figura 3.1. Para la realización de tales estudios se utilizan los datos de carga de la red eléctrica de 9 nodos de [Electric Grid Datasets, 2021], es decir, 315 MW distribuida en los nodos de carga del sistema, es decir, los nodos 5,

6 y 8 con una demanda nodal de 125, 90 y 100 MW respectivamente. Para analizar el impacto de la inclusión de RES se considera una unidad de generación solar y un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías de una capacidad de 100 MW.

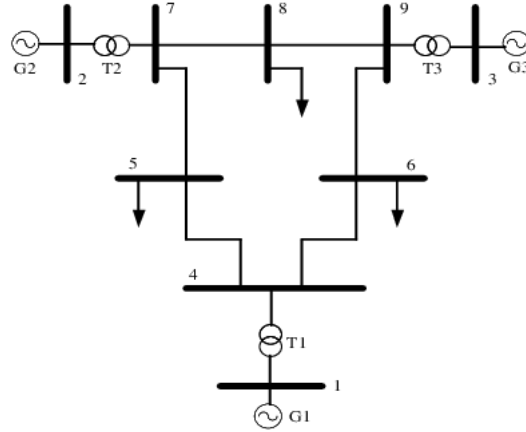


Figura 3.1: Diagrama de potencia de 9 nodos y 3 generadores

Los datos de límites voltaje y ángulos nodales considerados en los casos de estudio analizados en esta sección son mostrados en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Límites de voltaje

Nodo	V_{min}	V_{max}	θ_{min}	θ_{max}
1	0.95	1.05	$-\pi$	π
2	0.95	1.05	$-\pi$	π
3	0.95	1.05	$-\pi$	π
4	0.95	1.05	$-\pi$	π
5	0.95	1.05	$-\pi$	π
6	0.95	1.05	$-\pi i$	π
7	0.95	1.05	$-\pi i$	π
8	0.95	1.05	$-\pi$	π
9	0.95	1.05	$-\pi i$	π

Las funciones de costo y los datos de potencia mínima y máxima de los generadores del sistema de IEEE de 9 nodos se muestran en la Tabla 3.2 [Nguyen and Pai, 2003].

Tabla 3.2: Datos de generadores

Generador	P_{min} MW	P_{max} MW	Q_{min} MVAR	Q_{max} VAR	Función de costo
1	50	200	-20	20	$0.0060P^2 + 2.0P + 140$
2	50	150	-20	20	$0.0075P^2 + 1.5P + 120$
3	50	100	-20	20	$0.0070P^2 + 1.8P + 80$

Con los datos de este sistema, a continuación se presentan los diferentes casos de estudio con las características pertinentes para cada uno de ellos.

3.1.1. Caso 1.1

Validación de la metodología

Para fines de validación de la metodología implementada se han hecho comparaciones de los resultados obtenidos por otros autores y con @PSSE cuando no se considera el almacenamiento de energía ni la energía renovable, lo cual, convertiría la metodología implementada en un problema de flujos óptimos de potencia.

En la Tabla 3.3 se pueden observar los resultados de los costos de generación obtenidos con el software comercial @PSSE, donde se realiza un estudio de flujos óptimos convencional. En la segunda columna, se muestra el resultado obtenido con la metodología implementada en esta tesis. Como puede observarse, los valores son muy cercanos entre sí, se tiene un error de 0.015 %.

Tabla 3.3: Costo de generación del sistema de 9 nodos

	PSSE	Metodología propuesta
Costo \$/hr	1132.17	1132.00

Así mismo, en la Figura 3.2 se muestran los voltajes obtenidos con el software comercial @PSSE y los obtenidos con la metodología implementada. En dicha figura, podemos observar que los voltajes tienen una diferencia muy pequeña entre ellos, siendo el error más grande que se presenta entre los resultados del perfil de voltaje es del 0.066 %. De la misma manera, en la Figura 3.3 se muestran los valores de potencia activa de cada uno de los generadores del sistema de potencia de 9 nodos que se obtuvieron por medio del software

comercial ®PSSE, y con la metodología implementada. Al igual que en el caso de voltajes, estos valores tienen una diferencia muy pequeña, ya que el error más grande que se presenta entre estos valores es del 0.2 %. Estos errores mencionados, se pueden atribuir a los valores de tolerancia que se consideran en cada caso, dato al cual no siempre se puede tener acceso para ser manipulado. La tolerancia considerada en la solución de la metodología es del 0.8 %.

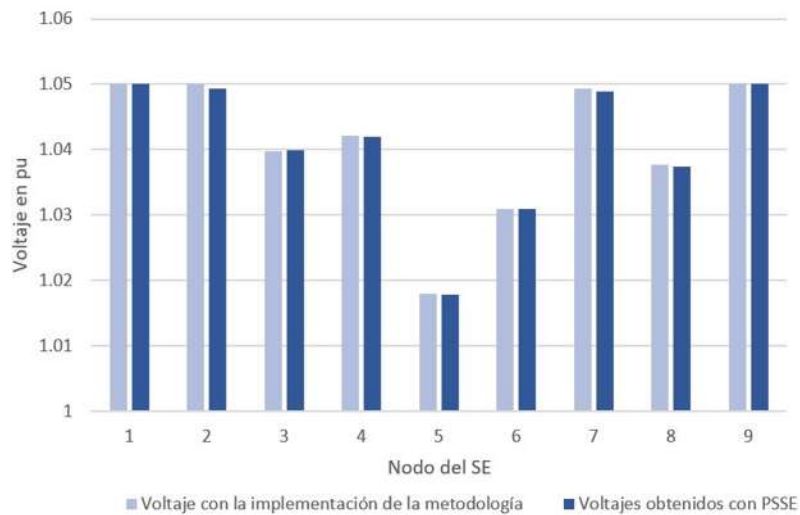


Figura 3.2: Perfil de voltaje nodal para validación de la metodología implementada

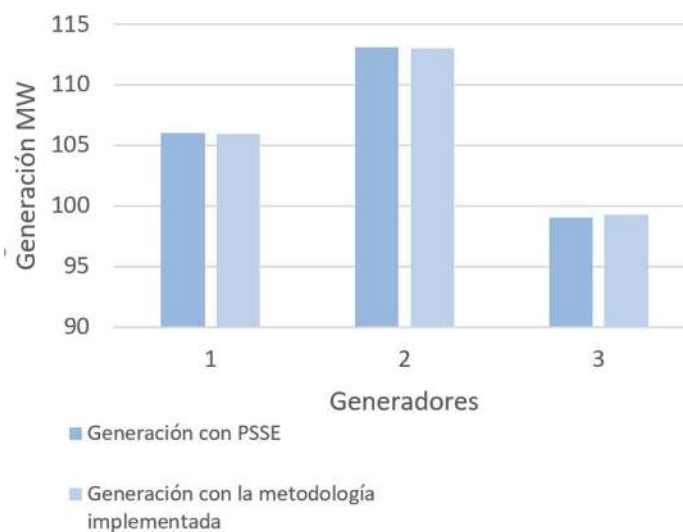


Figura 3.3: Potencia activa generada

Se observa que los valores de costo, voltaje y generación obtenidos con PSS®E y la metodología implementada son muy cercanos entre sí, por lo tanto se puede deducir que la metodología implementada es válida para la realización de los siguientes estudios realizados.

3.1.2. Caso 1.2

Sistema con inclusión de energía solar

La inclusión de las fuentes de energía renovables no solo permite el poder disminuir significativamente los costos de generación de energía, sino también permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Este proceso es de gran interés en la operación de los sistemas eléctricos y en el mercado eléctrico de la actualidad por la creciente penetración de las energías limpias y la inclusión de sistemas de almacenamiento de energía.

En este caso de estudio se considera la integración de RES en el sistema. El experimento se realiza considerando la misma demanda del caso anterior, es decir, 315 MW distribuida en los nodos 5, 6 y 8 con 125, 90 y 100 MW respectivamente y una inyección de energía solar de 50 MW en el nodo 5 de la red. También se considera un nivel máximo de penetración de RES del 20 % respecto a la demanda total del sistema.

En la segunda columna de la Tabla 3.4 se muestra el resultado del costo de generación que se tendría considerando el RES. Obsérvese cómo disminuye el costo de generación cuando se incluye en un sistema la generación renovable. La razón de tal disminución de costo se debe a que al incluir energía solar al sistema eléctrico en algún nodo de la red es necesaria la disminución de generación de potencia por parte de los generadores convencionales y por lo tanto, se obtiene una reducción del costo total de generación.

Tabla 3.4: Costo de generación con PV

	Sistema original	Sistema considerando PV
Costo \$/hr	1132.17	973.00

En la Figura 3.4 se muestran los valores de generación que se obtienen al aplicar la metodología sin y con la inclusión de energía solar, y se observa cómo la presencia de RES ayuda a disminuir los valores de generación convencional y por lo tanto los costos de

operación. En la Figura 3.5 pueden analizarse los perfiles de voltaje al incluir la energía solar, de los cuáles observamos que principalmente en el nodo de penetración de RES, es decir, el nodo 5, se tiene un incremento de voltaje considerable, lo que significa que, si se incrementara la carga en ese nodo con la presencia de RES se podría tener mejor operabilidad, ya que se estaría alejando de los límites mínimos de voltaje.

