

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATÓLICA DEL PERÚ**

Escuela de Posgrado



Evaluación de la implementación de Sistemas de
Almacenamiento de Energía en Baterías en el Sistema
Eléctrico Interconectado Nacional al 2030

Tesis para obtener el grado académico de Maestro en Regulación de
Servicios Públicos que presenta:

Carlos Enrique Meneses Hermoza

Asesor:

Raúl Lizardo García Carpio

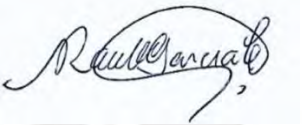
Lima, 2025

Informe de Similitud

Yo, Raúl Lizardo García Carpio, docente de la Escuela de Posgrado de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor de la tesis/el trabajo de investigación titulado “Evaluación de la implementación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional al 2030”, del autor Carlos Enrique Meneses Hermoza, dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 16%. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software Turnitin el 09/10/2025.
- He revisado con detalle dicho reporte y la Tesis o Trabajo de Suficiencia Profesional, y no se advierte indicios de plagio.
- Las citas a otros autores y sus respectivas referencias cumplen con las pautas académicas.

Lima, 13 de octubre de 2025

Apellidos y nombres del asesor:	
García Carpio, Raúl Lizardo	
DNI: 09951306	
ORCID: 0000-0001-9100-8056	

RESUMEN

La participación de las Energías Renovables No Convencionales en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ha crecido de forma sostenida en los últimos años, alcanzando en 2024 una cobertura del 9,25% de la demanda de energía.

Este incremento ha significado vertimientos en el sistema; esto es, energía no generada aun cuando hay disponibilidad del recurso natural y la capacidad técnica para ello. Aunque hoy no representan un problema significativo, podrían serlo en el futuro cercano, dado que el Gobierno peruano ha establecido como meta que, al 2030, el 20% de la demanda eléctrica sea cubierta con energías renovables.

En ese contexto, el presente trabajo de investigación evalúa la implementación de sistemas de almacenamiento en baterías hacia el año 2030 como una solución al problema de los vertimientos. A partir de ello, se analiza la necesidad de realizar modificaciones en la regulación del mercado eléctrico para facilitar su integración.

Se describe la normativa vigente y las estrategias previas adoptadas por el Estado para fomentar las inversiones en energías renovables, junto con los resultados obtenidos. Asimismo, se revisa la historia, situación actual y proyecciones de la oferta y demanda eléctrica, así como la evolución de la participación de las Energías Renovables No Convencionales en la matriz. Finalmente, con base en información técnica y operativa de proyectos nacionales e internacionales, se estima la potencia de almacenamiento requerida para mitigar los vertimientos y sus costos asociados.

Los resultados evidencian que, bajo las condiciones actuales del mercado, la implementación de sistemas de almacenamiento en baterías no resulta atractiva para el inversionista privado. Por ello, se concluye que es necesario introducir cambios en la regulación eléctrica que permitan viabilizar su participación y asegurar su sostenibilidad. En particular, se propone habilitar su participación en los mercados de energía y potencia, mediante mecanismos que remuneren adecuadamente su aporte al sistema, sin que ello implique el uso de subsidios.

Palabras Clave:

Energías Renovables No Convencionales, BESS, vertimientos.

ABSTRACT

The participation of Non-Conventional Renewable Energies in the National Interconnected Electricity System has grown steadily in recent years, reaching a coverage of 9.25% of the energy demand in 2024.

This increase has resulted in curtailments in the system; that is, energy not generated despite the availability of the natural resource and the technical capacity to do so. Although they do not currently represent a significant problem, they could become one in the near future, given that the Peruvian Government has set the goal that by 2030, 20% of electricity demand will be met with renewable energy.

In this context, this research work evaluates the implementation of battery storage systems by the year 2030 as a solution to the problem of waste disposal. Based on this, the need to modify the regulation of the electricity market to facilitate its integration is analyzed.

