

Impactos en la Implementación de Baterías en un Sistema de Distribución de Energía
Eléctrica

María Carolina Arango Verbel

Jorge David Magdaniel Rueda

Trabajo de Grado para Optar el Título de Especialista en Sistemas de Distribución de
Energía Eléctrica

Director

Javier Solano

Doctor en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

Todo esfuerzo hecho con entereza trae excelentes resultados, por tal motivo hoy comparto con mi familia un nuevo éxito en mi vida profesional. En especial lo dedico a mi madre, María Margarita, quien se ha convertido integralmente en mi “vale” (o en mi guía) y no descansa hasta ver culminadas mis metas, pidiéndole y agradeciéndole siempre a la Virgen de Guadalupe; a mi papá, León Julio, quien es mi horizonte alcanzable y no se cansa de decir que el conocimiento rompe fronteras; no podía faltar mi hermanito León Andrés, a quien quiero mucho y ha sido durante gran tiempo mi gran compañía.

María Carolina Arango

A mis padres Jorge Manuel y Zeizel Gina quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, de no temer las adversidades porque Dios está conmigo siempre. A toda mi familia porque con sus oraciones, consejos y palabras de aliento hicieron de mí una mejor persona y de una u otra forma me acompañan en todos mis sueños y metas.

Finalmente quiero dedicar esta monografía a mi exjefe Carlos Martínez, por apoyarme en el inicio de mis estudios de posgrado.

Jorge Magdaniel Rueda

Agradecimientos

Por encima de toda expresión de afecto sobre el ser humano está el amor hacia nuestro Padre Celestial, por tanto, mi infinito agradecimiento a Dios por permitirme alcanzar esta nueva meta.

A mi familia, quien en todo momento apoyó mis sueños para hacerlos realidad, en especial a mis padres y hermano. Siempre sentía la presencia de ellos.

A mis profesores, quienes fueron fundamentales en el proceso de enseñanza, en especial al profesor Javier Solano quien dirigió mi trabajo de grado y en todo momento estuvo presente y no ahorró esfuerzos para apoyarme en alcanzar esta meta.

A Air-e, la gran empresa que aportó valiosa información y tiempo para esta meta.

A Juan Carlos, invaluable jefe y compañero de trabajo, quien incondicionalmente apoyó mi proyecto de formación profesional.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	11
1.Objetivos	15
1.1 Objetivo General.....	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2. Marco Conceptual.....	16
2.1 Planteamiento del Problema	16
2.2 Planteamiento de la Solución.....	18
2.3 Regulación y normatividad	26
3. Método	32
3.1 Consideraciones generales	32
3.2 Horizonte de análisis.....	33
3.3 Descripción del STR de Barranquilla	34
3.4 Despachos de generación.....	38
3.5 Proyectos de generación	39
3.6 Proyectos de expansión.....	40
3.7 Descripción de alternativas simuladas	42
4. Resultados.....	43
4.1 Cargabilidades.....	44
4.2 Tensiones	51
5. Conclusiones.....	53
Referencias Bibliográficas	55

Lista de Tablas

		Pág.
Tabla 1	<i>Principales parámetros de los tipos de baterías para los SAEB</i>	24
Tabla 2	<i>Mecanismo para la incorporación de los SAEB en STN y STR.....</i>	29
Tabla 3	<i>Proyección de demanda nacional.....</i>	34
Tabla 4	<i>Transformadores de conexión al STN del Atlántico</i>	36
Tabla 5	<i>Despachos de generación</i>	38
Tabla 6	<i>Proyectos de generación conceptuados.....</i>	39
Tabla 7	<i>Contingencias analizadas</i>	43
Tabla 8	<i>Resultados de cargabilidad para A1 en escenario de demanda mínima. 45</i>	45
Tabla 9	<i>Resultados de cargabilidad para A1 en escenario de demanda máxima. 47</i>	47
Tabla 10	<i>Resultados de cargabilidad para A2 en escenario de demanda máxima 49</i>	49
Tabla 11	<i>Resultados de tensiones para A1 en escenario de demanda máxima</i>	51
Tabla 12	<i>Resultados de tensiones para A2 en escenario de demanda máxima.....</i>	52

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Implementación de SAEB en SEP</i>	19
Figura 2 <i>Componentes de un SAEB</i>	20
Figura 3 <i>Planta de almacenamiento de Hornsdale (100MW/129MWh)</i>	25
Figura 4 <i>Planta de almacenamiento de Francia metropolitana (6MW/6MWh)</i>	26
Figura 5 <i>Problema de sobrecarga.</i>	31
Figura 6 <i>Solución de sobrecarga estado estacionario aplicando SAEB.</i>	31
Figura 7 <i>Sistema Eléctrico del Atlántico.</i>	35
Figura 8 <i>STR del Atlántico.</i>	37
Figura 9 <i>Diagrama unifilar de la subestación silencio</i>	38
Figura 10 <i>STR del Atlántico con proyectos de expansión</i>	41

Glosario

CND: Centro Nacional de Despacho.

CNO: Centro nacional de operación.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

ENS: Energía No Suministrada.

ESPS: Esquemas Suplementarios.

DNA: Demanda No Atendida.

FPO: Fecha de puesta en operación.

FENC: Fuentes de energías no convencionales.

IAE: Ingreso anual esperado.

kV: Kilo Voltio.

LAC: Liquidación y administración de cuentas.

MVA: Mega Voltio Amperio.

MVA_r: Mega Voltio Amperio Reactivo.

MW: Megavatio.

OR: Operador de Red.

PARATEC: Parámetros técnicos.

S/E: Subestación.

SAEB: Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías.

SDL: Sistema de Distribución Local.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

STR: Sistema de Transmisión Regional.

UPME: Unidad de planeación Minero-Energética.

URE: Uso racional y eficiente de energía.

XM: Expertos del Mercado.

Resumen

Título: Impactos en la Implementación de Baterías en un Sistema de Distribución de Energía^{*,*}

Autor: María Carolina Arango Verbel, Jorge David Magdaniel Rueda^{**}

Palabras Clave: Almacenamiento, contingencias, cargabilidades, distribución.

Descripción:

Los sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB) son una nueva tecnología que ha revolucionado los sistemas de potencia a nivel mundial. En Colombia en el año 2023 se implementaría el primer proyecto con este tipo de tecnología dadas las condiciones actuales de operación del área Caribe. Ante los retrasos en obras de expansión y crecimiento constante de la demanda de energía eléctrica, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) propone como medida de mitigación la implementación de un Sistema de almacenamiento con baterías para que la demanda del departamento del Atlántico pueda ser atendida con estándares de calidad, confiabilidad y seguridad.

El presente trabajo contempla una revisión bibliográfica sobre los tipos de baterías disponibles en el mercado eléctrico actual y una investigación de las normativas y regulaciones que existen para la integración de los sistemas de almacenamiento en un sistema de potencia. Además, para este trabajo se modelará en la herramienta computacional PowerFactory Digsilent el caso particular de la conexión de un SAEB con una capacidad de 45 MW en la barra de 34.5kV de la subestación Silencio, en el departamento del Atlántico, y se evaluará el impacto técnico de la conexión en el sistema, en cuanto a flujos de carga, tensiones y cargabilidades.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Director: Javier Solano PhD. Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

Abstract

Title: Impacts on the Implementation of Batteries in an Electric Power Distribution System *

Author: María Carolina Arango Verbel, Jorge David Magdaniel Rueda **

Key Words: Chargeability, contingencies, distribution, storage.

Description:

Battery Storage Systems (SAEB) are a new technology that has revolutionized power systems worldwide. In Colombia, in 2023, the first project with this type of technology would be implemented, given the current operating conditions in the Caribbean area. Due to the the delays in expansion works and constant growth in the demand for electricity, the (UPME) proposes as a mitigation measure the implementation of a storage system with batteries so that the demand of the department of Atlántico can be served with quality, reliability and safety standards.

This work includes a bibliographic review on the types of batteries available in the current electricity market and an investigation of the rules and regulations that exist for the integration of storage systems in a power system. In addition, for this work, the particular case of the connection of a SAEB with a 45 MW capacity in the 34.5kV bus of the Silencio substation, in the department of Atlántico, will be modeled in the PowerFactory Digsilent computational tool, and the impact will be evaluated. Technician of the connection in the system, in terms of load flows, voltages and loadabilities.

* Project of grade

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Director: Javier Solano PhD. Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

Introducción

El sector energético con el paso de los años ha venido evolucionando a nivel mundial; en la actualidad ya no solo se habla de un sistema convencional sino también de la integración de energías renovables, recursos energéticos distribuidos y de nuevas tecnologías en los sistemas eléctricos. Colombia en materia de evolución ha venido progresando, promoviendo políticas, planes de inversión, planes de expansión y resoluciones regulatorias que incentivan la implementación de estas tecnologías en el sistema, una de estas nuevas tecnologías son “los llamados Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) que surgen básicamente como proyecto de mitigación por la necesidad de atender la demanda de la Costa Atlántica ante los retrasos de las obras de expansión” (UPME, 2015), lo cual conlleva al incremento en las restricciones en el sistema que al final es vista por todos los usuarios en la tarifa.

El almacenamiento de energía con baterías ha sido un tema muy estudiado y desarrollado en los últimos años, la versatilidad de aplicaciones de estos dispositivos es la cualidad que resalta. Es más, existe participación de sistemas de almacenamiento con Baterías (SAEB) en todos los sectores del sistema eléctrico en diversas partes del mundo. “En países como Chile, existen diversos proyectos en construcción que incluyen tecnologías de almacenamiento con baterías, para brindar reacción de manera instantánea, aportando durante 15 o 20 minutos la energía que mantiene almacenada” (Pino, 2018).

Teniendo en cuenta las dificultades que se presentan en la región de la costa Caribe y en general a nivel Colombia con el constante crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la

necesidad de abastecerla o subsanarla, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), comenta que ha venido analizando la “incorporación de nuevas tecnologías que permitieran contar con elementos en el sistema de tal manera que se pueda atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad, y que impliquen una menor intervención de espacio” (UPME, 2019). “Por tal motivo se estudia la posibilidad de la incorporación del uso de los SAEB para el caso del departamento del Atlántico dado que las obras de expansión presentan retrasos” (UPME, 2015).

“La UPME, en su plan de expansión de referencia Generación – Transmisión de 2015-2029” (UPME, 2015), muestra un análisis para la incorporación de SAEB en el departamento Atlántico, esto con el objetivo de atender la demanda de la zona, pese a los atrasos en las obras de expansión del Sistema de Transmisión Regional (STR) y subsanar los impactos que esto ha generado. De igual manera “la UPME en el Plan de Expansión de Generación – Transmisión de 2019-2033” (UPME, 2019) solicita al Operador de Red (OR) de la zona, en ese entonces Electricaribe S.A.S E.SP. (ahora Air-e S.A.S. E.S.P.) que considere implementar baterías como medida de mitigación para disminuir el riesgo de desatención de la demanda. La UPME a inicios del 2020 realizó la pre-publicación para la Convocatoria Pública UPME STR 01-2020 Almacenamiento de Energía con Baterías – Atlántico donde recibía comentarios para la documentación de la convocatoria oficial, esta contaba con tres alternativas de conexión; Alternativa 1, esta consideraba una capacidad instalada de 50MW, distribuida en dos subestaciones: en la S/E Oasis a nivel de 110kV se instalaría una capacidad máxima de entrega de 15MW y en la S/E Unión a nivel de 34.5kV se instalarían 35MW; Alternativa 2 consideraba una capacidad instalada de 50MW, distribuida en dos subestaciones: en la S/E Silencio1 a nivel de 110kV se instalaría una capacidad máxima de entrega de 15MW y en la S/E Unión a nivel de

34.5kV una de 35 MW, finalmente la alternativa 3 consideraba una capacidad instalada de 50MW, en la S/E Silencio a nivel de 110kV. Actualmente se encuentra la convocatoria pública oficial donde finalmente indican que será una batería con capacidad total de 45 MMW conectados en la S/E Silencio a nivel de 34.5kV.

