



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO EN LA
OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL DEBIDO A LA INTEGRACIÓN DE
BATERÍAS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR**

Chrystian Gustavo Celada Benitez

Asesorado por el MSc. Ing. Juan Carlos Pozuelos Buezo

Guatemala, febrero de 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO EN LA
OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL DEBIDO A LA INTEGRACIÓN DE
BATERÍAS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

CHRÝSTIAN GUSTAVO CELADA BENITEZ

ASESORADO POR EL MSC. ING. JUAN CARLOS POZUELOS BUEZO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, FEBRERO DE 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Bladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz Gonzales
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
EXAMINADOR	Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
SECRETARIO	Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO EN LA
OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL DEBIDO A LA INTEGRACIÓN DE
BATERÍAS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Estudios de Postgrado con fecha 7 de noviembre de 2022.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Chrystian Gustavo Celada Benitez', written over the printed name below it.

Chrystian Gustavo Celada Benitez



EEPFI-PP-1623-2022

Guatemala, 7 de noviembre de 2022

Director
Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica
Presente.

Estimado Ing. Rivera

Reciba un cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería.

El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado y aprobado el Diseño de Investigación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL DEBIDO A LA INTEGRACIÓN DE BATERÍAS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR**, el cual se enmarca en la línea de investigación: **Nuevas tecnologías para generación y transmisión de energía eléctrica. - Diseño, operación y regulación de proyectos energéticos con recursos renovables**, presentado por el estudiante **Chrystian Gustavo Celada Benítez** carné número **9530968**, quien optó por la modalidad del "PROCESO DE GRADUACIÓN DE LOS ESTUDIANTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA OPCIÓN ESTUDIOS DE POSTGRADO". Previo a culminar sus estudios en la Maestría en ARTES en Gestion De Mercados Electricos Regulados.

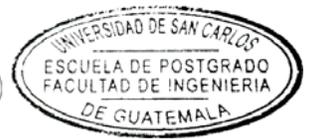
Y habiendo cumplido y aprobado con los requisitos establecidos en el normativo de este Proceso de Graduación en el Punto 6.2, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Décimo, Inciso 10.2 del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011, firmo y sello la presente para el trámite correspondiente de graduación de Pregrado.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"



Mtro. Juan Carlos Pozuelos Buezo
Asesor(a)



Mtro. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador(a) de Maestría



Mtro. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



EEP-EIME-1389-2022

El Director de la Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica de la Facultad de Ingenieria de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el visto bueno del Coordinador y Director de la Escuela de Estudios de Postgrado, del Diseño de Investigación en la modalidad Estudios de Pregrado y Postgrado titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL DEBIDO A LA INTEGRACIÓN DE BATERÍAS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR**, presentado por el estudiante universitario **Chrystian Gustavo Celada Benítez**, procedo con el Aval del mismo, ya que cumple con los requisitos normados por la Facultad de Ingenieria en esta modalidad.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Director
Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica

Guatemala, noviembre de 2022



Decanato
Facultad de Ingeniería
24189101- 24189102
secretariadecanato@ingenieria.usac.edu.gt

LNG.DECANATO.OI.212.2023

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL DEBIDO A LA INTEGRACIÓN DE BATERÍAS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR**, presentado por: **Chrystian Gustavo Celada Benitez**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada

Decana



Guatemala, febrero de 2023

AACE/gaoc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Ser supremo dador de vida, por permitirme concretar una más de mis metas.
Mis padres	Por haberme formado con principios y valores, por su amor, paciencia, comprensión y apoyo incondicional a lo largo de mi vida.
Mis hermanos	Caty, Renato y Ana Eugenia Celada, por su indeleble apoyo fraternal.
Mi esposa	Karen Meléndez, por su amor, confianza y total apoyo en nuestros proyectos de vida.
Mis hijos	María Renée, Sebastian y Paula Celada, a quienes amo entrañablemente.
Mis abuelos	Etelvina López (q. e. p. d.), Alberto Benitez (q. e. p. d.), Elena Robles (q. e. p. d.) y Ernesto Celada (q. e. p. d.), en su memoria con todo mi cariño.
Familia	Tíos, primos y amigos, que de una u otra manera me apoyaron para cumplir metas y conseguir sueños, mi aprecio y agradecimiento sincero.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser el <i>alma mater</i> que me permitió nutrirme de conocimientos.
Facultad de Ingeniería	Por proporcionarme las herramientas que me ha permitido formarme como profesional.
Ente Operador Regional	Por haberme permitido crecer en el ejercicio profesional.
Mis amigos	Por haberme acompañado durante la carrera.
Mi asesor	MSc. Ing. Juan Carlos Pozuelos, por su amistad, apoyo y guía en el desarrollo del trabajo de graduación.
Familia y amigos en general	

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XIII
1. INTRODUCCIÓN	1
2. ANTECEDENTES	3
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	7
3.1. Contexto general	7
3.2. Descripción del problema	10
3.3. Formulación del problema	11
3.4. Delimitación del problema	12
3.4.1. Delimitación contextual	13
3.4.2. Delimitación geográfica	13
3.4.3. Delimitación temporal	13
4. JUSTIFICACIÓN	15
5. OBJETIVOS	17
5.1. General	17
5.2. Específicos	17
6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE LA SOLUCIÓN	19

7.	MARCO TEÓRICO	21
7.1.	Recursos naturales renovables	21
7.2.	Energía solar fotovoltaica	21
7.3.	Sistema fotovoltaico	23
7.4.	Sistemas de almacenamiento de energía	25
7.4.1.	Tecnologías del almacenamiento	25
7.4.2.	Selección del almacenamiento	27
7.5.	Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional	33
7.6.	Mercado eléctrico regional	33
7.7.	Sistema eléctrico regional	33
7.8.	Red de transmisión regional	34
7.9.	Modelo de simulación SDDP	34
7.9.1.	El problema de despacho	34
7.9.2.	Función objetivo	36
8.	PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS	39
9.	METODOLOGÍA	41
9.1.	Características del estudio	41
9.1.1.	Diseño de investigación	41
9.1.2.	Enfoque de la investigación	41
9.1.3.	Alcance de la investigación	42
9.1.4.	Unidad de análisis	42
9.1.5.	Variables e indicadores	42
9.2.	Fases del estudio	44
9.2.1.	Fase 1: investigación	44
9.2.2.	Fase 2: <i>benchmarking</i>	44
9.2.3.	Fase 3: identificación de generadores solares	45

9.2.4.	Fase 4: conformación de los escenarios de estudio	45
9.2.5.	Fase 5: obtención de resultados.....	45
9.3.	Resultados esperados.....	45
10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN.....	47
10.1.	Métodos de análisis de datos	47
10.1.1.	Estimaciones de las variables.....	48
10.1.2.	Variaciones.....	48
10.1.2.1.	Variación de los precios marginales	48
10.1.2.1.1.	Variación porcentual de los precios marginales.....	49
10.1.2.2.	Variación del costo operativo.....	50
10.1.2.3.	Variación porcentual del costo operativo.....	50
11.	CRONOGRAMA.....	53
12.	FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO	55
12.1.	Recurso humano	55
12.2.	Equipo informático y recurso tecnológico	55
12.3.	Acceso a la información.....	55
12.4.	Fuentes de financiamiento.....	56
13.	REFERENCIAS.....	57

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Capacidad de generación instalada en los países de América Central en el año 2021	8
2.	Expansión de generación solar fotovoltaica estimada para los países de América Central (en MW)	9
3.	Árbol del problema	11
4.	Tipos de células fotovoltaicas	22
5.	Esquema de un sistema fotovoltaico.....	24
6.	Clasificación de sistemas de almacenamiento de energía en términos de tipo de energía.....	26
7.	Matriz de duración de descarga y frecuencia de descarga	28
8.	Potencia nominal, energía y duración de la descarga.....	29
9.	Potencia nominal y duración de la descarga a potencia nominal.....	31
10.	Ciclo de vida eficiente de las tecnologías de almacenamiento de energía.....	32
11.	Proceso de decisión del despacho hidrotérmico	35

TABLAS

I.	Variables e indicadores	43
II.	Cronograma de actividades	53
III.	Estimación de gastos para el desarrollo de la investigación	56

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
\$	Dólar estadounidense
h	Horas
kW	Kilovatio
kV	Kilovoltio
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
%	Porcentaje
P	Potencia
W	Vatio

GLOSARIO

AGC	Control automático de generación.
BEV	Batería para vehículo eléctrico.
CAES	Almacenamiento de energía por aire comprimido.
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
DLC	Capacitor de doble capa.
EOR	Ente Operador Regional.
ERV	Energías renovables variables.
FES	Almacenamiento de energía por volante de inercia.
H2	Almacenamiento de hidrógeno.
IEA	Agencia Internacional de la Energía.
IEC	International Electrotechnical Commission
IRENA	Agencia Internacional de las Energías Renovables.
LA	Batería de ácido sólido.

Li-Ion	Batería de iones de litio.
MER	Mercado eléctrico regional.
MIT	Instituto Tecnológico de Massachusetts.
NaS	Batería de azufre de sodio.
ODS	Operador del Sistema Eléctrico de Honduras.
OS	Operador del sistema eléctrico.
PHS	Almacenamiento por hidro bombeo.
RFB	Batería de flujo Redox.
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
RTR	Red de transmisión regional.
SDDP	Programación dinámica dual estocástica.
SMES	Almacenamiento con superconductor magnético.
SNG	Gas natural sintético.
SAE	Sistemas de almacenamiento de energía.
SAEB	Sistemas de almacenamiento de energía con baterías.

SER

Sistema eléctrico regional.

UPS

Sistema de alimentación ininterrumpida.

RESUMEN

El impacto económico en la operación del sistema eléctrico regional debido a la integración de sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEB) en centrales de generación solar fotovoltaica puede ser significativo. La adición de baterías permite almacenar la energía generada por las centrales solares durante el día y liberarla para su uso durante la noche o en períodos de máxima demanda, con lo que aumenta la disponibilidad y fiabilidad de las centrales solares y en consecuencia se reduce la necesidad de recursos de respaldo convencionales, como centrales termoeléctricas o hidroeléctricas.

No obstante, existen desafíos económicos en la integración de baterías, tomando en cuenta los costos asociados a su instalación y mantenimiento. Además, es posible que se requieran cambios en la regulación para una adecuada integración de baterías en los sistemas eléctricos.

En resumen, la integración de baterías en centrales de generación solar fotovoltaica puede tener un impacto económico positivo en la operación del sistema eléctrico regional, sin embargo, es importante no solo considerar sus ventajas, sino también sus costos y desafíos antes de tomar una decisión.