The current regulations and previous strategies adopted by the State to promote investment in renewable energy are described, along with the results obtained. The history, current situation, and projections of electricity supply and demand are also reviewed, as well as the evolution of the share of non-conventional renewable energy in the energy mix. Finally, based on technical and operational information from national and international projects, the storage capacity required to mitigate discharges and their associated costs are estimated.

The results show that, under current market conditions, the implementation of battery storage systems is not attractive to private investors. Therefore, it is concluded that changes to electricity regulation are necessary to facilitate their participation and ensure their sustainability. In particular, it is proposed to enable their participation in the energy and power markets through mechanisms that adequately compensate their contribution to the system, without implying the use of subsidies.

Key words:

Non-Conventional Renewable Energies, BESS, curtailments.

ÍNDICE

CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	11
1.1 Descripción del Problema.....	11
1.2 Formulación del Problema.....	13
1.3 Justificación	14
1.4 Objetivos	15
1.4.1 Objetivo General.....	15
1.4.2 Objetivos Específicos.....	16
1.5 Hipótesis.....	16
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	17
2.1 Bases Teóricas.....	17
2.1.1 Conceptos fundamentales de almacenamiento de energía y su aplicación en sistemas eléctricos.....	17
2.1.2 Gestión de la intermitencia en redes con alta penetración renovable	18
2.1.3 Rol del almacenamiento en la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico	19
2.2 Marco Conceptual.....	19
2.2.1 Definición de BESS y sus principales tipos.....	19
2.2.1.1 Baterías de Ión Litio.....	20
2.2.1.2 Baterías de flujo (Vanadio y Zinc-Bromo)	20
2.2.1.3 Baterías de plomo-ácido.....	20
2.2.1.4 Baterías de sodio azufre (NaS)	21
2.2.1.5 Baterías de estado sólido	21
2.2.2 Concepto de vertimiento de energía en redes eléctricas.....	21
2.3 Marco Normativo.....	23
2.3.1 Regulación vigente en Perú sobre almacenamiento de energía	23
2.3.2 Prima RER de las subastas.....	24
2.3.3 Funcionamiento del mercado eléctrico peruano y regulación tarifaria.....	26
2.3.3.1 Mercado spot y contratos de energía	26
2.3.3.2 Pagos por capacidad.....	27
2.3.3.3 Servicios complementarios en el SEIN	27
2.3.3.4 Requerimientos regulatorios para la integración de BESS	28
2.4 Modelos y Enfoques Regulatorios	30
2.4.1 Diferentes esquemas regulatorios para sistemas BESS en mercados eléctricos	30
2.4.1.1 Arbitraje Energético.....	30
2.4.1.2 Mercados de capacidad.....	30
2.4.1.3 Mercados de Servicios Complementarios	31
2.5 Contexto histórico y experiencias internacionales.....	32
2.5.1 Evolución del SEIN.....	36
2.5.1.1 Evolución de la Potencia Efectiva	36
2.5.1.2 Evolución de la producción de energía	38
2.5.2 Crecimiento de las ERNC	39
2.5.2.1 Procesos de subastas.....	39
2.5.2.2 Crecimiento de la potencia efectiva de centrales con ERNC	41
2.5.2.3 Crecimiento de la producción de ERNC	44
2.5.3 Problema de vertimientos	45
2.5.4 Experiencias internacionales en el USO de sistemas BESS para optimizar la integración de ERNC	50
2.5.4.1 Chile.....	50