En la revisión de la normativa colombiana existente se ha encontrado como primera medida la Resolución CREG 127 del 2018 “la cual envía a consulta a los principales agentes, un mecanismo para la incorporación de los Sistemas de Almacenamiento de Baterías (SAEB) en el Sistema Interconectado Nacional - SIN” (CREG, 127 del 2018, 2018). Luego de un año de consultas la UPME materializa la Resolución CREG 098 del 2019 “la cual define los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energías en el Sistema Interconectado Nacional” (CREG, 098, 2019). Se considera también el Acuerdo CNO 1300 del 02 de abril del 2020 “por el cual se aprueban los capítulos de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB) que se conecten al SIN: "Definiciones", "Condiciones técnicas para la conexión y pruebas que deben cumplir antes de su entrada en operación comercial", "Definición y formato de reporte de los parámetros técnicos (SAEB)" y "Requisitos de entrada en operación comercial de los SAEB” (CNO, 2020).

Esta monografía compone cinco capítulos, en los cuales se identifica el(los) impacto(s) en la implementación de baterías en un sistema de distribución, revisando en detalle, las normativas y regulaciones vigentes para su incorporación en Colombia, y a su vez explorando los beneficios de su implementación en casos a nivel mundial.

En el capítulo 1, se presentan el objetivo general y los objetivos específicos, donde se detallan los alcances y las limitaciones, de esta monografía.

En el capítulo 2, se comprende una revisión bibliográfica de los conceptos generales, específicos de la composición y funcionamiento de los SAEB; De igual forma se revisará las normativas y regulaciones vigentes para la implementación en Colombia. Además, se investigarán casos de implementación a nivel mundial y sus beneficios.

En el capítulo 3, se realizarán simulaciones modelando el sistema de potencia propuesto por la UPME con sus diferentes alternativas de conexión para el SAEB. Seguidamente, en el capítulo 4 se analizarán los impactos de estas conexiones en el sistema, en cuanto a flujos de carga, tensiones y cargabilidades.

Finalmente, en el capítulo 5, se presentarán las conclusiones y/o recomendaciones de los resultados obtenidos en la implementación de los SAEB para el sistema propuesto por la UPME en base a las simulaciones desarrolladas en PowerFactory DigSilent.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Identificar el impacto de la implementación de baterías en un sistema de distribución.

1.2 Objetivos Específicos

- Identificar los tipos de baterías existentes en el mercado para conexión a un sistema de potencia.
- Recopilar información acerca de las regulaciones actuales sobre la integración de baterías a un sistema de potencia.
- Realizar simulaciones en PowerFactory del comportamiento de un sistema de potencia ante la conexión de baterías.
- Identificar los beneficios de implementar baterías en un sistema de potencia.

2. Marco Conceptual

En la sección 2.1, se planteará el problema por el cual se crea la necesidad de recurrir a los SAEB, la sección 2.2, se realizará una revisión bibliográfica y normativa, sobre los SAEB, su composición y tipos de baterías disponibles en el mercado eléctrico actual, seguidamente, se investigarán casos de aplicación de los SAEB a nivel mundial y los beneficios en su implementación, por último la sección 2.3 se investigarán las regulaciones y normativas que existan para la integración de los sistemas de almacenamiento en un sistema de potencia, se espera abordar resoluciones CREG, acuerdos CNO y publicaciones UPME.

2.1 Planteamiento del Problema

El crecimiento constante a nivel mundial de la demanda de energía eléctrica y el decaimiento de las reservas de combustibles fósiles ha creado la necesidad a muchos países con economías maduras y sólidas, de plantear nuevas alternativas para mantener estable su sistema eléctrico; Actualmente no solo se habla de un sistema convencional a base de combustibles fósiles como el carbón, gas o petróleo sino que se habla de la integración de fuentes de energías no convencionales (biomasa, el sol, el viento, las olas, el agua, etc.) y recursos energéticos distribuidos en los sistemas eléctricos.

La reciente publicación de la resolución 180919 del Ministerio de Minas y Energía, en la que se presenta el plan de acción para desarrollar un programa sobre el uso racional de la energía (URE) y demás fuentes de energía no convencionales (FENC) en Colombia, hace parte de un

conjunto de iniciativas de Gobiernos de los cinco continentes que buscan con ellas contribuir a la solución de algunos de los problemas más importantes a los que se enfrenta la sociedad del siglo XXI: la dependencia del petróleo como principal fuente de energía y materia prima para muchos productos químicos, el carácter finito de este recurso natural, el impacto negativo sobre el medio ambiente de la generación de energía, y el desempleo y bajo desarrollo rural (Rincón, 2010).

Con las FENC pretenden incrementar la seguridad e independencia energética, reducir la emisión de gases de efecto invernadero e incrementar la competitividad de la economía, especialmente en los países en vías de desarrollo, donde más se necesita debido a los altos índices de desempleo y pobreza que obligan a la población a trasladarse a las grandes ciudades, en una forma de migración interna, o a otros países para buscar un mejor nivel de vida, especialmente a Estados Unidos, Europa y Australia (Rincón, 2010).

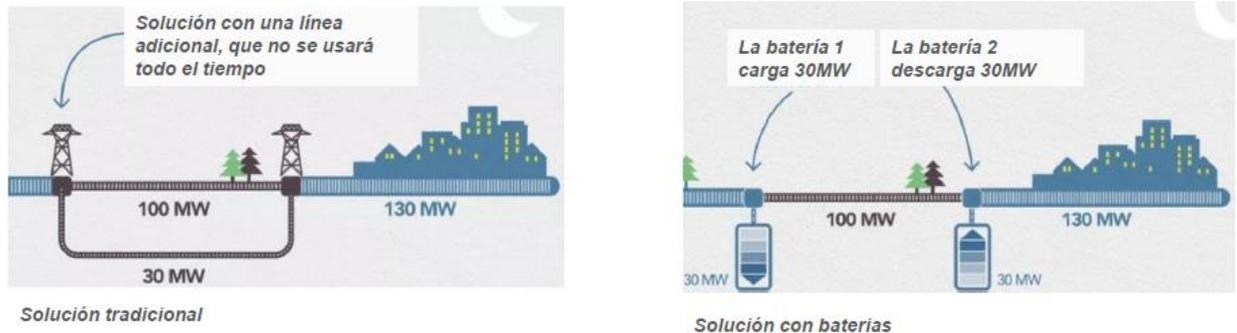
En Colombia se ha venido progresando, promoviendo políticas, planes de inversión, planes de expansión y resoluciones regulatorias que incentivan la implementación de nuevas tecnologías para implementación en el sistema, en esta monografía nos enfocaremos en la implementación de los Sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEB) como “medida de mitigación a inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el STN o STR” (CREG, 098, 2019).

2.2 Planteamiento de la Solución

En esta sección se definirá los Sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB) como medida de solución al problema planteado, se definirá su composición y tipos de baterías disponibles en el mercado eléctrico actual. De igual forma se realizará un análisis comparativo de los tipos de baterías que pueden utilizarse para la composición de un SAEB.

2.2.1 Sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB)

La CREG 098 del 2019 define SAEB como, “la instalación de grupos de baterías, con sus correspondientes equipos de conexión, corte, y protección, que se utilizan para el almacenamiento temporal de la energía eléctrica y su posterior entrega al sistema, también se encuentra que hacen parte la interfaz electrónica y el(los) sistema de medición requerido(s)” (CREG, 098, 2019). En la Figura 1 podemos observar un caso sencillo de un sistema radial tradicional con una segunda línea para mejorar la capacidad de transporte y suplir la carga, a su vez la implementación de SAEB en puntos estratégicos como medida de solución a la restricción de la capacidad de transporte de la línea para suplir la carga.

Figura 1*Implementación de SAEB en SEP.*

Nota: La Figura 1 muestra la de implementación de un SAEB en un sistema radial sencillo. Tomado de (NEOEN, 2019).

Según la Figura 1, la solución convencional para las restricciones eléctricas y operativas dentro del SIN se basan, por ejemplo, en la construcción de una segunda línea de característica eléctricas iguales a la actual, a razón de aumentar la capacidad de transporte de la fuente a la carga. El inconveniente se presenta cuando se estudia la confiabilidad de este método, por lo cual se requiere estudiar alternativas para suplir la carga. La ubicación de los SAEB en puntos estratégicos del sistema, da la posibilidad de almacenar la energía transportada y utilizarla en caso de contingencias, lo cual mejoraría la confiabilidad en el sistema.

2.2.2 Componentes de un Sistema de almacenamiento con baterías (SAEB)

Un sistema de almacenamiento con baterías (SAEB) consta de un conjunto de ellas conectada en serie/paralelo para cumplir con requisitos de voltaje/corriente. Un convertor es empleado para conectarlas con la red eléctrica y un controlador es usado para cargarlas durante horas de poca demanda y bajo costo de la energía (off-peak/low-cost), un sistema de gestión de

baterías en inglés Battery Management System (BMS), tal como se puede observar en la Figura 2 (A. Escobar, 2011).

Figura 2

Componentes de un SAEB

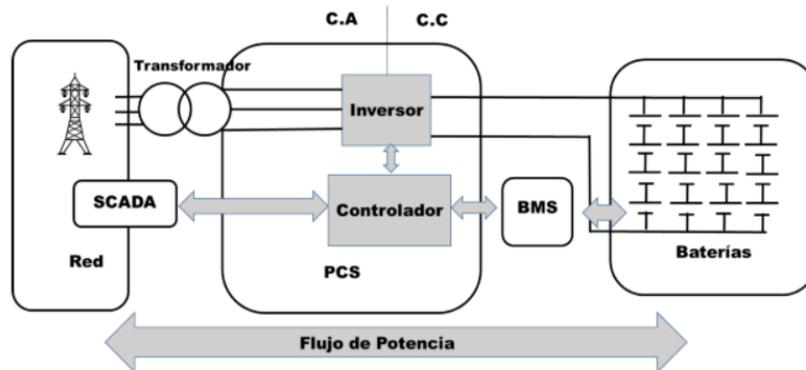


Figura 4: BESS con equipos esenciales

Nota: La Figura 2 muestra los componentes de un sistema SAEB. Tomado de (Pino, 2018).

Esta tecnología cuenta con ventajas que tienen los sistemas de almacenamiento de energía con baterías son, la alta densidad de energía, alta eficiencia, largos ciclos de vida (dependiendo de la batería seleccionada y de la operación carga/descarga), rápida capacidad de respuesta y fácil integración con fuentes de energías convencionales (FENC). Las desventajas radican en muchas de ellas requieren refrigeración o unidades especiales de almacenamiento; cuentan con complejos conversores de potencia y tienen un costo inicial alto. Pueden ser aplicadas cuando se requiere almacenar grandes cantidades de energía (>1MWh), estas pueden ser descargadas cuando se requieran, sea en periodos de 15 minutos o más (A. Escobar, 2011).

Actualmente, el estudio de baterías se ha centrado en el interés de incrementar la densidad de energía, mejorar la vida útil y la eficiencia, mientras se logra mantener el bajo costo. Dentro de

las tecnologías más empleadas y con más desarrollo para gran almacenamiento de energía para ser integradas con FENC son las baterías de Plomo ácido, las cuales son de bajo costo, poseen baja densidad de energía y limitada vida útil. Otras son Níquel-Cadmio, Sodio sulfuro, Ion litio, entre otras. Estas serán investigadas y analizadas con varios criterios, en detalle en la siguiente sección (Baterías).

2.2.3 Baterías

Son el elemento funcional más importante y primordial de los SAEB, y por lo general son el componente más costoso por lo que representan un alto porcentaje de la inversión inicial. Como se indicó en sección 2.2.2, las baterías están compuestas de celdas conectadas en arreglos de serie y paralelo a fin de formar un módulo con una tensión y capacidad determinada.

La selección de la batería se centra principalmente en la aplicación del SAEB (como la aplicación de potencia o energía) y la rentabilidad debido a la alta relación de costo de la batería en el costo total del proyecto (aproximadamente 50-60%) (Chatrung, 2019). Esta sección se centrará en las tecnologías más relevantes en el mercado tales como el Plomo-ácido, Níquel-Cadmio, Sodio-sulfuro, Ion-litio. Se analizarán y compararán según criterios tales como costos, densidad de energía y degradación.

