

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO CHILE



“PROPUESTA DE NUEVAS TECNOLOGÍAS DE
ALMACENAMIENTO PARA MEJORAR EL
DESEMPEÑO DEL SEGUIMIENTO DE DEMANDA EN
EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)”

DANIEL JARA HERNÁNDEZ

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA

PROFESOR GUÍA : DR. PATRICIO VALDIVIA
CORREFERENTE : PATRICIO VALENZUELA

FEBRERO-2024

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mi familia por su apoyo constante durante este proceso. Su ánimo inquebrantable fueron el pilar fundamental que me impulsó a alcanzar este logro.

A mi novia, Amanda, quien estuvo a mi lado brindándome su apoyo incondicional, motivándome y alentándome en cada paso del camino. Su amor y comprensión fueron mi mayor fuente de inspiración.

Expreso mi sincero agradecimiento al profesor Patricio Valdivia por su invaluable orientación, sabiduría y apoyo a lo largo de este proceso. Su guía experta y sus consejos fueron fundamentales para mi crecimiento académico y profesional.

Asimismo, quiero agradecer a Patricio Valenzuela, Subgerente de Operación en Tiempo Real del CEN, y al Departamento, por brindarme la oportunidad de realizar mi memoria de titulación con ellos. Su colaboración, conocimientos y asesoramiento fueron cruciales para el desarrollo de este trabajo.

Y, finalmente, agradezco a mis amigos, quienes compartieron conmigo risas, desafíos y momentos inolvidables a lo largo de este viaje académico. Su compañía, apoyo mutuo y camaradería fueron un verdadero tesoro que enriqueció mi experiencia personal y universitaria.

A todos ustedes, mi más sincero agradecimiento por su inestimable contribución a mi formación académica y personal. Sin su apoyo, este logro no habría sido posible.

RESUMEN

Este estudio se enfocó en analizar el impacto de la integración de tecnologías de almacenamiento en la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con el objetivo de mejorar su estabilidad y eficiencia. Se comenzó con una revisión exhaustiva de los desafíos actuales del SEN, centrándose en la variabilidad entre la demanda y la generación de energía. A partir de esta revisión, se diseñó una metodología para simular el comportamiento del sistema con la presencia de tecnologías de almacenamiento.

Los resultados obtenidos mostraron que la incorporación de sistemas de almacenamiento puede tener un impacto significativo en la operación del SEN, reduciendo los picos de demanda y mejorando la estabilidad de la frecuencia del sistema. Además, se identificaron oportunidades para optimizar el despacho de energía y mejorar la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico.

Sin embargo, también se destacaron algunos riesgos asociados al agotamiento o saturación de la carga de los sistemas de almacenamiento, lo que podría afectar la capacidad de respuesta del sistema ante contingencias. Por lo tanto, se subrayó la importancia de implementar estrategias de gestión y control adecuadas para mitigar estos riesgos y garantizar una operación segura y eficiente del SEN.

En resumen, este estudio proporciona una visión integral sobre el potencial de las tecnologías de almacenamiento para abordar los desafíos energéticos del país, al tiempo que resalta la necesidad de continuar investigando y desarrollando soluciones innovadoras para asegurar la sostenibilidad y la resiliencia del sistema eléctrico.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1 	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.	MOTIVACIÓN.....	1
1.2.	OBJETIVOS	3
2 	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	4
2.1.	OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	4
2.1.1.	UNIT COMMITMENT.....	4
2.1.2.	DESPACHO ECONÓMICO	5
2.1.3.	SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	6
2.1.4.	PREDICCIÓN DE LA DEMANDA	9
2.1.5.	FLEXIBILIDAD	12
2.1.6.	DEMANDA NETA	13
2.1.7.	RESTRICCIONES TÉCNICAS DE LA GENERACIÓN	14
2.2.	TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	15
2.2.1.	TIPOS DE TECNOLOGÍAS.....	15
2.2.2.	COMPARACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO	24
2.2.3.	PARAMETROS Y VARIABLES DE OPERACIÓN	26
3 	METODOLOGÍA	27
3.1.	ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL SEN	27
3.1.1.	FRECUENCIA.....	27
3.1.2.	CAPACIDAD DE REGULACIÓN.....	27
3.2.	SIMULACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO	28
4 	ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL SEN	30
4.1.	FRECUENCIA.....	30
4.2.	CAPACIDAD DE REGULACIÓN.....	32
5 	SIMULACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO	37
5.1.	PERMANENTE.....	38
6 	CONCLUSIONES.....	43

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tipos de pilas de combustibles. [16]	18
Tabla 2: Comparación de las diferentes tecnologías de almacenamiento, según características. [20]	25
Tabla 3: Parámetros y variables operacionales de los sistemas de almacenamiento. [26]	26
Tabla 4: Análisis de la frecuencia del SEN.	30
Tabla 5: Media del tiempo de duración y magnitud de los déficits (+) y (-).	36
Tabla 6: Comparación de los máximos y mínimos de la frecuencia por día, con y sin sistema de almacenamiento.....	48

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Desviación de la demanda programada. 28 de noviembre [1].....	1
Figura 2: Demanda neta del 22 de marzo 2023. Elaboración propia con datos del CEN [1].....	2
Figura 3: Escalas de tiempo típicas del control de frecuencia. [5].....	8
Figura 4: Esquema de un BESS. [13].....	16
Figura 5: Esquema de una pila de combustible. [16]	17
Figura 6: Esquema de un supercondensador. [18].....	19
Figura 7: Esquema de un superconductor magnético. [20]	20
Figura 8: Esquema de un volante de inercia. [21]	20
Figura 9: Esquema de una central TES tipo calor sensible. [23].....	22
Figura 10: Esquema de una central de aire comprimido. [20]	23
Figura 11: Esquema de una central PHES. [24]	24
Figura 12: Comparación de las diferentes tecnologías de almacenamiento, según tiempo de descarga vs potencia nominal. [25]	25
Figura 13: Metodología simulación de las tecnologías de almacenamiento.	29
Figura 14: Frecuencia, 9 de enero 2023.	31
Figura 15: Máximos déficit en la capacidad de regulación por día.....	32
Figura 16: Minutos con déficit de la capacidad de regulación por día.....	33
Figura 17: Histograma del tiempo de duración de los déficits.....	34
Figura 18: Histograma del tiempo de duración de los déficits (+), con los datos filtrados.....	34
Figura 19: Histograma del tiempo de duración de los déficits (-), con los datos filtrados.....	35
Figura 20: Histograma de la magnitud máxima de los déficits (+), con los datos filtrados.....	35
Figura 21: Histograma de la magnitud máxima de los déficits (-), con los datos filtrados.....	36
Figura 22: Simulación del sistema de almacenamiento con $ACE_{min} = 20 MW$	38
Figura 23: Simulación del sistema de almacenamiento con $ACE_{min} = 50 MW$	39
Figura 24: Simulación del sistema de almacenamiento con $ACE_{min} = 80 MW$	39
Figura 25: Simulación del sistema de almacenamiento el 2/01/2023 con $ACE_{min} = 20 MW$	40
Figura 26: Segundos con sobrefrecuencia $> 50,3$ [Hz] con y sin almacenamiento.	41
Figura 27: Segundos con subfrecuencia $< 49,7$ [Hz] con y sin almacenamiento.	42

1 | INTRODUCCIÓN

1.1. MOTIVACIÓN

En el funcionamiento de un sistema eléctrico, es necesario que la energía retirada por la demanda sea equivalente a la energía inyectada por las centrales generadoras en todo momento. Sin embargo, la demanda de energía varía de forma constante, tal como se muestra en la Figura 1, al igual que la generación, que depende del recurso eólico y solar y, por lo tanto, también varía.

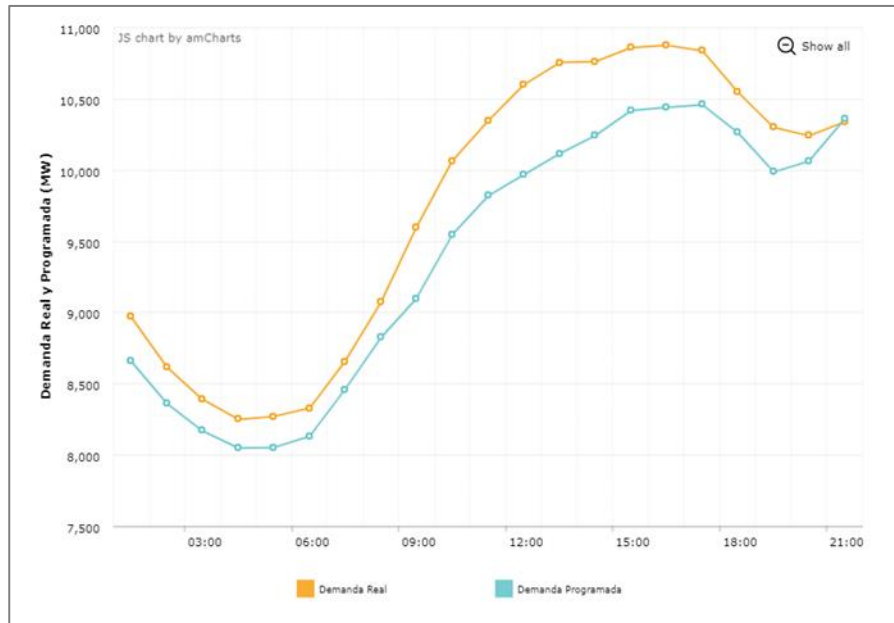


Figura 1: Desviación de la demanda programada. 28 de noviembre [1].

Conforme a esto, actualmente se busca mantener el equilibrio entre la generación gestionable y la demanda neta – entendida esta como la demanda total menos la generación variable- de manera de evitar desbalances. Por lo tanto, ante una mayor integración de energía variable, el equilibrio entre demanda y generación es cada vez más desafiante y los desbalances que se producen en la operación en tiempo real se traducen en variaciones de frecuencia, bajas o subidas de tensión, entre otros. Este proceso es denominado como seguimiento de la demanda.

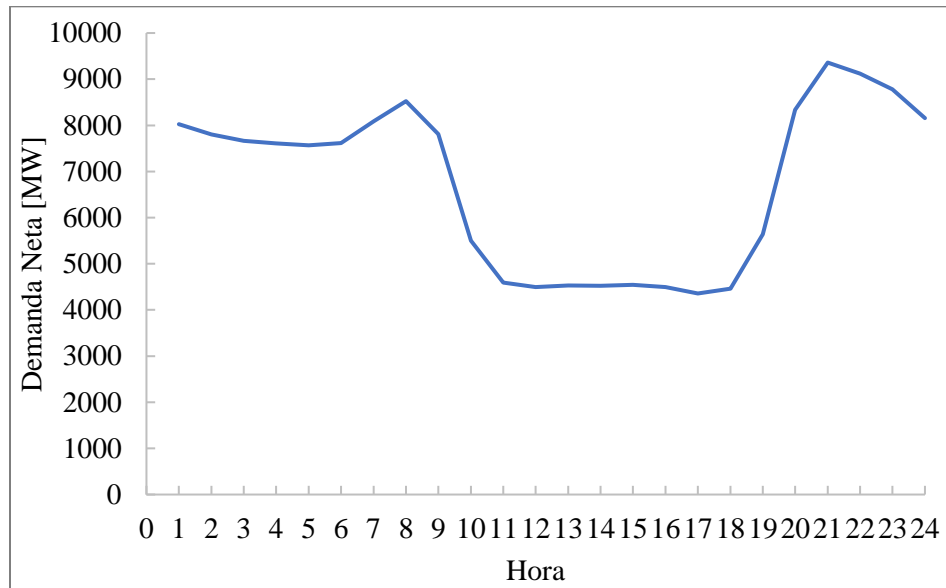


Figura 2: Demanda neta del 22 de marzo 2023. Elaboración propia con datos del CEN [1].

En Chile, el seguimiento de demanda lo dirige el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) bajo lista de mérito o también denominada Política de Operación, sin embargo, dada la dinámica del sistema y restricciones operativas propias del parque gestionable, actualmente esta metodología y la falta de flexibilidad del sistema no permiten un eficiente seguimiento de demanda, lo que implica recurrir permanentemente a acciones de control de frecuencia.

La falta de flexibilidad obedece a que las centrales presentes en el sistema eléctrico nacional (SEN) no son capaces de ajustarse a la demanda neta con la velocidad requerida debido a múltiples razones, dentro de las cuales pueden ser sugerentes sus propios límites técnicos de subida y bajada de carga, como también las metodologías utilizadas en la operación, como el despacho de energía o los sistemas complementarios.

Conforme a lo expuesto, y con el objetivo de buscar soluciones a los actuales desafíos, el trabajo propuesto consiste en analizar el desempeño actual de las generadoras en el seguimiento de la demanda con el fin encontrar oportunidades de mejoras, considerando tecnologías flexibles disponibles en el mercado que permitan mejorar las capacidades del SEN y alcanzar la flexibilidad requerida. Lo anterior considerando que recientemente en Chile se ha promulgado la Ley de Almacenamiento la cual permitirá integrar a centrales con nuevas tecnologías de almacenamiento en el SEN.

1.2. OBJETIVOS

Los objetivos planteados para la presente Memoria de Titulación son los siguientes:

Objetivo General :

- Establecer una propuesta fundamentada de mejoras en el seguimiento de demanda mediante las tecnologías maduras de almacenamiento disponibles en el mercado.

Objetivos Específicos :

1. Análisis del Estado del Arte de las diversas tecnologías de almacenamiento disponibles en el mercado, enfocado a capacidades, rampas de subida y bajada y restricciones técnicas de cada una.
2. Evaluar el desempeño de las rampas de subida y bajada de carga y restricciones técnicas de las unidades generadoras para ejecutar instrucciones de seguimiento de demanda en el SEN, considerando el aporte que introduciría un SCED automático del Coordinador Eléctrico.
3. Evaluar el desempeño de las rampas de subida y bajada de carga y restricciones técnicas de tecnologías de almacenamiento para ejecutar instrucciones de seguimiento de demanda, considerando el aporte que introduciría un SCED automático del Coordinador Eléctrico.
4. Comparar los resultados obtenidos de rampas de subida y bajada de carga de las tecnologías actuales con las de tecnologías de almacenamiento disponibles.
5. Recomendar las tecnologías de almacenamiento disponibles en el mercado que brinden mayor flexibilidad al SEN en términos de seguimiento de demanda, a partir de los resultados obtenidos.

2 | REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

2.1. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

2.1.1. UNIT COMMITMENT

El Unit Commitment, también conocido como predespacho, es un concepto fundamental en la planificación y operación de sistemas eléctricos. Su objetivo principal es determinar qué unidades generadoras de energía deben estar activas y en qué momentos, con el fin de satisfacer un perfil de demanda de energía de manera eficiente y cumplir con los requisitos operativos establecidos.

Actualmente, el predespacho se determina para el día siguiente, con un horizonte de planificación de 1 semana. En donde, la decisión de encender o apagar una unidad de generación es especialmente importante debido a los largos períodos de tiempo y los costos significativos asociados con algunas tecnologías, como por ejemplo, las termoeléctricas de carbón, resultando crucial para optimizar la generación de energía, minimizando los costos asociados y garantizando un suministro confiable.

Además, se consideran múltiples factores para determinar la programación óptima de las unidades generadoras. Estos factores incluyen la demanda prevista de energía, los costos de operación de las unidades, reservas operacionales, las restricciones de capacidad de generación y las restricciones técnicas de las unidades, entre otros. Además, también se tienen en cuenta aspectos económicos, como los precios de la energía en el mercado y los contratos de suministro existentes.

Para lograr una programación óptima, se emplean modelos matemáticos y algoritmos avanzados que evalúan todas las variables involucradas en el Unit Commitment. Estos modelos consideran las restricciones y objetivos establecidos, optimizando la utilización de las unidades generadoras y minimizando los costos de generación. Algunos de los modelos utilizados para abordar la decisión de encender/apagar una unidad de generación son los siguientes:

- **Métodos heurísticos:** Estos métodos se basan en reglas o criterios establecidos de antemano, como una lista de prioridades, para tomar decisiones. Por ejemplo, se puede establecer una lista de prioridades que considere factores como el costo de generación, la disponibilidad de combustible y las condiciones de demanda.
- **Programación dinámica:** Este enfoque implica descomponer el problema en subproblemas más pequeños y resolverlos de manera recursiva. Se utilizan modelos matemáticos para determinar la mejor secuencia de decisiones en función de los costos y las condiciones variables.
- **Relajación Lagrangeana:** Este método se utiliza para optimizar problemas complejos con restricciones. Consiste en introducir variables de penalización en la función objetivo y luego resolver el problema relajado. La relajación Lagrangeana permite encontrar soluciones aproximadas al problema original.