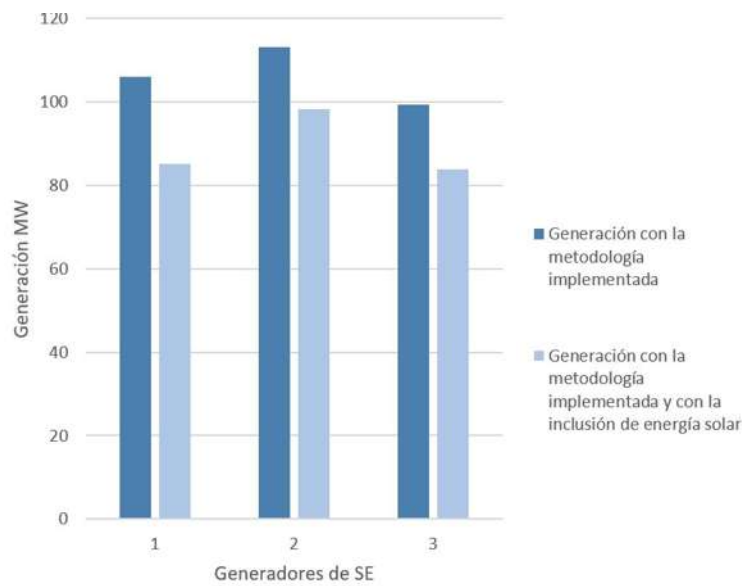


Figura 3.4: Potencia activa generada con inclusión de RES

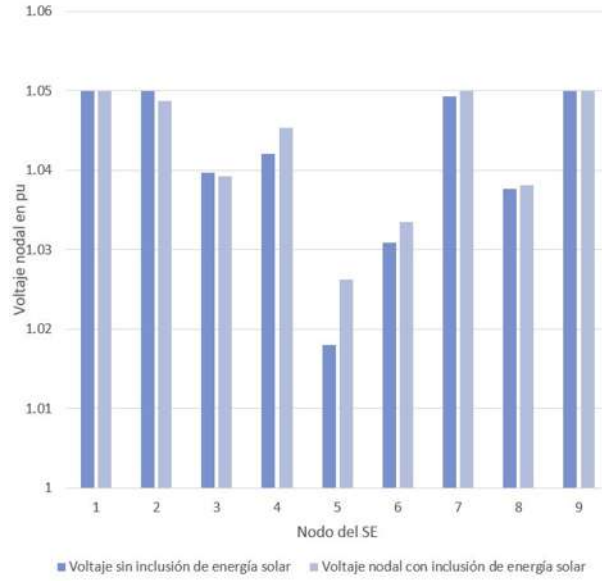


Figura 3.5: Perfil de voltaje nodal con inclusión de energía solar

3.1.3. Caso 1.3

Sistema con inclusión de energía solar y sistema de almacenamiento de energía basado en baterías

Durante el almacenamiento de energía en el BESS se convierte la energía eléctrica en energía química, y durante la descarga se convierte la energía química en energía eléctrica [dos Santos et al., 2020]. Cuando esta energía eléctrica es aprovechada en la red, los sistemas de almacenamiento pueden reducir la demanda pico y mejorar la confiabilidad del suministro, además de, como veremos a continuación, disminuir los costos de generación. Recordemos que el vector h de la ecuación (2.14) es una variable de carácter binario, es decir, sus elementos pueden tomar valores de 0 o 1 según lo determine la optimización del sistema. En el caso de que el valor del elemento del vector sea 0, indica la ausencia del BESS en ese nodo del sistema eléctrico, mientras que en el caso en que el valor del elemento del vector h sea 1 indica la presencia del sistema de almacenamiento en tal nodo del sistema. Dado que el sistema de 9 nodos es un sistema eléctrico relativamente pequeño, en este caso de estudio se considera la presencia de únicamente un sistema de almacenamiento. Por esta razón, la suma de todos los elementos del vector h será igual a 1, ya que la suma de todos los

elementos de éste vector de variable binaria indica el número total de BESS a considerar. En esta sección se muestra cómo la ubicación del BESS en algún nodo del sistema afecta directamente el costo de compra de la energía. Con el fin de mostrar cómo la ubicación del sistema de almacenamiento en diferentes buses del sistema incide directamente en el costo de generación de energía, se implementa la metodología solo para la optimización del dimensionamiento y se analiza la red cuando el almacenamiento de energía se ubica en cada bus de el sistema, ya que el vector h tiene un valor predeterminado, el cual se indica en la metodología de forma manual. Esto significa que se realizaron simulaciones colocando manualmente el BESS en cada uno de los nodos para comprobar que la localización del BESS afecta directamente a los costos de operación del sistema.

Nuevamente se considera una demanda de 125, 90 y 100 MW en los nodos de carga 5, 6 y 8 respectivamente, así como una inyección de RES de 50 MW en el nodo 5 del sistema eléctrico. También se considera el nivel máximo de penetración de RES del 20 %, así como una potencia almacenada inicial de 90 MW en el sistema de almacenamiento con límites de carga y descarga de hasta el 90 % y 10 % respectivamente.

Al aplicar la metodología. se tiene como resultado que la ubicación óptima es el nodo 6 y se tiene un costo de 761.42 \$/Mwh. En la Tabla 3.5 se muestran los costos de generación cuando el BESS se coloca en los diferentes nodos del sistema eléctrico. Se puede apreciar que al cambiar el BESS de posición, el costo total de generación adquiere valores distintos, se muestra que si se hiciera un recorrido manual de la posición del BESS en cada uno de los nodos, el nodo donde se tendría un costo de generación mínimo sería el nodo 6.

Tabla 3.5: Costos ubicando el BESS en los diferentes nodos del sistema

Carga	315 MW
Nodo	Costo \$/MWh
1	763.76
2	766.89
3	766.95
4	763.74
5	762.66
6	761.42
7	766.89
8	765.11
9	766.95

Se ha mencionado en el desarrollo de esta tesis que la presencia de BESS y PV puede contribuir a mantener mejores perfiles de voltaje en la operación del sistema eléctrico. Considerando los límites de voltaje mostrados en la Tabla 3.1 se obtienen los resultados mostrados en la Figura 3.6, en la cual, se observa que cada uno de los valores de voltaje se encuentran dentro de los límites permisibles, sin embargo, en el caso en el cual se considera BESS y energía solar se puede ver un impacto favorable específicamente en los nodos de generación, ya que, como puede verse en la gráfica, los voltajes se alejan más del límite superior de voltaje. Esto nos daría en términos de operabilidad mayor margen de control de voltaje.

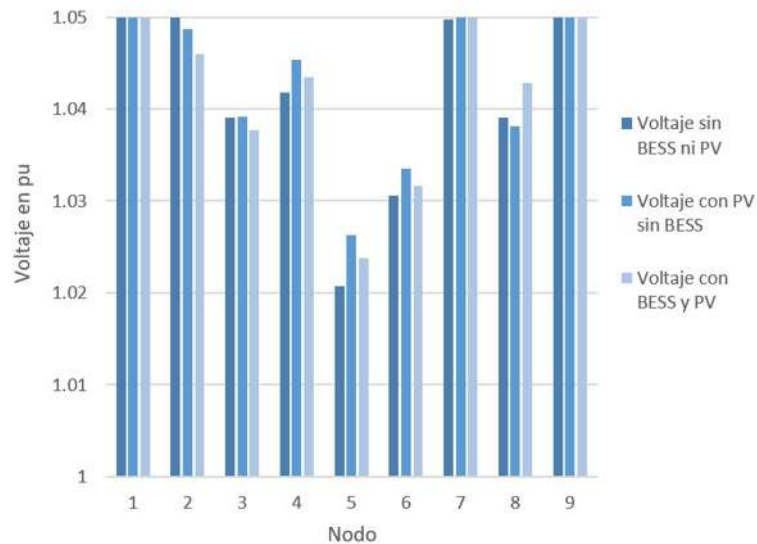


Figura 3.6: Perfil de voltaje nodal

3.1.4. Caso 1.4

Sistema con inclusión de RES y BESS ubicado y dimensionado de manera óptima

En esta sección se presenta la metodología para encontrar tanto la ubicación y la dimensión de operación de un BESS en la red de manera automática y simultánea. La dimensión de potencia del BESS, así como su ubicación deben minimizar los costos de generación, mientras que también se considera la inyección de energía solar y cumple con todas las restricciones de operación de la red eléctrica.

En este caso, se consideran diferentes demandas para puntos de operación específicos. La dimensión y la ubicación del sistema de almacenamiento se obtiene de manera simultánea por medio de la metodología implementada.

Se considera el mismo sistema de almacenamiento de los casos anteriores, es decir, un BESS de 100 MW de capacidad, con límites de carga y descarga del 10 %, por lo que en la Ecuación (2.11) γ es del 90 % y δ se considera del 10 %, esto con la finalidad de cumplir las restricciones de dimensionamiento mencionadas en la sección 2.6. Se considera también una potencia almacenada inicial de 90 MW, un suministro de 50 MW de energía solar en el nodo 5 y un nivel máximo de penetración de energía renovable de 20 % de la demanda. Así mismo, al igual que el caso anterior, el vector h , que se refiere a la presencia o no del BESS en el nodo del sistema, tiene un conjunto de variables binarias, donde la suma de estas variables es 1, es decir, se considera una solo sistema de almacenamiento de la capacidad antes mencionada.

Los resultados de ubicación y dimensionamiento se muestran en la Tabla 3.6 donde se observa el resultado para diferentes valores de demanda. Se puede apreciar que el costo total disminuye cuando se considera la energía fotovoltaica y un BESS ubicado y dimensionado de manera óptima. Se observa también el efecto de almacenamiento de energía (cuando la potencia del BESS es negativa) del sistema de almacenamiento, y, en esos mismos casos, se tiene una disminución en la penetración de energía solar, esto se debe a que la energía disponible de RES es inyectada únicamente hasta los límites permitidos, pues recordemos que dentro de la metodología se considera la restricción del límite de penetración de RES,

que en este caso es hasta el 20 % de la demanda de potencia total del sistema.