- ***Batería de Plomo-ácido***

Las baterías de plomo-ácido son las más familiares en subestaciones eléctricas, como respaldo de los servicios auxiliares. La batería de plomo-ácido tiene el costo más bajo (por kWh), baja auto descarga y un amplio rango de temperatura de funcionamiento. Sin embargo, dentro de las desventajas de las baterías de plomo-ácido, se encuentra su baja densidad de energía, tiempo de carga lento y, especialmente, su corta vida útil. En el mercado actual, existe una batería de plomo-ácido avanzada que puede ofrecer una mayor densidad de energía y una vida útil más larga, sin embargo, el precio de esta es mucho más alto que el tradicional (Chatrung, 2019).

- ***Batería de Ion – Litio***

El tipo de batería más utilizado en los SAEB a nivel mundial, es la batería de ion-litio. Con su fórmula química variada, la batería de ion-litio es flexible para adaptarse a la mayoría de las aplicaciones del SAEB. También tiene ciclos de vida largos (más de 5,000 ciclos y hasta 10,000 ciclos), alta densidad de energía y baja auto descarga. Su desventaja principal se debe a que el costo es relativamente alto (por kWh), su seguridad, su sensibilidad a la temperatura ambiente y de operación, lo que ocasiona costos adicionales al proyecto. Cabe resaltar que el costo de las baterías de ion-litio ha disminuido debido a su inclusión y comercialización dentro del vehículo eléctrico (Chatrung, 2019).

- *Batería de Níquel-Cadmio*

Las baterías Níquel-Cadmio tienen mejores prestaciones que la de Plomo-Ácido debido a que su masa es la mitad y soportan mayores temperaturas. Además, cuenta con un largo ciclo de vida entre 1000-1500 ciclos y una capacidad media al tener una densidad de 50 Wh/kg. Su principal desventaja es el efecto memoria, pérdida en la capacidad por cargas incompletas, acelerando el proceso de descarga y provocando el origen de cristales de Cadmio (SOLER, 2009).

- *Batería de Sodio – Sulfuro*

La batería de Sodio-sulfuro, es una batería de tipo sal fundida. Su electrolito sólido debe fundirse en líquido, lo que requiere que la temperatura se eleve y se mantenga alrededor de los 300°C. Sus ventajas radican en su alta densidad energética con un coste moderado (por kWh) y su largo ciclo de vida (hasta 4.500 ciclos). Sin embargo, para la aplicación de energía, se considera que su precio es alto (por kWh) y no es adecuado para aplicaciones de alta potencia y corta duración (Chatrung, 2019).

2.2.4 Análisis y comparación de los tipos de baterías

En la Tabla 1 se comparan parámetros tales como, el precio, la densidad de energía y el tiempo de vida de los tipos de baterías más relevantes en el mercado actual a usar para los SAEB. Analizando, se encuentra que sobresale la batería de Ion-litio debido a su alta densidad de energía (Wh/kg) similar a la de sodio-sulfuro, estas son las baterías que tienen mayor ciclo de vida útil y

muy importante encontramos la flexibilidad para su adquisición debido al crecimiento de la tendencia en su uso por los vehículos eléctricos.

Tabla 1

Principales parámetros de los tipos de baterías para los SAEB.

Tipo de Batería	Precio (Por kWh)	Densidad de energía (Wh/kg)	Tiempo de vida
Plomo-ácido	Relativamente bajo	Bajo	Corto
Sodio-Sulfuro	Moderado	Alto	Moderadamente largo
Ion-litio	Moderadamente alto	Alto	Largo
Níquel-Cadmio	Moderado	Bajo	Corto

Nota: Muestra los principales parámetros a tener en cuenta para la escogencia del tipo de batería para los SAEB. Tomado (Chatrung, 2019).

2.2.5 Casos de aplicación

En esta sección se exponen casos de aplicación de los SAEB a nivel mundial y los beneficios en su implementación. Se ilustran dos proyectos de talla mundial donde se implementaron sistemas de almacenamiento con baterías.

- **Proyecto: Hornsdale Power Reserve (South Australia)**

La instalación de almacenamiento del sistema de baterías ion-litio más grande del mundo fue instalada por Neoen (100MW/129MWh), adyacente al parque eólico Hornsdale de 309MW, tal y como se observa en la Figura 3, como parte del plan de Australia Meridional para reforzar la

fiabilidad de la red, con una inversión para su construcción de 650 millones de euros. En el primer año obtuvo un beneficio; la planta redujo el precio de los servicios de regulación de frecuencia en Australia Meridional en un 75%, ahorrando a los australianos 40 millones de dólares australianos.

Figura 3

Planta de almacenamiento de Hornsdale (100MW/129MWh)



Nota: La Figura 3 muestra la planta de almacenamiento construida en Hornsdale (100MW/129MWh). Tomado (NEOEN, 2019)

- ***Proyecto: Azur Storage (Landes, France)***

La mayor planta de almacenamiento de Francia metropolitana (6MW/6MWh), construida junto a un parque solar de 9MW, tal y como se observa en la Figura 4, propiedad de Neoen. Construida con base a baterías Ion-litio, la conexión y puesta en operación tuvo lugar en enero del 2019. Este proyecto tuvo una inversión de cuatro millones de euros.

Figura 4

Planta de almacenamiento de Francia metropolitana (6MW/6MWh)



Nota: La Figura 4 muestra la planta de almacenamiento construida en Francia (6MW/6MWh). Tomado (NEOEN, 2019)

2.3 Regulación y normatividad

La normativa colombiana existente para los SAEB es la Resolución CREG 098 del 2019 “la cual define los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energías en el Sistema Interconectado Nacional” (CREG, 098, 2019). Esta Resolución indica que, a partir de una necesidad detectada por la UPME o algún agente, la UPME recomendaría la instalación de SAEB. Estos proyectos se publicarían como un adicional al Plan de Expansión del SIN, los cuales podrían ser actualizados antes de la adopción del nuevo plan. Finalmente se seleccionaría un adjudicatario para los proyectos mediante convocatorias públicas. En cuanto a la remuneración de estos, la normativa indica que esta dependerá de la oferta económica del proponente, denominada como Ingreso Anual Esperado (IAE), el IAE debe reflejar costos de pre-construcción, construcción, costo de oportunidad del capital invertido y gastos por AOM. La tasa de descuento

a considerar será la aprobada por la CREG y que se encuentre vigente. La Liquidación y administración de Cuentas (LAC) será el encargado de actualizar y pagar el valor mensual al adjudicatario.

La Resolución establece que la UPME definirá cual será la eficiencia mínima de las SAEB, dependiendo de la necesidad. Además, indica que para conexión al SIN se requieren de fronteras comerciales para medir el consumo de energía usada para cargar las baterías y para medir la energía entregada al sistema. También establece que será el CND el encargado de la operación remota o automática del cargue y descargue de las baterías (toma y entrega de energía) y las horas que esto implique serán tenidas en cuenta en la programación del despacho con el objetivo de minimizar costos de operaciones, para la carga se deben tener en cuenta los precios y condiciones operativas del sistema y para la descarga cuando el sistema lo requiera. En caso de que la seguridad del sistema se vea afectada será el CND el encargado de suspender las operaciones mencionadas.

La operación de carga y descarga la realizará directamente el CND con el fin de que no sea el agente adjudicatario que instala el SAEB el encargado de seleccionar las horas de operación. El ASIC hará la liquidación horaria de la energía tomada y entregada de acuerdo con el precio de bolsa de la respectiva hora, a esa liquidación de la energía tomada de la red se le resta la entregada y esta diferencia ya sea positiva o negativa, se traslada como valor de restricciones a los comercializadores. En caso de que el precio horario de bolsa supere el precio de escasez, se tomará el valor del precio de escasez.

La Resolución menciona que se deben realizar balances mensuales para verificar que las baterías cumplan con una eficiencia mínima. En caso de que al realizar el balance el resultado indicase que no se cumplió con la eficiencia mínima se le facturaría al ejecutor la energía faltante con respecto a la energía que se requería cumpliendo con la eficiencia.

Además de la resolución 098 del 2019, dentro de la normativa colombiana se encuentra el Acuerdo CNO 1300 del 02 de abril del 2020 “por el cual se aprueban los capítulos de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB) que se conecten al SIN: "Definiciones", "Condiciones técnicas para la conexión y pruebas que deben cumplir antes de su entrada en operación comercial", "Definición y formato de reporte de los parámetros técnicos (SAEB)" y "Requisitos de entrada en operación comercial de los SAEB” (CNO, 2020).

A continuación, se indican los mecanismos definidos en la CREG 098 del 2019, para la incorporación de los SAEB en el STN y STR, también se enmarcarán las aplicaciones en las cuales pueden ser definidos los SAEB para mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el SIN.

- ***Mecanismo para la incorporación de los SAEB en STN y STR***

Conociendo las dificultades para el avance en el desarrollo de proyectos de infraestructura en el STN y STR, la UPME ha planteado la incorporación de nuevas tecnologías que permiten contar con elementos en el SIN de tal manera que se pueda atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad, y que a su vez impliquen una menor intervención de espacio. El mecanismo para incorporar los SAEB, se describe en la Tabla 2.

Tabla 2*Mecanismo para la incorporación de los SAEB en STN y STR.*

Mecanismo	Ente encargado	Actividad
Identificación de la necesidad	UPME/XM (retroalimentación de la tarea)	<ul style="list-style-type: none"> • Se identifica la necesidad. • Pueden ser instaladas en SDL, STR, STN. • Son publicados en el plan de expansión, FPO, S/E y nivel de tensión. • Adjudicación a través de subasta.
Proceso de adjudicación	UPME	<ul style="list-style-type: none"> • Objeto: instalación y mantenimiento de los SAEB. • Participantes: Todos los agentes del sistema eléctrico. • Oferta: Técnico – Económica (IAE) • Compromiso con el medio ambiente. • Agente suscribe contrato de conexión.
Construcción y entrega	Agente adjudicatario	<ul style="list-style-type: none"> • Interventoría será realizada por ente listado del CON. • Garantía de administración (ASIC) • Operación automática a través del CND.
Operación y Mantenimiento	CND y Agente adjudicatario	<ul style="list-style-type: none"> • Agente es responsables del mantenimiento y disponibilidad del SAEB. • Pago del IAE. • Calculo de compensaciones (incumplimiento de eficiencia mínima).
Remuneración IAE	LAC/ASIC	<ul style="list-style-type: none"> • Finalizado el pago, es responsabilidad del CNO definir su NO operación en SIN.

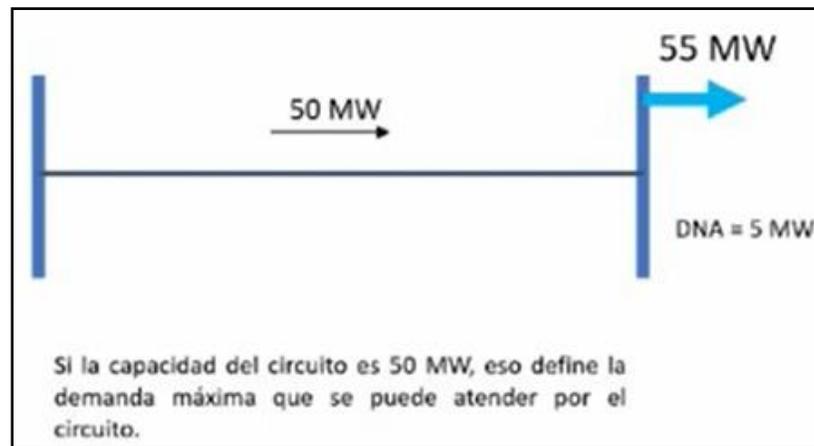
Nota: La información consignada es un análisis realizado de la CREG 098 del 2019, referente a los mecanismos que la GREG plantea para la incorporación de los SAEB en el STN Y STR. Tomado de (CREG, 098, 2019).