- Programación entero-mixta: En este enfoque, se utilizan modelos matemáticos que involucran variables enteras y continuas para optimizar la decisión de encender/apagar unidades de generación. La programación entero-mixta permite considerar restricciones y objetivos específicos al tomar decisiones.

2.1.2. DESPACHO ECONÓMICO

Al igual que Unit Commitment, el despacho económico es un proceso clave en la planificación y operación de sistemas eléctricos, cuyo objetivo principal es determinar la generación de las unidades disponibles, minimizando los costos operacionales.

En términos generales, el despacho económico consiste en determinar la cantidad de energía que cada unidad generadora debe producir, en donde en Chile los intervalos de tiempo deben ser con resolución horaria y un intervalo de 1 semana. Lo anterior con el fin de satisfacer la demanda eléctrica al menor costo posible. Este proceso implica la coordinación de múltiples unidades generadoras y la consideración de factores como los costos de operación, las restricciones del sistema de transmisión y las restricciones de las unidades de generación.

El despacho económico se basa en la optimización económica del despacho de energía, buscando minimizar los costos de operación, esto a través de técnicas de programación lineal, programación no lineal y métodos de optimización, se pueden encontrar soluciones óptimas que equilibren la oferta y la demanda de energía de manera eficiente.

Además de la optimización económica, el despacho también considera aspectos operativos y técnicos, como la estabilidad del sistema, la capacidad de reserva y las restricciones de transmisión. Estos aspectos garantizan un suministro confiable y seguro de energía eléctrica, teniendo en cuenta las características y limitaciones del sistema en tiempo real.

Existen diferentes mecanismos para realizar el despacho económico, en donde uno conocido es la "lista de mérito". La lista de mérito es un ordenamiento de las unidades generadoras de acuerdo a sus costos marginales de operación, es decir, el costo adicional de generar una unidad adicional de energía. Las unidades con costos marginales más bajos tienen prioridad en la asignación de la generación, mientras que aquellas con costos marginales más altos se utilizan en menor medida o se mantienen como reserva.

Es importante destacar que el despacho económico mediante la lista de mérito permite adaptarse a las fluctuaciones de la demanda eléctrica y a los cambios en las condiciones del mercado. Además, este enfoque facilita la integración de fuentes de energía renovable no convencionales, como la energía eólica y solar, al considerar sus costos marginales prácticamente nulos son los que tienen mayor prioridad en el despacho de energía.

2.1.3. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Los Servicios Complementarios (SSCC) se refieren a las funciones que permiten coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional de acuerdo con lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos [2]. A través de los SSCC, el Coordinador tiene la responsabilidad de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizando la operación más eficiente y la calidad de servicio de todas las instalaciones del sistema, de acuerdo con la normativa vigente.

Según la Ley, se consideran SSCC el control de frecuencia, el control de tensión, control de contingencia y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales como en situaciones de contingencia. La definición de los SSCC y sus categorías se basa en las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos, las características tecnológicas de estos servicios y los requisitos de flexibilidad operativa del sistema para lograr un equilibrio adecuado entre generación y demanda eléctrica en diferentes escenarios y desequilibrios.

Los SSCC se prestan utilizando las instalaciones existentes o mediante la implementación de Nueva Infraestructura, utilizando los Recursos Técnicos necesarios para la operación del sistema. La presente resolución define el carácter sistémico o local de cada Servicio Complementario, lo cual tiene implicaciones en la remuneración de los Recursos Técnicos y en la determinación de su disponibilidad. Además, se establece que el Coordinador puede definir zonas en el Informe de SSCC, considerando la seguridad y calidad del servicio eléctrico y asegurando condiciones de competencia en el mercado.

Los participantes que cumplan con los requisitos normativos y los definidos por el Coordinador pueden participar en la prestación de los SSCC. En el caso de los SSCC relacionados con incrementos o reducciones de la demanda eléctrica de los Consumidores Finales, estos pueden ser prestados por los propios Consumidores Finales, individualmente o en grupos organizados por un tercero.

Es posible que un mismo recurso del sistema eléctrico pueda prestar más de un Servicio Complementario de manera simultánea o en momentos distintos, siempre y cuando las características técnicas lo permitan. En este caso, se deben evitar incompatibilidades y no se debe pagar por los servicios o la infraestructura en duplicado. El Coordinador debe establecer los requisitos necesarios para evitar incompatibilidades en la prestación de distintos servicios por parte del mismo recurso.

La disponibilidad de los recursos para los SSCC no afectará los cálculos de disponibilidad de las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento en relación con la Suficiencia del Sistema establecida en la normativa correspondiente. Además, las reducciones de demanda que se produzcan como resultado de la prestación de los Servicios Complementarios no serán consideradas como indisponibilidad de suministro de energía eléctrica no autorizada según la normativa vigente.

2.1.3.1. CONTROL DE FRECUENCIA

El Control de Frecuencia es un servicio que tiene como objetivo principal mantener el equilibrio entre la generación y la demanda eléctrica del sistema, asegurando así la frecuencia adecuada del sistema eléctrico, tal como lo establece la normativa vigente. La prestación de este servicio se considera de carácter sistémico, ya que afecta al conjunto del sistema eléctrico y su correcto funcionamiento.

El Control de Frecuencia se divide en tres categorías: Control Primario, Control Secundario y Control Terciario de Frecuencia. [3]

- **Control Primario de Frecuencia (CPF)**

El CPF consiste en acciones de control automáticas realizadas a nivel local para contener y corregir desviaciones de frecuencia en el sistema eléctrico. Este servicio se divide en dos subcategorías: Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF+) y Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF-). Tiene un Tiempo Total de Activación de 10 segundos, lo que significa que debe estar plenamente activo y respondiendo a las desviaciones de frecuencia dentro de ese período. Además, el Tiempo de Entrega mínimo para este servicio es de 5 minutos, lo que indica que debe comenzar a surtir efecto y estabilizar la frecuencia en un plazo no superior a 5 minutos desde su activación.

- **Control Secundario de Frecuencia (CSF)**

El CSF se encarga de restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Este servicio se divide en dos subcategorías: Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) y Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-). El CSF+ actúa cuando la frecuencia cae por debajo del valor nominal, mientras que el CSF- interviene cuando la frecuencia supera dicho valor. Ambas subcategorías se ejecutan de forma centralizada y automática, utilizando un esquema de control centralizado o AGC. El tiempo total de activación del servicio CSF es de 5 minutos, con un mínimo tiempo de entrega de 15 minutos, lo que garantiza una respuesta rápida y efectiva para restablecer la frecuencia adecuada en el sistema eléctrico.

- **Control Terciario de Frecuencia (CTF)**

El CTF consiste en acciones de control activadas por instrucción del Coordinador en tiempo real, con el objetivo de restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia o incorporar reservas adicionales. Esto se realiza para preparar el sistema eléctrico y asegurar una respuesta adecuada a desequilibrios en los que las reservas de otras categorías de Control de Frecuencia resulten insuficientes. Esta categoría de servicio incluye dos subcategorías: Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-). El tiempo de inicio de activación del CTF es de 5 minutos a partir de la instrucción del Coordinador, y su máximo tiempo de entrega es de 1 hora, lo que permite una pronta respuesta y adaptación del sistema eléctrico ante situaciones de desequilibrio.

La Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio establece que en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, la frecuencia debe permanecer en 50 [Hz]. Se presentan los siguientes rangos [4]:

- a) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, supere el 60% del consumo total:
 - Sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 99% del período.
 - Entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante no más de un 0,5% del período.
 - Entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante no más de un 0,5% del período.
- b) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, no supere el 60% del consumo total:

- Sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 97% del período.
- Entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período.
- Entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período.

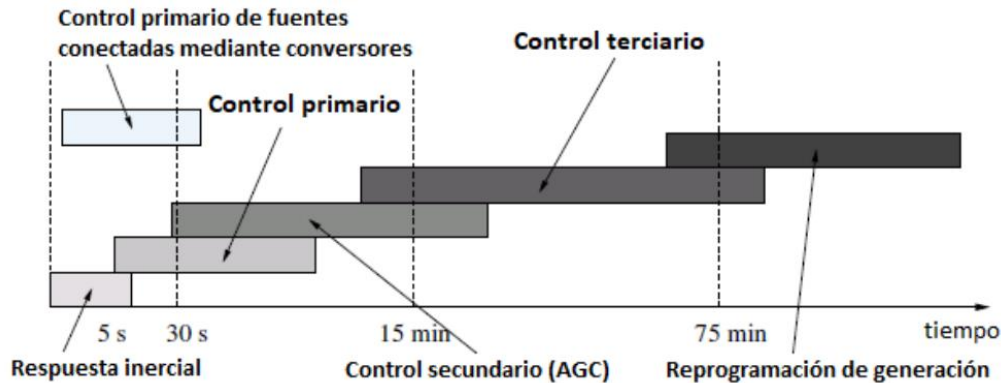


Figura 3: Escalas de tiempo típicas del control de frecuencia. [5]

2.1.3.2. CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN (AGC)

El control automático de generación es una herramienta de control que opera sobre las unidades generadoras de los sistemas eléctricos con el objetivo de mantener la frecuencia del sistema. La frecuencia es una medida que refleja el equilibrio entre la demanda y la generación de energía, y su control dentro de los límites establecidos por la normativa vigente es crucial para garantizar la calidad del suministro eléctrico. [5]

El sistema de control centralizado toma acciones correctivas para mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos. Cuando la demanda supera la generación, lo cual podría llevar a una disminución en la frecuencia, el sistema de control centralizado puede activar unidades generadoras adicionales para aumentar la producción de energía y restablecer el equilibrio. Por otro lado, si la generación supera la demanda, lo que podría resultar en un aumento de la frecuencia, el sistema de control centralizado puede reducir la producción de energía o incluso desconectar unidades generadoras para restablecer el balance.

Para lograr lo anterior, el AGC monitorea el error de control de área (ACE), el cual representa la corrección necesaria de potencia activa en cada área para contrarrestar una desviación de frecuencia y restaurarla a su valor nominal. Se calcula sumando el error de flujo de potencia entre áreas y multiplicando el error de frecuencia por el BIAS de frecuencia, que refleja la sensibilidad de respuesta de las unidades generadoras en términos de MW/Hz. Cabe destacar que el último cálculo de BIAS del SEN corresponde a $65[\text{MW}]/0,1[\text{Hz}]$ [6]. El ACE permite mantener el equilibrio entre la generación y la demanda de energía, ajustando la potencia activa generada para mantener la frecuencia dentro de los límites establecido y garantizar la calidad del sistema eléctrico. [7]

2.1.4. PREDICCIÓN DE LA DEMANDA

La predicción de la demanda es una herramienta fundamental en la planificación y gestión eficiente de los sistemas energéticos. Consiste en estimar la cantidad de energía eléctrica o recursos energéticos que serán requeridos en un período futuro determinado. Esta estimación se basa en el análisis de datos históricos, tendencias de consumo, factores estacionales y otros indicadores relevantes. La capacidad de predecir con precisión la demanda permite a los operadores del sistema y a los proveedores de energía tomar decisiones informadas sobre la generación, evitando costos innecesarios, optimizando la utilización de recursos y garantizando un suministro confiable. En este sentido, la predicción de la demanda se convierte en una herramienta estratégica para lograr la eficiencia energética, la planificación adecuada de la infraestructura y la integración exitosa de fuentes de energía renovable en el sistema eléctrico.

La predicción de la demanda se puede subdividir en diferentes horizontes de tiempo, en corto, mediano y largo plazo, para obtener una visión más detallada y precisa de las necesidades energéticas futuras. En el corto plazo, que generalmente abarca días o semana, se realiza una estimación más inmediata y precisa, con resolución horaria, considerando factores como datos históricos y eventos climáticos que pueden influir en el consumo de energía. El mediano plazo, que puede abarcar hasta un año, se enfoca en proyecciones más amplias, teniendo en cuenta aspectos económicos, cambios demográficos, factores climáticos y patrones de demanda de los clientes. Por último, el largo plazo, que puede abarcar varias décadas, implica una planificación estratégica a largo plazo, teniendo en cuenta factores como el crecimiento de la población, avances tecnológicos, construcción de nueva infraestructura, políticas energéticas y cambios en los patrones de consumo. Estas subdivisiones en diferentes horizontes temporales permiten a los responsables de la toma de decisiones anticipar y adaptarse de manera efectiva a las fluctuaciones en la demanda de energía, garantizando así una gestión eficiente y sostenible del sistema energético. [8]

Existen diversos métodos para predecir la demanda futura, en donde se encuentran los métodos de regresión, series de tiempo, probabilidad, microáreas, inteligencia artificial, entre otros.

2.1.4.1. REGRESIÓN

Los métodos de regresión se basan en una función matemática que busca establecer una relación probabilística entre una variable de estudio y uno o más predictores relevantes. En el contexto de la predicción de la demanda de energía, se recopilan datos históricos de la demanda y se identifican variables independientes relevantes, como la temperatura, el día de la semana, el mes del año, entre otros.

Una vez recopilados los datos, se realiza un análisis de regresión para determinar la relación estadística entre la demanda y las variables independientes. Esto implica ajustar una línea de regresión que mejor se ajuste a los datos históricos y permita realizar proyecciones futuras.

Existen dos categorías principales dentro del método de regresión: la regresión simple y la regresión lineal múltiple. En la regresión simple, se trabaja con una variable independiente y una variable dependiente, y se pueden utilizar diferentes tipos de modelos como lineales, exponenciales,

logarítmicos, polinomiales, potenciales, entre otros. Por otro lado, la regresión lineal múltiple permite evaluar varios factores en conjunto, y aunque el tiempo puede ser considerado como una variable independiente, su objetivo principal es determinar la demanda futura al extrapolar la tendencia de la información pasada.

2.1.4.2. SERIES DE TIEMPO

La demanda eléctrica, al ser un fenómeno continuo y cambiante en el tiempo, puede ser tratada como una serie de tiempo. Esto abre la posibilidad de aplicar diversas técnicas y metodologías de series temporales para predecir la demanda futura basándose en los datos históricos disponibles. En este método, se requiere la mínima información necesaria, ya que la única variable independiente es el tiempo, y se busca medir el consumo de energía eléctrica en intervalos uniformemente espaciados. El objetivo es identificar patrones básicos en el comportamiento del consumo eléctrico que permitan proyectar la demanda futura de energía.

Para examinar la serie de tiempo, se suelen graficar sus valores, lo que facilita un análisis completo. A través de los gráficos, es posible detectar irregularidades y valores atípicos, si los hay, como niveles, cambios periódicos y efectos estacionales. Los cambios o discontinuidades en la serie de tiempo pueden ser cruciales para analizar los datos en intervalos. En el estudio de las series de tiempo, es esencial analizar sus componentes y, si es necesario, realizar transformaciones para eliminarlos o modificarlos. [8]

Sus componentes se dividen en:

- **Tendencia:** La tendencia es la componente de la serie de tiempo que refleja el comportamiento a largo plazo. Para detectarla, es necesario contar con un gran número de observaciones, lo que permite identificar movimientos crecientes, decrecientes o estacionalidad. En el caso de la demanda de energía eléctrica, la tendencia puede ser analizada en períodos semanales, mensuales o anuales, y muestra un crecimiento constante de los usuarios, manifestándose en patrones lineales o exponenciales.
- **Ciclicidad:** El efecto cíclico se refiere a las fluctuaciones ondulantes alrededor de la tendencia, que están asociadas con ciclos económicos de expansión y recesión.
- **Estacionalidad:** Los movimientos ascendentes y descendentes periódicos en la serie se conocen como efectos estacionales. Estos períodos estacionales pueden ser diarios, semanales, mensuales, anuales, etc. Se pueden identificar utilizando la transformada rápida de Fourier (FFT) o la función de autocorrelación. Cabe destacar que una serie es estacionaria si la media y la variabilidad se mantienen constantes a lo largo del tiempo.
- **Aleatoriedad:** Las variaciones aleatorias en la serie no siguen ningún patrón de comportamiento y son causadas por factores impredecibles y aislados. Se caracterizan por tener una correlación cero.

2.1.4.3. PROBABILIDAD

El modelo de pronóstico de demanda de energía eléctrica basado en distribución de probabilidad es una técnica utilizada para estimar la demanda futura ajustando los datos de cada subperíodo a una

función de distribución de probabilidad continua. Esta aproximación permite calcular la probabilidad de que la variable aleatoria de demanda sea menor o igual a un valor específico. La demanda de energía eléctrica es considerada una variable aleatoria debido a que sus valores no pueden ser predichos de manera exacta, ya que están influenciados por diversos factores descritos en el análisis anterior.