1. INTRODUCCIÓN

En esta investigación se ha propuesto determinar el impacto económico que produciría en la operación del sistema eléctrico de América Central la implementación de sistemas de almacenamiento de energía por medio de baterías (SAEB), como complemento en las centrales de generación solar fotovoltaica, principalmente para el aprovechamiento del recurso y la minimización del reto operativo que conlleva el despacho de este tipo de recurso.

Una tarea importante para los operadores de sistemas eléctricos es mantener el balance generación – demanda en tiempo real, sin embargo las energías renovables solares y eólicas han agregado un reto operacional importante, debido que la generación de estas tecnologías depende de la disponibilidad de los recursos primarios (sol y viento), los cuales no es posible almacenar y dependen de las condiciones climáticas imperantes y del período horario, de tal manera que la generación varía a lo largo del tiempo.

Para afrontar el reto operativo que imponen las energías renovables toman relevancia los pronósticos de demanda y generación renovable con mucha precisión, pero adicionalmente provisiones de reservas con recursos convencionales, como hidroeléctricas o termoeléctricas, para asegurar que el sistema pueda responder rápidamente ante las pérdidas y reducciones de las energías renovables. Estas situaciones representan mayores costos en la operación del sistema, los cuales a su vez inducirán incrementos en los precios de suministro.

En esta investigación, enmarcada en la Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados por medio de la línea de investigación de diseño, operación y regulación de proyectos energéticos con recursos renovables, se propone estimar el impacto económico en la operación del sistema eléctrico regional debido a la integración de SAEB acoplados a las centrales solares fotovoltaicas, lo cual se podrá evidenciar realizando una comparación entre dos situaciones operativas, con y sin SAEB, simuladas por medio del software de despacho hidrotérmico SDDP, entregando como salidas fundamentales la estimación de los costos operativos y los precios marginales en el sistema eléctrico, como señales económicas de factibilidad.

2. ANTECEDENTES

Entre diferentes estudios realizados sobre implementación de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE), dependiendo de la región o país, el horizonte de análisis y del objetivo del estudio, los resultados pueden ser contrapuestos, por cuanto el interés de abordar el tema surge de la observación del avance tecnológico y la tendencia de abaratamiento de los equipos, así como el enfoque de las aplicaciones en la operación de los sistemas eléctricos, pero también los criterios para la selección óptima de los equipamientos.

Al respecto de las energías renovables variables (ERV), IRENA expone en su publicación *RE-organising power systems for the transition*, que los sistemas de energía con una alta proporción de ERV plantea mayores desafíos de integración, teniendo en cuenta su alta incertidumbre y variabilidad, pero soluciones de acoplamiento como el uso de sistemas de almacenamiento ayudan a mitigar estos desafíos (IRENA, 2022).

Con relación al análisis de beneficio de SAE, la IEA (2022) en su reporte de seguimiento sobre *Almacenamiento de Energía* refiere que un enfoque preferido para priorizar las aplicaciones de más fácil acceso se basa en la necesidad de acoplar las energías renovables variables con sistemas de almacenamiento alineando su remuneración a los beneficios que producen en el sistema.

Massachusetts Institute of Technology (2022) expone en su estudio *The future of Energy Storage*, que los sistemas profundamente descarbonizados con abundantes sistemas de energía con almacenamiento dominantes de ERV, impactará en la distribución de los precios marginales de la energía, con muchas

horas de precios cero o muy bajos y más horas de precios altos, en comparación con los precios mayoristas actuales. Lo anterior deriva de los costos fijos (de capital) relativamente altos y costos operativos relativamente bajos, comparados con los sistemas de energía actuales que dependen en gran medida de generadores térmicos.

El mismo estudio del MIT señala también que la tendencia de los precios mayoristas futuros de la electricidad, así como el objetivo de descarbonizar otros sectores a través de la electrificación (con electricidad descarbonizada), refuerzan el beneficio de adoptar opciones de gestión de carga y precios minoristas para recompensar a los consumidores por cambiar los usos de electricidad en los momentos en que los precios mayoristas altos dan señales de escasez así como cuando los precios mayoristas bajos dan señales de abundancia.

Argyrou, Christodoulides y Kalogirou (2018) refieren que los SAE son elementos clave para un nuevo mundo energético inteligente, basado principalmente en las diferentes formas de energías renovables, reforzando la calidad, la estabilidad y la fiabilidad de los sistemas. Sin embargo, para seleccionar el método de almacenamiento adecuado deben considerarse varios parámetros, como el costo de capital y costo operativo, la densidad de potencia y la densidad de energía, la vida útil, el ciclo de vida y la eficiencia.

Por otra parte, Wei, Wu, Wang, Mei, y Catalao (2020), para la selección de la capacidad óptima de SAE, en su estudio *Impact of Energy Storage on Economic Dispatch of Distribution Systems: A Multi-Parametric Linear Programming Approach and Its Implications*, proponen un modelo lineal multiparamétrico para cuantificar el impacto económico de los SAE en la operación de sistemas de distribución, llegando a dos conclusiones generales

interesantes, la primera relacionada a la inversión, para la que refieren que los mayores beneficios en función de la capacidad de carga se obtienen cuando la capacidad de carga o la capacidad de energía es muy pequeña; y la segunda relativa a la relación óptima energía-potencia, la cual determinan en valores entre 5 y 6 como resultado de la función de valor óptimo propuesto.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las centrales solares fotovoltaicas aportan energía a los sistemas eléctricos, pero debido a la variabilidad del recurso primario, esta energía no es gestionable, es decir, que la energía que estas inyectan a la red no es necesariamente la que se requiere para atender los requerimientos de la demanda, sino la que se recoge de los paneles solares, pudiendo ser que esta inyección sea mejor en otras horas donde la demanda es mayor. Adicionalmente, la variabilidad de esta generación demanda reservas en el sistema, debido a lo cual la participación de la generación solar genera un costo en la operación de los sistemas. Así mismo, existen otros factores, como la regulación primaria de frecuencia y la inercia en el sistema que se deprimen cuando se conecta un generador solar, lo cual resulta en una limitante para la penetración de este tipo de generación.

Sin embargo, estos problemas pueden solucionarse con la incorporación de SAE, de manera que la energía generada con fuentes renovables se vuelve gestionable, llevando la energía a horas de mayor necesidad, pero también reducen la reserva requerida por variabilidad, y en su lugar aportan flexibilidad al sistema. Todo esto debería reflejarse en una reducción del costo operativo, costo de reserva, y como consecuencia perfiles de precios marginales más favorables para los consumidores.

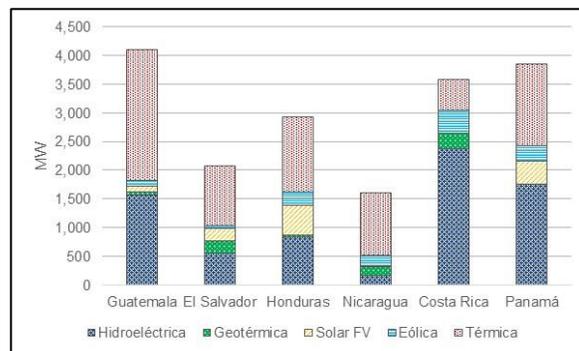
3.1. Contexto general

En los países centroamericanos se ha observado una incipiente incorporación de centrales de generación solar fotovoltaica; en el año 2012 se

tiene registro de la primera planta fotovoltaica de 1 MW en Costa Rica y en el año 2014 los primeros 5 MW en Guatemala con el inicio de operaciones de la central solar Sibó. El año 2015 es trascendental, debido que entran en operación 15 proyectos que agregan 477.3 MW de capacidad solar fotovoltaica en la región, los proyectos Horus 1 y 2 con 80 MW de capacidad en Guatemala, el proyecto solar Chiriquí de 9 MW en Panamá, y 12 proyectos en Honduras con una capacidad acumulada de 388 MW. En los siguientes años se han incorporado gradualmente otros proyectos, de tal manera que en el año 2021 el Ente Operador Regional (EOR) reportó 1,240.9 MW de capacidad instalada de centrales fotovoltaicas a lo largo de la región de América Central, sin contabilizar las instalaciones pequeñas conectadas en las redes de distribución; los países con mayor capacidad instalada son Honduras, Panamá, El Salvador y Guatemala, con 510.8 MW, 399.2 MW, 219 MW y 92.5 MW, respectivamente, los restantes 19.4 MW se encuentran instalados en Nicaragua y Costa Rica.

En la siguiente figura se muestra la capacidad de generación instalada por tipo de recurso en los países de América Central para el año 2021.

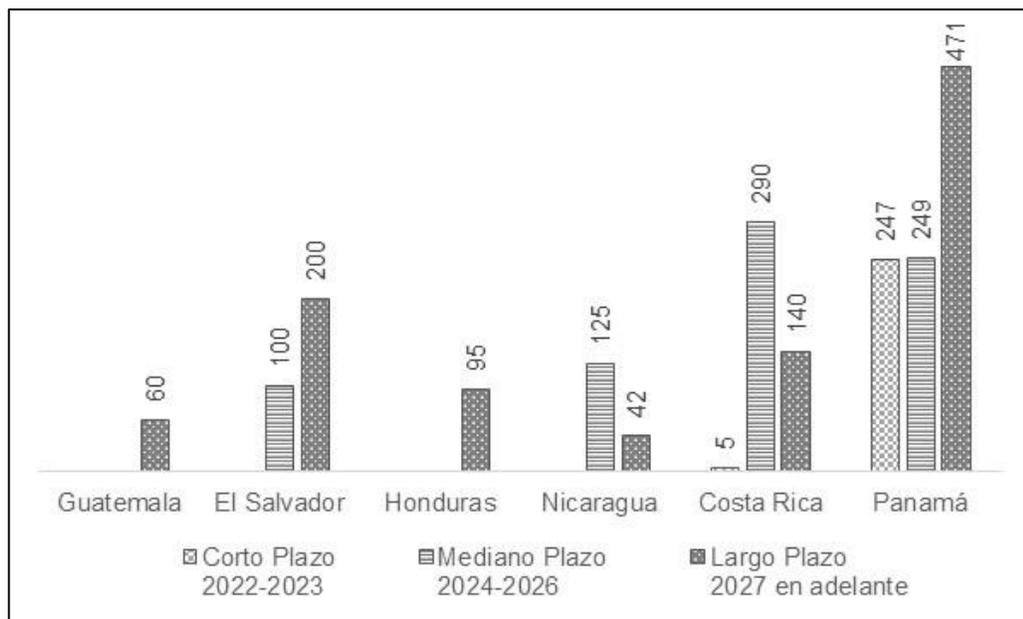
Figura 1. **Capacidad de generación instalada en los países de América Central en el año 2021**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Con relación a los proyectos para desarrollar la expansión de generación, el EOR refiere, que entre los años 2022 y 2026 se consideran más de 1,000 MW en proyectos solares con alta certidumbre para la región y otros 1,000 MW de este tipo de proyectos definidos como posibles opciones para la expansión de largo plazo, a partir del año 2027 en adelante.