Tabla 3.6: Costos de generación, ubicación y dimensión óptima de BESS en el sistema de 9 nodos para diferentes puntos de operación

Demanda MW	Generación convencional MW	Energía solar MW	BES MW	Número de BES	Generación total MW	Nodo óptimo de ubicación	Costo mín \$/hr
135	150.77	27	-42	1	177.77	9	658
145	150.89	29	-34	1	179.89	9	658
285	157.41	50	80	1	287.41	8	689
315	189.50	50	80	1	319.50	6	761
425	257.07	50	120	1	427.07	5	967
520	325.43	50	150	1	525.43	5	1186

Nótese también, que en el caso donde se tiene una demanda de 315 MW, se obtiene que la ubicación óptima es el nodo 6, dato que coincide con lo obtenido en la Tabla 3.5. Esto nos permite comprobar que la metodología implementada funciona de manera adecuada y óptima.

3.1.5. Caso 1.5

Sistema con inclusión de RES y BESS ubicado y dimensionado de manera óptima en un ciclo de 24 hrs

En este caso se analiza el impacto que tiene la inclusión de la generación con fuentes renovables y los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías ubicados de manera óptima a lo largo de 24 horas. Para este estudio, se consideraron 3 perfiles de carga diferentes para cada nodo de carga del sistema de 9 nodos, es decir, el nodo 5, 6 y 8. Se tomaron las primeras 24 horas del año 2012 [Enernoc, 2012]. Dicha curva de demanda total se muestra en la Figura 3.7. Cabe mencionar que los perfiles de carga fueron escalados para adecuarlos a las capacidades de generación del sistema de 9 nodos. Además, se considera un sistema de almacenamiento de 100 MW de capacidad, con una energía almacenada constante durante el día de 80 MW.

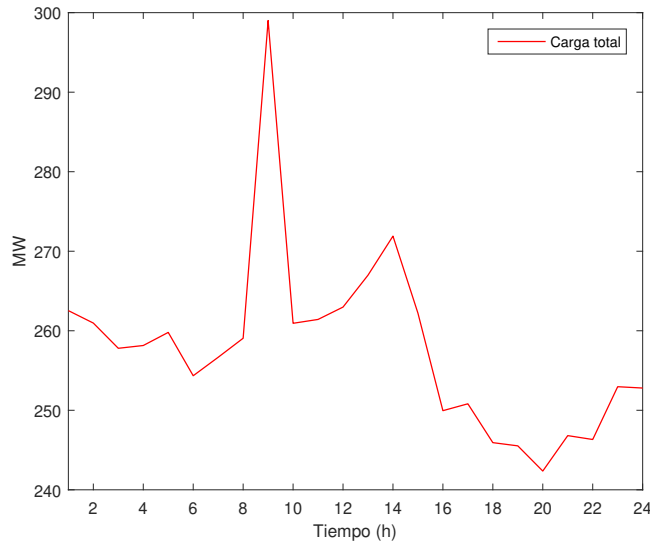


Figura 3.7: Perfil de Carga para sistema de 9 nodos

En la Figura 3.8 se presenta la carga de la Figura 3.7 distribuida en los diferentes nodos de carga del sistema de 9 nodos, es decir, el nodo 5, nodo 6 y nodo 8, tomando en cuenta que estos valores fueron escalados considerando una demanda máxima de 125, 90 y

100 para los nodos 5, 6 y 8 respectivamente.

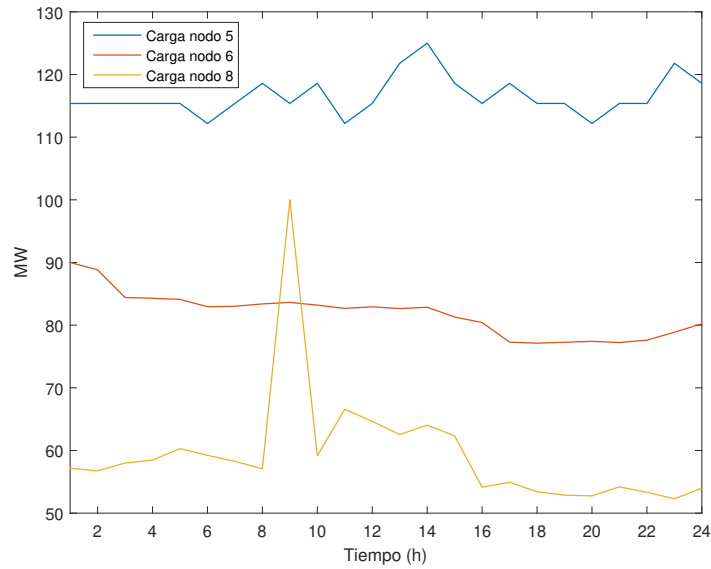


Figura 3.8: Perfil de carga nodal para sistema de 9 nodos

Así mismo, se considera la generación solar de ese mismo día [Elia, 2020], datos que al igual que los valores de carga, fueron escalados para adecuarlos al sistema, en este caso se consideró una generación de energía solar máxima de 50 MW. La presencia de RES a lo largo del día puede analizarse en la Figura 3.9. Estos valores de RES están limitados por la restricción de máximo nivel de penetración, que en este caso se considera igual al 20 % de la demanda.

En la Figura 3.10 se aprecia la curva de costo que se obtiene considerando BESS y RES así como todas las características antes mencionadas en este caso de estudio. En la Figura 3.10 se observa el costo de generación que se tendría sin la aplicación de la metodología. Se puede apreciar que el costo total de generación a lo largo del día puede disminuir si se realiza la incorporación de los elementos planteados en esta tesis, es decir, el BESS y el RES.

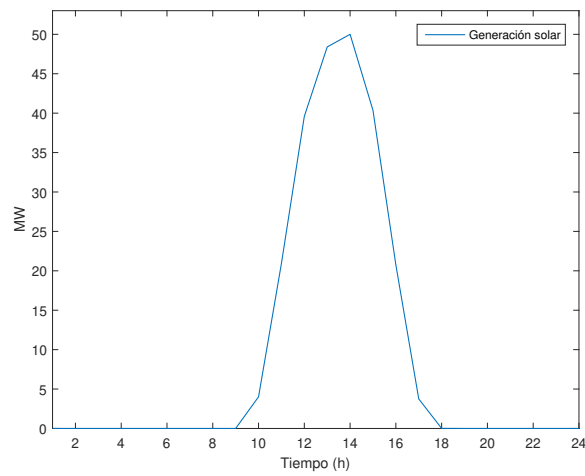


Figura 3.9: Generación de energía renovable

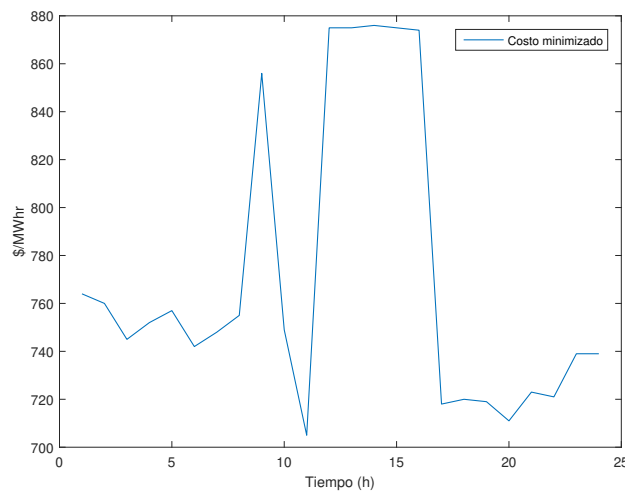


Figura 3.10: Curva de costo durante 24 horas para el sistema de 9 nodos

En la Figura 3.11 vemos que a lo largo del día, la posición óptima del BESS se mueve de acuerdo a sus necesidades, sin embargo, nótese que, a pesar de la variabilidad de la demanda de potencia así como la generación de energía solar, la posición óptima que se obtiene mayoritariamente es en el nodo 3, por lo que si se tratara de un problema de planeación, podríamos decir que bajo las condiciones presentadas en este caso de estudio,

el posible nodo óptimo para la colocación del sistema de almacenamiento es el nodo 3 del sistema eléctrico de 9 nodos.

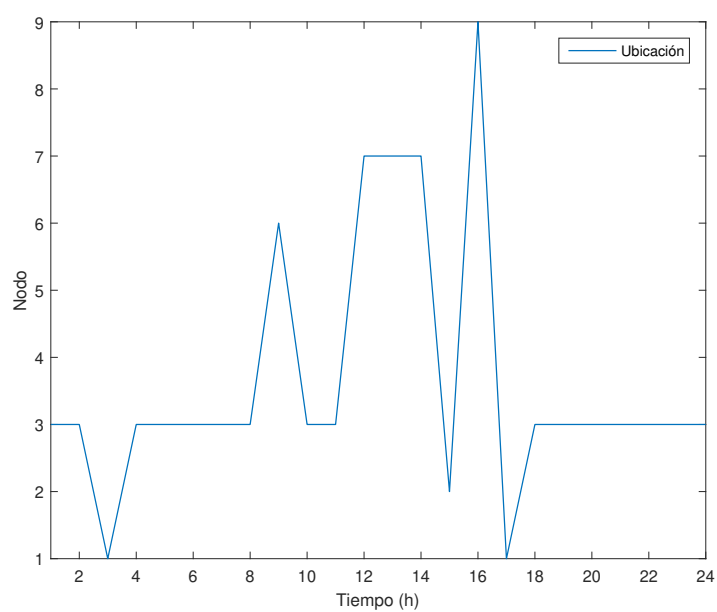


Figura 3.11: Ubicación del sistema de almacenamiento

3.1.6. Caso 1.6

Sistema con inclusión de RES y BESS ubicado y dimensionado de manera óptima en un ciclo de 24 hrs con efecto de carga y descarga

Al igual que el caso anterior, para este estudio, se consideraron 3 perfiles de carga diferentes para cada nodo de carga del sistema de 9 nodos, se tomaron las primeras 24 horas del año 2012 de [Enernoc, 2012]. Dicha curva de demanda se muestra en la Figura 3.12, donde se observa que la carga máxima se tiene a las nueve horas, y la mínima a las 20 hrs. En este experimento, se considera un BESS de 100 MW de capacidad, con una potencia almacenada inicial del 80 % de su capacidad.