El enfoque de distribución de probabilidad asume que los datos de la muestra son independientes entre sí, lo cual debe ser verificado antes de aplicar el procedimiento de ajuste a una distribución específica. Si se ajusta una distribución de probabilidad a la muestra global de los datos, se pierde la secuencia cronológica en la que ocurren los valores de la variable aleatoria. Sin embargo, existe una alternativa para conservar la secuencia cronológica de los valores de la variable aleatoria en estudio, y es ajustar una distribución de probabilidad a los datos de cada subperiodo por separado.

2.1.4.4. MICROÁREAS

Este método propone la división de la zona de estudio en microáreas, que son zonas pequeñas, teniendo en cuenta la infraestructura eléctrica existente. El análisis del método de proyección de demanda eléctrica basado en microáreas consta de dos etapas [8]:

1. Uso de tierra: En esta etapa, se relacionan los datos de oferta y demanda del suelo para transformarlos en información de demanda eléctrica utilizando curvas de carga características. La diferencia entre la demanda estimada y la demanda actual permite identificar la necesidad y ubicación de nuevas subestaciones de distribución. Las características de estas subestaciones dependerán de factores como el área geográfica de estudio, la topología de la red y las herramientas disponibles. Esta etapa es crucial para planificar a largo plazo el sistema de distribución, estableciendo prioridades para su expansión de manera ordenada y económica.
2. Tendencia (Demanda de energía eléctrica): En esta etapa, se utilizan técnicas de extrapolación de carga basadas en la información histórica de la demanda de energía eléctrica. Estas técnicas requieren un mínimo de datos y su implementación resulta sencilla.

Los datos necesarios para aplicar este método son [8]:

- Datos históricos del número de usuarios por cuadrícula, clasificados en categorías residencial, industrial y comercial.
- Área ocupada por cada tipo de usuario.
- Datos históricos de demanda de energía por cada tipo de usuario y factor de potencia.
- Localización de subestaciones, incluyendo capacidad instalada y demanda actual.
- Área por ocupar o proyectos por construir, estimados en el plan de ordenamiento territorial, en las categorías residencial, comercial e industrial.

2.1.4.5. INTELIGENCIA ARTIFICIAL

La inteligencia artificial (IA) es una tecnología que permite a las máquinas aprender y tomar decisiones basadas en datos y patrones. En el contexto de la predicción de la demanda, se utilizan algoritmos de IA para analizar grandes conjuntos de datos históricos y realizar predicciones precisas. Estas, han demostrado resultados atractivos en diversas áreas del conocimiento, como medicina, economía y comunicaciones. Una de las características destacadas es su capacidad para eliminar la hipótesis de reducción de linealidad que ha dominado el análisis de problemas a lo largo del tiempo.

Para que la IA funcione correctamente y pueda generar una predicción de la demanda, necesita lo siguiente [8]:

- **Recopilación de datos:** Se recopilan datos históricos de la demanda, así como de otras variables relevantes, como la temperatura, el clima, el precio de la energía, la hora del día, entre otros. Estos datos se utilizan para entrenar el modelo de IA y desarrollar relaciones y patrones entre las variables.
- **Preprocesamiento de datos:** Antes de utilizar los datos para el entrenamiento del modelo, es necesario realizar tareas de preprocesamiento, como la limpieza de datos, la normalización y la selección de características relevantes. Esto asegura que los datos estén en un formato adecuado y que solo se utilicen las variables más relevantes para la predicción.
- **Entrenamiento del modelo:** Se utiliza un algoritmo de IA, como redes neuronales, árboles de decisión o máquinas de vectores de soporte, para entrenar un modelo predictivo. Durante el entrenamiento, el modelo aprende de los datos históricos y busca patrones y relaciones que puedan utilizarse para predecir la demanda futura.
- **Validación del modelo:** Una vez entrenado, el modelo se valida utilizando datos de prueba que no se utilizaron durante el entrenamiento. Esto permite evaluar la precisión y el rendimiento del modelo en la predicción de la demanda.
- **Predicción de la demanda:** Una vez que el modelo ha sido validado, se utiliza para realizar predicciones de la demanda futura. Estas predicciones se basan en los datos actuales y las características relevantes, y pueden ayudar a los planificadores y operadores del sistema eléctrico a tomar decisiones informadas sobre la generación, el almacenamiento y la distribución de energía.

Es importante destacar que la eficacia de una IA en la predicción de la demanda depende en gran medida de la calidad de los datos utilizados, la selección adecuada del algoritmo de IA y el entrenamiento y ajuste del modelo. Además, la IA puede adaptarse y mejorar con el tiempo a medida que se disponga de más datos y se realicen actualizaciones al modelo.

2.1.5. FLEXIBILIDAD

El Centro de Energía y La Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas [9] establecen que aunque no hay un consenso claro sobre una definición formal de flexibilidad, esta noción ha ido evolucionando a lo largo del tiempo. Una aproximación que engloba diversas definiciones de múltiples fuentes sería la siguiente:

“Habilidad o característica de un sistema eléctrico para adaptarse a las condiciones de variabilidad e incertidumbre en generación y demanda, de forma confiable y costo eficiente, en todas las escalas de tiempo.”

Históricamente, la flexibilidad en los sistemas eléctricos se basaba principalmente en las centrales de generación, mientras que las principales fuentes de variación e incertidumbre eran la demanda y las fallas en los equipos. Sin embargo, en muchos sistemas eléctricos alrededor del mundo se reconoce la importancia de incorporar nuevos recursos para proporcionar flexibilidad, como la respuesta de la demanda, la participación de fuentes de energía renovable en los servicios complementarios, la modernización de centrales existentes, sistemas de almacenamiento, generación distribuida despachable, interconexiones entre sistemas y mejoras en las plantas existentes, entre otros.

La flexibilidad se refiere a la capacidad de un sistema eléctrico de potencia para adaptarse a las variaciones en la generación o consumo, independientemente de su origen. En esencia, se trata de la capacidad disponible para responder a cambios tanto positivos como negativos. A lo largo de diferentes escalas de tiempo, la flexibilidad juega un papel fundamental en la planificación y operación del sistema, impactando la confiabilidad y los costos del sistema eléctrico. A largo plazo, busca equilibrar las desviaciones y las incertidumbres estacionales, mientras que a corto plazo se ocupa de las variaciones diarias y horarias, y en tiempo real garantiza la estabilidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico.

La flexibilidad y el seguimiento de la demanda son conceptos interdependientes en la operación de los sistemas eléctricos, en donde este último es el proceso de ajustar la generación de energía en tiempo real para satisfacer las fluctuaciones en la demanda neta. Por esta razón, es importante establecer que la flexibilidad proporciona la capacidad de respuesta y adaptación necesaria para ajustar la generación de energía en función de las necesidades cambiantes de los consumidores, lo que a su vez contribuye a un seguimiento efectivo de la demanda y un suministro de energía confiable.

La necesidad de aumentar la flexibilidad del sistema está determinada tanto por las características propias del sistema como por los niveles de participación de las fuentes de energía renovable y su distribución geográfica. Además, la flexibilidad no se limita únicamente a la generación y demanda, sino que también abarca otros componentes del sistema, como las redes de transmisión y distribución [9].

2.1.6. DEMANDA NETA

En Chile, la energía proveniente por medios ERNC no es despachable, o sea no se puede controlar ni ajustar su producción de energía. Esto provoca que existan variaciones en la generación como ocurre con la demanda. Por lo tanto, se establece el concepto de demanda neta, el cual se traduce como a la cantidad de energía eléctrica que los consumidores requieren y que no proviene de fuentes de energía renovable no convencionales (ERNC). Es la energía demandada por los usuarios que no es cubierta por la generación proveniente de fuentes como la solar, eólica, geotérmica, entre otras. En otras palabras, representa la porción de energía eléctrica que debe ser suministrada por fuentes convencionales y despachables, como las centrales térmicas. La demanda neta es un indicador relevante para evaluar la dependencia de un sistema eléctrico de fuentes no renovables y puede influir en las decisiones de planificación energética y en la transición hacia una matriz energética más sostenible. [7]

2.1.7. RESTRICCIONES TÉCNICAS DE LA GENERACIÓN

Los límites técnicos de las unidades generadoras son restricciones y limitaciones inherentes a la operación y capacidad de las plantas de generación eléctrica. Estos límites están determinados por las características técnicas de cada tipo de central y pueden afectar su capacidad de producción, eficiencia y confiabilidad.

El primer límite técnico que existe es el mínimo técnico, el cual se entiende como la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua [10].

El segundo corresponde al tiempo mínimo de operación, el cual se refiere al período mínimo durante el cual una unidad de generación debe permanecer en funcionamiento antes de poder ser apagada o desconectada del sistema. Este tiempo mínimo está determinado por diversos factores, como consideraciones técnicas, económicas y de estabilidad del sistema eléctrico. En general, se busca establecer un tiempo mínimo de operación que permita optimizar la eficiencia y la estabilidad del sistema, evitando operaciones demasiado cortas que puedan generar inestabilidades o impactar negativamente en los costos de operación.

El tercer lugar se tiene los tiempos de encendido y apagado de una unidad generadora, estos aluden al período necesario para que la unidad pase de estar apagada o en espera a estar completamente operativa, así como el tiempo requerido para apagarla y desconectarla del sistema. Estos tiempos son fundamentales desde el punto de vista de la operación del sistema eléctrico. Un tiempo de encendido eficiente permite satisfacer rápidamente las demandas de energía y garantizar un suministro estable. Por otro lado, un tiempo de apagado adecuado es crucial para ajustar la generación en función de la demanda y evitar un exceso de generación. Además de su impacto en la operación, estos tiempos también tienen implicaciones económicas, ya que una gestión eficiente de los tiempos de encendido y apagado puede contribuir a una operación más rentable y optimizada del sistema eléctrico.

Finalmente, el último límite técnico son las rampas de subida y bajada de carga, las cuales se refieren a la capacidad de una central generadora de ajustar gradualmente su producción de energía eléctrica en respuesta a cambios en la demanda. Estas rampas representan la velocidad a la cual una central puede aumentar o disminuir su generación, evitando fluctuaciones abruptas en el suministro eléctrico. Las rampas de carga son especialmente relevantes en el contexto de la integración de fuentes de generación intermitentes, como las energías renovables, ya que permiten equilibrar la oferta y la demanda de manera suave y controlada. El dimensionamiento adecuado de estas rampas considera factores como la tecnología de generación utilizada, las características técnicas de la central y las restricciones operativas, asegurando una operación eficiente y estable del sistema eléctrico. Una gestión eficaz de las rampas de subida y bajada de carga contribuye a garantizar la confiabilidad y la calidad del suministro eléctrico, facilitando la integración exitosa de las energías renovables en el sistema.

2.2. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

La energía es un recurso vital para el funcionamiento de nuestra sociedad moderna, sin embargo, su suministro no siempre es constante y puede fluctuar debido a diferentes factores, como la variabilidad de las fuentes renovables o interrupciones en la red eléctrica. Para asegurar un suministro estable y confiable, se han desarrollado diferentes tecnologías de almacenamiento de energía que permiten acumularla durante los momentos de exceso y liberarla en momentos de demanda. Estos sistemas de almacenamiento de energía son una pieza fundamental en la transición hacia un futuro más sostenible y eficiente en términos energéticos.

2.2.1. TIPOS DE TECNOLOGÍAS

2.2.1.1. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS (BESS)

Los sistemas de almacenamiento en base a baterías (BESS) se han convertido en una solución cada vez más popular en la industria energética, especialmente para hacer frente a la variabilidad e incertidumbre de las centrales de generación de energías renovables no convencionales (ERNC). Un BESS consta de varios componentes, como baterías, un convertor DC/AC, un sistema de gestión de baterías (BMS), un controlador, un sistema de protección, un transformador y un sistema de gestión de temperatura. La unidad funcional de estos sistemas de almacenamiento electroquímico son las baterías, que están compuestas por un contenedor de electrolito y dos polos de polaridad inversa sumergidos en el electrolito. En el circuito interior, hay una sustancia química activa de polo positivo y uno negativo, también conocidos como cátodo y ánodo. Además, el circuito exterior incluye bornes, cableado exterior, impedancia interna de carga y un equipo cargador rectificador. [11]

Las baterías consisten en celdas apiladas que permiten la conversión bidireccional de energía química a energía eléctrica. Para obtener el voltaje y los niveles de corriente deseados, las celdas se conectan eléctricamente en serie y en paralelo. Las baterías se clasifican según su capacidad de energía y potencia. En la mayoría de los casos, estas capacidades no son independientes y se establecen durante el proceso de diseño. Además, otras características importantes de las baterías incluyen la eficiencia, la vida útil (medida en ciclos de carga y descarga), la temperatura de funcionamiento, la profundidad de descarga (que indica el nivel de descarga de la batería), la autodescarga (que representa la tasa de pérdida de carga cuando se almacena) y la densidad de energía.

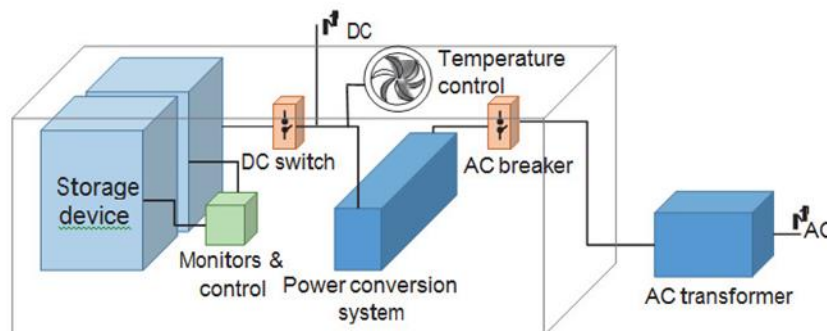


Figura 4: Esquema de un BESS. [12]

Actualmente, se está experimentando un importante avance en la tecnología de baterías, con el desarrollo de diversos tipos que van desde los ya disponibles en el mercado hasta los que aún se encuentran en fase experimental. En el contexto de los sistemas de energía, se han utilizado principalmente baterías de ciclo profundo, similares a las empleadas en vehículos eléctricos, con capacidades de energía que oscilan entre 17 y 40 MWh y eficiencias en torno al 70-80% [13]. Entre las diferentes tecnologías de baterías existentes, se presentan las más importante a continuación:

1. Plomo-ácido: Cada celda de una batería de plomo-ácido está compuesta por un electrodo positivo de dióxido de plomo y un electrodo negativo de plomo esponjoso, separados por un material micro-poroso e inmersos en un electrolito de ácido sulfúrico acuoso (contenido en una carcasa de plástico).
2. Sodio-azufre (NaS): Una batería de NaS consiste en azufre fundido en el electrodo positivo y sodio fundido en el electrodo negativo, separados por un electrolito cerámico de beta alúmina sólida. El electrolito permite que solo los iones de sodio positivos atraviesen y se combinen con el azufre para formar polisulfuros de sodio. Durante la descarga, los iones de sodio positivos fluyen a través del electrolito y los electrones circulan por el circuito externo de la batería, generando alrededor de 2 V. La batería se mantiene a unos 300 °C para permitir este proceso.
3. Ión de litio (Li-ion): El cátodo de estas baterías es un óxido metálico litado y el ánodo está hecho de carbono grafitico con una estructura de capas. El electrolito está compuesto por sales de litio disueltas en carbonatos orgánicos. Durante la carga de la batería, los átomos de litio en el cátodo se convierten en iones y migran a través del electrolito hacia el ánodo de carbono, donde se combinan con electrones externos y se depositan entre las capas de carbono como átomos de litio. Este proceso se invierte durante la descarga.
4. Metal-aire: Los ánodos en estas baterías son metales comúnmente disponibles con alta densidad de energía, como aluminio o zinc, que liberan electrones al oxidarse. Los cátodos o electrodos de aire suelen estar hechos de una estructura de carbono porosa o una malla metálica recubierta con catalizadores adecuados. Los electrolitos suelen ser buenos conductores de iones hidróxido (OH⁻) como el hidróxido de potasio (KOH). El electrolito puede estar en forma líquida o en una membrana polimérica sólida saturada con KOH.
5. Baterías de flujo: Este tipo de batería consta de dos depósitos de electrolito desde los cuales los electrolitos circulan (mediante bombas) a través de una celda electroquímica que comprende un cátodo, un ánodo y un separador de membrana. La energía química se convierte en electricidad en la celda electroquímica cuando los dos electrolitos fluyen a través de ella. Ambos electrolitos se almacenan por separado en grandes tanques fuera de la celda electroquímica. El tamaño de los tanques y la cantidad de electrolitos determinan la densidad de energía de estas baterías. Sin embargo, la densidad de potencia en las baterías de flujo depende de las tasas de las reacciones de los electrodos que ocurren en el ánodo y el cátodo.