- ***Aplicación de los SAEB para mitigar los retrasos en la expansión***

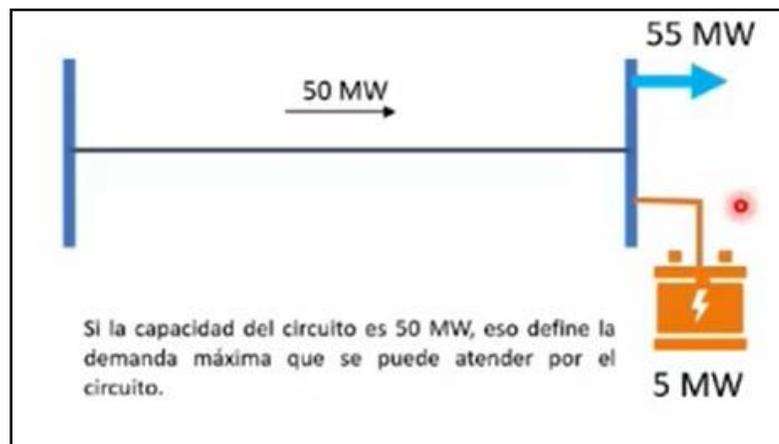
Considerando que los tiempos de instalación de los SAEB son menores a la construcción de infraestructura lineal tradicional, estos dispositivos pueden ser utilizados como medidas para mitigar retrasos en la expansión de la red, los cuales mediante la inyección de potencia activa y reactiva pueden reducir la carga de los elementos del sistema como líneas de transmisión y transformadores, y dar soporte de tensión al sistema (XM, 2020).

A la fecha se prevén los siguientes usos para los SAEB con el objetivo de mitigar retrasos en la expansión de la red, “para lo cual se deberá tener en cuenta el objetivo de minimizar el costo de operación del sistema y las condiciones para la entrega de energía establecidas en los documentos de selección de la UPME” (XM, 2020) (Artículo 27, Resolución CREG 098 de 2019):

- **SAEB para alivio de restricciones eléctricas y operativas.** Cuando se tienen sobrecargas en los equipos de transmisión en estado estacionario, tal como se ilustra en la Figura 5, en el cual se requiere atender una demanda de 55 MW y la capacidad de la línea permite solo transportar 50MW, se tendría como resultado una demanda no atendida de 5MW, para dar solución, se pretende la inyección de potencia activa en nodos estratégicos en el sistema. Este uso considera la entrega de potencia siempre que haya capacidad en el SAEB, tal como se ilustra en la Figura 6, y que se alivien los valores de sobrecarga en los equipos, cumpliéndose las condiciones para la entrega de energía establecidas en los documentos de selección de la UPME.

Figura 5*Problema de sobrecarga.*

Nota: Muestra el problema en caso de sobrecarga en un sistema radial sencillo donde la demanda no atendida corresponde a 5MW. Tomado de (XM, 2020).

Figura 6*Solución de sobrecarga estado estacionario aplicando SAEB.*

Nota: Muestra el planteamiento de la solución en base a los SAEB para abastecer toda la demanda. Tomado de (XM, 2020).

3. Método

En este capítulo se detalla la metodología empleada para analizar, en el año 2023, el comportamiento del Sistema de Transmisión Regional de la ciudad de Barranquilla, conectando una batería de 45 MW al barrage de 34.5kV de la subestación Silencio, propiedad de la empresa AIR-E S.A.S E.S.P. tal y como lo indica la Convocatoria UPME 01-2021.

Las secciones de este capítulo se detallan de la siguiente manera: en la sección 3.1 se mencionan los criterios tenidos en cuenta al momento de realizar las simulaciones, en la sección 3.2 se indica la proyección de la demanda tenida en cuenta al momento de modelar el sistema, en la sección 3.3 se describe e ilustra el STR de Barranquilla, la sección 3.4 indica cuales son los despachos de generación que operan en el Atlántico, en la sección 3.5 se detallan los proyectos de generación que están aprobados por la UPME, la sección 3.6 detalla los proyectos conceptuados por la UPME y de inversión del OR que tienen incidencia en la zona a evaluar y finalmente en la sección 3.7 se describen las alternativas que se van a evaluar en las simulaciones.

3.1 Consideraciones generales

Con el fin de analizar el comportamiento del STR de Barranquilla con la conexión de una batería de 45 MW a nivel de 34,5 kV en la subestación Silencio, se tuvo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se consideró como base el día de demanda máxima del año 2019 de la empresa operadora de la zona, en este caso 10 de septiembre del 2019.
- Para proyectar la demanda, se consideró la revisión publicada por la UPME en octubre del 2019, en escenario alto.
- Se consideró un solo escenario de despacho de generación: generación máxima.
- Se consideraron los proyectos de la convocatoria UPME STR 02-2019.
- Se consideraron los proyectos de generación con renovables conceptuados por la UPME.
- La simulación se realizó para el año 2023, fecha indicada por la convocatoria UPME 01-2021.
- Se consideró el proyecto asociado a la convocatoria UPME 06-2018 (El Rio 220 kV).

3.2 Horizonte de análisis

La convocatoria UPME 01-2021 indica que la batería tendrá una fecha de puesta en operación en el año 2023, año tenido en cuenta en las simulaciones realizadas.

Para la realización del modelamiento del sistema y su análisis eléctrico en el año correspondiente, se debe ajustar la demanda, y realizar una proyección al año 2023 dado que la demanda suministrada por el Operador de Red data del año 2019. Para lo anterior fue considerada la *“Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia”* revisión

de octubre del 2019, publicada por la UPME, con un escenario de crecimiento de potencia alto. La

Tabla 3 muestra el crecimiento de potencia para los tres escenarios planteados por la UPME:

Tabla 3

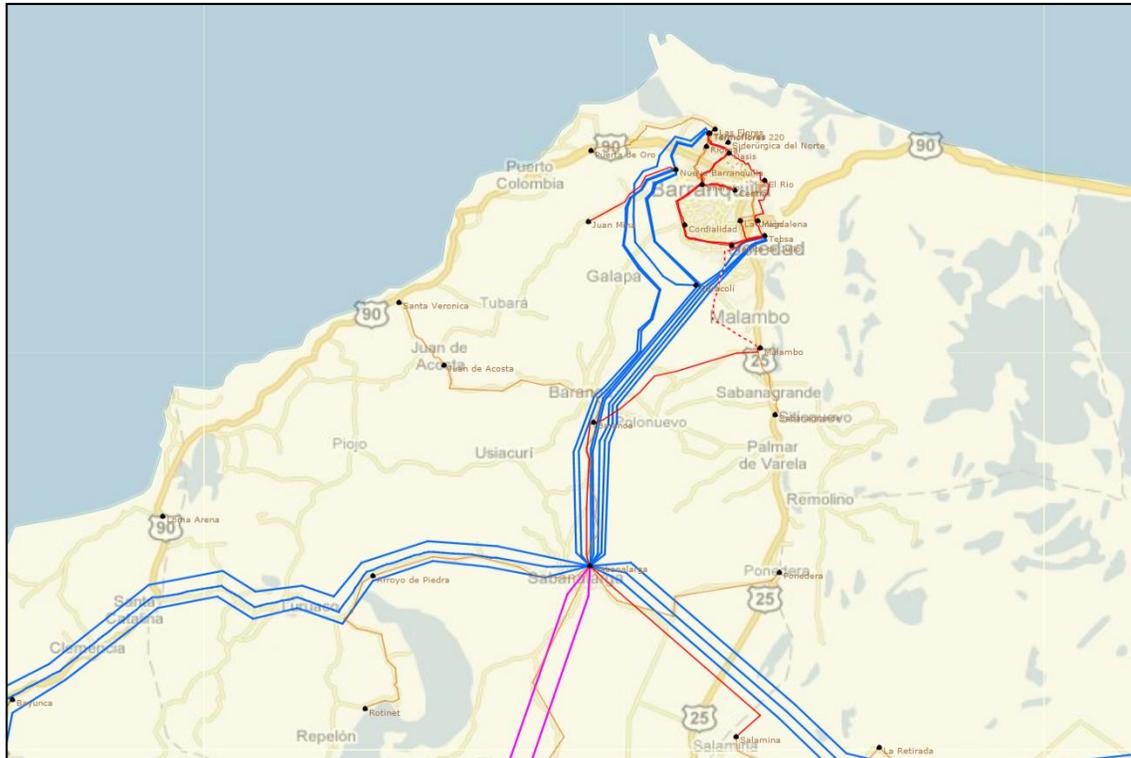
Proyección de demanda nacional.

Año	Proyección Demanda PMÁX (MW)			Crecimiento de la demanda proyectada Pmáx (Nacional)		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	10671	10479	10479			
2020	10865	10513	10173	1,82%	0,33%	-2,92%
2021	11017	10660	10315	1,40%	1,40%	1,40%
2022	11198	10835	10484	1,64%	1,64%	1,64%
2023	11352	10984	10629	1,37%	1,37%	1,37%

Nota: Los datos consignados en la tabla se basan en el análisis de crecimiento de la potencia en escenarios alto, medio y bajo realizado por la UPME en su revisión de octubre del 2019. Tomado de (UPME, PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA Y POTENCIA MAXIMA EN COLOMBIA, 2019).

3.3 Descripción del STR de Barranquilla

El departamento del Atlántico se interconecta con el STN de Colombia por medio de la subestación Sabanalarga a nivel de tensión de 500 kV y por 220 kV mediante la interconexión de las subestaciones Tebsa, Termoflores, Caracolí, Nueva Barranquilla y Sabanalarga a través de transformadores de conexión al STN. En la Figura 7 se ilustra el mapa de interconexión del Departamento del Atlántico. El color magenta representa a las líneas de 500 kV provenientes de la subestación Chinú, el azul a las líneas de 220 kV y el rojo a las líneas de nivel 110 kV del STR del departamento del Atlántico.

Figura 7*Sistema Eléctrico del Atlántico.*

Nota: Muestra una parte del sistema eléctrico (STN) del Atlántico georeferenciado. Gráfico propiedad de Air-e S.A.S. E.S.P.

Los transformadores de potencia de conexión al STN a nivel de 220 kV del Departamento del Atlántico con sus respectivos niveles de transformación y capacidad se muestran en la Tabla 4.

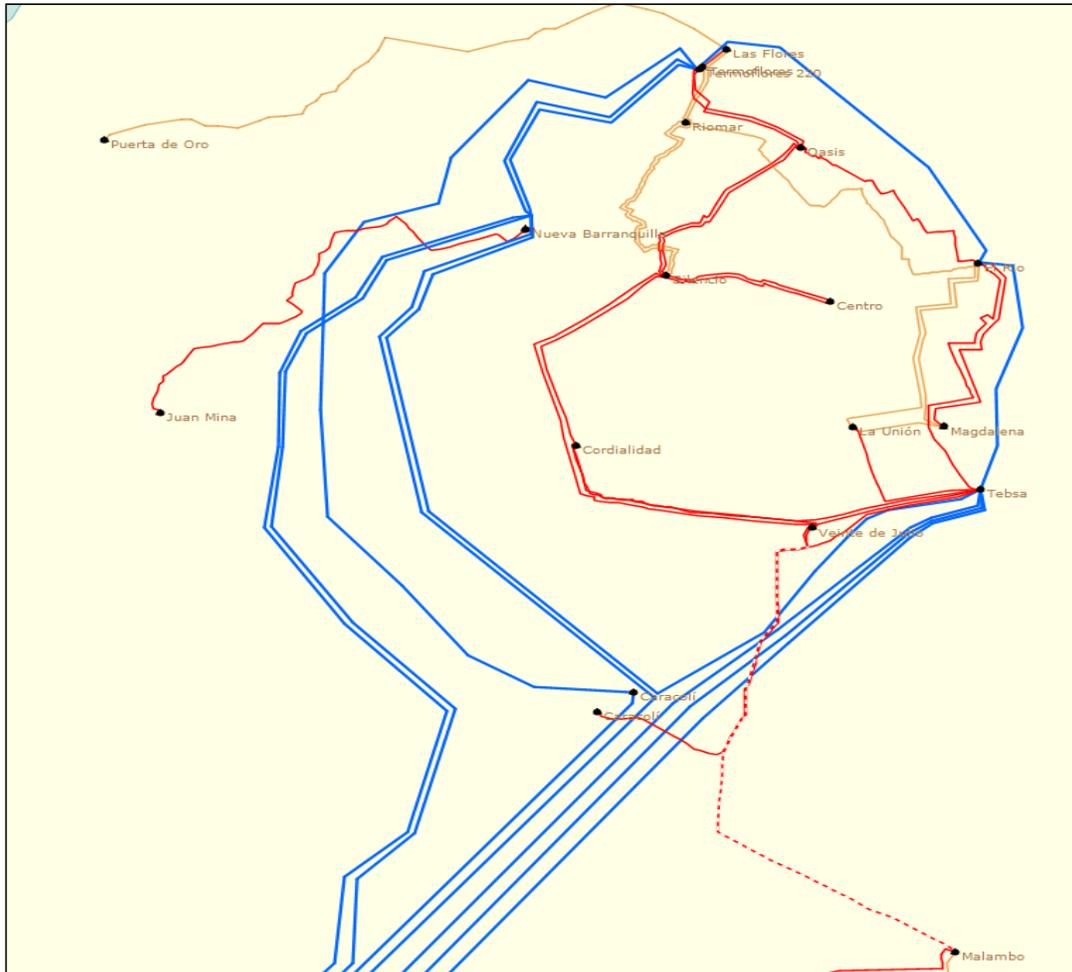
Tabla 4*Transformadores de conexión al STN del Atlántico*

Subestación	Nivel de transformación [kV]	Capacidad [MVA]
	220/110	90
Sabanalarga	220/110/13,8	90
	220/34,5	60
Caracolí	220/110	150
	220/110	150
Nueva Barranquilla	220/110/13,8	100
	220/110/13,8	100
Termoflores	220/110	150
	220/110	150
	220/110	100
Tebsa	220/110	100
	220/110	100

Nota: Transformadores de conexión STN que operan en el área del Atlántico.