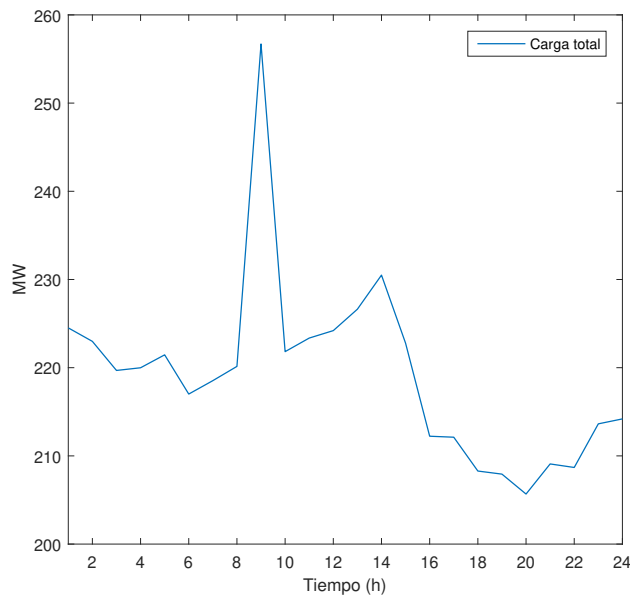


Figura 3.12: Perfil de Carga para sistema de 9 nodos

Los perfiles de carga para este caso de estudio, fueron escalados para adecuarlos a las capacidades del sistema eléctrico de 9 nodos y los fines de estudio requeridos, en el que las demandas máximas son 90 MW para cada uno de los nodos considerados como nodos de carga, es decir, el nodo 5, 6 y 8. Dichas demandas individuales son mostradas en la Figura 3.13.

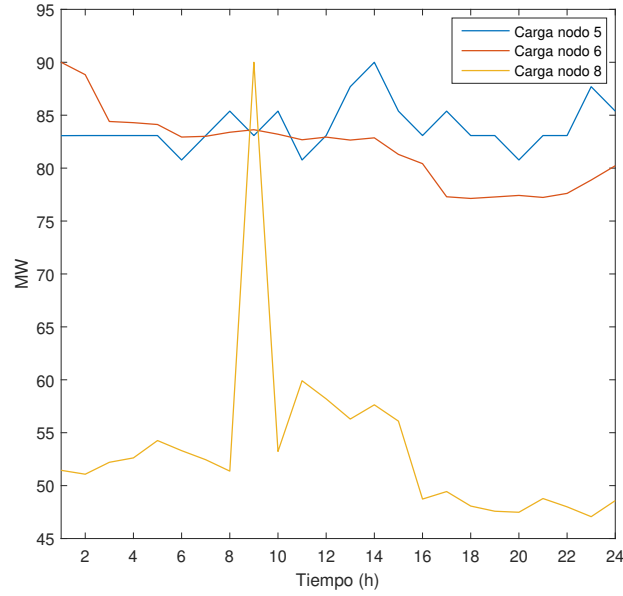


Figura 3.13: Perfil de Carga nodal para sistema de 9 nodos

Así mismo, se considera la generación solar de ese mismo día [Elia, 2020], datos que al igual que los valores de carga, fueron escalados para adecuarlos a las capacidades del sistema, en este caso se consideró una generación de energía solar máxima de 70 MW.

La presencia de RES a lo largo del día puede analizarse en la Figura 3.14. Estos valores de RES pueden estar limitados por la restricción de máximo nivel de penetración, que en este caso se considera igual al 20 % de la demanda en cada punto de operación.

En la Figura 3.15 se aprecia la curva de costo que se obtiene considerando BESS y energía solar aplicando la metodología de un sistema de almacenamiento dimensionado y ubicado de manera óptima a lo largo del día, así como la curva de costo que se obtendría sin la implementación de la metodología.

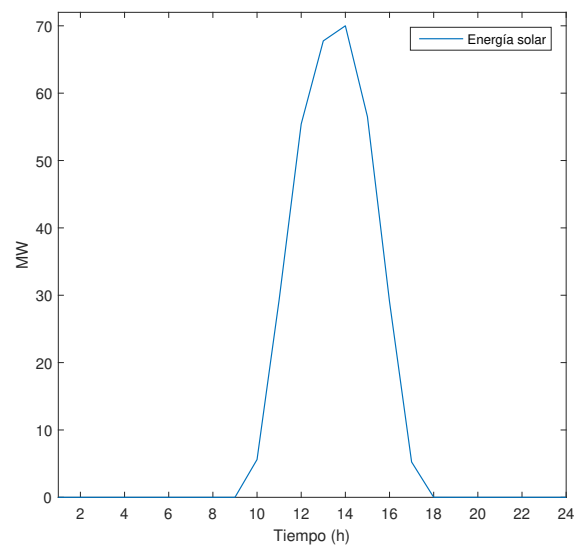


Figura 3.14: Generación de energía renovable

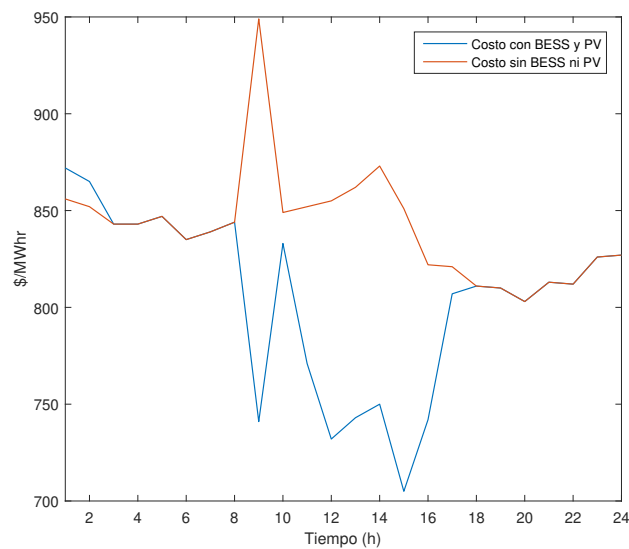


Figura 3.15: Curva de costo durante 24 horas para el sistema de 9 nodos

Obsérvese cómo el costo disminuye considerablemente especialmente en las horas de la demanda pico. En este hecho es apreciable la importancia del sistema de almacena-

miento de energía y de la fuente de energía renovable, ya que como puede apreciarse, el sistema de almacenamiento hace una importante aportación de energía a la red, disminuyendo así el costo total de generación.

Además coincide en que el valor del costo máximo del día disminuye aproximadamente en el momento en que el BESS tiene su punto máximo de descarga, esto puede apreciarse en la Figura 3.16. Por lo que podría decirse que el sistema de almacenamiento basado en baterías también contribuye a disminuir el pico de costo de generación. En este caso de estudio, no se considera el BESS con un almacenamiento de energía constante y listo para ser utilizado en cualquier hora del día como en el caso anterior, sino que ahora, el uso de la metodología completa implementada indica también el comportamiento óptimo del sistema de almacenamiento.

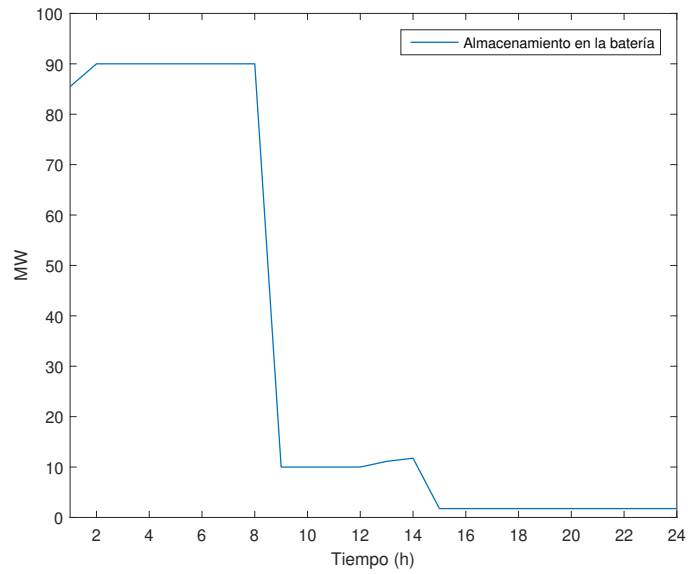


Figura 3.16: Potencia de carga y descarga del BESS

En la Figura 3.17 se observa la posición óptima del BESS a lo largo del día. Nótese que a pesar de la variabilidad de la demanda de potencia así como la generación de energía solar, la posición óptima que se obtiene mayoritariamente es en el nodo 9, por lo que lo ideal sería posiblemente colocar el sistema de almacenamiento en dicho nodo.

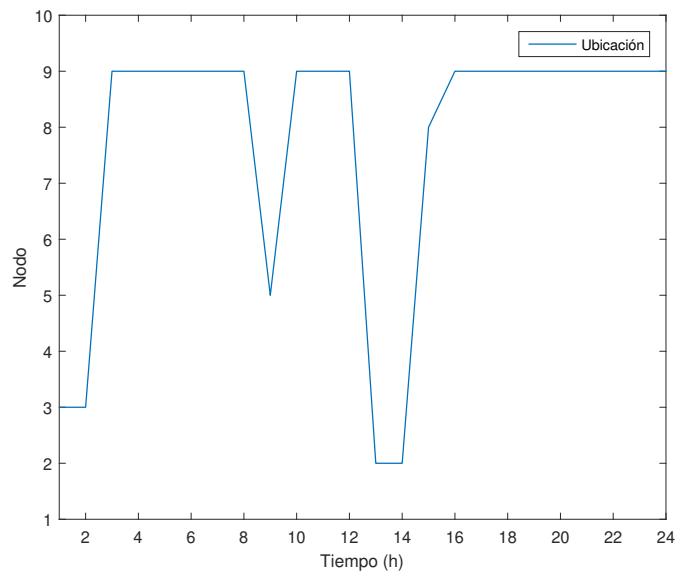


Figura 3.17: Ubicación del sistema de almacenamiento

Durante el desarrollo de esta tesis se ha mencionado que el uso adecuado del BESS puede contribuir también al fortalecimiento de la operación de la red, prueba de ello, son los resultados mostrados en la Figura 3.18, donde se puede observar cómo disminuyen las pérdidas del cuando se implementa el BESS en el sistema.