2.2.1.2. PILAS DE COMBUSTIBLE DE HIDRÓGENO

Una pila de combustible es un tipo de batería de alta tecnología que convierte la energía química del combustible en energía eléctrica. A diferencia de una batería convencional, que almacena energía química internamente y se agota con el tiempo, la pila de combustible utiliza un combustible externo y es capaz de suministrar energía eléctrica de manera continua siempre que se le suministre dicho combustible. Una de las características distintivas de la pila de combustible es que utiliza el oxígeno como reactivo en el cátodo, el cual actúa como oxidante y no requiere ser almacenado, ya que se obtiene del aire. Por otro lado, el combustible utilizado en la pila suele ser hidrógeno, el cual puede suministrarse directamente o generarse a partir de la reformación de otro combustible como metanol o etanol. De esta manera, la pila de combustible se alimenta de manera eficiente y sostenible, convirtiendo la energía química del combustible en energía eléctrica de manera continua. [14]

La mayoría de las pilas de combustible están compuestas por células individuales, también conocidas como celdas de combustible. Cada célula de combustible consta de dos electrodos: el ánodo (-) y el cátodo (+), ambos con una cierta cantidad de platino, separados por un electrolito sólido o líquido. En el caso de una pila de combustible de membrana, el electrolito es una membrana. En el ánodo, se produce la reacción del hidrógeno, que se disocia en 2 protones y 2 electrones. Los protones o iones de hidrógeno positivos se desplazan a través de la membrana hacia el cátodo, mientras que los electrones, que no pueden atravesar la membrana, circulan a través de un circuito eléctrico que conecta los dos electrodos. Este flujo de electrones constituye la corriente eléctrica que puede alimentar, por ejemplo, el motor eléctrico de un automóvil. Una vez que los electrones han pasado por el circuito, ingresan al cátodo, donde se combinan con los protones y el oxígeno del aire para formar agua. [14]

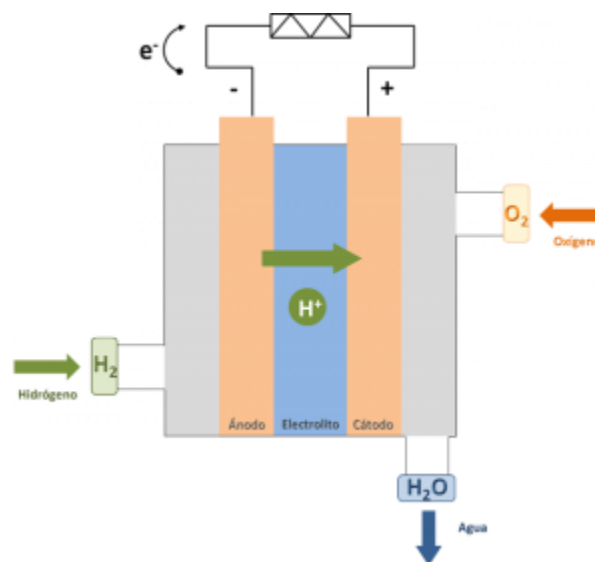


Figura 5: Esquema de una pila de combustible. [15]

A continuación, se presenta una tabla que resume los tipos de pilas de combustible más comunes y sus principales características:

Tabla 1: Tipos de pilas de combustibles. [15]

	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC	DMFC
Electrolito	Membrana de polímero sólido	Solución alcalina	Ácido fosfórico	Carbonatos fundidos	Óxido sólido	Membrana de polímero sólido
Temperatura operación (°C)	60 – 80	100 – 120	200 – 250	600 – 700	800 – 1000	50 – 120
Rango Potencia	5 – 250 kW	5 – 150 kW	50 kW – 11 MW	100 kW – 2 MW	100 – 250 kW	5 kW
Ventajas	Bajas Temperaturas Arranque rápido Baja corrosión y mantenimiento	Mayor eficiencia Reacción catódica más rápida	Acepta H ₂ impuro	Reformado interno Cogeneración	Reformado interno Cogeneración	No necesita reformador de combustible
Aplicaciones	Transporte Portátiles Residencial	Espaciales	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Portátiles

Aunque todas las pilas de combustible funcionan según el mismo principio fundamental, existen notables diferencias en cuanto a su diseño, características de operación y potencia. Se pueden encontrar pilas de combustible desde 1 W que operan a temperatura ambiente hasta módulos de 250 kW que funcionan a 1000 °C. La clasificación común de las pilas de combustible se basa en el tipo de electrolito que utilizan, ya que esto determina características fundamentales de la pila y, en consecuencia, sus posibles aplicaciones. Las pilas de combustible de membrana polimérica (PEM) son las más flexibles y versátiles. Sus aplicaciones abarcan desde la alimentación de pequeños dispositivos portátiles, como radios y computadoras, con potencias de 1 a 100 W, hasta sistemas de generación de energía residencial (1 a 5 kW) o incluso sistemas a escala industrial (200 kW). Las pilas de combustible de carbonatos fundidos (MCFC) y las pilas de combustible de óxidos sólidos (SOFC) tienen un gran potencial como generadores de electricidad o de electricidad y calor, aunque su nivel de desarrollo, especialmente el de estas últimas, es aún menor. [14]

2.2.1.3. SUPERCONDENSADOR (SCESS)

Los supercondensadores son dispositivos que almacenan energía eléctrica mediante cargas electroestáticas en pequeños dispositivos compuestos por placas conductoras separadas por un medio dieléctrico, con una construcción y funcionamiento similar a los condensadores convencionales a

gran escala. Estos dispositivos tienen la capacidad de almacenar energía eléctrica en breves períodos de tiempo, del orden de segundos o menos, lo que los hace ideales para responder a las necesidades de puntas de potencia o interrupciones de suministro de corta duración. Además, los supercondensadores tienen la ventaja de proporcionar corrientes de carga altas y tener una vida útil de millones de ciclos sin necesidad de mantenimiento, trabajando en condiciones de temperatura muy adversas y sin elementos tóxicos en su composición. [16]

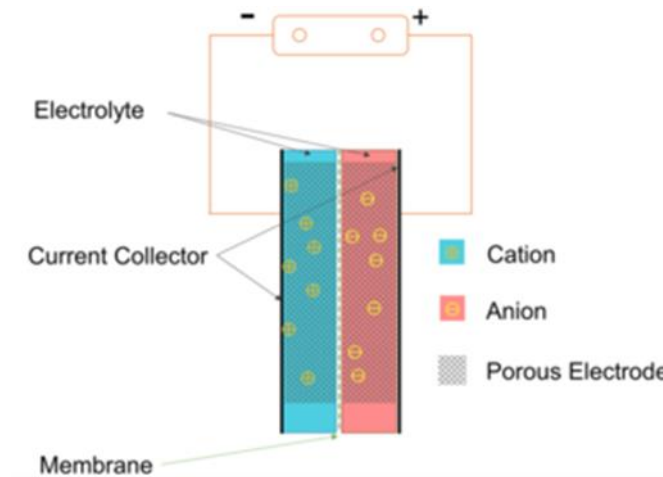


Figura 6: Esquema de un supercondensador. [17]

En la industria energética, los supercondensadores han surgido como una alternativa o complemento importante a otros dispositivos de producción o almacenamiento de energía eléctrica como las pilas de combustible o las baterías. Si bien tienen una capacidad limitada de almacenar energía y un costo elevado, los supercondensadores ofrecen una mayor potencia de inyección en comparación con las baterías, lo que los convierte en una solución adecuada para aplicaciones que requieren alta potencia y no tanto capacidad de almacenamiento. En la práctica, los condensadores y las baterías se consideran sistemas complementarios, donde la batería proporciona energía y el supercondensador aporta picos de potencia en aplicaciones específicas. [18]

2.2.1.4. SUPERCONDUCTOR MAGNETICO (SMES)

En la tecnología de almacenamiento de almacenamiento magnético de energía superconductora (SMES), esta se almacena en un campo magnético generado por la circulación de corriente continua en una bobina superconductora. Para lograr esto, es necesario enfriar la bobina a temperaturas criogénicas. Gracias a estas bajas temperaturas, la corriente eléctrica encuentra casi ninguna resistencia, lo que crea una condición de superconducción con pérdidas mínimas y un almacenamiento altamente eficiente. En la Figura 7, se puede observar un SMES convencional, el cual consta de tres componentes principales: la bobina superconductora, el refrigerador criogénico y el sistema de potencia que actúa como interfaz con la red eléctrica .

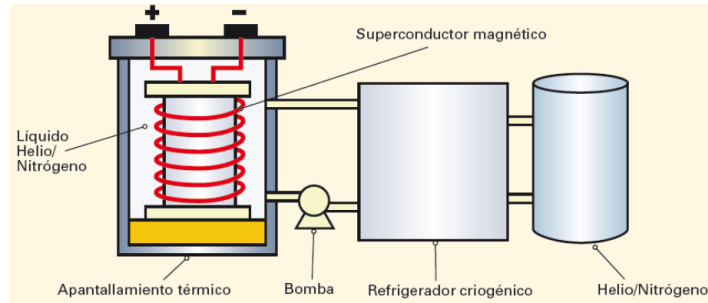


Figura 7: Esquema de un superconductor magnético. [19]

2.2.1.5. VOLANTE DE INERCIA (FESS)

Los volantes de inercia son sistemas de almacenamiento cinético que aprovechan la energía almacenada en la rotación de un volante, masa, a alta velocidad. Están conectados a una máquina eléctrica, la cual puede funcionar como generador o motor. En modo generador, suministra energía al sistema al convertir la energía cinética del volante en energía eléctrica para alimentar la red. En modo motor, el sistema absorbe energía eléctrica de la red y la convierte en energía cinética, aumentando la velocidad angular del volante. La cantidad de energía almacenada en un volante depende de sus dimensiones y masa.

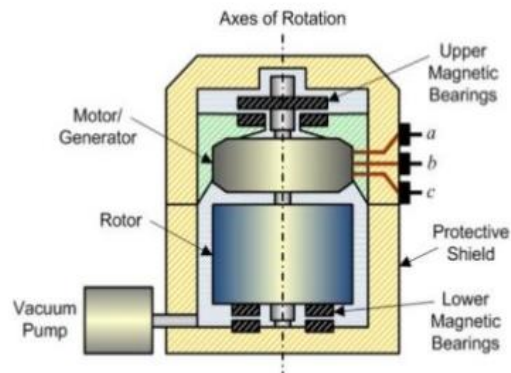


Figura 8: Esquema de un volante de inercia. [20]

Además, existe la tecnología de almacenamiento mediante volantes de inercia. Aunque la cantidad de energía que pueden almacenar es relativamente baja, su eficiencia es notablemente alta, alcanzando alrededor del 90%. Sin embargo, estas tecnologías se enfrentan a desventajas significativas, como el alto costo de inversión inicial y la autodescarga que experimentan a lo largo del tiempo

2.2.1.6. ALMACENAMIENTO TÉRMICO (TES)

Los sistemas de almacenamiento térmico representan una solución prometedora para aumentar la utilización efectiva de la energía térmica y facilitar el control de la producción térmica a gran escala. Estos sistemas son especialmente útiles para corregir la discrepancia entre la demanda y la producción de energía eléctrica. En general, existen tres principales tipos de almacenamiento térmico: almacenamiento sensible, almacenamiento latente y almacenamiento termoquímico.

El almacenamiento en energía térmica utiliza sistemas termodinámicos capaces de calentar o enfriar un determinado material, generando o consumiendo energía eléctrica en el proceso.

En muchos países europeos, el calor se almacena mayoritariamente en forma de calor sensible, utilizando tanques de agua o lechos de piedra. Sin embargo, este enfoque presenta desafíos significativos, como la necesidad de una gran cantidad de masa o volumen para almacenar energía y las pérdidas energéticas asociadas a la variación de temperatura de la masa acumuladora.

En las últimas décadas, se han desarrollado dos formas adicionales de almacenamiento térmico: almacenamiento por reacción termoquímica y almacenamiento por calor latente. Las reacciones termoquímicas ofrecen una capacidad de almacenamiento térmico elevada, de hasta 350 kWh/m³, dependiendo de la reacción, pero requieren altas temperaturas (aproximadamente 130 °C), lo que limita su aplicabilidad en estrategias de acondicionamiento pasivo. El almacenamiento por calor latente, por otro lado, implica la cantidad de energía almacenada en un material cuando cambia su estructura molecular, fase o estado de hidratación. Este enfoque presenta varias ventajas en comparación con otras formas de almacenamiento térmico [21]:

- Alta densidad de almacenamiento, similar a las reacciones termoquímicas y significativamente mayor que el calor sensible, lo que elimina la necesidad de construir instalaciones de gran tamaño.
- Reducción de las pérdidas energéticas asociadas a la variación de temperatura, a diferencia del almacenamiento sensible.
- Posibilidad de seleccionar la temperatura de trabajo durante el proceso de carga y descarga energética del material, según las necesidades específicas.

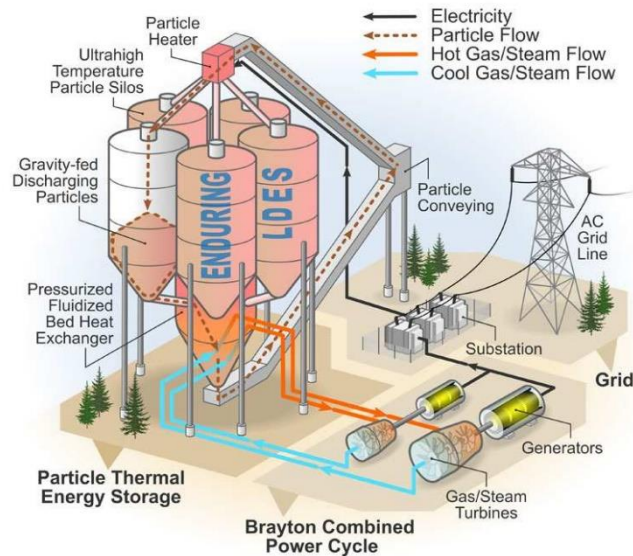


Figura 9: Esquema de una central TES tipo calor sensible. [22]

Si bien el almacenamiento térmico ofrece la capacidad de almacenar una cantidad significativa de energía, presenta algunas limitaciones, como su velocidad lenta, altos costos de operación y la necesidad de ubicaciones geográficas específicas. Sus principales aplicaciones se centran en la absorción de picos de demanda y el desfase energético (time-shift).

2.2.1.7. AIRE COMPRIMIDO (CAES)

El concepto de Almacenamiento de Energía mediante Aire Comprimido (CAES) se presentó hace más de medio siglo, en la década de 1940. Su funcionamiento se basa en capturar aire a presión atmosférica y comprimirlo utilizando un compresor para luego almacenarlo a altas presiones (4-8 MPa) en reservorios o estructuras geológicas adecuadas. Este proceso se lleva a cabo cuando hay un exceso de recursos renovables disponibles o durante las horas de menor demanda energética.

Una vez almacenado durante horas o días, el aire comprimido se extrae y se expande, pasando a través de una turbina para generar energía cuando sea necesaria, como en las horas de mayor demanda energética. Este ciclo de compresión y expansión del aire comprimido permite aprovechar eficientemente la energía almacenada y contribuir a la estabilización y equilibrio de la red eléctrica.

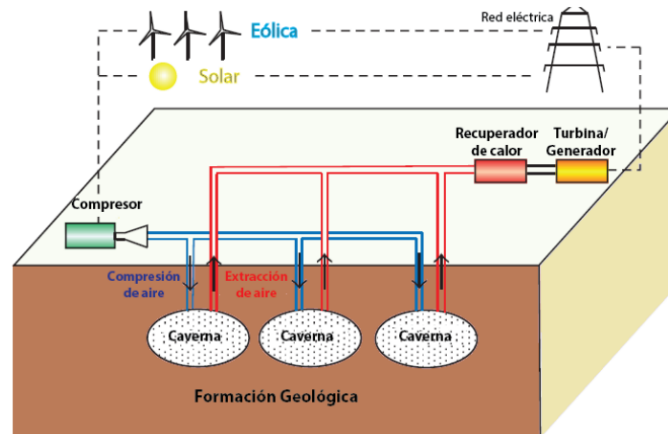


Figura 10: Esquema de una central de aire comprimido. [19]

En la actualidad, existen únicamente dos plantas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido (CAES) a gran escala en funcionamiento en el mundo, una de 321 MW ubicada en Huntorf, Alemania y la otra de 110 MW, en McIntosh, Alabama, Estados Unidos. Sin embargo, debido al aumento en la adopción de energías renovables, ha resurgido el interés científico en esta tecnología, lo que se refleja en la creciente cantidad de proyectos y plantas demostrativas que se están llevando a cabo a nivel global.