Figura 2. **Expansión de generación solar fotovoltaica estimada para los países de América Central (en MW)**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Debido a la dinámica con la que se han incorporado las centrales fotovoltaicas en los sistemas de la región, los operadores de los sistemas (OS) han experimentado desafíos para la operación, principalmente relacionados con la variabilidad y la incertidumbre de este tipo de generación, pero también debido a la proporción de este tipo de energía respecto de la demanda que se espera servir y las condiciones operativas imperantes en los sistemas.

De esa cuenta varias investigaciones muestran que estos retos pueden abordarse por medio de la implementación de SAE.

3.2. Descripción del problema

Los sistemas eléctricos con alta penetración de ERV deben afrontar desafíos operativos, debido a la variabilidad del recurso y a la proporción de este tipo de generación con relación a los otros recursos previstos para el despacho, así como la demanda que se requiere suministrar. Debido a estas situaciones, los sistemas han requerido contar con suficientes reservas para garantizar su operación segura y confiable, lo que tiene un efecto directo en los costos operativos.

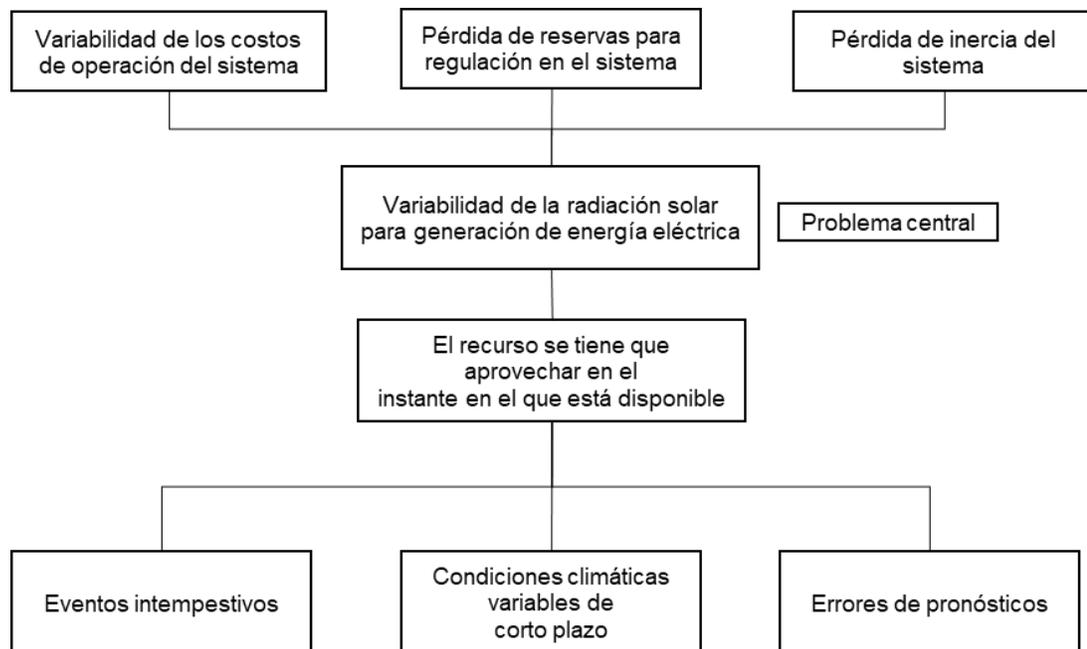
Esta situación es una realidad en Centroamérica, tal es el caso del sistema eléctrico de Honduras, con 2,937.2 MW de capacidad instalada en el año 2021, de la cual el 25.4 % corresponde a ERV, mayormente solar fotovoltaica (el 68 % de estas), la cual se encuentra concentrada en los departamentos de Choluteca y Valle, localizados geográficamente en el sur del país, muy distantes del centro de carga del sistema que se encuentra localizado en los departamentos de San Pedro Sula y Tegucigalpa, en la zona norte del territorio. Esta situación requirió que el Operador del Sistema de Honduras (ODS) estableciera criterios y procedimientos operativos para gestionar la generación renovable (ODS, 2022).

Señalando dentro de las principales limitantes para despachar de este tipo de generación su alta variabilidad con afectación en los límites de reserva para regulación secundaria de frecuencia en el control automático de generación (AGC), así como el exceso de este tipo de recurso en relación a la demanda que se debe suministrar, a la vez que se debe tener en cuenta los requerimientos de generación térmica con restricciones operativas (mínimos técnicos, rampas de

subida y bajada o tiempos de operación), y otras condiciones operativas particulares del Sistema Interconectado Nacional hondureño (SIN).

Tomando en consideración lo expuesto, se presenta a continuación el esquema que describe el árbol del problema:

Figura 3. **Árbol del problema**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Visio.

3.3. **Formulación del problema**

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, se plantean a continuación las preguntas que dieron vida al problema:

- **Pregunta central**
 - ¿Cómo evaluar el impacto económico en el costo operativo del sistema eléctrico regional, debido a la implementación de sistemas de almacenamiento con baterías en proyectos de generación solar?

- **Preguntas auxiliares**

Para responder a la interrogante central se deberán contestar las siguientes preguntas auxiliares:

- ¿De qué manera se pueden identificar los distintos tipos de baterías disponibles para acoplar a proyectos de generación solar del sistema eléctrico regional?

- ¿Qué capacidades de almacenamiento serán evaluadas los proyectos de generación solar?

- ¿Qué aspectos considerar para estimar el impacto económico en el costo operativo del sistema eléctrico regional por la implementación de sistemas de almacenamiento con baterías en los proyectos de generación solar?

3.4. Delimitación del problema

A continuación, se presenta la delimitación del problema de investigación:

3.4.1. Delimitación contextual

El problema de investigación se contextualiza en la región de América Central, para lo cual se utilizará una base de datos energética del EOR, en la que se incorporarán SAEB a las centrales de generación solar fotovoltaica que ya se encuentran operativas, así como las centrales proyectadas para la expansión de generación, de tal manera que sea posible estimar el impacto económico por medio de la simulación operativa del sistema.

3.4.2. Delimitación geográfica

El problema de investigación se delimitará a los países de Centro América y Panamá, siendo estos los países que conforman el Mercado Eléctrico Regional (MER), así como el Sistema Eléctrico Regional (SER) el cual integran por medio de las interconexiones eléctricas de los seis sistemas.

3.4.3. Delimitación temporal

El estudio se enmarcará en un horizonte de diez años, partiendo del año 2023 y finalizando en el año 2032, con el propósito de tener un período de análisis considerablemente amplio que permita estimar el impacto económico de la implementación de los SAEB comparado con su vida útil y correspondientes costos de inversión.

4. JUSTIFICACIÓN

La realización de la presente investigación se justifica en la Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados, en la línea de investigación de diseño, operación y regulación de proyectos energéticos con recursos renovables. Con esta investigación se aportará información técnica y económica relacionada a SAEB para integrar con centrales de generación solar fotovoltaica, que sean de utilidad a planificadores e inversionistas con miras a implementar este tipo de proyectos en la región de América Central.

En este trabajo se analiza la integración de SAEB en centrales solares fotovoltaicas del SER, con el objetivo de estimar su impacto económico en el costo de operación del sistema, y su consecuencia en los precios marginales.

El resultado del trabajo beneficiará a los planificadores, operadores de los sistemas y potenciales inversionistas de los países centroamericanos, ya que ofrecerá señales económicas y de desempeño energético de los SAEB en la operación del sistema, como herramientas para la toma de decisión.

También beneficiará a la población centroamericana, teniendo en consideración que el propósito final de este tipo de estudios es la búsqueda de alternativas para optimizar los recursos que garanticen el suministro energético a menor costo.

5. OBJETIVOS

5.1. General

Estimar el impacto económico en la operación del sistema eléctrico regional de América Central debido a la implementación de sistemas de almacenamiento con baterías en los proyectos de generación solar.

5.2. Específicos

- Identificar los distintos tipos de baterías disponibles en el mercado para implementar en los proyectos de generación solar del sistema eléctrico regional de América Central.
- Determinar las capacidades de los sistemas de almacenamiento que se deben asociar a cada proyecto de generación solar instalado en el sistema eléctrico regional de América Central.
- Comparar los costos operativos y precios marginales estimados para el sistema eléctrico regional, con y sin sistemas de almacenamiento con baterías asociados a proyectos de generación solar.

6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE LA SOLUCIÓN

En este estudio se pretende establecer el impacto económico en la operación del SER de América Central, debido a la integración de SAEB acoplados a las centrales de generación solar fotovoltaica, y en consecuencia su efecto en los precios marginales. La evaluación se enmarcará en los países de Centroamérica y Panamá, siendo que estos conforman el SER, por lo que los análisis y resultados que se presentarán podrán ser de utilidad para las entidades planificadoras de los países que conforman el MER, así como los Agentes que pertenecen a este mercado, para el desarrollo de estudios de esta misma índole o para otros similares.

Para dar solución al problema planteado se simulará la operación del SER con un horizonte de 15 años, utilizando como referencia el caso de estudio del Planeamiento Operativo más reciente publicado por el EOR. Se realizará una simulación del caso de referencia que corresponderá a la situación actual del SER, en la que las centrales de generación solar fotovoltaica no cuentan con SAEB, y otra en la que son integrados SAEB acoplados a dichas centrales generadoras. Los resultados de ambas simulaciones serán comparados para determinar el impacto económico en la operación del sistema.

En cuanto a la originalidad del tema, es importante mencionar que no se conoce ningún estudio de esta misma naturaleza en ninguno de los países de la región centroamericana, ni tampoco se ha realizado un estudio de este tipo a nivel de tesis de posgrado. De acuerdo con lo expuesto y considerando que la maestría de Gestión de Mercados Eléctricos Regulados cuenta con un área relacionada con el análisis e impactos de la innovación tecnológica, se considera

pertinente realizar estudios por profesionales expertos en sus respectivos ámbitos, a fin de que brinden aportes para la comunidad profesional del sector eléctrico centroamericano, pero también para otras cohortes y licenciaturas que se relacionen con temas energéticos y de mercados eléctricos.

Es importante mencionar que para el desarrollo del estudio se cuentan con la herramienta informática adecuada para realizar las simulaciones operativas, puesto que el investigador labora en el EOR y cuenta con la autorización del desarrollador de la herramienta para su uso en este estudio, en tanto que la información que se utilizará como insumo en el modelo y los análisis provendrá de los estudios de Planeamiento Operativo disponibles en el sitio web del EOR.