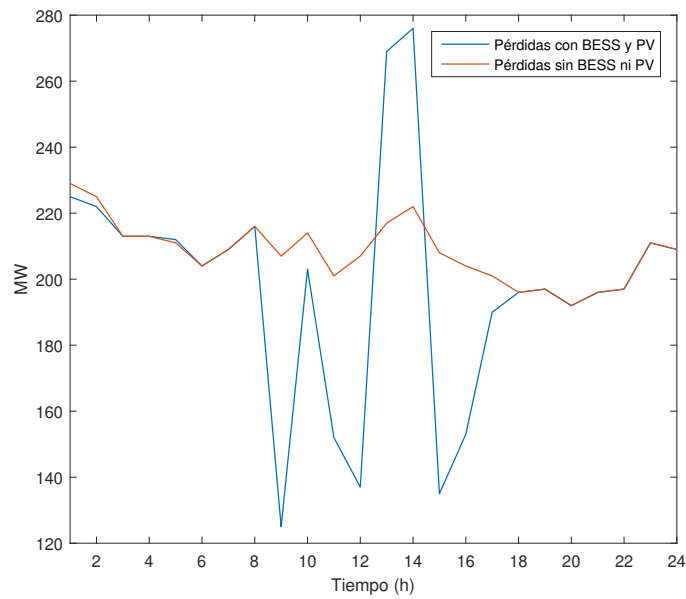


Figura 3.18: Pérdidas de energía

En este caso de estudio, puede verse que en los puntos de operación en los que los niveles de penetración de BESS y RES son altos, los costos de generación se reducen más, y no sólo eso, sino que lo mismo ocurre con las pérdidas en el sistema cuando se tiene la mayor inclusión de potencia de BESS, y al incluir fuentes de energía renovable se reduce la participación de las unidades convencionales y por lo tanto, se reduciría la emisión gases contaminantes, teniendo en este caso una diferencia de 881 \$/MWhr en un día y 247 MW en cuanto a pérdidas.

3.2. Caso 2 Casos de estudio con el sistema de 39 nodos de IEEE

En esta sección se presentan los casos de estudio para el sistema de 39 nodos del IEEE; cuyo esquema se muestra en la Figura 3.19, cuenta con 10 generadores convencionales, y mientras que los datos de operación y funciones de costo correspondientes a este sistema se muestran en la Tabla 3.7 [Nguyen and Pai, 2003] y los límites de voltaje y ángulo se presentan en la Tabla 3.8.

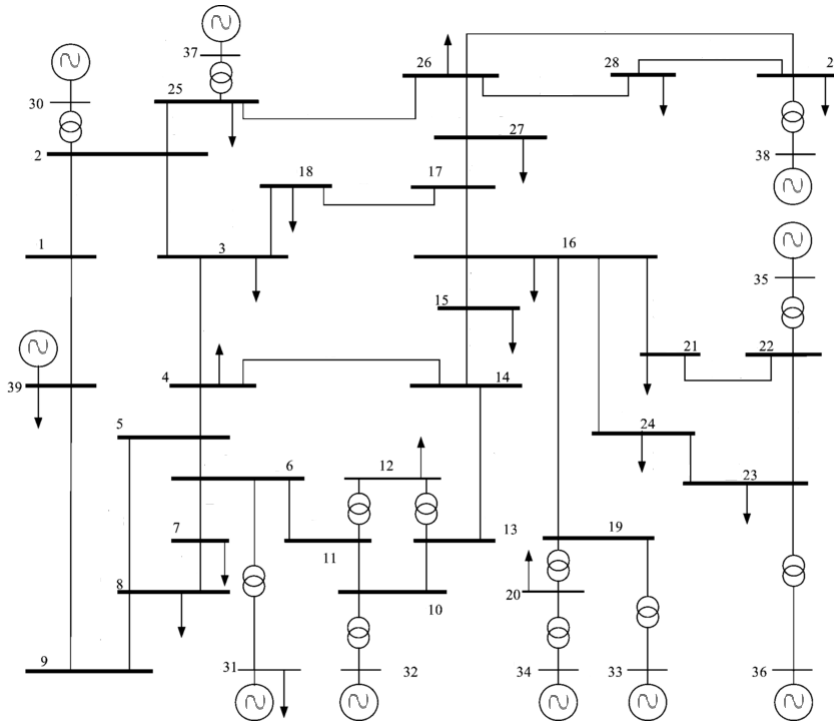


Figura 3.19: Diagrama de potencia de 39 nodos y 10 generadores

Cabe mencionar, que para los casos de estudio del sistema de 39 nodos fue necesario realizar una simplificación al problema descrito en el Capítulo dos, esto debido a la necesidad de mejorar el tiempo excesivo que tomaba la simulación. Dicha simplificación consistió en aproximar los valores de coseno de la diferencia de los ángulos un valor unitario,

Tabla 3.7: Datos de generadores para el sistema de 39 nodos

Generador	P_{min} MW	P_{max} MW	Q_{min} MVAR	Q_{max} VAR	$Funcindecosto$
30	0	350	140	400	$0.0193P^2 + 6.9P$
31	0	650	-100	300	$0.0111P^2 + 3.7P$
32	0	800	150	300	$0.0104P^2 + 2.8P$
33	0	750	0	250	$0.0088P^2 + 4.7P$
34	0	650	0	167	$0.0128P^2 + 2.8P$
35	0	750	-100	300	$0.0094P^2 + 3.7P$
36	0	750	0	240	$0.0099P^2 + 4.8P$
37	0	700	0	250	$0.0113P^2 + 3.6P$
38	0	900	-150	300	$0.0071P^2 + 3.7P$
39	0	1200	-100	300	$0.0064P^2 + 3.9P$

Tabla 3.8: Límites de voltaje para el sistema de 39 nodos

Nodo	V_{min}	V_{max}	θ_{min}	θ_{max}
Slack	0.95	1.09	0	0
Generador	0.95	1.09	$-\pi$	π
Carga	0.95	1.07	$-\pi$	π

y el seno de la diferencia de los ángulos se aproximó a únicamente como la diferencia de los ángulos en las ecuaciones 2.4. Lo anterior nos permite tener una mejoría en el tiempo de simulación considerable, ya que, al no considerar la simplificación mencionada, la metodología tardaría incluso días en resolver el problema de optimización, sin embargo, considerando la simplificación anterior, es posible que al aplicar la metodología se llegue a una solución en cuestión de 3 a 5 minutos y un error de aproximación no mayor al 1.16 %.

3.2.1. Caso 2.1

Validación de la metodología

Al igual que en el caso de estudio de 9 nodos, se realizó una validación al sistema implementado, esta vez se compararon los resultados obtenidos con PSS®E, obteniendo un error de 0.0003 %. En la Tabla 3.9 se muestran los resultados obtenidos con ambos métodos sin la incorporación de energía solar ni sistema de almacenamiento de energía.

Tabla 3.9: Resultados para validación del sistema de 39 nodos

	PSSE	Metodología propuesta
Costo \$/MWhr	61796.47	61792

3.2.2. Caso 2.2

Sistema de 39 nodos con energía solar y BESS con ubicación y dimensión óptima

En el sistema de 39 nodos se considera una carga total de 6149.50 MW distribuidos en los diferentes nodos del sistema, los cuales pueden identificarse en la Figura 3.19, se trata de la misma carga distribuida de la misma manera que en el caso de validación, esto es para fines de comparación entre los resultados.

En este caso se considera una penetración de 370 MW directamente inyectados en 5 nodos de la red eléctrica, los nodos 3, 7, 15, 18 y 20; se considera un nivel máximo de penetración de energía renovable del 20 % de la demanda del punto de operación analizado, y un límite del 10 % como límite de carga y descarga de la batería, así como todos los datos que se mencionaron en la sección anterior. La metodología se aplica considerando una batería de 950 MW de capacidad con una energía disponible inicial de 850 MW preparados para descargar en caso de ser necesarios, o bien, según la potencia óptima que deba ser descargada. Una vez llevada a cabo la experimentación, se obtuvo una disminución en el costo del 45.46 % con respecto al caso anterior, en el que únicamente se consideró la presencia de energía convencional. Esta, es una clara demostración de que la presencia de energía renovable en la red disminuye considerablemente el costo de operación de un sistema eléctrico.

La Tabla 3.10 resume los resultados de la simulación del caso descrito; se presenta la potencia y ubicación óptima de la batería al considerar un límite de penetración máximo del 20 %. Se puede observar en la columna 4, que la penetración de la energía renovable no son los 370 MW disponibles por panel, sino que dicha energía se ve limitada por el P_{level} de la restricción de energía solar, inyectando 245.98 MW por panel.

Tabla 3.10: Resultados obtenidos considerando 1 batería y 20 % de penetración de RES

Baterías	Dimensión MW	Ubicación	Total solar	Costo
1	760	31	1229.90	33697.13

Considerando los límites de voltaje mostrados en la Tabla 3.8 en la experimentación, se obtienen los resultados mostrados en la Figura 3.20, donde se puede observar que todos los valores de voltaje se encuentran dentro de sus límites operativos, y se observa cómo al incluirse un sistema de almacenamiento de energía y además energía solar en la red, los valores de voltaje en la gran mayoría de los nodos tienden a acercarse a la unidad y más aún en los nodos donde se considera energía solar inyectada. Lo anterior favorece a la operación del sistema eléctrico ya que se tiene mayor margen en los límites de voltaje de la red.