Los sistemas de almacenamiento CAES se pueden dividir en dos categorías principales: diabático y adiabático. Estas categorías se diferencian en cómo manejan el calor generado durante el proceso de compresión y expansión del aire.

En los sistemas CAES adiabáticos, el calor generado durante la compresión se extrae y se almacena para su posterior uso, mientras que en los sistemas CAES diabáticos, el calor es desaprovechado. Ambos enfoques tienen ventajas y desventajas en términos de eficiencia y capacidad de respuesta.

Los sistemas CAES adiabáticos aprovechan el calor extraído durante la compresión y lo almacenan en un medio de almacenamiento térmico, como sales fundidas o agua caliente. Este calor se recupera durante la expansión del aire comprimido y se utiliza para mejorar la eficiencia del proceso de generación de energía. Estos sistemas tienden a tener una mayor eficiencia energética, pero también pueden tener una respuesta más lenta debido al tiempo requerido para el intercambio de calor.

2.2.1.8. BOMBEO HIDROELÉCTRICO (PHS)

En el contexto de las centrales de bombeo, existen diferentes tipos y clasificaciones según su funcionamiento y características. Las centrales de bombeo son aquellas en las que dos presas a diferentes alturas se conectan mediante una conducción de agua a presión junto a una central de turbinado y bombeo. Estas centrales operan de forma reversible, permitiendo tanto el bombeo del agua desde la presa inferior a la superior en períodos de baja demanda de energía, como la generación de energía al turbinar el agua de la presa superior a la inferior en momentos de alta demanda.

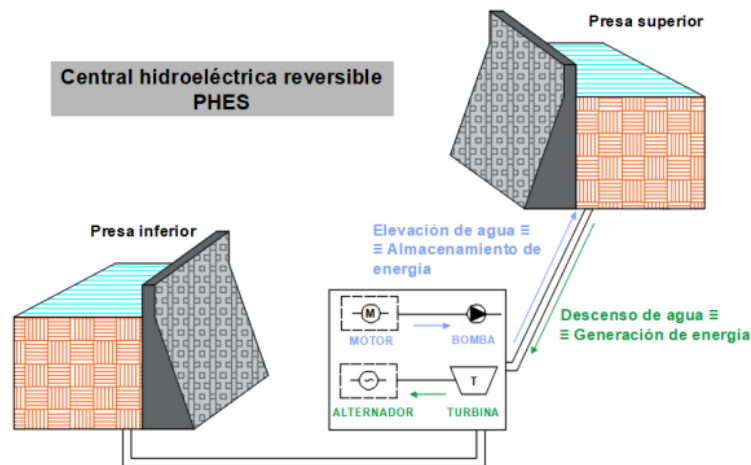


Figura 11: Esquema de una central PHEs. [23]

En cuanto a la clasificación de las centrales de bombeo, se pueden distinguir dos tipos principales [23]:

- Las centrales de bombeo puro son aquellas en las que la presa o depósito de mayor altura no cuenta con aportes significativos de agua propia, por lo que la mayoría del agua que llega a dicha presa debe ser bombeada desde la presa inferior.
- Las centrales de bombeo mixto son aquellas en las que la presa superior puede recibir aportes de agua por medios naturales, aunque también existe la posibilidad de que el agua sea bombeada previamente desde fuentes como ríos, barrancos o incluso mediante el uso de Estaciones Desalinizadoras de Agua de Mar (EDAM).

En cuanto a la tecnología hidráulica utilizada, se pueden encontrar centrales con las siguientes características [23]:

- Sistemas con bombas y turbinas independientes: Ambos tipos de máquinas se instalan por separado, pero están acopladas para su funcionamiento conjunto.
- Sistemas hidráulicos reversibles, donde las máquinas hidráulicas pueden operar tanto como bomba para almacenar energía como turbina para generarla. Estos sistemas eliminan el acoplamiento y reducen el espacio de instalación y las tuberías necesarias para el flujo de agua.

2.2.2. COMPARACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

A continuación, se presenta un gráfico comparativo que analiza diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, de acuerdo a la potencia y al tiempo de descarga a potencia nominal.

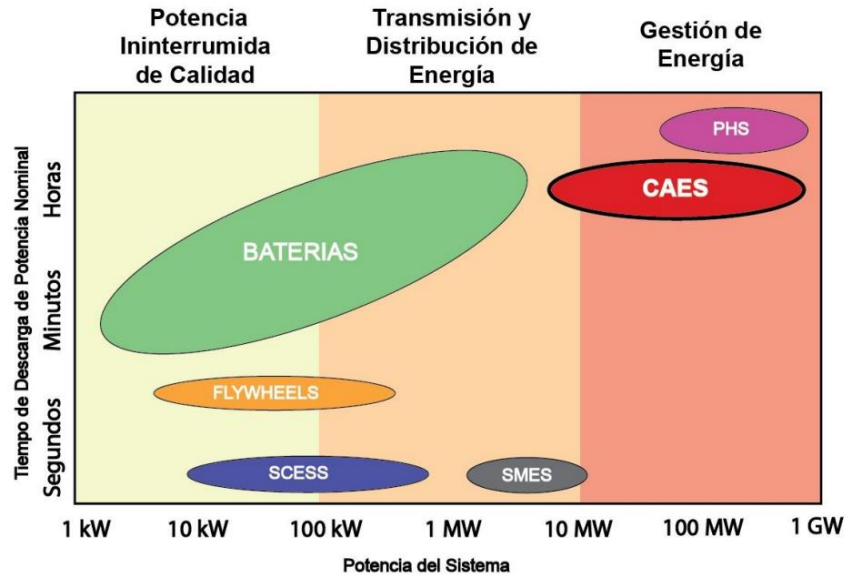


Figura 12: Comparación de las diferentes tecnologías de almacenamiento, según tiempo de descarga vs potencia nominal. [24]

Las tecnologías de almacenamiento PHS y CAES se destacan por su capacidad para almacenar grandes cantidades de energía durante períodos prolongados, como se ilustra en la Figura 12. Estas tecnologías, debido a su tamaño considerable y la capacidad de realizar múltiples ciclos de carga y descarga, son ideales para implementar estrategias de arbitraje energético. El arbitraje de energía implica aprovechar los momentos de precios bajos de la electricidad para cargar el sistema y luego descargarla en las horas pico, cuando los precios son más altos, optimizando así los costos de operación [19].

Por otro lado, las tecnologías SCESS y SMES se caracterizan por su capacidad de descargar rápidamente toda la energía almacenada en cuestión de segundos. Estas tecnologías ofrecen un respaldo instantáneo y confiable al sistema eléctrico, brindando seguridad y estabilidad en situaciones de alta demanda o contingencias.

Tabla 2: Comparación de las diferentes tecnologías de almacenamiento, según características. [19]

Características	PHS	FESS	CAES	BESS	SMES	TES
Potencia [MW]	100 – 5000	0 – 0,25	5 – 300	0 – 40	0,1 – 10	5 – 60
Duración de la energía	Horas - días	Milisegundos - minutos	Horas - días	Segundos - horas	Milisegundos - segundos	Horas
Tiempo de respuesta	Segundos - minutos	Segundos	5 – 15 minutos	Milisegundos - segundos	Milisegundos - minutos	–
Densidad de energía [Wh/kg]	0,5 – 1,5	10 – 30	30 – 60	30 – 240	0,5 – 5	80 – 200
Auto-descarga [%/día]	0	100	0	0,1 – 0,6	10 – 15	0,5 – 1
Rendimiento [%]	65 – 70	90 – 95	45 – 70	75 – 95	90 – 95	40 – 90
Vida media [años]	40 – 60	10 – 30	20 – 40	5 – 20	20	10 – 20

2.2.3. PARAMETROS Y VARIABLES DE OPERACIÓN

Los sistemas de almacenamiento de energía se integran a la red eléctrica mediante convertidores, y el intercambio de energía entre el sistema de almacenamiento y la red se ajusta mediante el control de los parámetros de los convertidores electrónicos. Por consiguiente, los elementos clave en la operación de los sistemas de almacenamientos se observan en la siguiente tabla.

Tabla 3: Parámetros y variables operacionales de los sistemas de almacenamiento. [25]

Tipo	Unidad	Carga	Descarga
Parámetros	MW	Potencia de carga mínima P_{min}^c	Potencia de descarga mínima P_{min}^d
	MW	Potencia de carga máxima P_{max}^c	Potencia de descarga máxima P_{max}^d
	%	Eficiencia de carga η_c	Eficiencia de descarga η_d
	MWh	Capacidad máxima de energía SOC_{max}	
	MWh	Capacidad mínima de energía SOC_{min}	
	%	Tasa de auto descarga ξ	
Variables	MW	Carga de energía P_t^c	Descarga de energía P_t^d
	MWh	Estado de carga SOC_t	

Estos parámetros y variables poseen aplicaciones directas en las formulaciones matemáticas del despacho óptimo de energía.

La variable de carga y descarga de energía, P_t^c y P_t^d , se encuentran restringidas bajo las siguientes relaciones:

$$P_{min}^c \leq P_t^c \leq P_{max}^c \quad (1)$$

$$P_{min}^d \leq P_t^d \leq P_{max}^d \quad (2)$$

La variable de estado de carga, SOC_t , se encuentra restringida según la siguiente relación:

$$SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max} \quad (3)$$

El equilibrio en el almacenamiento de energía entre dos intervalos de tiempo consecutivos debe tener en cuenta tanto la carga como la descarga del sistema de almacenamiento, considerando sus eficiencias respectivas, como se ilustra en la Ecuación (4). [25]

$$SOC_t = SOC_{t-1} + \left(P_t^c \cdot \eta_c - \frac{P_t^d}{\eta_c} \right) \cdot \Delta t \quad (4)$$

3 | METODOLOGÍA

El estudio se divide en dos fases distintas: la primera implica examinar y analizar la situación actual del sistema en relación al monitoreo de la demanda del SEN, mientras que la segunda fase se concentra en evaluar la contribución potencial de las tecnologías de almacenamiento en la supervisión de la demanda.

3.1. ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL SEN

Para realizar el análisis del estado actual del SEN se evaluarán datos propios de la operación, que incluyen la frecuencia, la potencia activa total, la potencia activa generada por fuentes solares y eólicas, ACE (Área de Control de Energía) y la capacidad de regulación tanto positiva como negativa. Específicamente se evaluará el comportamiento de la frecuencia y de la capacidad de regulación en conjunto con el ACE.

3.1.1. FRECUENCIA

Primero, se llevará a cabo una evaluación de la frecuencia, con el propósito de identificar los momentos y las condiciones en los que se producen las desviaciones más significativas. También se registrará el tiempo durante el cual la frecuencia se sitúa por encima o por debajo de los límites establecidos por las normativas aplicables.

3.1.2. CAPACIDAD DE REGULACIÓN

La capacidad de regulación en el sistema eléctrico se refiere a las reservas disponibles de Control Secundario de Frecuencia (CSF) para corregir las desviaciones de la frecuencia eléctrica dentro del rango de 49.8 a 50.2 Hz. Esta capacidad se divide en dos categorías: capacidad de regulación positiva (+) para corregir subfrecuencias y capacidad de regulación negativa (-) para sobrefrecuencias.

En este análisis, examinaremos el déficit de capacidad de regulación en relación con el ACE (Error de Control de Área). Esto nos permitirá identificar los momentos en los que las reservas son insuficientes y, por lo tanto, el sistema se encuentra en mayor riesgo en este aspecto. La relación que define el déficit en la capacidad de regulación se expresa de la siguiente manera:

$$Déficit_+ = |ACE_+| - CR_+ \quad (5)$$

$$Déficit_- = |ACE_-| - CR_- \quad (6)$$

En donde ACE_+ y ACE_- corresponde al ACE cuando es positivo y negativo respectivamente, al igual que CR_+ y CR_- para la capacidad de regulación (+) y (-) respectivamente.

En referencia a lo mencionado anteriormente, es importante destacar que se considerará un déficit cuando el resultado, de acuerdo a las ecuaciones (5) y (6), sea positivo, lo que implica que el ACE es mayor que la capacidad de regulación disponible. Por el contrario, cuando el resultado sea negativo, se interpretará como que no existe un déficit en ese momento específico.

3.2. SIMULACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

Cuando el factor de BIAS se ha calculado con precisión, el valor del ACE proporciona una estimación adecuada de la potencia excedente o faltante necesaria para igualar la demanda. Esto justifica la posibilidad de utilizar los datos del ACE como base para las estrategias de gestión de sistemas de almacenamiento, considerando las restricciones técnicas asociadas.

La simulación de las tecnologías de almacenamiento se regirá conforme al siguiente esquema metodológico. En primer lugar, se recopilarán datos históricos relevantes, abarcando variables clave como la demanda eléctrica, la generación de energía, frecuencia y otros factores influyentes. Posteriormente, se aplicarán modelos y algoritmos específicos, vistos en la Figura 13, para representar las tecnologías de almacenamiento, considerando sus características intrínsecas. La validación de la simulación se llevará a cabo comparando los resultados obtenidos con los datos reales y ajustando los parámetros según sea necesario. Este enfoque sistemático permitirá evaluar de manera precisa el impacto y la eficacia de las tecnologías de almacenamiento en el seguimiento de la demanda eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional.

Adicionalmente, la implementación de la simulación abarcará la totalidad del día, considerando la variabilidad horaria y diaria de la demanda y generación eléctrica. Además, se establecerá un enfoque específico para evaluar el rendimiento de las tecnologías de almacenamiento durante los periodos de entrada y salida de la energía solar al sistema. Dado que estos momentos son críticos en términos de generación, la simulación se centrará en analizar cómo las tecnologías de almacenamiento pueden optimizar su funcionamiento para compensar la variabilidad asociada con la generación solar.

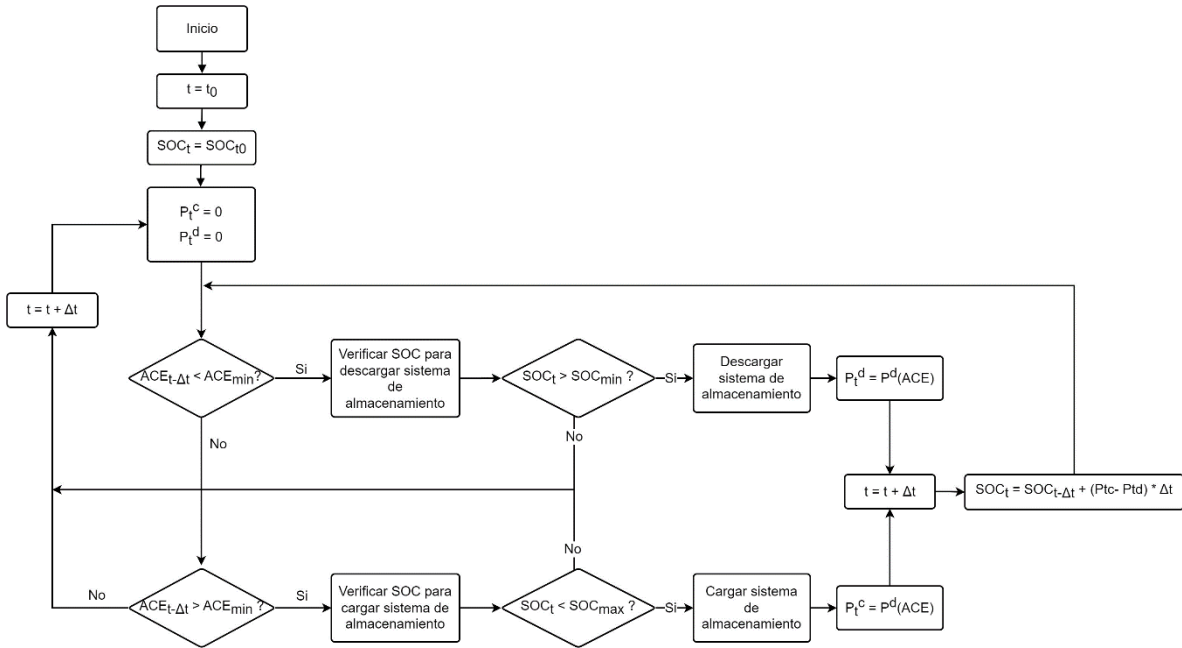


Figura 13: Metodología simulación de las tecnologías de almacenamiento.

Es importante señalar que se asumirá una eficiencia del 100% tanto para la carga como para la descarga, con el fin de simplificar la evaluación y no tener en cuenta las pérdidas asociadas al proceso.

Por otro lado, el diagrama establece el límite de actuación ACE_{min} , asegurando que el sistema de almacenamiento permanezca inactivo cuando:

$$-ACE_{min} < ACE_{t-1} < ACE_{min} \quad (7)$$

El valor de potencia de carga y descarga estará dado dependiendo del ACE de tal forma que:

$$P^d(ACE) = ACE_t \quad (8)$$

$$P^c(ACE) = ACE_t \quad (9)$$

Según el diagrama de la Figura 13 lo requiera.