7. MARCO TEÓRICO

7.1. Recursos naturales renovables

Según Vega y Ramírez (2014) indica que:

Se denominan recursos naturales a los propios del suelo y del mar, donde se encuentran los principales productos bióticos, como los animales, peces, bosques y plantas. Estos recursos se consideran renovables si su tasa de recuperación es superior a la de su extracción. (p. 21)

Al respecto Méndez y Cuervo (2007), indican que “las energías renovables son aquellas que se producen de manera continua y son inagotables a escala humana. Además, tienen la ventaja adicional de poder complementarse entre sí, favoreciendo la integración entre ella” (p. 16).

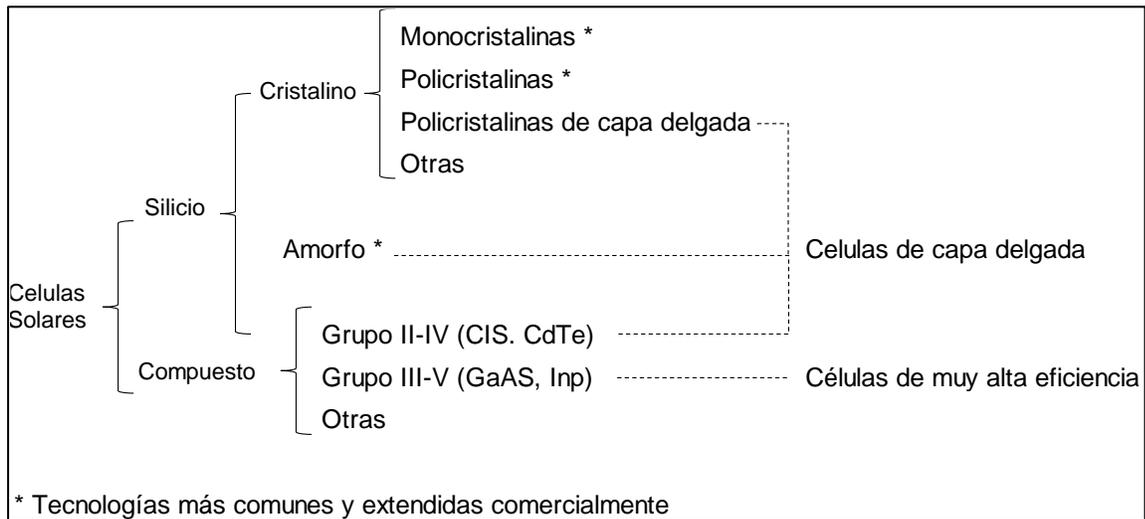
Se consideran renovables también la energía solar, la cual es inagotable, la energía del viento y del agua, originados también por la energía del sol, principal fuente de energía del planeta Tierra. La geotermia también se considera recurso renovable, por la inmensa cantidad de este recurso.

7.2. Energía solar fotovoltaica

“La energía solar fotovoltaica permite transformar la radiación solar en energía eléctrica, por medio de células fotovoltaicas” (Méndez y Cuervo, 2007, p. 28).

En el mercado existen varias tecnologías de células fotovoltaicas; Carta, Calero, Colmenar y Castro (2009), presentan una clasificación de las más comunes, la cual se presenta en la siguiente figura:

Figura 4. **Tipos de células fotovoltaicas**



Fuente: elaboración propia, con información de Carta *et. al.* (2009). *Centrales de energías renovables. Generación eléctrica con energías renovables.*

Las células de silicio monocristalino son las más utilizadas en la actualidad y son fabricadas a base de lingotes puros de silicio (los mismos que los utilizados en la fabricación de chips electrónicos), mientras que las células policristalinas se fabrican a partir de piezas de silicio monocristalino refundido. En este último caso se obtiene una eficiencia menor a las células monocristalinas, sin embargo, su coste de fabricación es menor. Las células de silicio amorfo se obtienen a partir de la deposición de capas delgadas sobre vidrio, su eficiencia es menor que las células de silicio cristalino y por esta razón se utilizan en aplicaciones de pequeña potencia, como calculadoras, relojes y otras (Pep, 2007).

En el caso de las células compuestas, el semiconductor es aplicado de forma pulverizada sobre un substrato, el cual no requiere ser cortado como ocurre con las células cristalinas. Entre este tipo de células podemos mencionar las de seleniuro de cobre e indio (CIS), las de telurio de cadmio (CdTe), así como las de arseniuro de galio (GaAS) y las de fosforo de indio (InP).

7.3. Sistema fotovoltaico

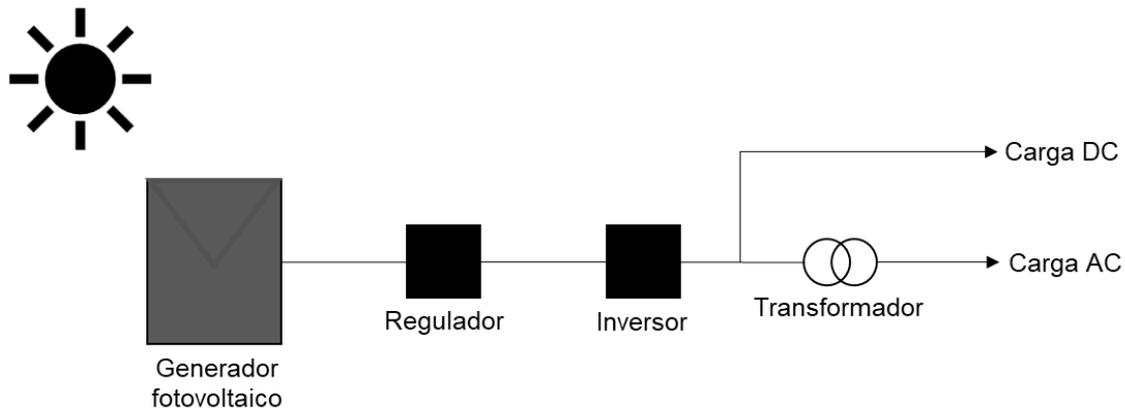
Méndez y Cuervo (2007), definen los sistemas fotovoltaicos como “un conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para la energía solar y transformarla en energía eléctrica” (p. 16).

Los mismos autores refieren que los sistemas fotovoltaicos pueden conformarse de forma variada, y definen dentro de los componentes esenciales los siguientes:

- Generador fotovoltaico: células fotovoltaicas en arreglos modulares, encargados de captar la radiación solar y convertirla en energía eléctrica.
- Inversor: equipo encargado de convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, ya sea para alimentar directamente la carga en sistemas aislados, o para inyectar la energía a la red eléctrica.
- Elementos de protección: elementos para proteger el sistema en caso de falla o sobrecarga.

En la figura que sigue a continuación se presenta el esquema básico de un sistema solar fotovoltaico.

Figura 5. **Esquema de un sistema fotovoltaico**



Fuente: elaboración propia, con información de Méndez y Cuervo. (2007). *Energía solar fotovoltaica*.

La tecnología fotovoltaica permite alimentar instalaciones aisladas de la red eléctrica, conectarse cerca de los puntos de consumo como sistemas de generación distribuida o conformar granjas solares conectadas a la red de alta tensión. En el primer caso, el sistema producirá energía eléctrica siempre que haya sol, o se puede complementar con baterías, de tal manera que durante el día se pueda almacenar energía para su uso durante la noche.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, ya sea como generación distribuida o como granjas solares en redes de alta tensión, por lo general están conectados directamente a la red, inyectando la energía generada durante las horas de insolación. En este caso generalmente se prescinde de baterías debido a su alto coste, de tal manera que los sistemas fotovoltaicos resulten económicamente viables.

7.4. Sistemas de almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía es una parte clave de la red eléctrica de nueva generación, jugando un papel importante en la penetración y aprovechamiento de las energías renovables (Zhang *et. al.*, 2021).

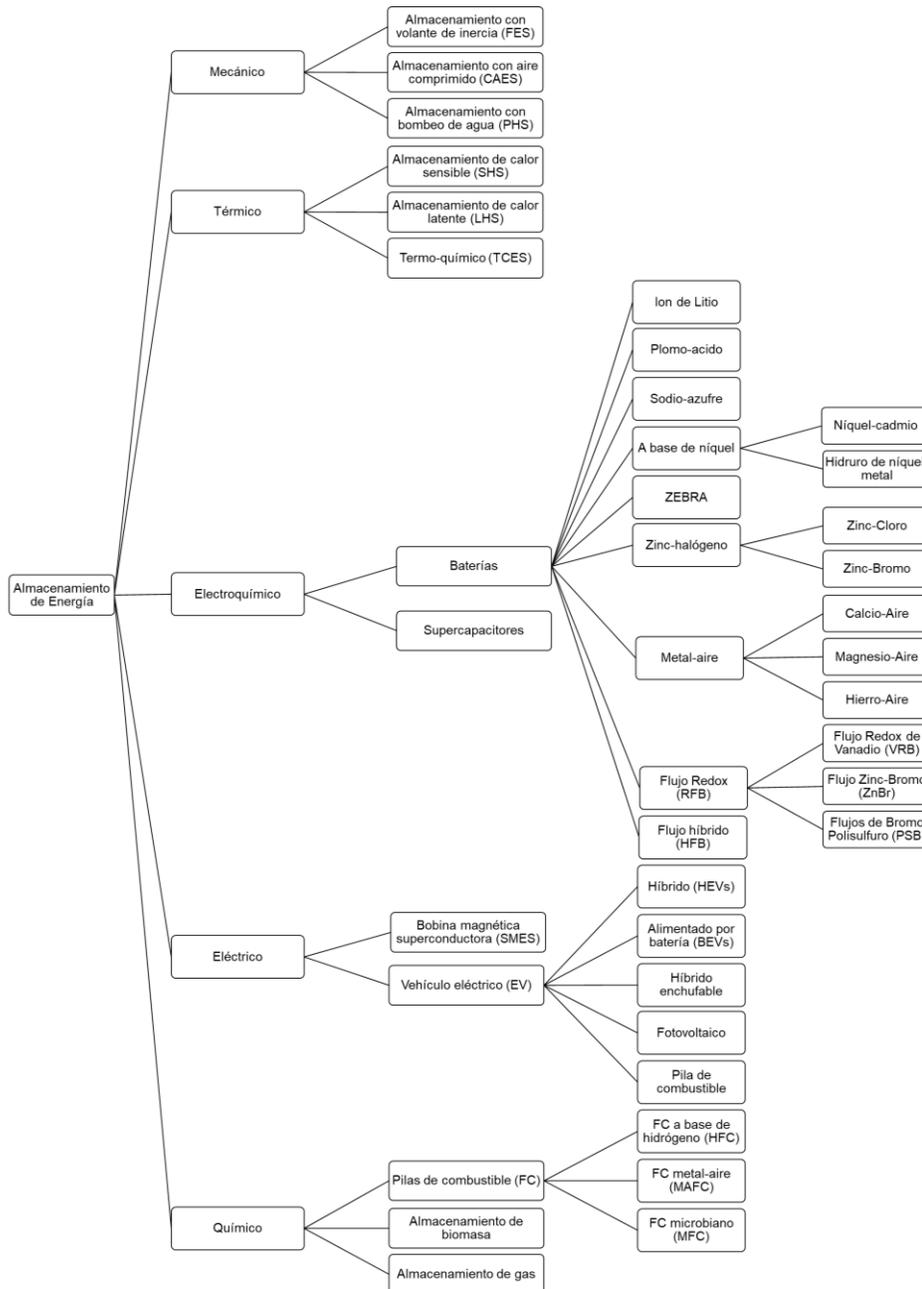
Esto porque su implementación será determinante para la eficiencia del sistema, y por lo tanto para su costo de operación (Olabi, Onumaegbu, Wilberforce, Ramadan, Abdelkareem y Al – Alami, 2021).