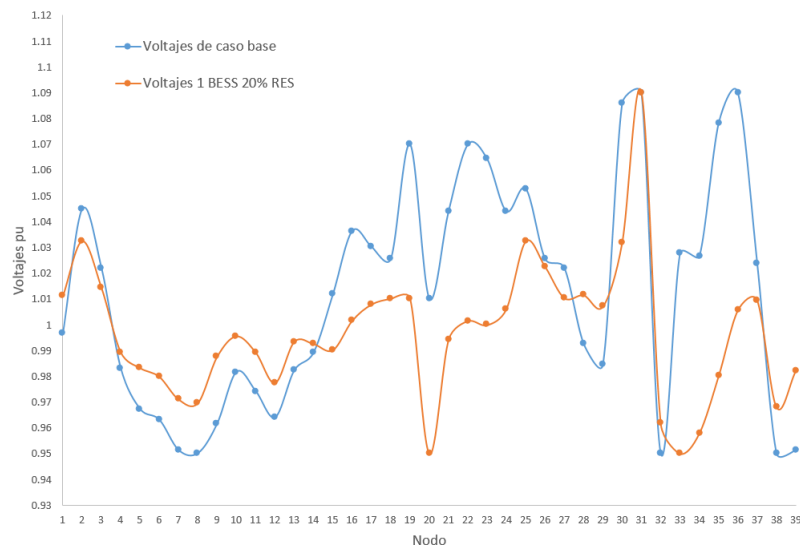


Figura 3.20: Voltajes de caso base y voltajes con 1 BESS y 20 % RES

3.2.3. Caso 2.3

Sistema de 39 nodos con BESS con ubicación y dimensión óptima y aumento de penetración de RES

En este caso de estudio, también se aplica la metodología para ubicar y dimensionar el sistema de almacenamiento de manera simultánea y óptima. La dimensión de potencia de la batería, así como su ubicación deben minimizar el costo de generación en la red de 39 nodos sin dejar de lado todas las restricciones de operación del sistema eléctrico analizado, así como las restricciones de penetración de energía solar que en este caso el nivel de penetración, o P_{level} se incrementa del 20 % considerado en el caso anterior, al 30 %. Así mismo, se considera una batería de 950 MW de capacidad, con límites de carga y descarga del 10 %, por lo que en la Ecuación (2.11) γ es del 90 % y δ se considera del 10 %, esto con la finalidad de cumplir las restricciones de dimensionamiento mencionadas en la Sección 2.6. Se considera también una potencia almacenada inicial de 850 MW disponibles para ser despachados en caso de que la optimización del sistema lo requiera. La metodología es aplicada considerando un suministro de 1850 MW de energía solar distribuidos equitativamente en los nodos 3, 7, 15, 18 y 20 de la red eléctrica de 39 nodos.

En la Tabla 3.11 se muestran los elementos considerados y se ve reflejado una disminución en el costo total de generación del 11.43 % con respecto al caso anterior. Esto se debe al aumento de la penetración fotovoltaica permisible, lo cual, puede observarse en la columna 4, donde se tiene un aumento en la energía renovable total inyectada a la red con respecto al caso de estudio anterior.

Tabla 3.11: Resultados obtenidos considerando 1 batería y 30 % de penetración de RES

Baterías	Dimensión MW	Ubicación	Total solar	Costo
1	760	31	1844.85	26634.24

Considerando los límites de voltaje mostrados en la Tabla 3.8 en la experimentación, al igual que el caso de estudio anterior, se obtienen los resultados mostrados en la Figura 3.21, donde nuevamente se puede observar que todos los valores de voltaje se encuentran dentro de sus límites operativos permisibles y de la misma manera, se puede ver cómo los valores de voltaje en la gran mayoría de los nodos se acercan a la unidad cuando

se considera BESS y RES.

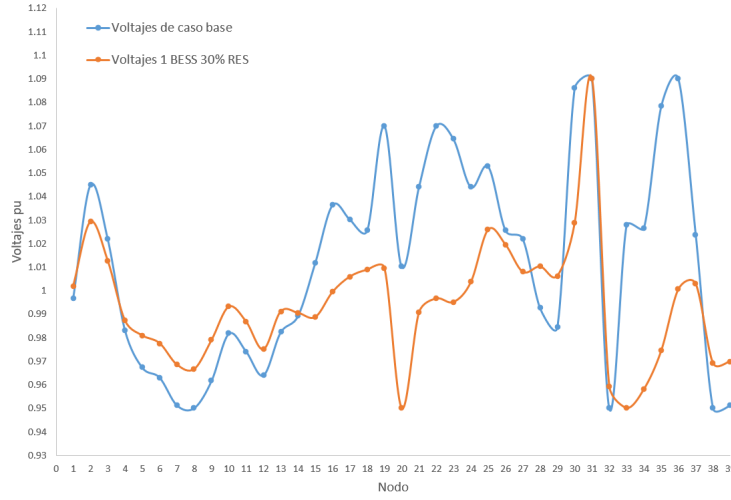


Figura 3.21: Voltajes de caso base y voltajes con 1 BESS y 30 % RES

3.2.4. Caso 2.4

Sistema de 39 nodos con inclusión de RES y 2 BESS

A diferencia de los casos anteriores, en el presente caso de estudio se consideran 2 BESS en el sistema eléctrico, esto significa que la suma de los elementos del vector h de la Ecuación (2.14) será igual a dos, ya que como se ha mencionado, la suma de los elementos de dicho vector indica el número de baterías en el sistema. Así mismo, en este caso, también se aplica la metodología para ubicar y dimensionar los dos sistemas de almacenamiento de manera simultánea y óptima. En este caso el nivel de penetración es del 30 %. Las baterías consideradas son de 900 MW de capacidad con límites de carga y descarga del 10 %, es decir, γ es del 90 % y δ se considera del 10 %; las baterías tienen una potencia almacenada inicial de 850 MW. La metodología es aplicada considerando un suministro de 1850 MW de energía solar distribuidos equitativamente en los nodos 3, 7, 15, 18 y 20 de la red eléctrica de 39 nodos, la cual, se considera igual a los casos anteriores, es decir 6149.50 MW. En la Tabla 3.12 se pueden ver los elementos que se consideran en este caso de estudio así como los resultados de costo total, ubicación y dimensión óptima de las baterías consideradas en la experimentación. Se tiene una disminución del 12.47 % en el costo de generación con

respecto al caso anterior, esto se debe al aumento del número de baterías y se obtiene de la metodología que para disminuir el costo de operación de la red eléctrica en ese punto de operación, las baterías deberían instalarse en los nodos 20 y 31, con una descarga de 760 MW cada una.

Tabla 3.12: Resultados obtenidos considerando 1 batería y 30 % de penetración de RES

Baterías	Dimensión MW	Ubicación	Total solar	Costo
1	760	20	1844.85	18926.23
2	760	31		

Considerando los límites de voltaje mostrados en la Tabla 3.8 al aplicar la metodología, se obtienen los resultados de voltaje mostrados en la Figura 3.22, donde nuevamente se puede observar que todos los valores de voltaje se encuentran dentro de sus límites operativos permisibles.

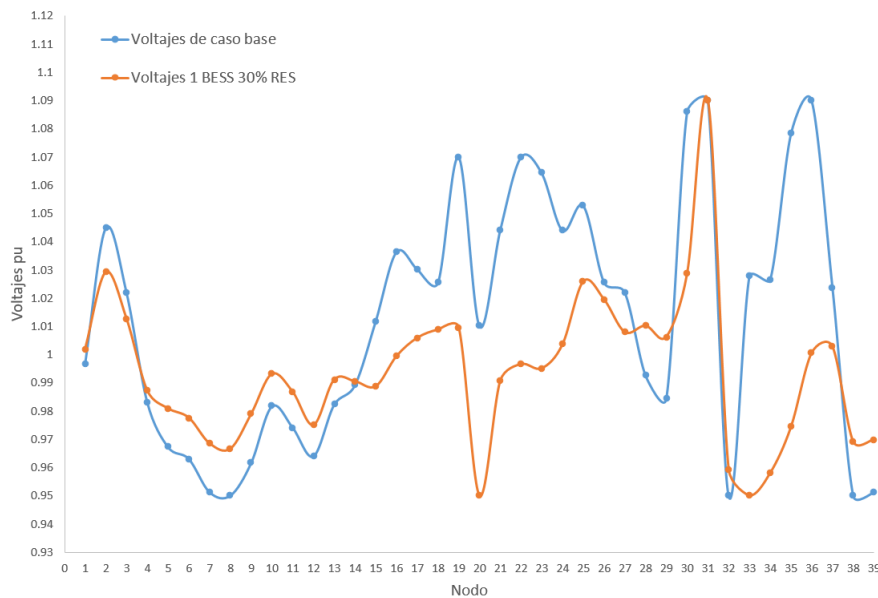


Figura 3.22: Voltajes de caso base y voltajes con 1 BESS y 30 % RES

3.2.5. Caso 2.5

Sistema con inclusión de RES y BESS ubicado y dimensionado de manera óptima en un ciclo de 24 horas

En este caso de estudio se analiza nuevamente el impacto que tiene la inclusión de la generación con fuentes renovables de energía y los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías ubicados y dimensionados de manera óptima a lo largo de 24 horas. Para este estudio, se consideró la demanda total en cada hora del día mostrada en la Figura 3.23, que para fines de experimentación, se encuentra repartida porcentualmente en los diferentes nodos de carga del sistema de 39 nodos, tal como se muestra en la Figura 3.24. Dicho perfil de demanda, así como la energía solar generada, cuyo comportamiento puede observarse en la Figura 3.25, fueron tomadas de las primeras 24 horas del año 2020 [Electric Grid Datasets, 2020] y escaladas de acuerdo a las características del sistema. Además, se considera una batería de 900 MW de capacidad, con una carga inicial de 850 MW. Igual a los casos anteriores, los límites de carga y descarga son del 10 % cada uno y un límite de penetración de energía renovable del 30 %.