El STR del Atlántico está compuesto por un anillo a nivel de 110 kV con nodos de alimentación desde las subestaciones Caracolí, Tebsa y Termoflores estos alimentan a las subestaciones Oasis, Centro, Silencio, Cordialidad, El Río, Malambo, Baranoa, Veinte de Julio y Rio Magdalena. La subestación Las Flores tiene una conexión radial desde Termoflores, mientras que La Unión se alimenta radialmente desde Tebsa y Juan Mina desde Nueva Barranquilla. Lo anterior se visualiza en la Figura 8.

El SDL se compone por dos zonas a 34,5 kV, una de estas es la subestación Riomar, que se alimenta por un doble circuito desde la subestación Las Flores y Silencio, a su vez Las Flores alimenta radialmente a la subestación Puerta de oro. Por otro lado, se encuentra la subestación Magdalena alimentada por las subestaciones El Rio y La Unión.

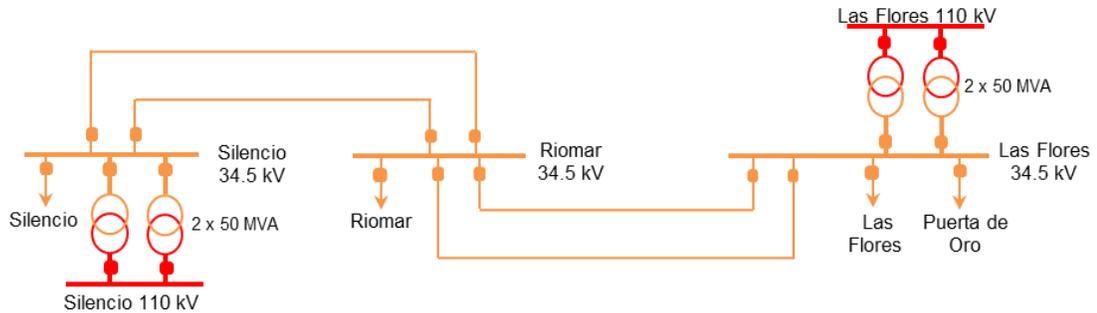
Figura 8*STR del Atlántico.*

Nota: Muestra una parte del sistema eléctrico (STR) del Atlántico georreferenciado. Gráfico propiedad de Air-e S.A.S. E.S.P.

La subestación Silencio consta de dos transformadores en paralelo con una capacidad de 70 MVA con conexión 110/34,5 kV, alimenta por 34.5 kV a la subestación Riomar y posee tres transformadores 34,5/13,8 kV para atender la demanda de la zona. Lo anterior se observa en la Figura 9.

Figura 9

Diagrama unifilar de la subestación silencio



Nota: Muestra el diagrama unifilar de la subestación silencio ubicada en Barranquilla, Atlántico. Gráfico propiedad de Air-e S.A.S. E.S.P.

3.4 Despachos de generación

Actualmete la zona del Atlántico cuenta con unidades de generación, ubicadas en las subestaciones Tebsa y Termoflores. La Tabla 5 muestra los seis escenarios de generación en los que se pueden despachar las plantas. Para este estudio se consideró una generación máxima, escenario 1.

Tabla 5

Despachos de generación

Escenario	[MW]					
	Tebsa 110 kV	Tebsa 220 kV	Barranquilla 110 kV	Flores I 110 kV	Flores IV 110 kV	Flores IV 220 kV
1	184	606	110	160	106	344
2	184	606	110	0	36	0
3	92	0	0	160	106	344
4	100	292	0	65	36	184
5	100	292	0	160	0	0
6	100	292	0	0	106	344

3.5 Proyectos de generación

Para el análisis se consideraron los proyectos de generación que cuentan con concepto aprobado de la UPME y concepto supeditado a expansión, estos se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6

Proyectos de generación conceptuados.

Punto de conexión	Tensión	Capacidad MW	Tecnología
PONEDERA	34,50	9,90	SOLAR FOTOVOLTAICA
SABANALARGA	110,00	39,80	SOLAR FOTOVOLTAICA
SABANALARGA	500,00	200,00	SOLAR FOTOVOLTAICA
SABANALARGA	500,00	199,50	SOLAR FOTOVOLTAICA
BARANOA	13,80	9,90	SOLAR FOTOVOLTAICA
BARANOA	34,50	19,30	SOLAR FOTOVOLTAICA
TEBSA	220,00	24,00	TÉRMICA
SABANALARGA	34,50	59,70	SOLAR FOTOVOLTAICA
EL RIO	220,00	99,90	EÓLICA
EL RIO	220,00	99,90	EÓLICA
JUAN MINA	110,00	30,00	SOLAR FOTOVOLTAICA
BARANOA	110,00	19,90	SOLAR FOTOVOLTAICA
JUAN MINA	34,50	19,90	SOLAR FOTOVOLTAICA
CARACOLI 110 KV	110,00	50,00	SOLAR FOTOVOLTAICA
SANTA VERONICA	34,50	10,00	EÓLICA
EL RIO	110,00	60,00	TÉRMICA
JUAN MINA	13,80	9,90	SOLAR FOTOVOLTAICA

Punto de conexión	Tensión	Capacidad MW	Tecnología
CARACOLI 110 KV	13,80	9,90	SOLAR FOTOVOLTAICA
SABANAGRANDE	13,80	9,90	SOLAR FOTOVOLTAICA

Nota: Proyectos que cuentan con concepto de aprobación UPME, para la expansión. Información publicada por la UPME.

3.6 Proyectos de expansión

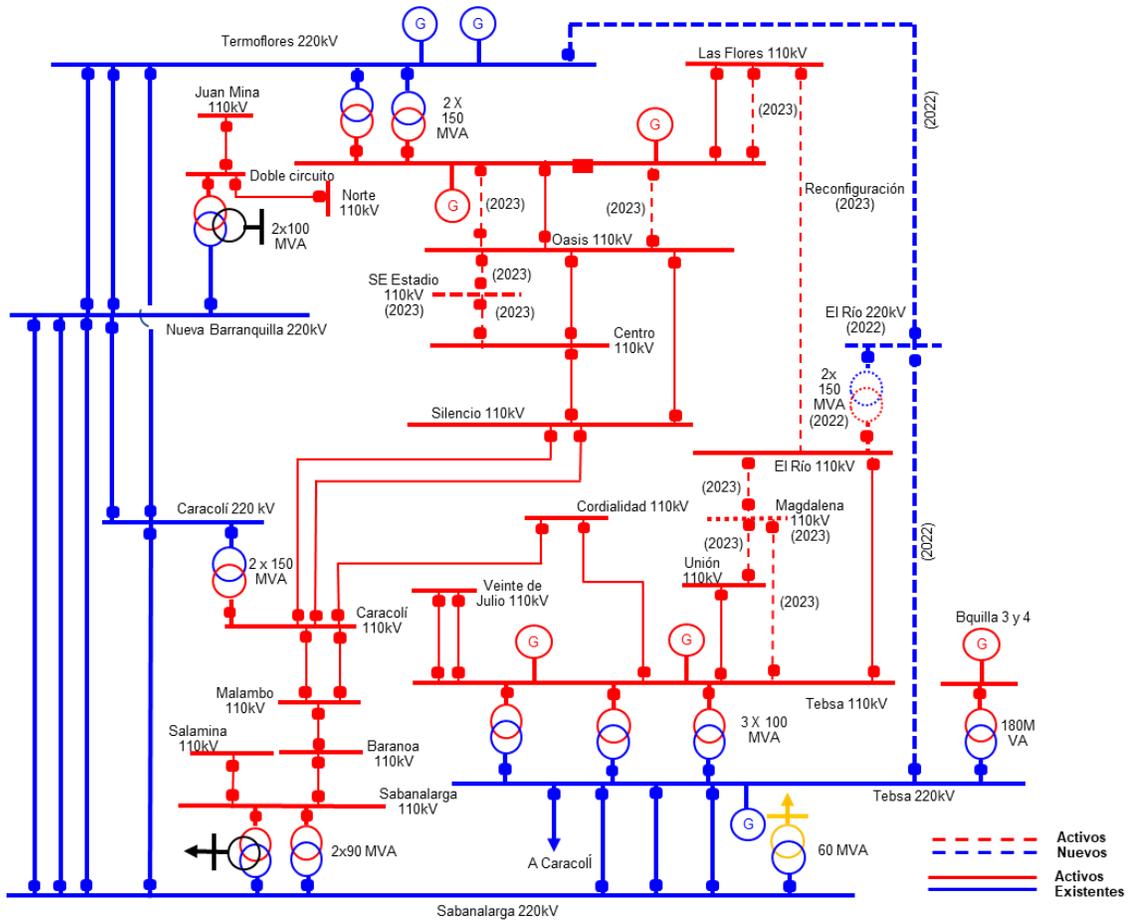
El modelo simulado contempla los siguientes proyectos de expansión conceptuados por la UPME y los proyectos de inversión que el OR estima poner en servicio en el año 2021:

- Convocatoria Pública UPME STR 02-2019 Obras asociadas a las subestaciones Termoflores, Las Flores, Centro, Oasis, Magdalena, Unión, Tebsa y Estadio con fecha de puesta en operación en el año 2023.
- Convocatoria Pública UPME 06-2018 Nueva Subestación El Rio 220 kV y líneas de transmisión asociadas. con fecha de puesta en operación en el año 2022.
- Nueva subestación Caracolí 110/13,8 kV.
- Nueva subestación Norte 110/13,8 kV.
- Dos bancos de compensación de 4,8 MVAR en el barraje de 13,8 kV de la subestación Silencio.

La Figura 10 ilustra un diagrama unifilar con los proyectos STR de aprobación UPME mencionados anteriormente.

Figura 10

STR del Atlántico con proyectos de expansión.



Nota: Se ilustra el STR con los proyectos futuros en el Atlántico. Gráfico propiedad de Air-e S.A.S. E.S.P.

El proyecto de convocatoria UPME STR 02-2019 implica la intervención de gran parte de la ciudad de Barranquilla, esta obra considera la construcción de nuevas líneas y reconfiguraciones de las existentes para la creación de nuevos puntos de conexión en el nivel de tensión de 110 kV para el año 2023, brindándole a Barranquilla una red más confiable y con mayor capacidad de atención de la demanda. El proyecto en cuestión consta de la construcción del barraje a 110 kV de la subestación Río Magdalena además de una línea a 110 kV desde la subestación El Río hasta el nuevo barraje de Río Magdalena y otra línea desde La Unión hasta Río Magdalena en el mismo

nivel de tensión. Por otra parte, la línea que va desde El Rio hasta Oasis será reconfigurada hacia la subestación Las Flores y se construiría un segundo circuito desde Termoflores hacia Las Flores. De igual manera el proyecto considera dos nuevas líneas desde Termoflores hasta Oasis y la construcción de dos nuevas líneas que quedarían Oasis – Estadio – Centro. Para el caso de las nuevas subestaciones Rio Magdalena y Estadio el OR de la zona contempla la instalación de dos transformadores de potencia 110/13,8 kV para atender nuevas demandas y mitigar las altas cargas que se evidencian en el área.