7.4.1. Tecnologías del almacenamiento

Los SAE pueden clasificarse según las características de interés, como pueden ser sus propiedades de almacenamiento o su funcionalidad. De acuerdo con el tipo de energía, podemos identificar cuatro tipos fundamentales de SAE: mecánico, térmico, electroquímico, eléctrico y químico.

En la siguiente figura se muestra la clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía en un esquema detallado.

Figura 6. **Clasificación de sistemas de almacenamiento de energía en términos de tipo de energía**



Fuente: elaboración propia, con información de Zhang *et. al.* (2021). *A review of technologies and applications on versatile energy storage systems.*

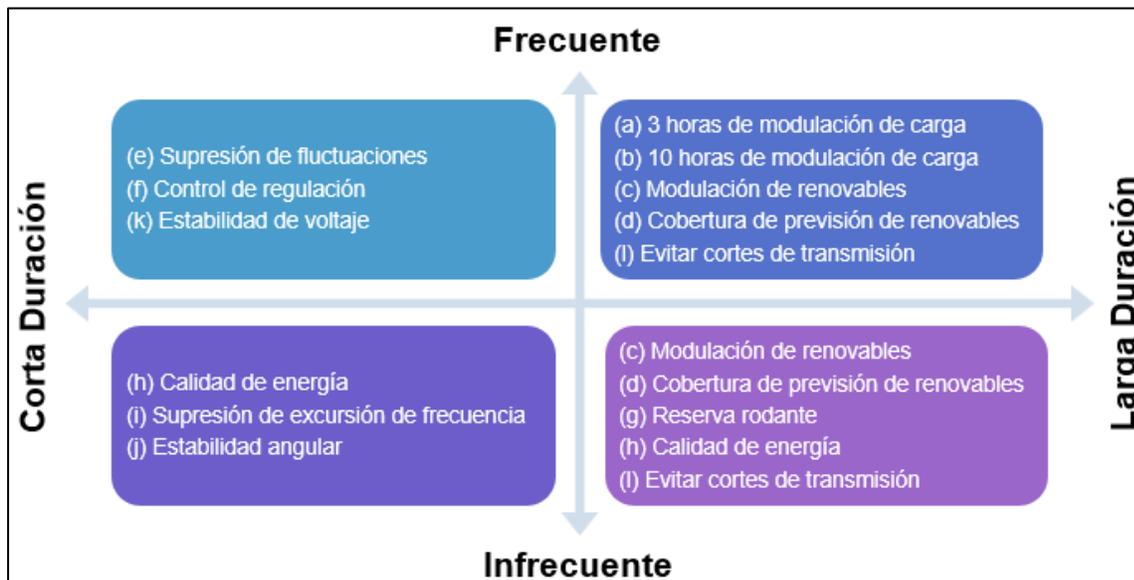
7.4.2. Selección del almacenamiento

El método de almacenamiento adecuado debe seleccionarse en función de varios parámetros, como el costo de capital y operativo, la densidad de potencia, la densidad de energía, la vida útil y el ciclo de vida y la eficiencia, así como la capacidad y la portabilidad (Argyrou *et. al.*, 2018).

por su parte Carnegie, Gotham, Nderitu y Preckel (2013), sugieren que debe considerarse la aplicación específica para la que se utilizará la tecnología, puesto que hay una amplia variedad de aplicaciones potenciales, muchas con requisitos técnicos muy diferentes que pueden cumplirse mejor con diferentes tecnologías.

En este sentido Carnegie *et. al.* (2013), exponen que es posible clasificar la aplicación con base en dos criterios, la duración de la descarga y la frecuencia de dicha descarga, siendo posible que algunas aplicaciones puedan clasificarse tanto para corta duración como para larga duración, o bien para descarga frecuente o infrecuente, de tal manera que una misma tecnología de almacenamiento puede utilizarse para más de una aplicación. Para explicar lo anterior plantean una matriz en la que clasifican las diferentes aplicaciones de los SAE en cuatro cuadrantes, delimitados por los dos criterios indicados.

Figura 7. **Matriz de duración de descarga y frecuencia de descarga**



Fuente: elaboración propia, con información de Carnegie *et al.* (2013). *Utility Scale Energy Storage Systems*.

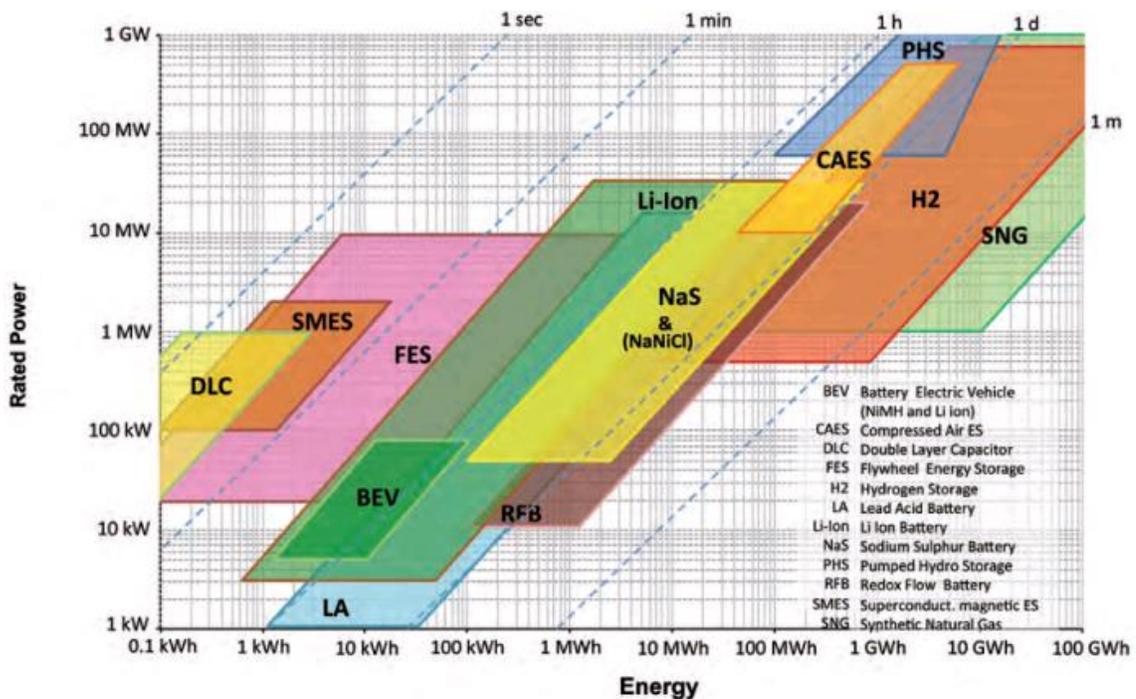
Para integración de ERV pueden utilizarse sistemas de almacenamiento con descargas de larga duración, que requieren suficiente capacidad de almacenamiento para descargas prolongadas (generalmente una o más horas), para aplicaciones de arbitraje de energía; sistemas con descargas de corta duración, que valoran la capacidad de carga o descarga rápida (generalmente de unos segundos a varios minutos), para aplicaciones de control de regulación, así como descargas frecuentes, que requieren que la energía almacenada se descargue y recargue en más de 20 ocasiones al año o que se realice en ciclos continuos (Carnegie *et al.*, 2013).

Con relación a la adecuada selección del SAE, Carnegie *et al.* (2013), sugieren evaluar tres comparaciones; la primera que relaciona la potencia nominal, la energía nominal y la duración de la descarga, la segunda con base

en la potencia nominal y duración de la descarga a potencia nominal, y la tercera en función de la duración de las descargas respecto de la potencia nominal.

A continuación, se presentan las figuras para realizar los tres análisis comparativos, así como una breve explicación de cada una de ellas.

Figura 8. **Potencia nominal, energía y duración de la descarga**



Fuente: Carnegie *et. al.* (2013). *Utility Scale Energy Storage Systems*.

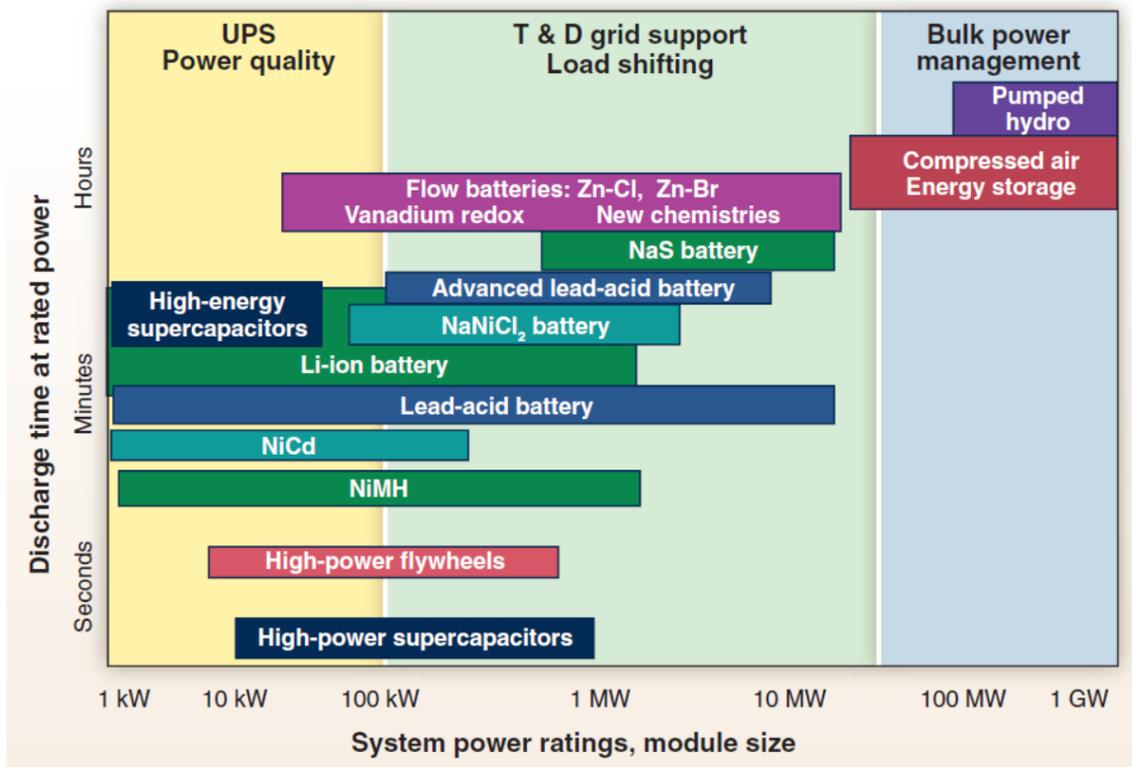
En este gráfico logarítmico doble, la potencia nominal (kW) se compara con el contenido de energía (kWh) de los SAE, pero también es posible distinguir el tiempo de descarga nominal a potencia nominal, abarcando un rango de segundos a meses (IEC, 2011).