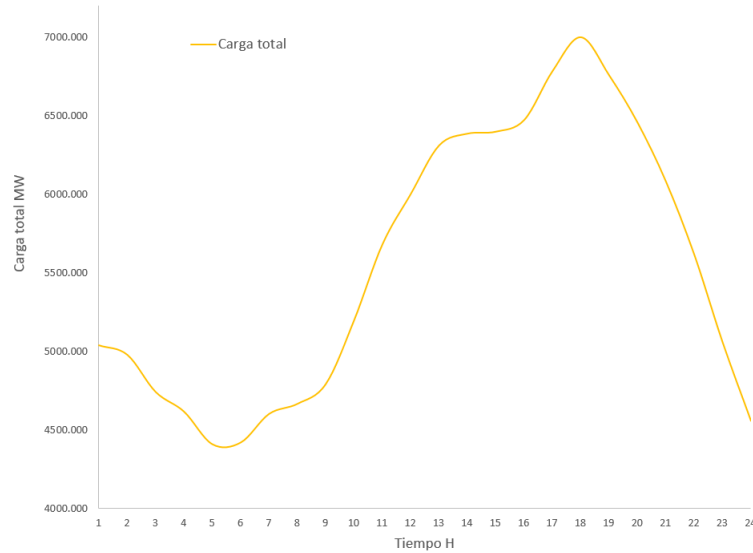


Figura 3.23: Carga total durante 24 horas en el sistema de 39 nodos

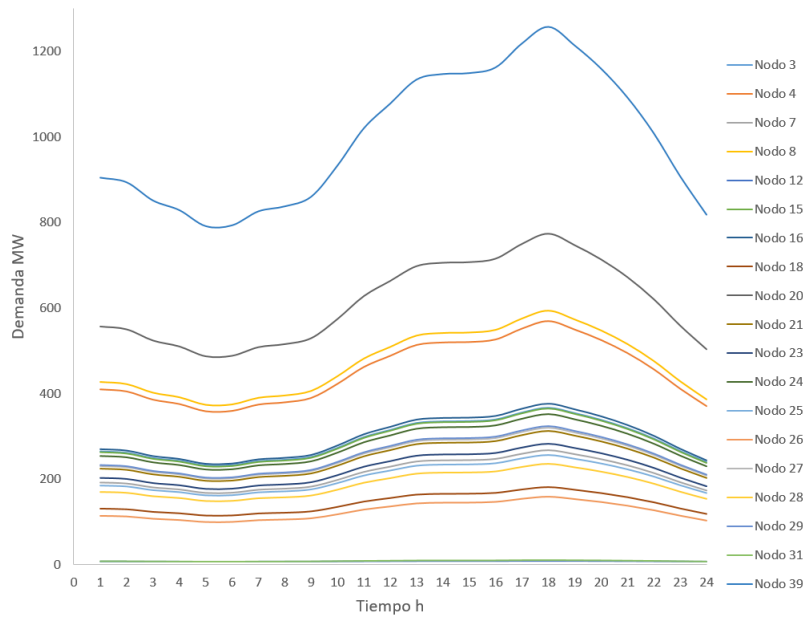


Figura 3.24: Carga nodal durante 24 horas en el sistema de 39 nodos

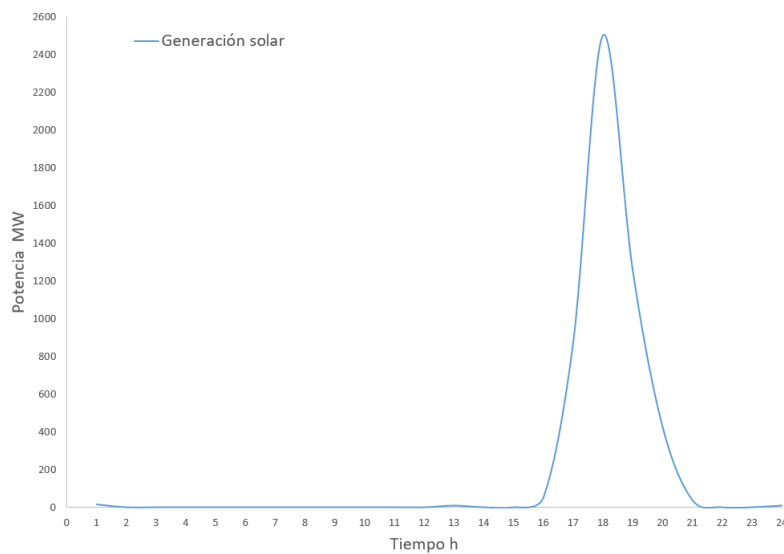


Figura 3.25: Generación solar durante 24 horas en el sistema de 39 nodos

Todos los datos anteriores, así como los límites físicos operativos de la red eléctrica mencionados en las Tablas 3.7 y 3.8 se utilizaron para obtener los resultados de ubicación y dimensión óptima de la batería a lo largo del día. De los resultados obtenidos, se observa

que el nodo 39 es el más repetitivo en la optimización según la metodología aplicada. Este comportamiento surge del hecho de que en un inicio la batería descarga 760 MW de manera óptima para ayudar al sistema a satisfacer la demanda del primer punto de operación, sin embargo, debido a que en ningún momento del día la demanda es menor que los límites mínimos del sistema, no se le permite a la batería cargar energía, por lo que se mantiene en 90 MW, es decir, en su límite mínimo.

En la Figura 3.26 se observa el costo total que se tendría al incluir energía solar y la batería antes mencionada. Así mismo, las pérdidas del sistema eléctrico durante el día analizado se observan en la Figura 3.27, mientras que los resultados de voltaje pueden observarse en la gráfica de la Figura 3.28.