2.5.4.2	Estados Unidos	52
2.5.4.3	Australia	53
CAPÍTULO III: DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN		55
3.1	Proyección de la demanda de energía del SEIN al 2030.....	55
3.2	Estimación de la generación de ERNC al 2030.....	57
3.2.1	Información proveniente del COES.....	58
3.2.2	Información proveniente del DS 003-2022-MINAM	59
3.3	Estimación de los vertimientos de ERNC al 2030	60
3.3.1	Cálculo de la tasa de vertimiento de ERNC	60
3.3.2	Valorización de los vertimientos.....	63
3.4	Cálculo de costos.....	67
3.4.1	Costos de inversión.....	67
3.4.1.1	Costos de inversión de la CNE de Chile	68
3.4.1.2	Costos de inversión de NREL.....	68
3.4.1.3	Costos de inversión de la IEA.....	69
3.4.1.4	Cálculo de los costos de inversión.....	71
3.4.2	Costos de Operación	71
3.4.3	Costos de inversión y operación de sistemas BESS.....	72
3.5	Cálculo de ingresos.....	74
3.5.1	Premisas de cálculo.....	74
3.5.1.1	Barreras de acceso al mercado eléctrico.....	74
3.5.1.2	Participación de mercados	76
3.5.1.3	Promover la inversión en sistemas BESS	78
3.5.2	Cálculo de ingresos.....	82
3.5.2.1	Ingresos por arbitraje (energía).....	82
3.5.2.2	Ingresos por potencia.....	86
3.6	Cálculo de beneficios	89
3.7	Proyección de flujos de caja	91
3.7.1	Tasa de inflación.....	91
3.7.2	Degradación	92
3.7.3	Eficiencia de carga y descarga	94
3.7.4	Proyección de flujos de caja	95
3.7.5	Indicadores económicos.....	100
3.7.5.1	Con ingresos por potencia	100
3.7.5.2	Sin ingresos por potencia	101
3.7.5.3	Otros probables ingresos	103
3.7.6	Proyección de costos marginales	104
3.7.6.1	Proyección de costos marginales al año 2030.....	105
3.7.6.2	Proyección de costos marginales al año 2033.....	108
3.7.6.3	Generación eficiente	111
CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES		114
BIBLIOGRAFÍA.....		118
Anexo 1 Proyectos de ERNC ganadores de los procesos de subasta		121
Anexo 2 Proyección de la demanda del SEIN		122
Anexo 3 Eventos de vertimientos de ERNC del SEIN		123
Anexo 4 Proyección de flujos sin ingresos por potencia		126
Anexo 5 Ingresos por arbitraje de precios según proyección de los costos marginales de la zona sur del país al 2030		132

TABLAS

Tabla 1 Comparación de tecnologías.....	32
Tabla 1 Procesos de subastas organizadas por OSINERGMIN.....	40
Tabla 2 Centrales Solares Fotovoltaicas del SEIN.....	43
Tabla 3 Centrales Eólicas del SEIN.....	44
Tabla 4 Proyección de la demanda de energía del SEIN al 2030.....	56
Tabla 5 Pérdidas económicas para una tasa anual de vertimiento del 3%.....	66
Tabla 6 Pérdidas económicas para diversas tasas de vertimiento.....	66
Tabla 7 Costos unitarios de inversión en sistemas BESS.....	70
Tabla 8 Anualidad de los costos de inversión en sistemas BESS.....	73
Tabla 9 Vertimientos de ERNC del SEIN registrados desde enero de 2024.....	79
Tabla 10 Ingresos por arbitraje de precio de los sistemas BESS.....	83
Tabla 11 Mínimo número de horas de operación de los sistemas BESS por año.....	85
Tabla 12 Porcentaje de reconocimiento de la potencia de suficiencia.....	88
Tabla 13 Ingresos por potencia de los sistemas BESS.....	89
Tabla 14 Costos, ingresos y beneficios de los sistemas BESS.....	90
Tabla 15 Tasas de inflación período 2015 - 2024.....	92
Tabla 16 Degradación de la vida de las baterías.....	94
Tabla 17 Proyección de flujos de caja con ingresos por potencia y diferencial de precios de 100 USD/MWh.....	96
Tabla 18 Proyección de flujos de caja con ingresos por potencia y diferencial de precios de 80 USD/MWh.....	97
Tabla 19 Proyección de flujos de caja con ingresos por potencia y diferencial de precios de 60 USD/MWh.....	98
Tabla 20 Proyección de flujos de caja con ingresos por potencia y diferencial de precios de 40 USD/MWh.....	99
Tabla 21 Resumen de los principales indicadores económicos.....	100
Tabla 22 Resumen de los principales indicadores económicos sin considerar ingresos por potencia.....	102