4 | ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL SEN

A continuación, se procederá con un análisis de los datos suministrados por el CEN, los cuales se obtuvieron a través de SCADA. Estos datos abarcan diversas variables operativas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que incluyen la frecuencia, la potencia activa total, la potencia activa generada por fuentes solares y eólicas, ACE y la capacidad de regulación tanto positiva como negativa. Estos registros corresponden al período comprendido entre el 1 y el 10 de enero.

4.1. FRECUENCIA

En primer lugar, se realiza estudio de los máximos y mínimos de la frecuencia y el tiempo en que esta se encuentra fuera del estado normal para cada día, para poder realizar un primer vistazo a lo que ocurre en el SEN.

Tabla 4: Análisis de la frecuencia del SEN.

Día	Mínima Frecuencia [Hz]	Máxima Frecuencia [Hz]	Segundos con sobrefrecuencia > 50,3 [Hz]	Segundos con subfrecuencia < 49,7 [Hz]
01-01-2023	49,69	50,26	0	8
02-01-2023	49,70	50,34	144	0
03-01-2023	49,75	50,29	0	0
04-01-2023	49,64	50,35	228	68
05-01-2023	49,74	50,25	0	0
06-01-2023	49,79	50,25	0	0
07-01-2023	49,72	50,27	0	0
08-01-2023	49,52	50,29	0	416
09-01-2023	49,42	50,38	363	376
10-01-2023	49,65	50,31	8	48

En la tabla anterior, se observa que los valores máximos y mínimos diarios de la frecuencia promedian 49,66 [Hz] y 50,30 [Hz], respectivamente. Estos valores se sitúan fuera de la norma según la NTSyCS [4], que establece una banda de $\pm 0,3$ [Hz].

Al analizar el tiempo durante el cual la frecuencia se encuentra fuera de la banda, se observa que, de los 10 días estudiados, en 6 de ellos se registran momentos en los que la frecuencia no cumple con la norma. El día más destacado en este sentido es el 9 de enero, ya que presenta la mayor cantidad de

tiempo en que la frecuencia está fuera de la banda, así como el valor máximo más alto y el mínimo más bajo.

En relación al 9 de enero, día en particular, se registra un máximo de frecuencia de 50,38 [Hz] a las 18:19 horas, con un ACE de 247 [MW] y una capacidad de regulación (-) de 40 [MW]. En este período, la falta de reservas de CSF- impide reducir el ACE y, por lo tanto, disminuir la frecuencia. De manera similar, el mínimo de frecuencia de 49,42 [Hz] se registra a las 13:49 horas, con un ACE de -377 [MW] y una capacidad de regulación (+) de 92 [MW], lo que resulta en la falta de suficientes reservas de CSF+ para aumentar el ACE y restablecer la frecuencia.

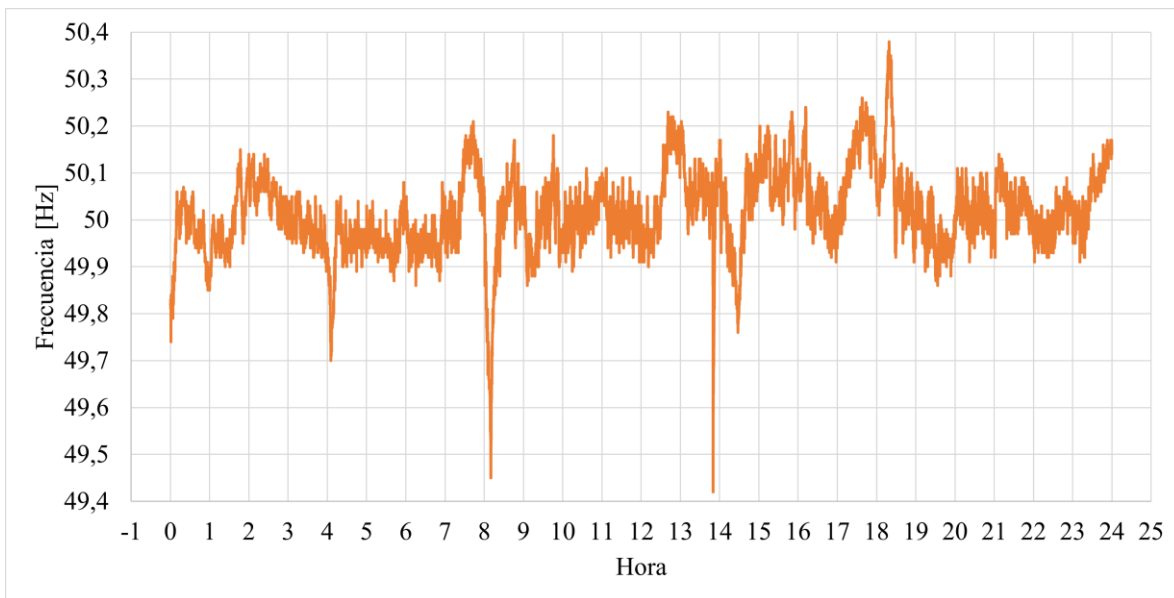


Figura 14: Frecuencia, 9 de enero 2023.

Al analizar la Figura 14, que ilustra la variación de la frecuencia a lo largo del día, se destacan claramente cuatro puntos críticos de máximo interés. Estos peaks ocurren a las 4, 8, 14 y 18 horas.

Es importante destacar que el 9 de enero se produjo un único evento de falla (IRF_09012023_SE Pelequen Transformador 1 de 66-15 kV y 4 MVA_IF2023000108), aunque la potencia afectada fue de 0,6 [MW], lo que se considera insignificante.

4.2. CAPACIDAD DE REGULACIÓN

Una vez que se ha efectuado el cálculo del déficit en la capacidad de regulación, se ha constatado que esta carencia se presenta en todos los días del período de estudio. En este contexto, se ha procedido a representar gráficamente los máximos déficits diarios como primer paso en el análisis.

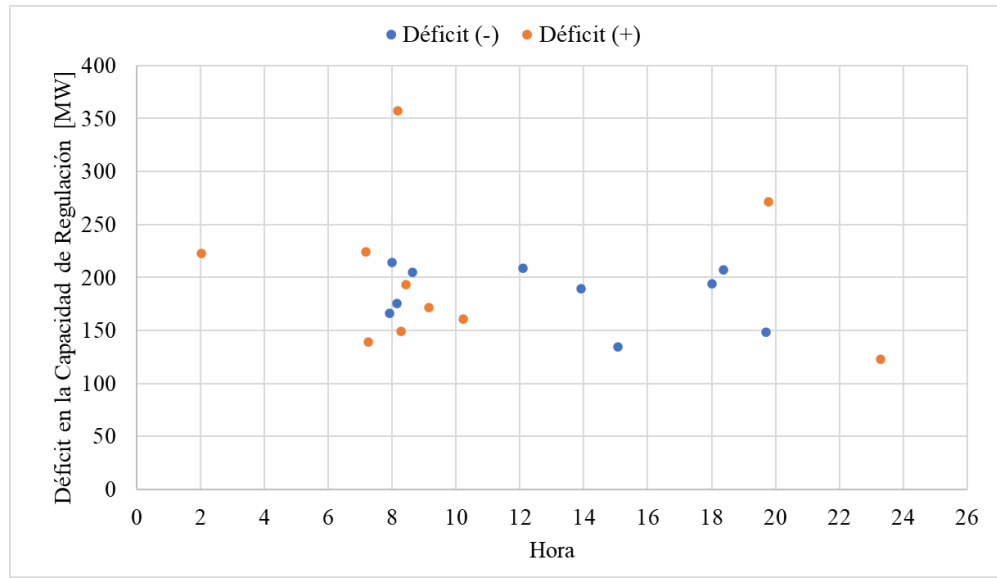


Figura 15: Máximos déficit en la capacidad de regulación por día.

Al analizar detenidamente la Figura 15, se evidencia una concentración notable de puntos entre las 7 y las 9 de la mañana, un período de gran relevancia para el sistema eléctrico. Esta coincidencia temporal es crucial, ya que se corresponde con la entrada de energía solar al sistema y el incremento de la demanda eléctrica.

Este fenómeno plantea una situación potencialmente crítica, ya que la concentración de puntos en ese intervalo horario sugiere que el sistema enfrenta un desafío significativo en términos de balance de energía y frecuencia. Además, al observar la Figura 15, se identifica una carencia de al menos 120 [MW] en la capacidad de regulación. Esta carencia podría tener consecuencias perjudiciales para la estabilidad del SEN.

Por otro lado, analizando el tiempo en que ocurren los déficits en el periodo de estudio, se obtiene el siguiente gráfico:

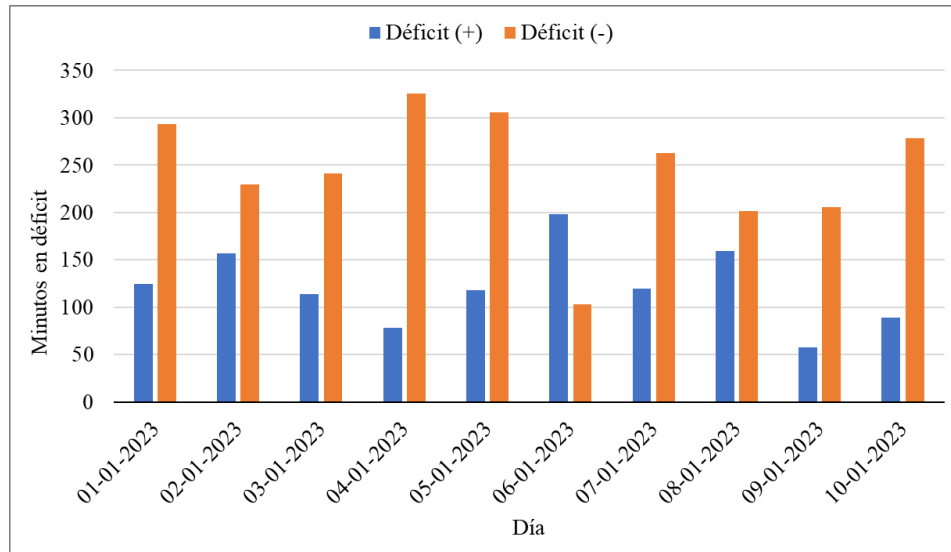


Figura 16: Minutos con déficit de la capacidad de regulación por día.

Al analizar detenidamente la Figura 16, se destaca que predominantemente se registra un mayor período con déficit en la capacidad negativa en comparación con la positiva, siendo aproximadamente el doble en duración. Asimismo, se puede afirmar que, en promedio, durante los días de estudio, el sistema experimenta un total de 366 minutos en los que se encuentra en déficit, ya sea en la capacidad positiva o negativa.

En lo que respecta a la duración específica de los eventos en los que se produce un déficit en la capacidad de regulación, observado en la Figura 17, se ha calculado que estos eventos tienen una duración media de 2,0 minutos, con una desviación estándar de 6,4 minutos. Este alto valor de desviación estándar indica que existe una considerable variabilidad en la duración de los eventos, lo que sugiere que su duración es bastante aleatoria.

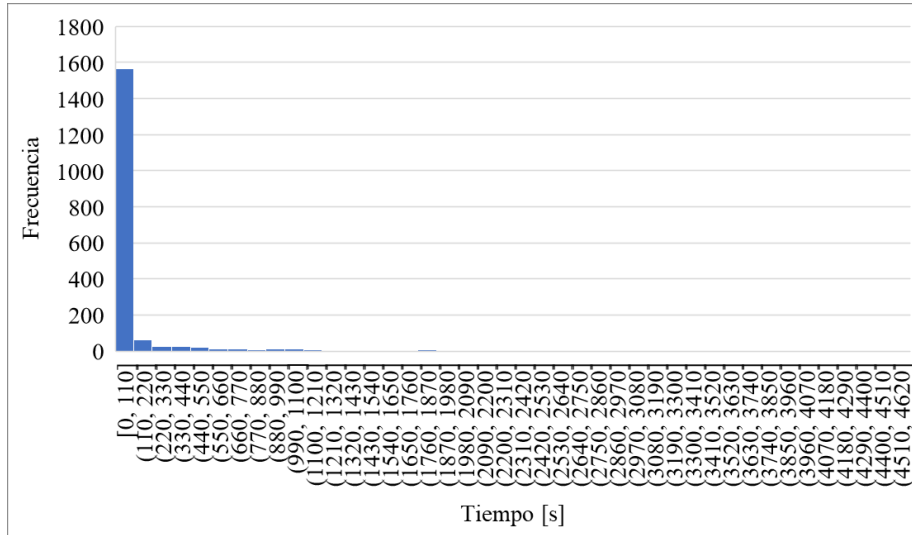


Figura 17: Histograma del tiempo de duración de los déficits.

Dado este nivel de aleatoriedad, se ha aplicado un filtro para eliminar los eventos con déficit que duran menos de 2 minutos, ya que estos son predominantes, pero no representan un riesgo significativo para el sistema. Tras la aplicación de este filtro, se obtienen los histogramas observados en las Figuras 18 y 19, diferenciando los déficits (+) y los déficits (-).

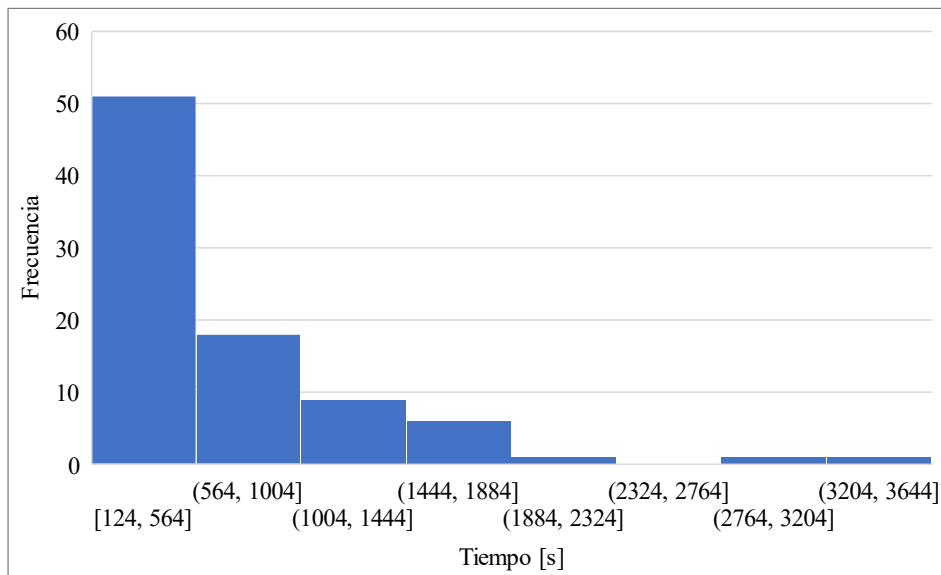


Figura 18: Histograma del tiempo de duración de los déficits (+), con los datos filtrados.

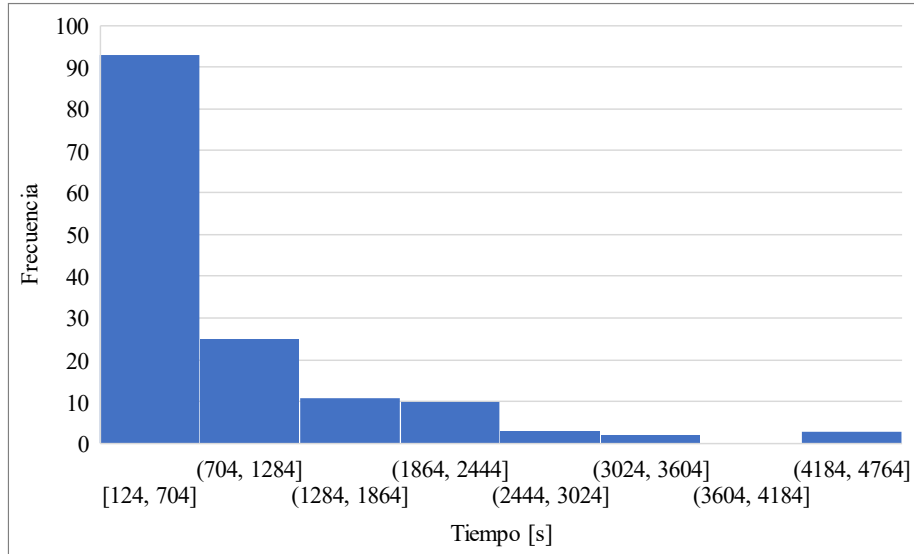


Figura 19: Histograma del tiempo de duración de los déficits (-), con los datos filtrados.