El proyecto de nueva subestación El Rio 220 kV implica un nuevo punto de inyección desde el STN a nivel de 220 kV, es una obra de gran impacto para el departamento del Atlántico, dada la necesidad de contar con generación de seguridad en caso de contingencias y poder así atender la demanda de la zona. Esta obra considera la instalación de dos transformadores de potencia 220/110 kV de 150 MVA y la construcción de dos líneas de 220 kV entre Tebsa y Termoflores, quedando entonces Tebsa – El Rio – Termoflores.

3.7 Descripción de alternativas simuladas

Para analizar el comportamiento del sistema eléctrico de Barranquilla ante la conexión de un SAEB en el barraje de 34,5 kV en la subestación Silencio se evaluaron dos alternativas de gran impacto para el sistema, la puesta o no en servicio del proyecto nueva subestación El Rio 220 kV.

- **Alternativa 1:** Esta considera el proyecto de convocatoria UPME STR 02 – 2019. No considera la nueva subestación El Rio 220 kV.

- **Alternativa 2:** Esta considera el proyecto de convocatoria UPME STR 02 – 2019. Se considera la nueva subestación El Rio 220 kV.

Cada alternativa cuenta con tres casos de estudio, un caso base sin la conexión del SAEB, un caso 1 donde la batería solo está cargándose y un caso 2 donde la batería se encuentra descargándose. Los casos anteriores se simularon para las 24 horas del día en el año 2023 en estado estacionario y ante contingencia simple (n-1).

4. Resultados

Se realiza el análisis del STR y del SDL de la zona Atlántico mediante simulaciones de flujo de carga con la herramienta computacional PowerFactory DIgSILENT. Las simulaciones se realizan para las dos alternativas previamente descritas, en condiciones normales de operación y ante contingencias simples (N-1) de activos de gran impacto para el sistema, para los escenarios de demanda mínima y máxima.

Los activos que se muestran en la Tabla 7 corresponden a las contingencias operativas analizadas.

Tabla 7

Contingencias analizadas

Escenario	Contingencia
0	OPERACION NORMAL
1	CARACOLI - MALAMBO 1
2	CARACOLÍ - SILENCIO 110kV
3	CENTRO - SILENCIO 1 (LN-711)
4	CORDIALIDAD - TEBSA 110 kV

Escenario	Contingencia
5	EL RIO - OASIS (LN-720)
6	OASIS - SILENCIO (LN-722)
7	T05-SIL
8	SILENCIO - RIOMAR 2 (LN-506)
9	LAS FLORES - RIOMAR 2 (LN-535)

Nota: Se ilustra las contingencias analizadas. Elaboración propia.

4.1 Cargabilidades

Los resultados de las máximas cargabilidades obtenidas en las simulaciones realizadas para los escenarios de demanda mínima y máxima se ilustran en las próximas tablas. Los valores que superan el 90% de la capacidad nominal se resaltan con color naranja, indicando que se alcanza una condición de alerta sin violación de límites; los valores que superen el 100% de su capacidad nominal se resaltan color rojo indicando situación de emergencia. La primera columna indica los activos que salieron de operación, la segunda columna hace referencia a los tres casos tenidos en cuenta caso base (sin conexión del SAEB), alternativa de conexión de SAEB con este descargándose o inyectando potencia a la red y finalmente está la alternativa de conexión de SAEB con este cargándose o actuando como una carga. Las columnas restantes muestran a los activos censados.

Los resultados de cargabilidad de la alternativa 1 para demanda mínima y máxima se muestran en las Tablas 8 y 9 respectivamente.

Tabla 8

Resultados de cargabilidad para A1 en escenario de demanda mínima.

Contingencia	Caso	Máx. de OASIS - SILENCIO (LN-722)	Máx. de CORDIALIDAD - TEBSA 110 kV	Máx. de CENTRO - SILENCIO 1 (LN-711)	Máx. de CENTRO - OASIS (LN-723)	Máx. de CARACOLÍ - SILENCIO 2 110kV	Máx. de CARACOLÍ - SILENCIO 110kV	Máx. de CARACOLÍ - MALAMBO 2	Máx. de CARACOLÍ - MALAMBO 1	Máx. de CARACOLÍ - CORDIALIDAD 1 110 kV	Máx. de T04-SIL	Máx. de T05-SIL	Máx. de LAS FLORES - RIOMAR 1 (LN-534)	Máx. de LAS FLORES - RIOMAR 2 (LN-535)	Máx. de SILENCIO - RIOMAR 1 (LN-505)	Máx. de SILENCIO - RIOMAR 2 (LN-506)
(OPERACION NORMAL)	CB	64,62	66,88	10,94	40,00	30,42	30,42	51,00	34,28	20,55	57,89	57,89	30,94	30,94	54,16	54,16
	A1-Gen	57,92	65,44	9,08	36,87	35,53	35,53	51,33	34,49	20,20	38,51	38,51	27,49	27,49	64,59	64,59
	A1-Load	71,34	68,09	13,66	43,08	26,16	26,16	49,42	33,22	21,16	81,01	81,02	42,39	42,39	46,29	46,29
(CARACOLÍ - MALAMBO 1)	CB	64,11	67,02	10,87	40,01	30,41	30,41	88,66	0,00	21,16	57,93	57,93	30,77	30,77	54,08	54,08
	A1-Gen	57,35	65,88	8,95	36,97	35,33	35,33	91,60	0,00	20,67	38,54	38,54	27,57	27,57	64,54	64,54
	A1-Load	70,42	67,07	13,38	42,60	25,85	25,85	86,45	0,00	21,66	81,01	81,01	42,39	42,39	46,37	46,37
(CARACOLÍ - SILENCIO 110kV)	CB	60,85	70,06	7,10	39,05	44,17	0,00	50,15	33,71	25,85	57,98	57,99	30,28	30,28	53,94	53,94
	A1-Gen	52,50	69,80	4,48	35,42	52,43	0,00	51,51	34,62	25,75	37,91	37,90	24,08	24,08	64,70	64,70
	A1-Load	69,35	70,34	10,84	42,80	36,73	0,00	48,78	32,79	25,85	81,12	81,12	42,05	42,05	46,09	46,09
(CENTRO - SILENCIO 1 (LN-711))	CB	72,43	67,02	0,00	36,40	29,55	29,55	50,97	34,25	20,94	57,83	57,84	31,21	31,21	54,16	54,16
	A1-Gen	63,19	65,38	0,00	36,36	35,24	35,24	51,32	34,49	20,67	38,51	38,50	27,64	27,64	64,63	64,63
	A1-Load	81,94	68,32	0,00	36,41	24,53	24,53	49,37	33,18	21,38	80,90	80,90	42,72	42,72	46,28	46,28
(CORDIALIDAD - TEBSA 110 kV)	CB	80,03	0,00	17,97	46,60	44,56	44,56	47,82	32,14	92,40	57,45	57,45	31,66	31,66	53,44	53,44
	A1-Gen	72,98	0,00	14,95	43,38	49,27	49,27	48,89	32,86	92,23	38,13	38,13	27,79	27,79	63,74	63,74
	A1-Load	87,01	0,00	20,50	49,78	39,28	39,28	46,22	31,07	92,42	80,59	80,60	43,42	43,42	45,84	45,84
(EL RIO - OASIS (LN-720))	CB	64,62	66,88	10,94	40,00	30,42	30,42	51,00	34,28	20,55	57,89	57,89	30,94	30,94	54,16	54,16
	A1-Gen	57,92	65,44	9,08	36,87	35,53	35,53	51,33	34,49	20,20	38,51	38,51	27,49	27,49	64,59	64,59
	A1-Load	71,34	68,09	13,66	43,08	26,16	26,16	49,42	33,22	21,16	81,01	81,02	42,39	42,39	46,29	46,29
(OASIS - SILENCIO (LN-722))	CB	0,00	70,14	64,22	90,61	28,26	28,26	50,24	33,76	25,32	56,15	56,15	33,22	33,22	51,55	51,55
	A1-Gen	0,00	68,30	55,60	82,28	33,19	33,19	50,93	34,23	23,81	36,63	36,62	27,19	27,19	61,83	61,83
	A1-Load	0,00	71,81	72,85	98,94	25,87	25,87	48,49	32,59	26,05	79,07	79,07	45,91	45,91	44,62	44,62
(T05-SIL)	CB	59,51	66,47	10,06	37,40	30,03	30,03	51,08	34,33	20,64	91,22	0,00	39,70	39,70	31,58	31,58
	A1-Gen	55,45	66,36	9,63	35,83	35,49	35,49	51,38	34,53	20,42	57,90	0,00	17,04	17,04	48,63	48,63
	A1-Load	63,64	67,59	11,45	39,46	25,89	25,89	49,49	33,26	21,26	129,03	0,00	65,08	65,08	30,34	30,34
(SILENCIO - RIOMAR 2 (LN-506))	CB	62,98	66,71	11,04	39,01	29,78	29,78	51,03	34,30	20,74	51,98	51,99	28,06	28,06	81,49	0,00
	A1-Gen	55,51	66,37	9,75	35,82	36,28	36,28	51,36	34,52	20,36	30,18	30,17	16,05	16,05	95,76	0,00
	A1-Load	70,38	67,97	14,03	42,41	25,98	25,98	49,45	33,23	21,38	76,99	77,00	39,82	39,82	68,03	0,00
(LAS FLORES - RIOMAR 2 (LN-535))	CB	65,16	66,91	11,24	40,20	30,37	30,37	51,00	34,27	20,58	58,42	58,42	55,82	0,00	53,93	53,93
	A1-Gen	58,12	65,46	9,30	36,92	35,49	35,49	51,33	34,49	20,20	37,42	37,42	44,27	0,00	63,66	63,66
	A1-Load	72,23	68,15	13,48	43,43	24,81	24,81	49,41	33,21	21,20	82,36	82,37	76,60	0,00	46,23	46,23

Nota: Se ilustra los resultados obtenidos de cargabilidad A1 para escenario de demanda mínima. Elaboración propia.

En la Tabla 8 se observa que para un escenario de demanda mínima en operación normal no hay activos que sobrepasen su cargabilidad con respecto a su capacidad nominal por ello esta podría cargarse en este tiempo. En cuanto a la operación ante contingencias N-1 se evidencia que a nivel del STR o 110 kV tanto para el CB como para los modos de operación del SAEB no se

observan sobrecargas operativas, se observan activos con cargabilidades cercanas a sus límites, entre el 90% y 100% de su capacidad nominal. Sin embargo, a nivel del SDL ante contingencia de uno de los transformadores 110/34,5 kV de la subestación Silencio y el SAEB se encontrase cargándose, el transformador paralelo que queda operativo presentaría una cargabilidad de 129,03% superando sus límites de operación, sin embargo, tal y como se muestra en la Tabla 8, la cargabilidad del transformador operativo disminuye significativamente cuando la batería está inyectando potencia la red quedando este en un 57,9%.

Tabla 9

Resultados de cargabilidad para A1 en escenario de demanda máxima.