Como puede observarse, las tecnologías en la parte inferior izquierda (capacitores de doble capa, SMES y FES) se utilizan principalmente para aplicaciones de potencia, mientras que, al avanzar en el gráfico hacia la esquina superior derecha, las tecnologías son más idóneas para las aplicaciones energéticas (Carnegie *et. al.*, 2013)

Si bien no todos los SAE están actualmente disponibles comercialmente en los rangos que se muestran en el gráfico, se espera que todos se vuelvan importantes. Se puede considerar también que la mayoría de las tecnologías podrían implementarse con una potencia y una capacidad energética aún mayores, ya que tienen un diseño modular, con algunas excepciones como PHS y algunas restricciones para el almacenamiento subterráneo de H₂, SNG y CAES (IEC, 2011).

La segunda comparación que sugieren Carnegie *et. al.* (2013), es útil para determinar la tecnología más adecuada para un beneficio particular, y se basa en la potencia de salida con relación a la velocidad de descarga.

Figura 9. **Potencia nominal y duración de la descarga a potencia nominal**



Fuente: Carnegie *et. al.* (2013). *Utility Scale Energy Storage Systems*.

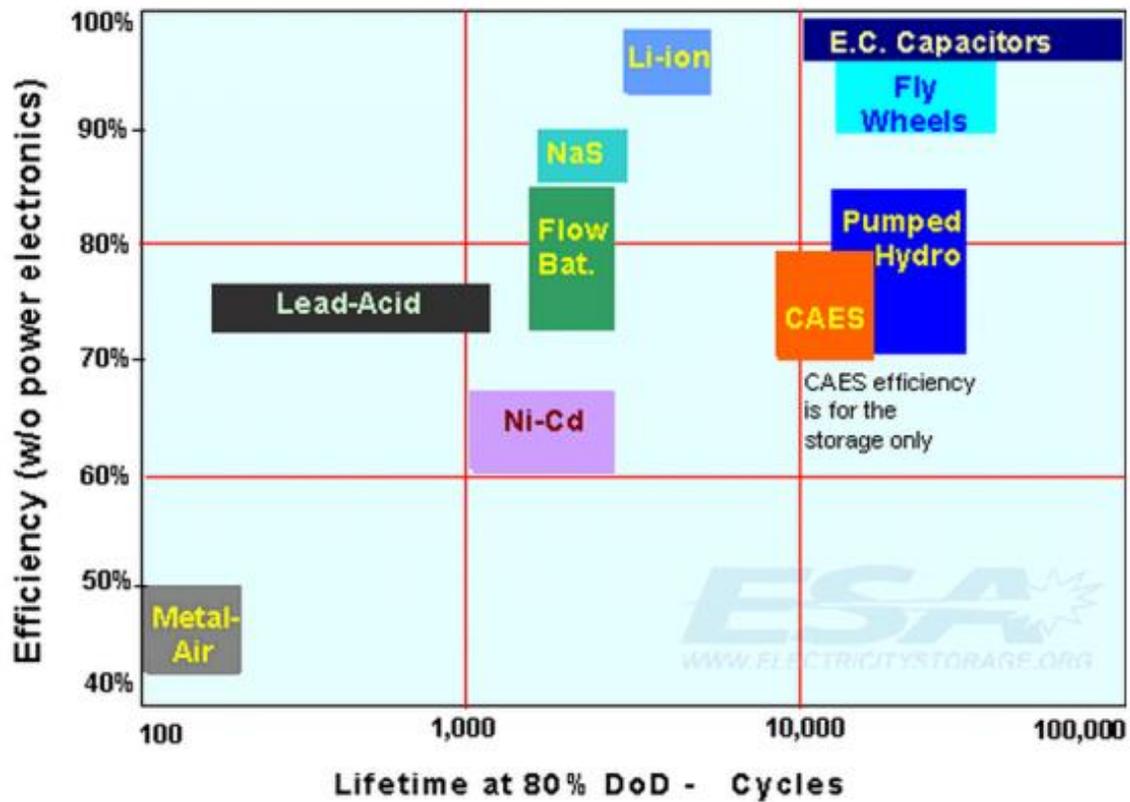
De nuevo los supercondensadores de alta potencia, FES y una variedad de baterías electroquímicas son apropiados para UPS y calidad de energía, mientras que PHS y CAES se incluyen en la gestión de bloques de energía (Carnegie *et. al.*, 2013).

Otra situación notable es que existen varias tecnologías de SAE que se basan en baterías, las cuales poseen varias características deseables, como operación libre de contaminación, alta eficiencia de ida y vuelta, potencia flexible y características energéticas para cumplir con diferentes funciones de red, ciclo

de vida prolongado y bajo mantenimiento, lo que las hace ideales para la integración de ERV.

La tercera comparación se realiza con base en el ciclo de vida y la eficiencia de las tecnologías de almacenamiento. La siguiente figura muestra las eficiencias de diferentes SAE con relación a su vida útil a 80 % de profundidad de descarga.

Figura 10. **Ciclo de vida eficiente de las tecnologías de almacenamiento de energía**



Fuente: Carnegie et. al. (2013). *Utility Scale Energy Storage Systems*.

Se observa que los condensadores tienen el ciclo de vida más eficiente, mientras que las baterías de metal-aire tienen ciclos de vida menos eficientes. Así mismo, es notable que PHS y CAES tienen una vida útil esperada muy larga, lo que les permite distribuir sus altos costos iniciales.

7.5. Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional

“El Tratado Marco del MER, es un tratado internacional suscrito por los países miembros, para la creación y desarrollo del Mercado Eléctrico Regional. Los signatarios del Tratado son los Estados de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá” (CRIE, 2021, pp. 17-22).

7.6. Mercado eléctrico regional

El MER es un mercado mayorista de electricidad, que opera superpuesto a los mercados nacionales de los seis países miembros, en el que los agentes realizan transacciones de electricidad con criterio económico por medio de diferentes tipos de contratos (Batlle, 2014).

7.7. Sistema eléctrico regional

De acuerdo con las definiciones del RMER, “el sistema eléctrico de América Central está conformado por los sistemas eléctricos de los países miembros del MER” (CRIE, 2021, p. 21).

7.8. Red de transmisión regional

En el RMER se define la RTR como “el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se realizan los intercambios regionales y las transacciones comerciales del MER” (CRIE, 2021, p. 21).

Las instalaciones que conforman la RTR son identificadas anualmente por el EOR utilizando una metodología establecida en el RMER, y se compone como mínimo por las líneas de transmisión que interconectan a los países miembros, las ampliaciones planificadas (incluyendo las instalaciones de la línea SIEPAC), así como las instalaciones nacionales que resulten esenciales para transportar flujos regionales de energía.

7.9. Modelo de simulación SDDP

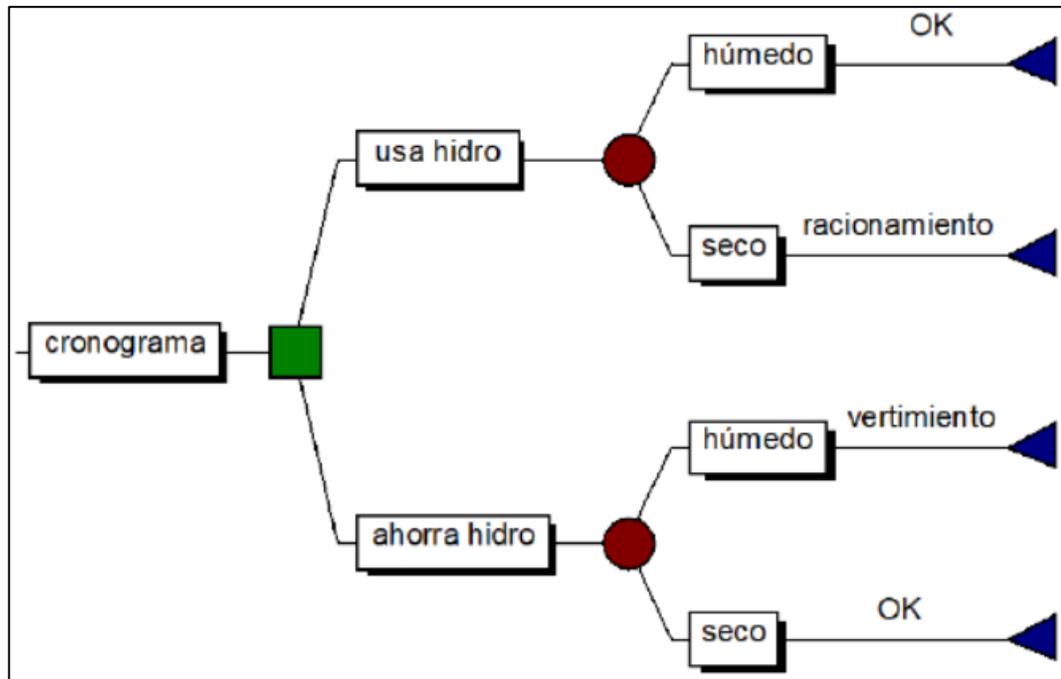
SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico que calcula la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrotérmico, teniendo en consideración las características de la demanda, así como los detalles operativos del parque generador y del sistema de transmisión (PSR, s.f.).