Por otro lado, se realiza un análisis similar al previo, pero enfocándonos en el máximo déficit de cada evento y aplicando el filtro previamente mencionado. Se obtienen los histogramas vistos en las Figuras 20 y 21.

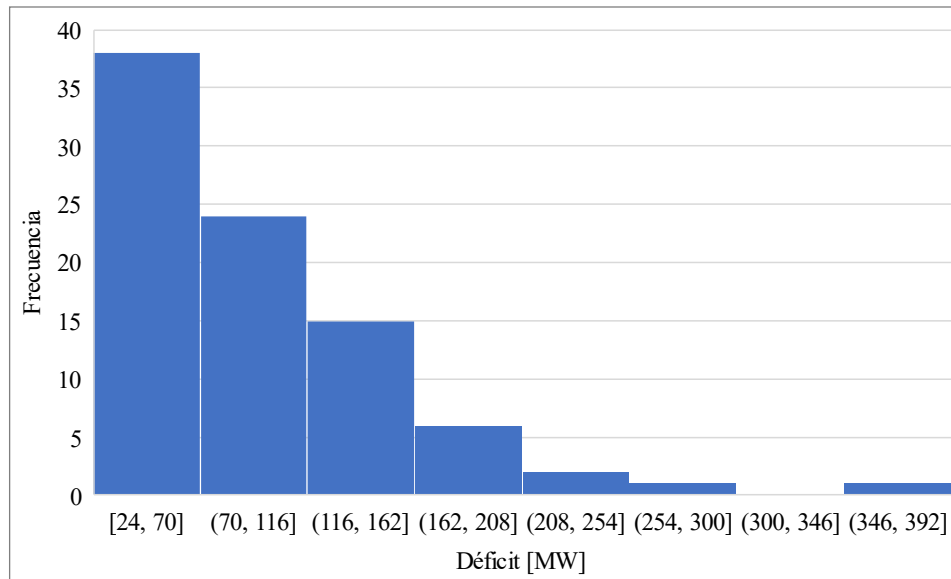


Figura 20: Histograma de la magnitud máxima de los déficits (+), con los datos filtrados.

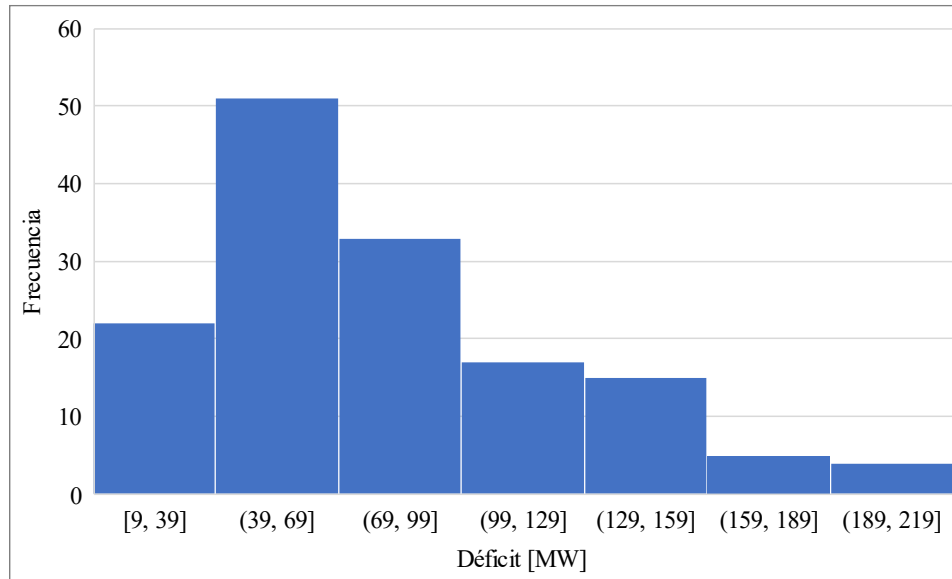


Figura 21: Histograma de la magnitud máxima de los déficits (-), con los datos filtrados.

De los histogramas anteriores, se obtienen las medidas de media del tiempo de duración y magnitud de los déficits (+) y (-) en conjunto con sus datos de dispersión.

Tabla 5: Media del tiempo de duración y magnitud de los déficits (+) y (-).

Déficit	Tiempo [min]		Magnitud [MW]	
	Media	Desv.	Media	Desv.
(+)	11,6	10,4	92	59
(-)	13,5	14,7	80	45

Finalmente, estos hallazgos subrayan la notable variabilidad en la duración y en la magnitud de los eventos de déficit, lo que enfatiza la importancia de identificar y abordar de manera eficaz dicha problemática para el sistema eléctrico.

5 | SIMULACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

En el presente capítulo, se realizará la simulación de las tecnologías de almacenamiento energético, un aspecto crucial para comprender su desempeño y evaluar su potencial impacto en el seguimiento de la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional. A través de un riguroso análisis, exploraremos el comportamiento permanente de estas tecnologías a lo largo de todo el día, como también de su uso exclusivo para el período que abarca la entrada y salida de la energía solar en el sistema.

Inicialmente, se establecen los parámetros del sistema de almacenamiento que será simulado, los cuales se definen en función de la media de los eventos de déficit obtenidos en el capítulo anterior.

La capacidad mínima y máxima, se mide pensando en que sea suministrar un evento de déficit (+) cuando se encuentre en sin carga y un evento de déficit (-) cuando se encuentre en con toda la carga. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$SOC_{max} = \alpha \cdot (\overline{Def}^+ \cdot \bar{T}_{Def}^+ + \overline{Def}^- \cdot \bar{T}_{Def}^-) \quad (10)$$

$$SOC_{min} = 0 \quad (11)$$

Donde \overline{Def}^+ y \overline{Def}^- representan las magnitudes promedio de los déficits (+) y (-), respectivamente. Además \bar{T}_{Def}^+ y \bar{T}_{Def}^- equivalen a la duración media de los déficits (+) y (-), expresada en horas. α representa un factor de holgura que se utiliza para incorporar un margen adicional, que en este caso es del 50%.

Con lo anterior y los valores obtenidos en el Capítulo 4, Tabla 5, se obtienen los siguientes valores de capacidad de almacenamiento de energía.

$$SOC_{max} = 53,7 [MW] \quad (12)$$

$$SOC_{min} = 0 [MW] \quad (13)$$

Además, se considera el SOC_{t0} inicial como el promedio entre el máximo y el mínimo.

$$SOC_{t0} = \frac{SOC_{max} - SOC_{min}}{2} = 26,9 [MW] \quad (14)$$

Por otro lado, la potencia de carga y descarga se encontrará limitada según su valor máximo, el cual será equivalente a la magnitud del déficit medio obtenido en el Capítulo 4.

$$P_{max}^c = 80 [MW] \quad (15)$$

$$P_{max}^d = 92 [MW] \quad (16)$$

5.1. PERMANENTE

Después de definir estos parámetros, se inicia la simulación para evaluar el desempeño continuo del sistema de almacenamiento. Durante todas las horas del día, el sistema absorberá o suministrará energía a la red eléctrica según lo demande la desviación del ACE. Este enfoque permite observar cómo el sistema de almacenamiento responde a las variaciones en la demanda y contribuye al equilibrio operativo del sistema eléctrico en tiempo real.

Con lo anterior propuesto, se procede a simular el sistema de almacenamiento con distintos límites de actuación ACE_{min} .

A continuación, se presentan los gráficos de ACE original, su ajuste considerando la potencia de carga y descarga del sistema de almacenamiento y el Estado de Carga (SOC) del último, específicamente para el día 9 de enero del 2023.

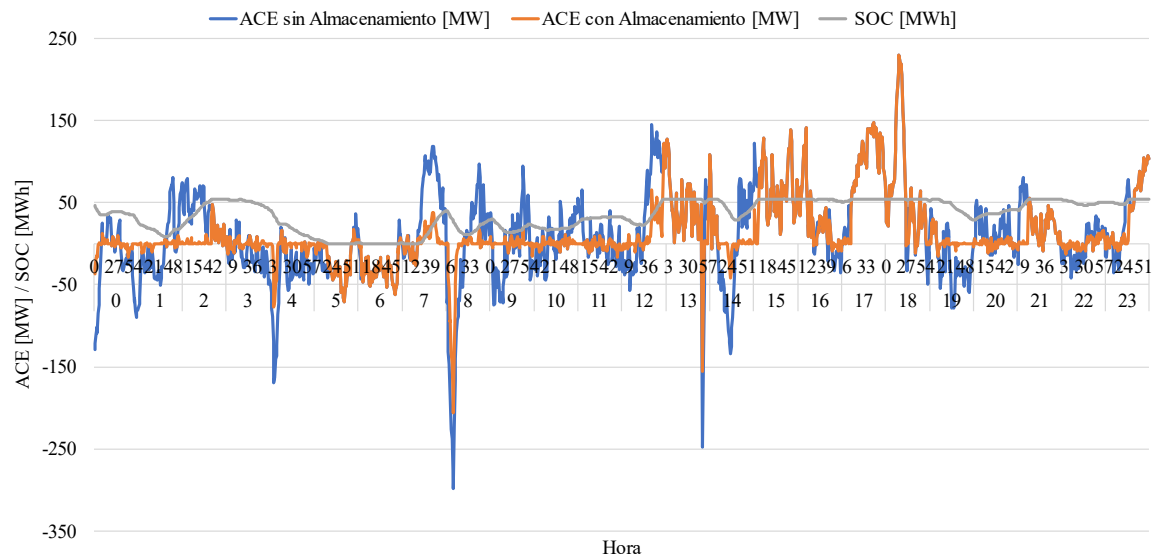


Figura 22: Simulación del sistema de almacenamiento con $ACE_{min} = 20 [MW]$.

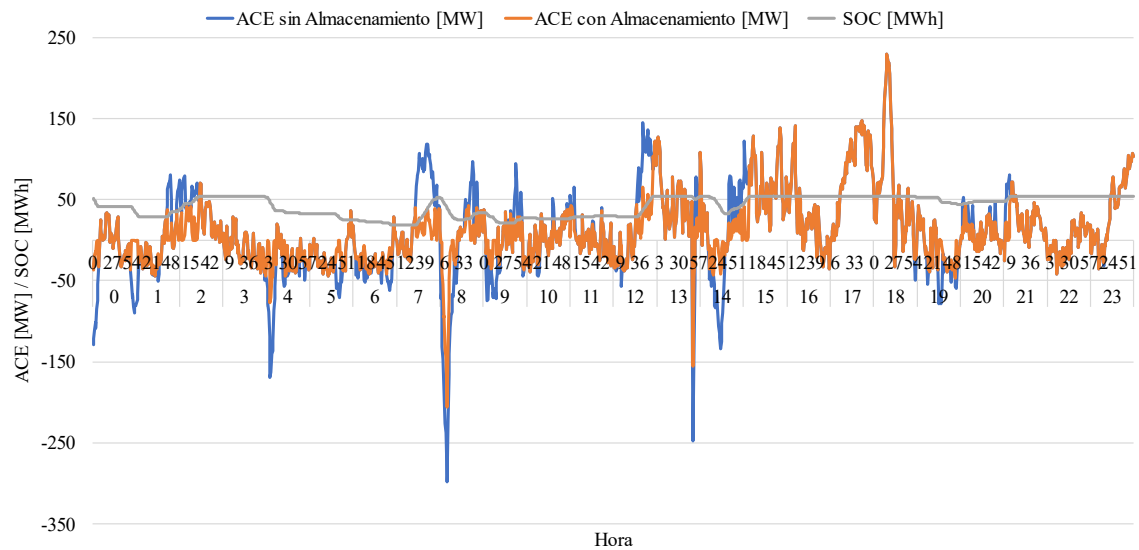


Figura 23: Simulación del sistema de almacenamiento con $ACE_{min} = 50$ [MW].

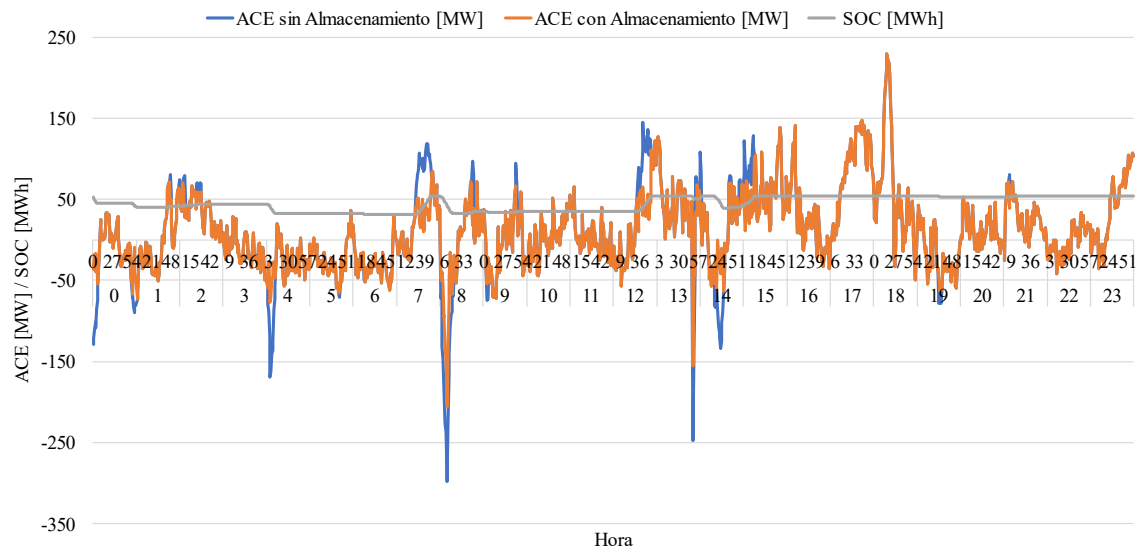


Figura 24: Simulación del sistema de almacenamiento con $ACE_{min} = 80$ [MW].

En primer lugar, en las Figuras anteriores, se evidencia que el sistema de almacenamiento responde a las variaciones del ACE, efectuando cargas o descargas cuando el Estado de Carga (SOC) lo permite. En particular, para el día examinado, se logra atenuar los picos más pronunciados del ACE, como el registrado a las 8 horas, disminuyendo la desviación de -299 [MW] a -207 [MW], en promedio por minuto. Esto se traduce en una reducción del 31% en el ACE durante ese período. Este ajuste en el

equilibrio entre generación y demanda resulta en una disminución de la desviación de la frecuencia, pasando de 49,54 [Hz] a 49,68 [Hz], aunque no logra ubicarla dentro del rango establecido por norma, sin embargo, se puede corregir dotando el sistema de almacenamiento con mayor potencia de carga y descarga.

Analizando la simulación a partir de los diferentes valores de ACE_{min} , no se percibe una disparidad significativa en la activación del sistema de almacenamiento más allá de lo esperado. No obstante, con un ACE_{min} más bajo, se observa que el sistema es capaz de corregir un rango más amplio de las desviaciones del ACE, abordando tanto las más críticas del día como las de menor magnitud.

Por otro lado, se nota que cuando el SOC alcanza sus límites mínimo o máximo, el ACE experimenta aumentos significativos debido a que el sistema de almacenamiento deja de suministrar la potencia de carga o descarga correspondiente. Esta situación puede dejar al sistema eléctrico vulnerable, ya que antes de que el almacenamiento se vacíe o llene de energía, el sistema eléctrico no detecta las desviaciones críticas en el ACE. En consecuencia, una vez que cesa la carga o descarga, el ACE vuelve a su valor sin la corrección del almacenamiento. Esta dinámica se ilustra de manera más clara en la siguiente imagen a las 7:50 horas.

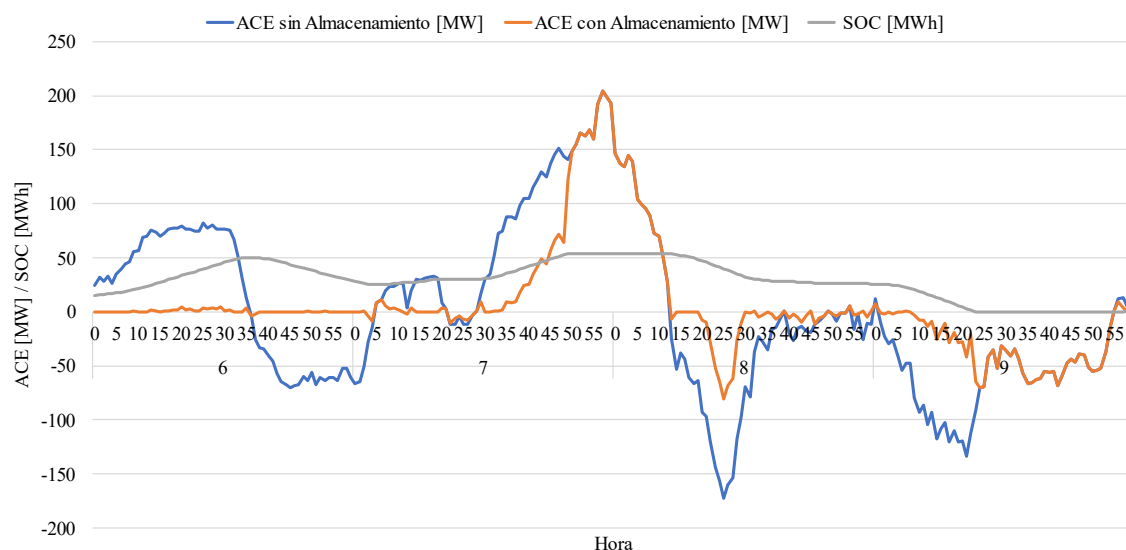


Figura 25: Simulación del sistema de almacenamiento el 2/01/2023 con $ACE_{min} = 20$ [MW].