Contingencia	Caso	Máx. de OASIS - SILENCIO (LN-722)	Máx. de CORDIALIDAD - TEBSA 110 kV	Máx. de CENTRO - SILENCIO 1 (LN-711)	Máx. de CENTRO - OASIS (LN-723)	Máx. de CARACOLÍ - SILENCIO 2 110kV	Máx. de CARACOLÍ - SILENCIO 110kV	Máx. de CARACOLÍ - MALAMBO 2	Máx. de CARACOLÍ - MALAMBO 1	Máx. de CARACOLÍ - CORDIALIDAD 1 110 kV	Máx. de T04-SIL	Máx. de T05-SIL	Máx. de LAS FLORES - RIOMAR 1 (LN-534)	Máx. de LAS FLORES - RIOMAR 2 (LN-535)	Máx. de SILENCIO - RIOMAR 1 (LN-505)	Máx. de SILENCIO - RIOMAR 2 (LN-506)
(OPERACION NORMAL)	CB	67,74	71,69	9,13	42,12	26,66	26,66	52,83	35,50	21,05	68,32	68,33	33,32	33,32	61,38	61,38
	A1-Gen	61,11	70,41	8,75	39,16	31,64	31,64	54,53	36,65	20,95	46,66	46,66	20,56	20,56	72,87	72,87
	A1-Load	74,57	72,92	10,97	45,24	23,49	23,49	51,30	34,47	20,90	91,95	91,96	47,85	47,85	51,81	51,81
(CARACOLÍ - MALAMBO 1)	CB	66,94	70,92	8,96	41,76	26,34	26,34	95,23	0,00	21,19	68,34	68,35	33,28	33,28	61,43	61,43
	A1-Gen	60,28	69,62	8,25	38,79	31,18	31,18	98,25	0,00	21,16	46,68	46,68	20,54	20,54	72,91	72,91
	A1-Load	73,79	72,19	10,72	44,90	23,36	23,36	92,50	0,00	20,98	91,97	91,98	47,81	47,81	51,85	51,85
(CARACOLÍ - SILENCIO 110kV)	CB	65,10	74,32	5,12	41,61	35,99	0,00	52,17	35,06	21,56	68,29	68,29	32,85	32,85	61,23	61,23
	A1-Gen	56,59	74,09	4,59	37,86	44,41	0,00	53,57	36,00	21,54	46,79	46,79	20,04	20,04	73,03	73,03
	A1-Load	73,07	74,64	8,48	45,07	28,83	0,00	50,69	34,07	21,38	90,88	90,89	47,05	47,05	51,53	51,53
(CENTRO - SILENCIO 1 (LN-711))	CB	73,88	71,83	0,00	39,09	26,39	26,39	52,79	35,48	21,21	68,26	68,26	33,57	33,57	61,34	61,34
	A1-Gen	64,59	70,47	0,00	39,12	31,39	31,39	54,51	36,63	21,15	46,66	46,66	20,77	20,77	72,88	72,88
	A1-Load	83,37	73,07	0,00	39,07	22,54	22,54	51,24	34,43	21,29	91,70	91,71	48,16	48,16	51,73	51,73
(CORDIALIDAD - TEBSA 110 kV)	CB	83,81	0,00	16,41	48,84	40,92	40,92	49,67	33,38	101,06	67,81	67,81	34,46	34,46	60,54	60,54
	A1-Gen	77,40	0,00	13,08	46,16	44,45	44,45	51,13	34,36	101,52	46,22	46,22	21,35	21,35	71,93	71,93
	A1-Load	90,66	0,00	18,59	52,09	35,37	35,37	48,40	32,53	101,04	91,27	91,28	49,14	49,14	51,42	51,42
(EL RIO - OASIS (LN-720))	CB	67,74	71,69	9,13	42,12	26,66	26,66	52,83	35,50	21,05	68,32	68,33	33,32	33,32	61,38	61,38
	A1-Gen	61,11	70,41	8,75	39,16	31,64	31,64	54,53	36,65	20,95	46,66	46,66	20,56	20,56	72,87	72,87
	A1-Load	74,57	72,92	10,97	45,24	23,49	23,49	51,30	34,47	20,90	91,95	91,96	47,85	47,85	51,81	51,81
(OASIS - SILENCIO (LN-722))	CB	0,00	75,14	64,97	95,23	24,44	24,44	52,03	34,97	21,59	66,35	66,36	36,80	36,80	58,32	58,32
	A1-Gen	0,00	73,57	56,54	86,96	28,77	28,77	53,73	36,11	21,26	45,22	45,22	23,04	23,04	69,99	69,99
	A1-Load	0,00	76,78	73,33	103,16	22,91	22,91	50,25	33,77	21,79	88,76	88,77	52,08	52,08	49,27	49,27
(T05-SIL)	CB	61,42	71,23	9,86	39,04	26,83	26,83	52,90	35,55	21,28	106,96	0,00	53,12	53,12	32,73	32,73
	A1-Gen	57,31	70,06	9,60	37,09	31,12	31,12	54,60	36,69	21,42	70,53	0,00	27,49	27,49	51,62	51,62
	A1-Load	65,38	72,26	8,81	41,01	22,43	22,43	51,37	34,52	21,32	144,56	0,00	79,65	79,65	26,36	26,36
(SILENCIO - RIOMAR 2 (LN-506))	CB	65,35	71,44	9,99	40,74	26,56	26,56	52,87	35,53	21,28	60,42	60,43	37,79	37,79	87,86	0,00
	A1-Gen	58,06	70,14	9,39	37,47	31,08	31,08	54,57	36,67	21,37	37,16	37,16	25,23	25,23	107,63	0,00
	A1-Load	72,75	72,64	11,37	44,22	23,28	23,28	51,33	34,49	21,14	85,88	85,89	50,46	50,46	71,08	0,00
(LAS FLORES - RIOMAR 2 (LN-535))	CB	68,40	71,73	9,42	42,39	26,63	26,63	52,82	35,50	21,06	69,23	69,23	60,19	0,00	62,62	62,62
	A1-Gen	61,41	70,43	8,85	39,27	31,61	31,61	54,53	36,64	20,97	46,75	46,75	37,16	0,00	73,18	73,18
	A1-Load	75,28	72,85	11,25	45,51	22,73	22,73	51,28	34,46	21,18	92,50	92,51	86,54	0,00	53,44	53,44

Nota: Se ilustra los resultados obtenidos de cargabilidad A1 para escenario de demanda máxima. Elaboración propia.

En la Tabla 9 se observa que para un escenario de demanda máxima en operación normal no hay activos que sobrepasen su cargabilidad con respecto a su capacidad nominal. En cuanto a la operación ante contingencias N-1 se evidencia que a nivel del STR hay activos que superan su capacidad nominal como es el caso de la línea que va de la subestación Caracolí a la subestación

Cordialidad la cual muestra una cargabilidad de 101,06% ante la contingencia de la línea Cordialidad – Tebsa en caso base o sin conexión del SAEB, al momento de operar la batería se evidencia que la línea se mantendría sobrecargada, sin embargo, según sus parámetros técnicos (PARATEC) declarados en emergencia tendría una capacidad de transporte hasta del 114% por lo que esta línea no tendría restricciones operativas. Caso similar ocurre con la línea Centro – Oasis, que presenta una cargabilidad de 103,16% al momento de cargarse el SAEB y contingencia de la línea Oasis – Silencio, sin embargo, se encuentra por debajo de su capacidad en emergencia declarada en PARATEC.

A nivel del SDL ante contingencia de uno de los transformadores 110/34,5 kV de la subestación Silencio y el SAEB se encontrase cargando, su homologo presentaría una cargabilidad de 144,56% superando sus límites de operación. En el caso de las líneas 34,5 kV se observa que ante la contingencia de la línea Silencio – Riomar 2, el circuito paralelo a este tendría una cargabilidad superior a la nominal en caso de que la batería se esté descargando.

Dado a que el impacto en el sistema cuando se evalúa la demanda mínima es menor, para la alternativa 2 solo se mostrarán los resultados en un escenario de demanda máxima, estos se observan en la Tabla 10.

Tabla 10

Resultados de cargabilidad para A2 en escenario de demanda máxima

Contingencia	Caso	Máx. de zzOASIS - SILENCIO (LN-722)	Máx. de zzCORDIALIDAD - TEBSA 110 kV	Máx. de zzCENTRO - SILENCIO 1 (LN-711)	Máx. de zzCENTRO (BARRANQUILLA) - OASIS	Máx. de zzCARACOLÍ - SILENCIO 2 110kV	Máx. de zzCARACOLÍ - SILENCIO 110kV	Máx. de zzCARACOLÍ - MALAMBO 2	Máx. de zzCARACOLÍ - MALAMBO 1	Máx. de zzCARACOLÍ - CORDIALIDAD 1 110 kV	Máx. de zzT04-SIL	Máx. de zzT05-SIL	Máx. de zzLAS FLORES - RIOMAR 1 (LN-534)	Máx. de zzLAS FLORES - RIOMAR 2 (LN-535)	Máx. de zzSILENCIO - RIOMAR 1 (LN-505)	Máx. de zzSILENCIO - RIOMAR 2 (LN-506)
(OPERACION NORMAL)	CB	71,91	74,79	10,56	43,91	29,41	29,41	55,85	37,53	23,62	68,25	68,26	33,59	33,59	61,17	61,17
	A2-Gen	64,95	73,00	9,13	40,82	34,44	34,44	57,47	38,62	22,91	46,59	46,59	20,68	20,68	72,68	72,68
	A2-Load	79,07	76,40	12,63	47,21	25,12	25,12	54,38	36,54	24,43	91,76	91,77	48,23	48,23	51,63	51,63
(CARACOLÍ - MALAMBO 1)	CB	71,01	73,91	10,30	43,51	28,94	28,94	100,58	0,00	23,57	68,28	68,28	33,55	33,55	61,22	61,22
	A2-Gen	64,03	72,09	9,09	40,40	33,86	33,86	103,45	0,00	22,94	46,61	46,61	20,66	20,66	72,73	72,73
	A2-Load	78,19	75,54	12,33	46,82	24,87	24,87	97,96	0,00	24,25	91,78	91,79	48,18	48,18	51,67	51,67
(CARACOLÍ - SILENCIO 110kV)	CB	68,18	77,91	6,42	42,92	40,54	0,00	55,02	36,97	24,79	68,24	68,25	33,07	33,07	61,07	61,07
	A2-Gen	59,55	77,08	4,64	39,15	48,36	0,00	56,34	37,86	24,48	46,72	46,72	20,11	20,11	72,89	72,89
	A2-Load	76,45	78,86	10,07	46,51	33,09	0,00	53,67	36,07	25,30	90,85	90,86	47,34	47,34	51,37	51,37
(CENTRO - SILENCIO 1 (LN-711))	CB	79,85	74,99	0,00	39,15	29,07	29,07	55,80	37,50	23,82	68,16	68,17	33,90	33,90	61,09	61,09
	A2-Gen	70,08	73,11	0,00	39,10	33,64	33,64	57,44	38,60	23,45	46,57	46,57	20,93	20,93	72,64	72,64
	A2-Load	89,80	76,69	0,00	39,10	24,78	24,78	54,30	36,49	24,67	91,61	91,62	48,60	48,60	51,51	51,51
(CORDIALIDAD - TEBSA 110 kV)	CB	87,87	0,00	17,89	50,50	43,65	43,65	52,70	35,42	101,20	67,65	67,65	34,67	34,67	60,49	60,49
	A2-Gen	80,65	0,00	15,43	47,22	48,80	48,80	54,27	36,47	101,12	46,15	46,15	21,44	21,44	71,81	71,81
	A2-Load	95,14	0,00	20,57	53,83	39,15	39,15	51,13	34,36	101,11	91,15	91,16	49,43	49,43	51,21	51,21
(EL RIO - OASIS (LN-720))	CB	71,91	74,79	10,56	43,91	29,41	29,41	55,85	37,53	23,62	68,25	68,26	33,59	33,59	61,17	61,17
	A2-Gen	64,95	73,00	9,13	40,82	34,44	34,44	57,47	38,62	22,91	46,59	46,59	20,68	20,68	72,68	72,68
	A2-Load	79,07	76,40	12,63	47,21	25,12	25,12	54,38	36,54	24,43	91,76	91,77	48,23	48,23	51,63	51,63
(OASIS - SILENCIO (LN-722))	CB	0,00	78,36	70,37	100,20	26,41	26,41	54,97	36,94	24,84	66,18	66,18	37,29	37,29	57,96	57,96
	A2-Gen	0,00	76,31	61,48	91,59	31,05	31,05	56,60	38,03	23,76	45,06	45,06	23,27	23,27	69,62	69,62
	A2-Load	0,00	79,98	79,09	107,93	25,81	25,81	53,71	36,10	29,03	88,41	88,42	52,67	52,67	49,39	49,39
(T05-SIL xxx)	CB	65,62	74,38	10,24	40,85	29,63	29,63	55,94	37,59	23,73	106,85	0,00	53,47	53,47	32,60	32,60
	A2-Gen	61,17	72,68	10,62	38,77	33,99	33,99	57,54	38,66	23,49	70,28	0,00	27,76	27,76	51,45	51,45
	A2-Load	69,90	75,89	10,21	42,95	25,00	25,00	54,47	36,61	24,53	144,45	0,00	80,07	80,07	26,48	26,48
(SILENCIO - RIOMAR 2 (LN-506))	CB	69,55	74,57	11,05	42,56	29,33	29,33	55,89	37,56	23,81	60,37	60,38	38,10	38,10	87,50	0,00
	A2-Gen	61,93	72,75	10,35	39,14	33,95	33,95	57,51	38,65	23,45	37,12	37,12	25,46	25,46	107,32	0,00
	A2-Load	77,26	76,22	12,77	46,16	24,25	24,25	54,41	36,56	24,86	85,80	85,81	50,79	50,79	70,93	0,00
(LAS FLORES - RIOMAR 2 (LN-535))	CB	72,58	74,83	10,86	44,18	29,37	29,37	55,84	37,53	23,64	69,17	69,18	60,69	0,00	62,43	62,43
	A2-Gen	65,26	73,02	9,33	40,92	34,41	34,41	57,46	38,61	22,93	46,70	46,70	37,39	0,00	73,02	73,02
	A2-Load	79,76	76,42	13,12	47,43	25,07	25,07	54,36	36,53	24,45	92,46	92,47	87,22	0,00	53,27	53,27

Nota: Se ilustra los resultados obtenidos de cargabilidad A2 para escenario de demanda máxima. Elaboración propia.