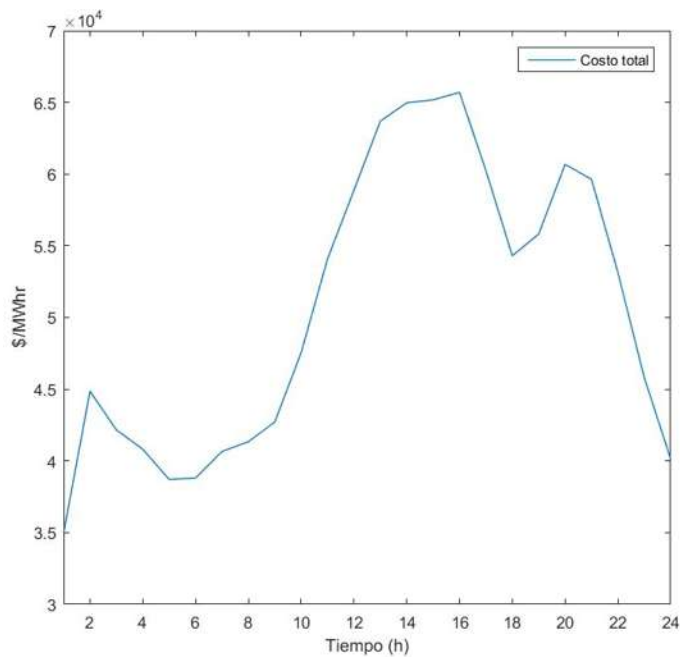


Figura 3.26: Costo por hora en el sistema de 39 nodos

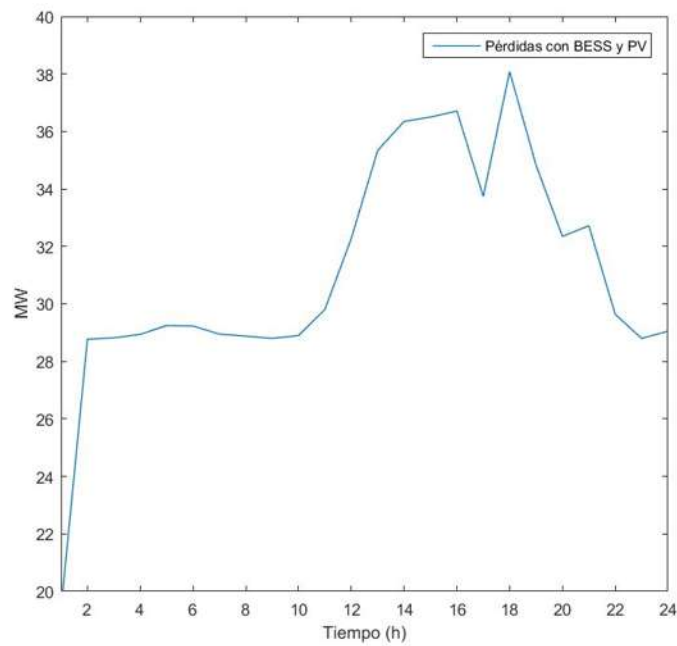


Figura 3.27: Pérdidas por hora en el sistema de 39 nodos

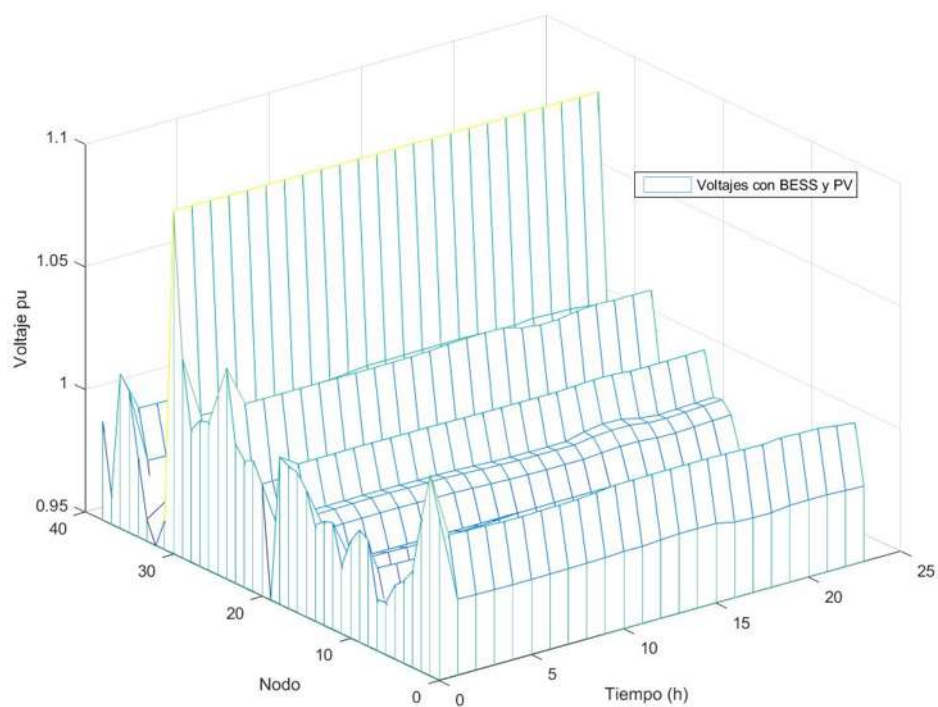


Figura 3.28: Voltajes nodales en el sistema de 39 nodos

Durante el desarrollo de esta tesis se ha demostrado que la incorporación de almacenamiento de energía y fuentes renovables de manera adecuada, puede no solo fortalecer la operación del sistema eléctrico como se muestra en la Figura 3.28, sino que también en la reducción de pérdidas en la red eléctrica, y por lo tanto minimizar costos de operación utilizando los recursos de manera óptima.

3.3. Conclusiones del Capítulo

En este capítulo, se implementó la metodología desarrollada en el capítulo anterior y se realizaron casos de estudio en los sistemas eléctricos modificados de 9 y 39 nodos del IEEE. Se analizaron distintas condiciones de operación y los resultados obtenidos muestran que independientemente de las condiciones en las que opere el sistema, el hecho de contar con BESS y energía solar utilizados de manera adecuada, contribuye a la disminución de costos operativos, reducción de gases de efecto invernadero y pérdidas eléctricas en el sistema.

Capítulo 4

Conclusiones y Recomendaciones para Trabajos Futuros

4.1. Conclusiones Generales

En este trabajo de tesis se analizó la importancia y los beneficios de incluir energía renovable y sistemas de almacenamiento de energía a un sistema eléctrico. Se propuso una metodología para optimizar la ubicación y el dimensionamiento de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías en un sistema eléctrico con la finalidad de reducir el costo total de generación. La metodología implica al mismo tiempo la reducción de CO_2 debido a la optimización del uso de generación convencional y generación fotovoltaica, así como la minimización de las pérdidas eléctricas del sistema.

La formulación del problema da como resultado un problema de programación mixto no lineal que se resuelve considerando restricciones operativas del sistema eléctrico que incluye generación fotovoltaica, así como límites de penetración de energías renovables. En los casos de estudio se mostraron diferentes escenarios y distintas consideraciones en los elementos que conforman la metodología, y se demostró que, una vez que se consideran todos los elementos de manera óptima se pueden obtener resultados más favorables, ya que los resultados de los casos de estudio muestran que la integración de energía renovable, en este caso, la solar, en conjunto con un sistema de almacenamiento de energía puede contribuir

a reducir de manera óptima los costos operativos de un sistema eléctrico, reducir los picos de demanda, mejorar el perfil de voltaje del sistema así como contribuir a la disminución de pérdidas en el sistema.

La metodología implementada en este trabajo de tesis, en conjunto con las simplificaciones realizadas, ayudan de manera significativa a reducir el tiempo de solución del problema de optimización, ya que una solución que solía tomar de horas o incluso días para el caso de 39 nodos toma entre 3 y 5 minutos dependiendo de la demanda del sistema. Por lo anterior, la metodología implementada resultó ser eficiente para el análisis de la optimización de la ubicación y dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento.

4.2. Trabajos Futuros

Algunos trabajos futuros para continuar con la investigación en este tópico son los siguientes:

1. Optimización de la ubicación de la generación solar.
2. Optimización de la dimensión de la generación solar.
3. Aplicación de la metodología en sistemas de mayor número de nodos.
4. Aplicación de distintas técnicas de solución al problema de optimización que permite disminuir el tiempo de solución al problema de MINLP formulado sin realizar simplificaciones a la ecuaciones de flujos de potencia.

Referencias

- [Bose et al., 2012] Bose, S., Gayme, D. F., Topcu, U., and Chandy, K. M. (2012). Optimal placement of energy storage in the grid. In *2012 IEEE 51st IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, pages 5605–5612. IEEE.
- [Chen, 1998] Chen, M.-S. (1998). Modeling and analysis of modern power system. *Energy Systems Research Center, University of Texas at Arlington*.
- [dos Santos et al., 2020] dos Santos, C., Cavaleiro, E., Bartmeyer, P., and Lyra, C. (2020). A minlp model to optimize battery placement and operation in smart grids. In *2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, pages 1–5. IEEE.
- [Electric Grid Datasets, 2021] Electric Grid Datasets, T. A. U. (2021). Electric grid datasets. Disponible en: <https://electricgrids.engr.tamu.edu/electric-grid-test-cases>.
- [Electric Grid Datasets, 2020] Electric Grid Datasets, U. (2020). Electric grid datasets. Disponible en: <https://gridwatch.co.uk/>.
- [Elia, 2020] Elia (2020). Solar power generation. Disponible en: <https://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/solar-pv-power-generation-data>.
- [Enernoc, 2012] Enernoc (2012). Enernoc industrial and commercial energy consumption data 2012. Disponible en: open-enernoc-data.s3.amazonaws.com/anon/index.html.
- [Espinosa-Juárez et al., 2019] Espinosa-Juárez, E., Solano-Gallegos, J. L., and Ornelas-Tellez, F. (2019). Economic dispatch for power system with short-term solar power

- forecast. In *2019 International Conference on Computational Science and Computational Intelligence (CSCI)*, pages 499–504. IEEE.
- [Fernández-Blanco et al., 2016] Fernández-Blanco, R., Dvorkin, Y., Xu, B., Wang, Y., and Kirschen, D. S. (2016). Optimal energy storage siting and sizing: A wecc case study. *IEEE transactions on sustainable energy*, 8(2):733–743.
- [Ghofrani et al., 2013] Ghofrani, M., Arabali, A., Etezadi-Amoli, M., and Fadali, M. S. (2013). A framework for optimal placement of energy storage units within a power system with high wind penetration. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(2):434–442.
- [Jannesar et al., 2018] Jannesar, M. R., Sedighi, A., Savaghebi, M., and Guerrero, J. M. (2018). Optimal placement, sizing, and daily charge/discharge of battery energy storage in low voltage distribution network with high photovoltaic penetration. *Applied energy*, 226:957–966.
- [Khaki and Das, 2019] Khaki, B. and Das, P. (2019). Sizing and placement of battery energy storage systems and wind turbines by minimizing costs and system losses. *arXiv preprint arXiv:1903.12029*.
- [Kronqvist et al., 2019] Kronqvist, J., Bernal, D. E., Lundell, A., and Grossmann, I. E. (2019). A review and comparison of solvers for convex minlp. *Optimization and Engineering*, 20(2):397–455.
- [Muñoz Muñoz, 2013] Muñoz Muñoz, R. P. (2013). Almacenamiento de energía: modelos de negocios y ubicación óptima.
- [Nguyen and Pai, 2003] Nguyen, T. B. and Pai, M. (2003). Dynamic security-constrained rescheduling of power systems using trajectory sensitivities. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2):848–854.
- [Pazheri et al., 2014] Pazheri, F., Othman, M., and Malik, N. (2014). A review on global renewable electricity scenario. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31:835–845.

- [Renner et al., 2018] Renner, M., Garcia-Banos, C., Nagpal, D., and Khalid, A. (2018). Renewable energy and jobs—annual review 2018. *Abu Dhabi (United Arab Emirates): International Renewable Energy Agency*.
- [Schainker, 2004] Schainker, R. B. (2004). Executive overview: energy storage options for a sustainable energy future. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.*, pages 2309–2314. IEEE.
- [Wong et al., 2020] Wong, L. A., Ramachandaramurthy, V. K., Walker, S. L., and Ekanayake, J. B. (2020). Optimal placement and sizing of battery energy storage system considering the duck curve phenomenon. *IEEE Access*, 8:197236–197248.
- [Wood et al., 2013] Wood, A. J., Wollenberg, B. F., and Sheblé, G. B. (2013). *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons.
- [Xizhang et al., 2019] Xizhang, X., Yang, X., Liu, F., Zhu, C., Yao, Y., et al. (2019). Optimal locating and sizing the energy storage system considering the reconfigurability of the high voltage distribution network in urban grids. In *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*, pages 1793–1797. IEEE.
- [Xu et al., 2019] Xu, G., Shang, C., Fan, S., Zhang, X., and Cheng, H. (2019). Sizing battery energy storage systems for industrial customers with photovoltaic power. *Energy Procedia*, 158:4953–4958.
- [Xu et al., 2014] Xu, Y., Jewell, W. T., and Pang, C. (2014). Optimal location of electrical energy storage unit in a power system with wind energy. In *2014 North American Power Symposium (NAPS)*, pages 1–5. IEEE.
- [Yan et al., 2019] Yan, S., Zheng, Y., and Hill, D. J. (2019). Frequency constrained optimal siting and sizing of energy storage. *IEEE Access*, 7:91785–91798.