FIGURAS

Figura 1 Adiciones por año de nueva capacidad de sistemas BESS a nivel mundial	33
Figura 2 Situación de marcos normativos de sistemas BESS en América Latina y el Caribe	35
Figura 3 Evolución de la potencia efectiva y producción anual de energía del SEIN	36
Figura 4 Evolución anual de la potencia efectiva del SEIN por tipo de tecnología.....	37
Figura 5 Evolución anual de la producción del SEIN por tipo de tecnología	39
Figura 6 Precios adjudicados por tecnología de generación en las subastas de OSINERGMIN.....	41
Figura 7 Evolución de la potencia efectiva de las ERNC.....	42
Figura 8 Evolución de la producción de ERNC	45
Figura 9 Ratio de vertimientos vs porcentaje de participación de la energía eólica de varios países.....	46
Figura 10 Ratio de vertimientos vs porcentaje de participación de las ERNC de varios países.....	47
Figura 11 Ratio de vertimientos vs porcentaje de participación de las ERNC en Alemania .	48
Figura 12 Ratio de vertimientos vs porcentaje de participación de las ERNC en Irlanda del Norte.....	48
Figura 13 Ratio de vertimientos vs porcentaje de participación de las ERNC en CAISO en EE.UU.	49
Figura 14 Ratio de vertimientos vs porcentaje de participación de las ERNC en Kyushu en Japón.....	49
Figura 15 Proyecciones de crecimiento de la demanda de energía y potencia del SEIN	57
Figura 16 Evolución de la producción de energía por tipo de fuente, período 2027-2030	58
Figura 17 Costos marginales promedio del SEIN	64
Figura 18 Proyecciones de costos de baterías para sistemas de iones de litio de 4 horas..	69
Figura 19 Aplicaciones de los sistemas BESS en sistemas de potencia	79
Figura 20 Vertimientos de ERNC registrados en el SEIN desde enero 2024.....	80
Figura 21 Probables ingresos por arbitrajes de precios de enero 2022 a marzo 2025.....	85
Figura 22 Curva de degradación de las baterías	94
Figura 23 Costos marginales al 2030 en algunas subestaciones de las zonas norte y centro del SEIN.....	106
Figura 24 Costos marginales al 2030 en las subestaciones de la zona sur del SEIN	107
Figura 25 Diferenciales de precios al 2030 en las subestaciones de la zona sur del SEIN	108
Figura 26 Costos marginales promedio de la zona norte por escenarios para el año 2033	109
Figura 27 Costos marginales promedio de la zona centro por escenarios para el año 2033	110
Figura 28 Costos marginales promedio de la zona sur por escenarios para el año 2033...	111
Figura 29 Requerimiento de nueva generación eficiente en el SEIN	112

INTRODUCCIÓN

Perú viene avanzado en la incorporación de energías renovables no convencionales en su matriz eléctrica. A través de diversas disposiciones normativas, como el Decreto Supremo N° 003-2022-MINAM de enero de 2022, que promueve el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos renovables, y la Ley N° 32249 de enero de 2025, que autoriza la participación de las energías renovables en las licitaciones de energía, se están sentando las bases para un mayor despliegue de la generación renovable en el país.

A diciembre de 2024, la generación eléctrica en el SEIN ha crecido a una tasa promedio anual de 4,5% desde 2010, mientras que la generación proveniente de fuentes renovables no convencionales lo ha hecho a un ritmo promedio de 35,7% anual en el mismo período. En los últimos años, la expansión de la capacidad instalada se ha concentrado principalmente en nuevas centrales eólicas y solares fotovoltaicas, lo que evidencia una marcada tendencia hacia el aprovechamiento de energías renovables. Esta tendencia se proyecta sostenible, al considerarse que actualmente existe una cartera de proyectos de generación por un total de 41 581 MW, de los cuales 26 420 MW corresponden a iniciativas eólicas y solares fotovoltaicas con estudios de preoperatividad aprobados. Este mismo fenómeno se observa a nivel global, impulsado en parte debido por los cortos plazos de ejecución y los menores riesgos asociados a este tipo de proyectos.