Realizando un análisis de frecuencia en el escenario de estudio, que incluye los valores mínimos y máximos, así como el tiempo en que la frecuencia se encuentra fuera de la banda establecida por la normativa, se presenta la siguiente Figura:

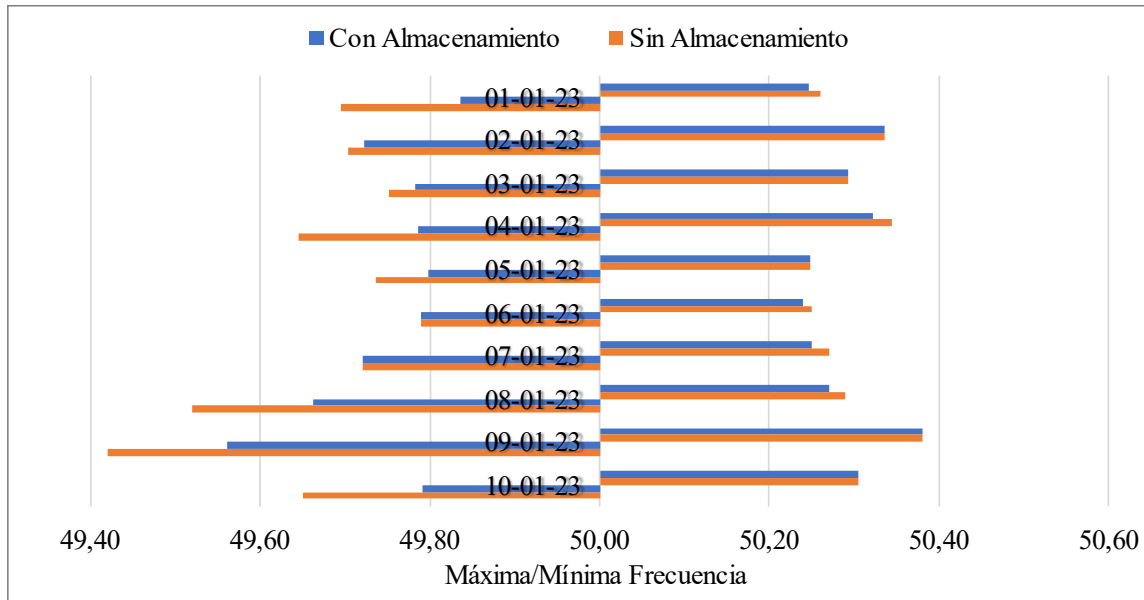


Figura 26: Comparación de los máximos y mínimos de la frecuencia por día, con y sin sistema de almacenamiento.

La Figura 26 revela que, para los valores mínimos de la frecuencia, hay un incremento que lo acerca más a su estado nominal, con un aumento promedio de 0,8 [Hz]. En contraste, la frecuencia máxima no muestra una mejora significativa en comparación con su valor original, en donde se tiene en promedio una disminución de 0,1 [Hz].

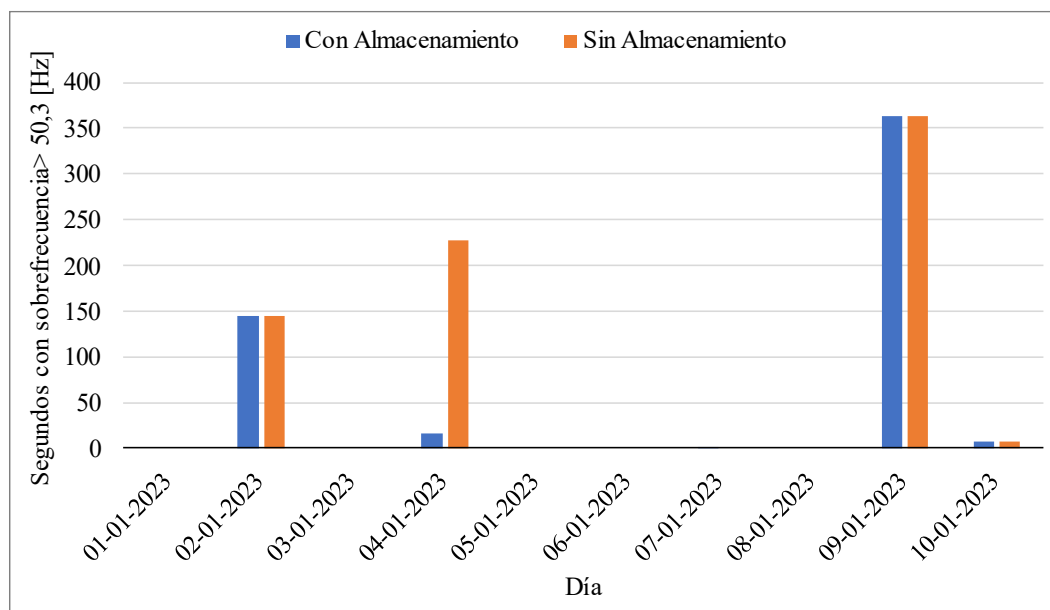


Figura 27: Segundos con sobrefrecuencia > 50,3 [Hz] con y sin almacenamiento.

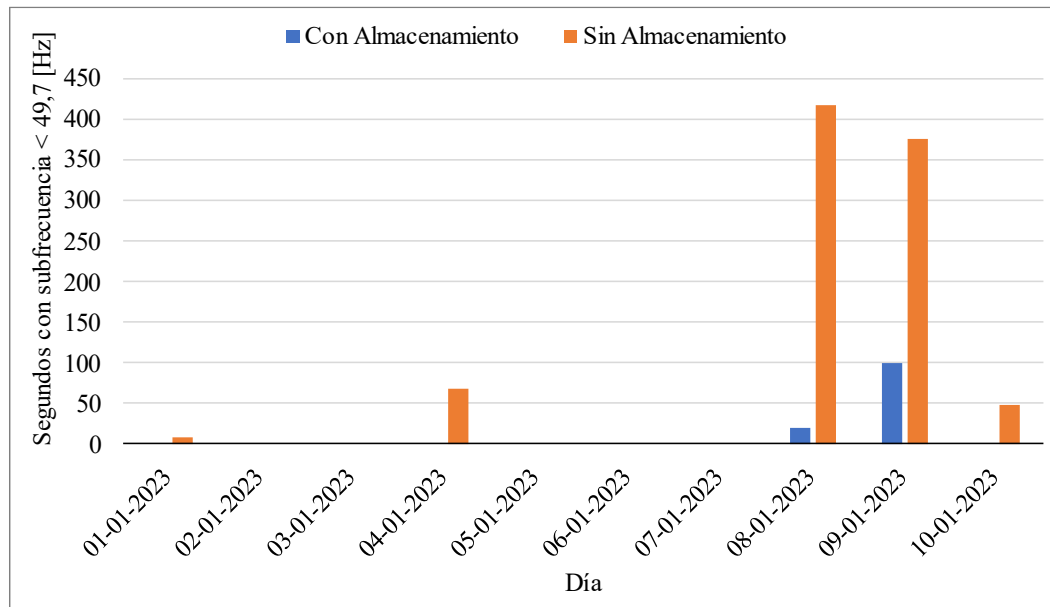


Figura 28: Segundos con subfrecuencia < 49,7 [Hz] con y sin almacenamiento.

En las Figuras 27 y 28, se aprecia el tiempo en que la frecuencia se desvía de las normas, tanto con el sistema de almacenamiento como sin él. En presencia de sobrefrecuencia, se reduce el tiempo fuera de norma en un solo día, disminuyendo el tiempo fuera de norma en un 28%. En cambio, para las subfrecuencias, se logra una reducción del 87% en el tiempo total fuera de norma.

6 | CONCLUSIONES

El presente estudio ha permitido realizar un absoluto análisis del comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y la evaluación del impacto de las tecnologías de almacenamiento en su operación. A continuación, se presentan las conclusiones obtenidas a partir de los resultados obtenidos.

Durante el análisis realizado, se observó que las mayores desviaciones de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ocurren principalmente durante el periodo en el que entra y sale la energía solar al sistema. Este hallazgo resalta la influencia significativa de la generación solar en la estabilidad del sistema, especialmente debido a su variabilidad intrínseca. Por lo tanto, se subraya la importancia de implementar estrategias efectivas de control y gestión de la energía que puedan mitigar estos efectos y asegurar una operación confiable y segura del SEN en todo momento.

Por otro lado, se ha demostrado que la incorporación de tecnologías de almacenamiento, como los sistemas BESS, pueden tener un impacto significativo en la operación del SEN. Estas tecnologías permiten absorber o suministrar energía según las variaciones en la demanda y la generación, contribuyendo así a mantener la estabilidad del sistema.

La simulación realizada ha mostrado que el uso de sistemas de almacenamiento puede contribuir el despacho de energía, reduciendo los picos del balance demanda-generación y mejorando la calidad del suministro eléctrico. Esto se refleja en una disminución del tiempo en que la frecuencia se encuentra fuera de los límites establecidos por norma.

A pesar de lo anterior, se identifica un riesgo potencial asociado al agotamiento o la saturación del estado de carga de las baterías. Cuando el sistema de almacenamiento alcanza sus límites mínimo o máximo de carga, se pueden experimentar aumentos significativos en el ACE, lo que podría dejar al sistema vulnerable ante posibles contingencias.

7 | TRABAJOS FUTUROS

A pesar de los avances realizados en este estudio, aún quedan áreas que podrían ser exploradas en trabajos futuros. A continuación, se proponen algunas áreas de investigación potenciales:

7.1. ESTRATEGIAS DE DESPACHO EFICIENTES

En el ámbito del modelado y simulación, se propone investigar métodos avanzados de predicción de la demanda eléctrica con el fin de reducir la incertidumbre y aumentar la precisión en la operación del sistema eléctrico. Asimismo, se contempla la investigación en el desarrollo de estrategias de despacho de energía más eficientes y adaptativas. Estas estrategias estarían diseñadas para responder de manera automática y ágil ante posibles contingencias, con el objetivo de garantizar una mayor seguridad y estabilidad en el sistema eléctrico.

7.2. SISTEMA DE CONTROL AVANZADO PARA BATERÍAS

En relación al desarrollo de un sistema de control para baterías, se sugiere investigar y diseñar algoritmos de control avanzados que operen de manera coordinada y paralela con los sistemas de almacenamiento de energía. Estos algoritmos deberían ser capaces de monitorear continuamente el estado de carga de las baterías y ajustar dinámicamente sus operaciones para evitar sobrecargas o descargas excesivas, maximizando así la vida útil de las baterías y garantizando un suministro de energía confiable. Además, se podría explorar la integración de estos sistemas de control con el sistema eléctrico, permitiendo una comunicación bidireccional entre el sistema de almacenamiento y la red eléctrica para optimizar despacho en tiempo real y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] «Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)», Coordinador Eléctrico Nacional | Servimos a Chile con Energía. [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/>
- [2] CNE, «Resolución Excenta N°442. Informe Definición SSCC», nov. 2020.
- [3] CEN, «Informe GO-SEN. Reglas de Operación SSCC en Tiempo Real», jun. 2021.
- [4] CNE, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio», sept. 2020.
- [5] RevistaEi, «Coordinador Eléctrico Nacional pone en servicio plataforma de Control Automático de Generación». Accedido: 28 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.revistaei.cl/2017/08/28/coordinador-electrico-nacional-pone-servicio-plataforma-control-automatico-generacion/>
- [6] CEN, «Procedimiento para determinar el Bias (β) del AGC del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)», abr. 2020.
- [7] CEN, «ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS», jun. 2020.
- [8] A. M. A. Ramírez, «MÉTODOS UTILIZADOS PARA EL PRONÓSTICO DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN», 2013.
- [9] A. Tupper y M. Reyes, «CENTRO DE ENERGÍA FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS UNIVERSIDAD DE CHILE», jun. 2019.
- [10] CNE, «Anexo Técnico. Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras».
- [11] D. E. Parada Pino, «APLICACIONES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE SISTEMAS BESS EN PARQUES EÓLICOS Y FOTOVOLTAICOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO», 2018.
- [12] AMDC Energy Limited, «Battery Energy Storage Systems». [En línea]. Disponible en: <http://www.amdcenergy.com/battery-energy-storage-system.html>
- [13] D. Linden, *Handbook of Batteries*, 2nd ed. New York, N.Y: McGraw-Hill, 1995.
- [14] Paloma Asensio, *Hidrógeno y Pila de Combustible*. Energías Renovables.
- [15] «Pilas de Combustible», Centro Nacional de Hidrógeno. [En línea]. Disponible en: <https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/>
- [16] I. Gil, «Diseño de un Sistema de Almacenamiento de Energía Híbrido Basado en Baterías y Supercondensadores para su Integración en Microredes Eléctricas. Capítulo 2».
- [17] hmong.wiki, «Supercondensador HistoriayDiseño». [En línea]. Disponible en: <https://hmong.es/wiki/Supercapacitor>

- [18] D. Arango Cárdenas, Z. Zapata Benabithé, E. Arenas, y J. Perez-Osorno, «Influence of surface modification with nitric acid on electrochemical performance of agroindustrial waste-based activated carbon», *J. Mater. Sci. Mater. Electron.*, vol. 29, sep. 2018, doi: 10.1007/s10854-018-9132-y.
- [19] C. A. S. Ríos, S. R. Lemus, M. L. Castillo, y R. R. Plott, «SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE AIRE COMPRIMIDO DENTRO DE FORMACIONES GEOLÓGICAS EN CHILE», 2016.
- [20] I. D. Olleros, «TECNOLOGIA DE LOS VOLANTES DE INERCIA», jul. 2018.
- [21] A. Oliver Ramírez, «Integración de materiales de cambio de fase en placas de yeso reforzadas con fibras de polipropileno aplicación a sistemas de refrigeración y calefacción pasivos para almacenamiento de calor latente en edificios», PhD Thesis, Universidad Politécnica de Madrid, 2009. doi: 10.20868/UPM.thesis.2910.
- [22] «Almacenamiento de energía térmica de partículas modular, rentable y de construcción en cualquier lugar», World Energy Trade. [En línea]. Disponible en: <https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/investigacion/almacenamiento-de-energia-termica-de-particulas-modular-rentable-y-de-construccion-en-cualquier-lugar>
- [23] Hilario José Torres Herrera, «ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO POR BOMBEO REVERSIBLE EN LA ISLA DE GRAN CANARIA: CONTRIBUCIONES», Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, Las Palmas de Gran Canaria, 2022.
- [24] Rastler, D. M., «Electricity energy storage technology options: a white paper primer on applications, costs and benefits.», *Electr. Power Res. Inst.*, 2010.
- [25] F. M. Medina Catay, «SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN BATERÍA (BESS) Y SU INFLUENCIA EN LA DEMANDA ELÉCTRICA DIARIA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SE0062 (HUANCAYO)», *Univ. Nac. Cent. PERU*, 2021.

ANEXOS

Tabla 6: Comparación de los máximos y mínimos de la frecuencia por día, con y sin sistema de almacenamiento.

Dia	Frecuencia Mínima [Hz]		Frecuencia Máxima [Hz]	
	Con Almacenamiento	Sin Almacenamiento	Con Almacenamiento	Sin Almacenamiento
01-01-2023	49,84	49,69	50,25	50,26
02-01-2023	49,72	49,70	50,34	50,34
03-01-2023	49,78	49,75	50,29	50,29
04-01-2023	49,79	49,64	50,32	50,35
05-01-2023	49,80	49,74	50,25	50,25
06-01-2023	49,79	49,79	50,24	50,25
07-01-2023	49,72	49,72	50,25	50,27
08-01-2023	49,66	49,52	50,27	50,29
09-01-2023	49,56	49,42	50,38	50,38
10-01-2023	49,79	49,65	50,31	50,31