7.9.1. El problema de despacho

El objetivo del despacho hidrotérmico es determinar la secuencia de desfuegos de las plantas hidroeléctricas, tal que se minimice el valor esperado del costo operativo total a lo largo del período de estudio, siendo que el costo operativo se conforma del costo de combustible más las penalizaciones por racionamiento. (PSR, s.f., p. 4)

El problema puede representarse como un árbol de decisiones, tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 11. **Proceso de decisión del despacho hidrotérmico**



Fuente: PSR. (s.f.). *SDDP Manual de Metodología*. Consultado el 2 de agosto de 2022.
Recuperado de <https://www.psr-inc.com/software-es/>.

Como se puede observar, el operador se enfrenta a un conjunto de opciones de decisión para utilizar el recurso hidroeléctrico, puede decidir usarlo hoy para disminuir los costos del recurso térmico, o puede almacenarlo para su uso en la siguiente etapa. Si toma la decisión de utilizar el recurso hidroeléctrico hoy y en las etapas posteriores los caudales son altos, lo cual llenaría los reservorios, se dice que la operación es eficiente; por el contrario, si ocurre una sequía en las etapas posteriores, los reservorios no se llenarán y será necesario utilizar recurso térmico más caro, o incluso racionar la demanda.

En caso la decisión sea almacenar agua hoy para utilizarla en el futuro a costa del uso del recurso térmico, si los caudales en las etapas futuras son altos será inevitable derramar agua, lo que será un desperdicio del recurso, pero si en las etapas futuras se da una sequía, el agua almacenada se utilizará para evitar el uso de recurso más costoso o incluso el racionamiento (PSR, s.f.).

7.9.2. Función objetivo

De acuerdo con lo expuesto en el planteamiento del problema, la función objetivo del despacho hidrotérmico es la minimización del costo total operativo, que es la suma de los costos operativos inmediato y futuro (PSR, s.f.).

El planteamiento matemático de la función objetivo es el siguiente:

$$\text{Min (FCI + FCF)} \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

FCI: Función de costo inmediato

FCF: Función de costo futuro

El costo inmediato está resultando de la suma de los costos térmicos, más los costos de las penalizaciones por restricciones operativas:

$$\text{FCI} = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J c(j) \times g_{tk}(j) + c_{\delta} \times \delta_{gt} \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

k: índice de escalones de demanda

K: número de escalones
j: índice de centrales térmicas
J: número de centrales térmicas
 $c(j)$: costo variable de la central j (\$/MWh)
 $g_{tk}(j)$: energía producida por la central j en el tiempo t y escalón k (MWh)
 c_δ : costo por violación de una restricción operativa (\$/unidad violación)
 δ_{gt} : monto de la violación operativa en la etapa t (unidad violación)

El costo futuro se determina en función del almacenamiento del recurso hídrico y los caudales afluentes:

$$FCF = \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde:

v_{t+1} : almacenamiento al final de la etapa t
 a_t : caudales afluentes de los embalses durante la etapa t

El término α_{t+1} de la ecuación 3 corresponde al primer punto en la función del costo futuro, la cual se resuelve partiendo de la última etapa, suponiendo que se conoce el estado inicial del reservorio, asumiendo que el valor de la función de costo futuro de la última etapa es igual a cero (PSR, s.f.).

8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

OBJETIVOS

MARCO METODOLÓGICO

INTRODUCCIÓN

1. MARCO REFERENCIAL

1.1. Antecedentes

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Recursos naturales renovables

2.2 Energía solar fotovoltaica

2.3 Sistema fotovoltaico

2.4 Sistemas de almacenamiento de energía

2.4.1 Tecnologías del almacenamiento

2.4.2 Selección del almacenamiento

3. MARCO CONCEPTUAL

3.1. Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional

3.2. Mercado eléctrico regional

3.3. Sistema eléctrico regional

- 3.4. Red de transmisión regional
- 3.5. Modelo de simulación SDDP
 - 3.5.1. Planteamiento del problema de despacho
 - 3.5.2. Función objetivo

4. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

- 4.1. Situación actual de las centrales de generación solar fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional de América Central
- 4.2. Premisas y criterios para el desarrollo del estudio
- 4.3. Parámetros del modelo y premisas para las simulaciones operativas

5. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

APÉNDICES

ANEXOS

9. METODOLOGÍA

9.1. Características del estudio

Entre las características del estudio se contemplan el diseño, el enfoque, el alcance, la unidad de análisis y las variables e indicadores, las cuales se describen a continuación.

9.1.1. Diseño de investigación

La investigación se enmarca en un diseño cuasi experimental, considerando que el análisis se delimitará al Sistema Eléctrico Regional (SER), específicamente a las centrales generadoras solares fotovoltaicas, las cuales serán utilizadas para estimar el impacto económico en el SER al acoplarse a cada una de ellas un sistema de almacenamiento de energía con baterías (SAEB).

9.1.2. Enfoque de la investigación

El enfoque de la investigación será cuantitativo puesto que serán comparados los resultados estimados para el SER en dos condiciones operativas diferentes, con y sin SAEB acoplados en las centrales de generación solar fotovoltaica.

9.1.3. Alcance de la investigación

La investigación tendrá un alcance descriptivo y de pronóstico, teniendo en consideración que el estudio se realizará con un modelo que simulará las condiciones operativas en etapas mensuales para un horizonte de diez años a futuro.

9.1.4. Unidad de análisis

La unidad de estudio será el Sistema Eléctrico Regional de América Central y las centrales de generación solar fotovoltaica del mismo, a cada una de las cuales se acoplarán SAEB para determinar su impacto económico en la operación del sistema.

9.1.5. Variables e indicadores

A continuación, se presenta una tabla en la que se detallan las diferentes variables e indicadores que serán utilizados en el desarrollo de la investigación, así como las unidades que a cada uno corresponde.

Tabla I. **Variables e indicadores**

Variable	Definición conceptual	Indicadores
Tipos de sistemas de almacenamiento de energía (SAE)	En el marco de esta investigación, se refiere a las diferentes tecnologías de SAE que es posible utilizar en los sistemas eléctricos de potencia para aplicaciones con centrales de generación solar fotovoltaica.	Por su principio de funcionamiento:
		<ul style="list-style-type: none"> • Celda o batería primaria; • Celda o batería secundaria; • Celda de reserva; • Celda de combustible. • Por la profundidad de descarga: • Baterías de descarga superficial; • Baterías de descarga profunda. • Por las características del electrolito: • Baterías inundadas o húmedas; • Baterías selladas de Gel Jel; • Baterías selladas Absorbed Glass Mat.
Centrales de generación solar fotovoltaica	Una central de generación solar fotovoltaica convierte la energía solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico.	<ul style="list-style-type: none"> • Tensión nominal (v, kV); • Capacidad nominal (MVA).
Capacidad de los sistemas de almacenamiento de energía	La capacidad de un sistema de almacenamiento es una medida de la carga que puede ser acumulada en los SAE. Otros parámetros importantes de los SAE son el estado de carga (State of Charge – SOC), profundidad de descarga (Depth of Discharge – DOD), velocidad de carga y descarga (C-rate) y eficiencia.	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de almacenamiento (Ah, MW); • Estado de carga (%); • Profundidad de descarga (min, h); • Velocidad de carga y descarga (C-rate); • Eficiencia (%).

Continuación tabla I.

Costo operativo del sistema eléctrico	El costo operativo de está conformado por el costo de combustible de la generación térmica y los costos por penalizaciones de las restricciones y racionamiento en los que se incurre en la operación del sistema eléctrico.	Costo operativo (US\$)
Precio marginal del sistema	Refleja el precio de suministrar un kilowatt hora adicional en el sistema eléctrico, como resultado del despacho del sistema.	Precio marginal (US\$/MWh)

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

9.2. Fases del estudio

Se contempla que el estudio será desarrollado en cinco fases, las cuales se describen a detalle a continuación.

9.2.1. Fase 1: investigación

En esta fase se realizará la investigación y consulta de fuentes bibliográficas relacionadas con la investigación, como tesis, artículos científicos, libros y sitios web, las cuales servirán para fundamentar tanto los antecedentes como el marco teórico.

9.2.2. Fase 2: *benchmarking*

En esta fase del estudio se consultarán artículos científicos y sitios web que provean información relacionada a los distintos tipos de SAEB para implementar

en centrales de generación solar, y realizar una clasificación de estos con base en sus características de almacenamiento y precio.

9.2.3. Fase 3: identificación de generadores solares

En la tercera fase del estudio se identificarán de las centrales de generación solar que se encuentran modeladas en la base de datos SDDP que será utilizada para los casos de estudio, a cada una de las cuales se deberá asociar el SAEB más idóneo en función de la capacidad de almacenamiento que requiera y su correspondiente precio.

9.2.4. Fase 4: conformación de los escenarios de estudio

La cuarta fase del estudio comprenderá la conformación, parametrización y simulación de los dos escenarios de estudio, con y sin SAEB, los cuales serán elaborados a partir de la base de datos SDDP más reciente publicada por el EOR en su sitio web.

9.2.5. Fase 5: obtención de resultados

En esta fase se obtendrán los resultados de los casos de estudio, con los que se realizará el análisis y la discusión de los resultados para dar respuesta al objetivo general, siendo necesario que las fases anteriores hayan sido desarrolladas.

9.3. Resultados esperados

Con base en las preguntas de investigación, los objetivos y las fases de estudio propuestos, se espera obtener los siguientes resultados:

- Contar con un mínimo de diez fuentes bibliográficas que sustenten la investigación.
- Establecer una base de datos de SAEB disponibles en el mercado para aplicaciones en centrales de generación solar, con las correspondientes especificaciones técnicas y precios.
- Identificar y asociar a cada central generadora solar modelada en la base de datos SDDP, el tipo y la capacidad de batería más adecuada, técnica y económicamente.
- Disponer de los dos casos de estudio SDDP, con y sin SAEB, así como los resultados estimados por medio de las correspondientes simulaciones operativas.
- Determinar si los costos operativos y los precios marginales estimados para el SER por medio de las simulaciones operativas se reducen, se mantienen o se incrementan debido a la incorporación de SAEB en las centrales de generación solar.

10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN

Para el desarrollo de la investigación se utilizarán técnicas de análisis de información de datos cuantitativos, análisis comparativos y estimaciones a partir de un modelo de programación dinámica dual estocástica (SDDP, por sus siglas en inglés).

Se iniciará por la determinación de la capacidad de las centrales generadoras solares representadas en el modelo de simulación, enseguida se determinarán las capacidades de los SAEB que se integrarán con cada central generadora según sus características y posteriormente se realizarán las simulaciones operativas para estimar las variables de interés.

A continuación, se describen las técnicas que se utilizarán para la consecución de los objetivos planteados.

10.1. Métodos de análisis de datos

Las variables bajo estudio serán estimadas por medio del modelo de simulación SDDP, el costo operativo del sistema resulta de la suma total de la variable para el horizonte de tiempo a evaluar, mientras que el precio marginal será calculado como un valor promedio para cada uno de los años del horizonte; adicionalmente se realizará el análisis comparativo de las variables en los dos casos de estudio a simular.