Sin embargo, el crecimiento acelerado del parque generador renovable también plantea importantes desafíos, entre los cuales destaca el problema de los vertimientos de energía. Se entiende por vertimiento a la energía que, pese a la disponibilidad del recurso natural y la capacidad técnica para generarla, no llega a producirse por limitaciones operativas. Estos se deben, en gran medida, a la naturaleza aleatoria e intermitente de las fuentes renovables, así como a restricciones en la red de transmisión o limitaciones de demanda.

Durante el año 2024, se vertieron aproximadamente 53 000 GWh de energía únicamente en la región de América Latina y el Caribe, lo que representó una pérdida económica estimada en 6 890 millones de dólares. Como puede apreciarse, incluso

sin considerar las pérdidas indirectas asociadas a una mayor integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos, el impacto económico es considerable. Por esta razón, a nivel mundial, este problema viene siendo abordado mediante diversas soluciones tecnológicas y regulatorias.

Una de las soluciones más destacadas es el uso de sistemas de almacenamiento de energía, en particular los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS, por sus siglas en inglés). Los sistemas BESS se presentan como una solución potencial para optimizar el aprovechamiento de la generación renovable, ya que permite almacenar los excedentes de energía renovable en momentos de baja demanda o cuando existen restricciones en la red de transmisión, y liberarlos posteriormente cuando el sistema lo requiera. Además, los sistemas BESS pueden participar en la prestación de servicios complementarios, como la regulación de frecuencia, la reserva rápida, entre otros.

Sin embargo, en el caso del Perú, la regulación vigente aún no contempla un marco normativo que habilite la participación de los sistemas BESS en el SEIN, lo cual limita significativamente su desarrollo e implementación.

En este contexto, la pregunta central de esta investigación es: ¿Debería modificarse la regulación vigente para permitir la integración de los sistemas BESS en el SEIN como medida para mitigar los probables vertimientos de energías renovables a partir del año 2030? En caso la respuesta sea afirmativa ¿a qué mercados, como mínimo, deberían tener acceso los sistemas BESS para que se conviertan en inversiones sostenibles?

El objetivo general del trabajo es evaluar la viabilidad de implementar sistemas BESS en el SEIN hacia 2030 y evaluar la necesidad de realizar modificaciones en el actual marco regulatorio para lograr una integración sostenible.

Adicionalmente, se busca cuantificar el impacto proyectado de los vertimientos de ERNC en el SEIN; analizar las experiencias internacionales en la regulación de sistemas BESS y su posible aplicabilidad en el contexto peruano; por último, también es objetivo de la investigación proponer los mercados a los que, como mínimo, deberían acceder los sistemas BESS en el SEIN para que tenga una integración

eficiente y sostenida.

La hipótesis de esta investigación es que la implementación de sistemas BESS en el SEIN hacia el año 2030, como una alternativa viable, sostenible y económicamente rentable para disminuir las pérdidas económicas asociadas a los posibles vertimientos de ERNC, requerirá de un marco regulatorio que, como mínimo, garantice ingresos por arbitraje de precios e ingresos por capacidad de generación.

En ese sentido, el presente trabajo analiza el uso de los sistemas BESS como una posible solución frente a los probables vertimientos de energías renovables en el SEIN hacia el año 2030.

Para alcanzar los objetivos de esta investigación se adoptó una metodología de enfoque mixto. El componente cualitativo consistió en la revisión de la normativa nacional y, especialmente, de la normativa internacional relacionada con el uso de sistemas BESS como herramienta para reducir los vertimientos de energía renovable. Por su parte, el componente cuantitativo se centró en la elaboración de flujos de caja proyectados para sistemas BESS a partir del año 2030, considerando ingresos por la venta de energía y, eventualmente, por la prestación de servicios de capacidad.

La integración de ambos enfoques permite abordar de manera integral el problema del vertimiento en el SEIN, al combinar el análisis del marco regulatorio y las tendencias de política pública con la evaluación económica de los sistemas de almacenamiento. Para ello, se estimaron en hojas de cálculo los ingresos potenciales por arbitraje de precios de los sistemas BESS operando de forma independiente, lo que permitió evaluar su viabilidad económica en distintos escenarios de costos marginales con penetración renovable. En conjunto, esta metodología genera evidencia normativa y cuantitativa que respalda el análisis del papel estratégico que podrían desempeñar los sistemas BESS en la mitigación del vertimiento y en la mejora de la eficiencia del sistema eléctrico hacia el año 2030.

CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Descripción del Problema

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en los últimos años ha experimentado un aumento sostenido en la penetración de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), como respuesta a la política nacional de diversificación energética y de reducción de emisiones, conforme a los compromisos en materia de sostenibilidad y del cambio climático que tiene el Perú.

De acuerdo con COES, durante el 2024 las ERNC alcanzaron los 5 550,7 GWh (COES, 2024). Esto significó un aporte del 9,2% de la producción total del SEIN a dicho año, con lo que su participación aumentó en 47,9% en comparación con 2023. De otro lado, el *Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2027-2036* también elaborado por COES, indica que actualmente existen en cartera un total de 41 581 MW en proyectos de nuevas centrales de generación, de los cuales 26 420 MW corresponden a centrales eólicas y solares fotovoltaicas (COES, 2025). Cabe destacar que todos estos proyectos de generación renovable cuentan con estudios de preoperatividad aprobados.

Esto demuestra que, al igual que muchos países a nivel global, y en especial en la región, Perú está atravesando una fase activa de transición energética. Gracias a sus características geográficas y la abundancia de recursos como el viento y el sol, el país posee un alto potencial para el desarrollo de estas tecnologías; por lo que, se espera que para los próximos años exista una mayor participación de las energías renovables dentro de la matriz eléctrica del país.

Sin embargo, cabe indicar que, de acuerdo con la experiencia internacional, el desarrollo de las energías renovables trae consigo algunos desafíos operativos que deben ser debidamente considerados. Entre los principales se encuentran la naturaleza no despachable de los recursos eólico y solar, cuya intermitencia y variabilidad afectan la programación del despacho económico; la necesidad de una mayor flexibilidad operativas por parte de los generadores convencionales para compensar las fluctuaciones de la generación renovable; el incremento en los requerimientos de reservas rotantes para afrontar variaciones de frecuencia; y la

necesidad de reforzar las redes de transmisión para permitir una adecuada evacuación de energía. Asimismo, se requiere una mayor provisión de servicios complementarios, e incluso un posible rediseño del mercado eléctrico, dado que estos fueron originalmente concebidos para la generación convencional. En ese contexto, uno de los problemas más relevantes es el de los vertimientos (“*curtailment*” en inglés) de energías renovables, en el que nos centraremos nuestra atención durante el presente trabajo de investigación.

Se conoce como vertimientos a las cantidades de energía que podrían ser entregadas por las centrales de generación dada la tecnología y la disponibilidad del recurso natural, pero que, debido a otros factores, como un bajo nivel de demanda o restricciones en la infraestructura de transmisión, dejan de ser generadas para evitar sobrecargas, situación que se incrementa dada la naturaleza aleatoria e intermitente que tienen los recursos viento y sol.

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés), en muchos mercados eléctricos se ha observado una relación directa entre el aumento de las tasas de vertimiento con el aumento del grado de penetración de las energías renovables. Esta situación se presenta con mayor frecuencia en aquellos sistemas donde las inversiones en ampliaciones de redes de transmisión, el diseño de mercados más sofisticados y la actualización de marcos regulatorios no han acompañado al ritmo del crecimiento de las energías renovables (IEA, 2023), el cual vendría a ser el caso peruano.

El vertimiento de energías renovables implica pérdidas económicas y el desaprovechamiento de los recursos naturales que podrían contribuir a la sostenibilidad del sistema.

Si bien, en Perú no se han reportado vertimientos de energías renovables de relevancia, se espera que en el futuro cercano estos se intensifiquen debido a las siguientes razones:

- Mayor penetración de ERNC: Se proyecta que hacia el 2030 el parque de generación renovable en Perú crezca significativamente debido a nuevas inversiones y políticas de fomento.