En la Tabla 10 se observa que para un escenario de demanda máxima en operación normal no hay activos que sobrepasen su cargabilidad con respecto a su capacidad nominal. Se observa tanto para la A1 como para la A2, que la línea que va de la subestación Caracolí a la subestación Cordialidad la cual muestra una cargabilidad superior del 100% ante la contingencia de la línea

Cordialidad – Tebsa en caso base o sin conexión del SAEB, al momento de operar la batería se evidencia que la línea se mantendría sobrecargada, sin embargo, según sus parámetros técnicos declarados en PARATEC en emergencia tendría una capacidad de transporte hasta del 114% por lo que esta línea no tendría restricciones operativas. De igual manera se mantiene el comportamiento de la línea Centro – Oasis, que presenta una cargabilidad de 107,93% al momento de cargarse el SAEB y contingencia de la línea Oasis – Silencio, se reitera que encuentra por debajo de su capacidad en emergencia declarada en PARATEC, además sin conexión de la batería muestra una cargabilidad superior con respecto a la A1, sin embargo, es importante indicar que con la operación en modo de descarga la cargabilidad de la línea en cuestión disminuiría. Para líneas de 110 kV entre la A1 y la A2 se evidencia un caso adicional, y es que ante contingencia de la línea Caracolí – Malambo su homóloga superaría su capacidad de transporte nominal, en caso base y ante el descargue de la batería.

A nivel del SDL se mantienen los mismos casos operativos de la A1, ante contingencia de uno de los transformadores 110/34,5 kV de la subestación Silencio y el SAEB se encontrase cargando, su homologo operativo presentaría una cargabilidad de 144,45% superando sus límites de operación, para el caso base el transformador tendría una cargabilidad de 106,85%, y si la batería opera descargándose se observa una disminución significativa en la cargabilidad del transformador operativo. En el caso de las líneas 34,5 kV se observa que ante la contingencia de la línea Silencio – Riomar 2, el circuito paralelo a este tendría una cargabilidad superior a la nominal en caso de que la batería se esté descargando.

4.2 Tensiones

A continuación, se muestran los resultados de tensiones en demanda máxima para la A1 (ver Tabla 11) y A2 (ver Tabla 12).

Tabla 11

Resultados de tensiones para A1 en escenario de demanda máxima

Contingencia	Caso	Máx. de 110 Silencio	Máx. de 34.5 Silencio	Máx. de 34.5 Riomar	Máx. de 110 Las Flores
(OPERACION NORMAL)	A1-Gen	1,011	1,027	0,997	1,013
	A1-Load	1,010	1,021	0,993	1,013
	CB	1,010	1,025	0,995	1,013
(CARACOLI - MALAMBO 1)	A1-Gen	1,011	1,028	0,996	1,013
	A1-Load	1,010	1,021	0,993	1,013
	CB	1,010	1,025	0,995	1,013
(CARACOLÍ - SILENCIO 110kV)	A1-Gen	1,008	1,025	0,994	1,012
	A1-Load	1,007	1,020	0,993	1,011
	CB	1,008	1,023	0,993	1,012
(CORDIALIDAD - TEBSA 110 kV)	A1-Gen	1,009	1,026	0,996	1,012
	A1-Load	1,009	1,021	0,992	1,013
	CB	1,009	1,023	0,993	1,012
(EL RIO - OASIS (LN-720))	A1-Gen	1,011	1,027	0,997	1,013
	A1-Load	1,010	1,021	0,993	1,013
	CB	1,010	1,025	0,995	1,013
(OASIS - SILENCIO (LN-722))	A1-Gen	1,008	1,026	0,995	1,012
	A1-Load	1,005	1,019	0,992	1,011
	CB	1,008	1,023	0,994	1,013
(T05-SIL)	A1-Gen	1,012	1,014	0,993	1,014
	A1-Load	1,010	1,002	0,988	1,012
	CB	1,010	1,007	0,990	1,012
(SILENCIO - RIOMAR 2 (LN-506))	A1-Gen	1,012	1,037	0,994	1,014
	A1-Load	1,010	1,031	0,992	1,013
	CB	1,010	1,034	0,992	1,013
(LAS FLORES - RIOMAR 2 (LN-535))	A1-Gen	1,011	1,028	0,998	1,013
	A1-Load	1,010	1,023	0,997	1,013
	CB	1,010	1,025	0,996	1,013

Nota: Se ilustra los resultados obtenidos de tensiones para A1 en escenario de demanda máxima. Elaboración propia.

Tabla 12*Resultados de tensiones para A2 en escenario de demanda máxima*

Contingencia	Caso	Máx. de 110 Silencio	Máx. de 34.5 Silencio	Máx. de 34.5 Riomar	Máx. de 110 Las Flores
(OPERACION NORMAL)	A1-Gen	1,009	1,026	0,995	1,012
	A1-Load	1,008	1,020	0,992	1,012
	CB	1,009	1,023	0,994	1,012
(CARACOLI - MALAMBO 1)	A1-Gen	1,009	1,026	0,996	1,012
	A1-Load	1,008	1,020	0,992	1,012
	CB	1,009	1,024	0,994	1,012
(CARACOLÍ - SILENCIO 110kV)	A1-Gen	1,008	1,025	0,994	1,011
	A1-Load	1,006	1,020	0,993	1,011
	CB	1,007	1,021	0,992	1,011
(CORDIALIDAD - TEBSA 110 kV)	A1-Gen	1,010	1,027	0,994	1,013
	A1-Load	1,009	1,021	0,992	1,012
	CB	1,010	1,024	0,993	1,013
(EL RIO - OASIS (LN-720))	A1-Gen	1,009	1,026	0,995	1,012
	A1-Load	1,008	1,020	0,992	1,012
	CB	1,009	1,023	0,994	1,012
(OASIS - SILENCIO (LN-722))	A1-Gen	1,008	1,024	0,994	1,012
	A1-Load	1,007	1,021	0,994	1,012
	CB	1,006	1,022	0,992	1,012
(T05-SIL)	A1-Gen	1,010	1,012	0,991	1,012
	A1-Load	1,009	1,000	0,987	1,011
	CB	1,009	1,006	0,989	1,011
(SILENCIO - RIOMAR 2 (LN-506))	A1-Gen	1,010	1,036	0,993	1,012
	A1-Load	1,009	1,030	0,990	1,012
	CB	1,009	1,032	0,991	1,011
(LAS FLORES - RIOMAR 2 (LN-535))	A1-Gen	1,009	1,027	0,997	1,012
	A1-Load	1,008	1,022	0,995	1,012
	CB	1,008	1,024	0,995	1,012

Nota: Se ilustra los resultados obtenidos de tensiones para A2 en escenario de demanda máxima. Elaboración propia.

De los resultados de tensiones obtenidos, se observa que para ambas alternativas y en cualquiera de los casos planteados no se presentan violaciones de los límites establecidos en la Resolución CREG 095 de 1995, tanto en operación normal como ante condiciones de contingencias N-1. La cual indica que la tensión en las barras no debe superar el 110%, ni estar por debajo del 90%.

5. Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos de las simulaciones ejecutadas en PowerFactory se logró identificar que la implementación del banco de baterías no genera un impacto a gran escala sobre el comportamiento de la red eléctrica en todos los escenarios de contingencia evaluados. En el caso de que el escenario de falla ocurra sobre uno de los transformadores de potencia de la subestación de conexión, se observa que con la entrada en servicio del banco de baterías el transformador operativo disminuiría considerablemente su cargabilidad. En el caso de que el escenario de falla se produzca sobre una de las líneas de 34,5 kV entre la subestación Silencio y Riomar, la línea que se mantiene operativa presenta sobrecarga en el estado de contingencia a pesar de la entrada en funcionamiento del banco de baterías.

La implementación del banco de baterías no presenta beneficios significativos a corto plazo con la fecha de puesta en operación propuesta por la UPME sobre la cargabilidad de la red en caso de contingencias, para el caso del STR ante la contingencia de la línea Silencio – Oasis a 110 kV se activaría el esquema suplementario de la zona, debido a que la línea Oasis – Centro 110 kV se sobrecargaría, deslastrando así un porcentaje significativo de carga. Ante la puesta en servicio del

SAEB se reflejaría una disminución alrededor de un 10% de la cargabilidad de la línea Oasis – Centro 110 kV por lo que esto representaría un beneficio en la operación del sistema.

Finalmente se concluye que se debería restringir la operación de cargue de las baterías en escenarios de demanda máxima y ante contingencias de activos del SDL. Los beneficios, no muy significativos, de la implementación y operación de estos equipos son visibles es el STR en escenarios de demanda máxima tal como se evidencian en los resultados obtenidos.

Referencias Bibliográficas

- A. Escobar, M. H. (2011). *SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA Y SU APLICACIÓN EN ENERGIAS RENOVABLES*. Pereira, Colombia.: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Chatrung, N. (2019). *Battery Energy Storage System (BESS) and Development of Grid Scale BESS in EGAT*. Thailand: Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), Thailand.
- CNO. (2020). *Acuerdo CNO 1300*. Bogota, Colombia: CNO.
- CREG. (2018). *127 del 2018*. Bogota, Colombia: CREG.
- CREG. (2019). *098*. Bogota, Colombia: MINMINAS.
- J. Castro, M. D. (2019). *Sistemas de almacenamiento mediante baterias electroquimicas. Contribucion a la integracion de energias renovables*. España: Universidad Carlos III de Madrid.
- Manias, S. G. (2012). *Un esquema de control en cascada para un Sistema de almacenamiento de energía de batería conectado a la red (BESS)*. Florencia: IEEE International Energy conference and exhibition (ENERGYCON).
- NEOEN. (2019). *Sistemas de almacenamiento*. Paris: NEOEN.
- Pino, D. E. (2018). *Aplicaciones Técnicas y económicas de sistemas BESS en parques eólicos y fotovoltaicos en el sistema electrico Chileno*. Santiago, Chile: Universidad de Chile.
- Rincón, P. C. (2010). *Fuentes convencionales y no convencionales de energía: estado actual y perspectivas*. Bogota, Colombia: INGENIERIA E INVESTIGACION VOL.30.
- SOLER. (2009).

UPME. (2015). *PLAN DE EXPANSIÓN GENERACION Y TRANSMISION 2015-2029*. Bogota, Colombia: UPME.

UPME. (2019). *Plan de expansión Generación - Transmisión 2015-2029*. Bogota, Colombia: UPME.

UPME. (2019). *PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA Y POTENCIA MAXIMA EN COLOMBIA*. Bogota, Colombia: MINMINAS.

XM. (2020). *Procedimiento para la determinación de procesos de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento con baterías*. Medellin, Colombia: XM.