10.1.1. Estimaciones de las variables

Las estimaciones del costo operativo y precios marginales se harán por medio del modelo de despacho hidrotérmico SDDP, que es utilizado para realizar estudios operativos de corto, mediano y largo plazo, el cual calcula la política operativa estocástica de mínimo costo teniendo en consideración los detalles operativos de las centrales generadoras hidroeléctricas, térmicas y renovables; también tiene en cuenta las incertidumbres hidrológicas y de recursos renovables, variaciones de la demanda por barra, bloques horarios y etapas (mensuales), así como restricciones del suministro (PSR, s.f.).

Según lo expuesto, el objetivo del modelo es minimizar la suma de los costos operativos inmediato y futuro, y su planteamiento matemático está indicado en la Ecuación 1, ubicada en la sección 8.5.2 del marco conceptual.

10.1.2. Variaciones

Las variaciones se utilizarán para comparar resultados de las variables de estudio entre el caso de referencia y el caso con SAEB, y con base a esto determinar si estas incrementan su valor, disminuyen o se mantienen, con lo cual se dará respuesta al impacto económico

10.1.2.1. Variación de los precios marginales

La variación de los precios marginales de la energía se utilizará para comparar los resultados anuales entre el caso de referencia y el caso con SAEB, para determinar si estos incrementan su valor, disminuyen o se mantienen en los diferentes años que abarcan el horizonte del estudio. Matemáticamente se representa con la siguiente ecuación:

$$\Delta\text{PME}_t = \text{PME}_{\text{REF},t} - \text{PME}_{\text{SAEB},t} \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde:

ΔPME_t = variación del precio marginal para el año t.

$\text{PME}_{\text{REF},t}$ = precio marginal de la energía del caso de referencia para el año t.

$\text{PME}_{\text{SAEB},t}$ = precio marginal de la energía del caso con SAEB para el año t.

10.1.2.1.1. Variación porcentual de los precios marginales

La variación porcentual de los precios marginales de la energía se utilizará para comparar la variación de estos en el caso con SAEB con relación al caso de referencia y en el caso que varíen, determinar la proporción en la que estos incrementan o disminuyen su valor en los diferentes años que abarcan el horizonte del estudio. Matemáticamente se representa con la siguiente ecuación:

$$\Delta\% \text{PME}_t = \frac{\text{PME}_{\text{REF},t} - \text{PME}_{\text{SAEB},t}}{\text{PME}_{\text{REF},t}} \times 100 \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde:

$\Delta\% \text{PME}_t$ = variación porcentual del precio marginal para el año t.

$\text{PME}_{\text{REF},t}$ = precio marginal de la energía del caso de referencia para el año t.

$\text{PME}_{\text{SAEB},t}$ = precio marginal de la energía del caso con SAEB para el año t.

10.1.2.2. Variación del costo operativo

La variación costo operativo se utilizará para comparar los resultados de esta variable entre el caso de referencia y el caso con SAEB, para determinar si este incrementa su valor, disminuye o se mantiene. Matemáticamente se representa con la siguiente ecuación:

$$\Delta CO = CO_{REF} - CO_{SAEB} \quad (\text{Ec. 6})$$

Donde:

ΔCO = variación del costo total operativo para el horizonte del estudio.

CO_{REF} = costo total operativo del caso de referencia para el horizonte del estudio.

CO_{SAEB} = costo total operativo del caso con SAEB para el horizonte del estudio.

10.1.2.3. Variación porcentual del costo operativo

La variación porcentual del costo operativo se utilizará para comparar la variación de los resultados del caso de estudio con SAEB, con relación al caso de estudio de referencia y determinar la proporción que las variables incrementan su valor, disminuyen o se mantienen. Matemáticamente se representa con la siguiente ecuación:

$$\Delta\%CO = \frac{CO_{REF} - CO_{SAEB}}{CO_{REF}} \times 100 \quad (\text{Ec. 7})$$

Donde:

$\Delta\%CO$ = variación porcentual del costo total operativo para el horizonte del estudio.

CO_{REF} = costo total operativo del caso de referencia para el horizonte del estudio.

CO_{SAEB} = costo total operativo del caso con SAEB para el horizonte del estudio.

11. CRONOGRAMA

A continuación, se presenta el diagrama de Gantt con el cronograma de actividades y los tiempos definidos para su ejecución.

Tabla II. Cronograma de actividades

ID	Nombre de tarea	Días	Comienzo	Termino
1	Proceso de elaboración y aprobación de Anteproyecto	66 días	sáb. 21/may/22	mié. 14/ago/23
2	Proceso de elaboración y aprobación del Protocolo	84 días	dom. 07/ago/22	dom. 30/oct/22
3	Objetivo General	166 días	dom. 30/oct/22	dom. 30/oct/22
4	Revisión bibliográfica	29 días	dom. 30/oct/22	dom. 30/oct/22
5	Objetivo Específico 1	20 días	vie. 14/nov/22	vie. 14/nov/22
6	Investigación y recolección de información	20 días	sáb. 14/nov/22	sáb. 14/nov/22
7	Objetivo Específico 2	28 días	vie. 03/ene/23	vie. 03/ene/23
8	Identificación, clasificación y determinación de capacidad de generación solar fotovoltaica a evaluar en el caso de estudio	14 días	vie. 03/ene/23	vie. 03/ene/23
9	Determinación y clasificación de capacidad y costos de inversión solar fotovoltaica a evaluar en el caso de estudio	14 días	vie. 17/feb/23	vie. 17/feb/23
10	Objetivo Específico 3	42 días	vie. 03/mar/23	vie. 03/mar/23
11	Conformación de los casos operativos de referencia y con SAEB	14 días	vie. 03/mar/23	vie. 03/mar/23
12	Simulación de los casos operativos y obtención de resultados	14 días	vie. 17/mar/23	vie. 17/mar/23
13	Análisis y comparación de los resultados de los casos de estudio	14 días	vie. 31/mar/23	vie. 31/mar/23
14	Elaboración de conclusiones y recomendaciones	7 días	lun. 10/abr/23	lun. 10/abr/23
15	Elaboración de las secciones complementarias del Informe Final	30 días	vie. 21/abr/23	vie. 21/abr/23

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Project.

12. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

Para el desarrollo de la investigación se ha considerado tanto el recurso humano, el equipo informático y tecnológico, así como el acceso a la información. A continuación, se presenta un detalle de los rubros considerados.

12.1. Recurso humano

Para el desarrollo de la investigación se requiere del investigador, así como del asesor.

12.2. Equipo informático y recurso tecnológico

Se utilizará un equipo de cómputo personal, con programas ofimáticos y acceso a internet, adicionalmente se utilizará el modelo de simulación SDDP de la empresa en la que labora el investigador.

12.3. Acceso a la información

La base de datos que se utilizará para realizar las simulaciones con el modelo SDDP se obtendrá del sitio web del EOR, mientras que la información de los SAEB se obtendrá de sitios web y artículos científicos.

12.4. Fuentes de financiamiento

La investigación será desarrollada con recursos del investigador, por lo que no requerirá fuentes de financiamiento adicionales, los cuales se resumen en la tabla que sigue a continuación.

Tabla III. **Estimación de gastos para el desarrollo de la investigación**

Recurso	Costo estimado
Honorarios del investigador	Q. 2,500.00
Honorarios del asesor	Q. 3,000.00
Internet	Q. 700.00
Energía eléctrica	Q. 300.00
Impresión del informe final	Q. 700.00
Imprevistos	Q. 500.00
Subtotal	Q. 7,700.00
Aportes honorarios del investigador (-)	Q. 2,500.00
Aportes honorarios del asesor (-)	Q. 3,000.00
Total	Q. 2,200.00

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

De acuerdo con las estimaciones presentadas, se considera que el desarrollo de la investigación es factible.

13. REFERENCIAS

1. Argyrou, M., Christodoulides, P. y Kalogirou, S. (octubre, 2018). Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 804-821. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118304817?via%3Dihub>.
2. Batlle, C. (2014). *Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos*. Washington D. C., Estados Unidos: Banco Interamericano de Desarrollo.
3. Carnegie, R., Gotham, D., Nderitu, D. y Preckel, P. (2013). *Utility Scale Energy Storage Systems*. Indiana, Estados Unidos: State Utility Forecasting Group Report.
4. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. (2021). *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional*. Guatemala: Autor.
5. Carta, J., Calero, R., Colmenar, A. y Castro, M. (2009). *Centrales de energías renovables*. Madrid, España: UNED, PEARSON.
6. International Electrotechnical Commission. (2011). *Electrical energy storage: white paper*. Génova, Italia: Autor.

7. Instituto de Estudios Avanzados. (6 de octubre, 2022). Energy Storage, More efforts needed. [Mensaje de blog]. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/energy-storage>.
8. International Renewable Energy Agency. (2022). *RE-organising power systems for the transition*. Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos: Autor.
9. Massachusetts Institute of Technology (2022). *The future of energy storage*. Massachusetts, Estados Unidos: Autor.
10. Méndez, J. y Cuervo, R. (2007). *Energía solar fotovoltaica*. España: Instituto de Tecnología y Formación.
11. Olabi, A., Onumaegbu, C., Wilberforce, T., Ramadan, M., Abdelkareem, M. y Al – Alami, A. (enero, 2021). Critical review of energy storage systems. *Energy*, 214, 118987. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544220320946?via%3Dihub>.
12. Operador del Sistema Eléctrico de Honduras. (2022). *Guía para Limitación de Generación Renovable Variable*. San Pedro Sula, Honduras: Autor.
13. Pep, M. (2007). *Energías renovables para todos: Energía Solar Fotovoltaica*. España: Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.

14. PSR. (s.f.). SDDP Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red. [Mensaje de blog]. Recuperado de <https://www.psr-inc.com/software-es/>.
15. PSR. (s.f.). *SDDP Manual de Metodología*. Brasil: Autor.
16. Vega, J. y Ramírez, S. (2014). *Fuentes de energía: Renovables y no renovables aplicaciones*. Bogotá, Colombia: Algaomega.
17. Wei, W., Wu, D., Wang, Z., Mei, S. y Catalao, J. (julio, 2020). Impact of Energy Storage on Economic Dispatch of Distribution Systems: A Multi-Parametric Linear Programming Approach and its Implications. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 7, 243-253. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/document/9133166>.
18. Zhang, Z., Ding, T., Zhou, Q., Sun, Y., Qu, M., Zeng, Z., Ju, Y., Li, L., Wang, K. y Chi, F. (septiembre, 2021). A review of technologies and applications on versatile energy storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 148, 111263. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032121005505?via%3Dihub>.