- Limitaciones en la infraestructura de transmisión: El desarrollo de nuevas líneas de transmisión no avanza al mismo ritmo que la instalación de plantas renovables, lo que genera cuellos de botella.
- Falta de mecanismos de flexibilidad: Actualmente, el SEIN depende en gran medida de la generación hidroeléctrica y térmica para equilibrar la oferta y la demanda, pero la ausencia de sistemas de almacenamiento limita la capacidad de aprovechar al máximo la generación renovable.
- Inexistencia de un marco regulatorio específico para almacenamiento de energía: No hay disposiciones claras en la normativa eléctrica peruana que permitan la participación de los sistemas de almacenamiento en el mercado, lo que impide su desarrollo y aplicación como una solución efectiva a los problemas relacionados al aumento de las ERNC, entre ellos los vertimientos.

1.2 Formulación del Problema

Una de las soluciones al problema de los vertimientos de energías renovables son los sistemas de almacenamiento BESS. Los sistemas BESS emergen como una solución potencial para optimizar el uso de la generación renovable, ya que permiten almacenar los excesos de energía renovable, en momentos de baja demanda o de restricción de la red de transmisión, y liberarlos cuando el sistema lo requiera, lo que contribuye a la estabilidad y eficiencia del SEIN. Adicionalmente, los sistemas BESS pueden aportar otros servicios complementarios como son reserva de potencia, regulación de frecuencia, etc. No obstante, en Perú, la regulación vigente no contempla ningún marco normativo para la participación de los sistemas BESS en el SEIN, lo que dificulta su desarrollo e implementación.

En ese contexto, la pregunta central de esta investigación es: ¿Debería modificarse la regulación vigente para permitir la integración de los sistemas BESS en el SEIN como medida para mitigar los probables vertimientos de energías renovables a partir del año 2030?

Adicionalmente, se tienen las siguientes preguntas secundarias: ¿a qué mercados, como mínimo, deberían tener acceso los sistemas BESS para que se conviertan en inversiones sostenibles? ¿Qué modelos regulatorios existen en otros países para la integración de los sistemas BESS que sea aplicables al Perú?

Estas preguntas objeto de la investigación serán respondidas a lo largo del presente trabajo.

1.3 Justificación

El aumento de la penetración de las ERNC en el SEIN, impulsado por la diversificación de la matriz energética como estrategia clave, la reducción de emisiones de CO₂ y el cumplimiento de compromisos internacionales, se perfila como una tendencia irreversible. Sin embargo, la falta de un marco regulatorio específico para la integración de los sistemas BESS limita su adopción como una solución clave para gestionar los vertimientos y mejorar la flexibilidad de la red. En este contexto, el presente estudio resulta útil para analizar la necesidad de un esquema normativo que facilite la integración eficiente de los sistemas BESS, asegurando beneficios tanto para el sistema eléctrico como para inversionistas y consumidores.

Los vertimientos de energía ocurren cuando la generación renovable supera la demanda o las capacidades de transmisión, lo que obliga a desperdiciar energía limpia que podría aprovecharse. Esta situación impacta de manera negativa a la estabilidad del SEIN y puede generar dependencia de fuentes convencionales de generación y al posible uso de combustibles contaminantes. Bajo ese contexto, los sistemas BESS son útiles para almacenamiento de excedentes, al almacenar la energía generada pero no demandada e inyectarla en la red cuando si lo fuere. Además, los sistemas BESS contribuyen a la estabilidad de la red regulando la frecuencia y optimizan el despacho de energía al facilitar la integración de las ERNC sin que se comprometa la confiabilidad del sistema.

Por otro lado, los vertimientos de energía representan pérdidas económicas para los generadores renovables, que en algunos casos puede ser significativas, dependiendo del grado de vertimiento que alcance el país. Esto desincentiva nuevas inversiones en ERNC y podrían a futuro comprometer el desarrollo del sector energético renovable del país. Además, la adopción de sistemas BESS ayuda a reducir los costos de generación, al desplazar generación térmica de mayor costo en momentos de alta demanda. También ayuda en la optimización del uso de la infraestructura existente, dado que la presión sobre nuevas inversiones en líneas disminuye. Lo anterior significa una mayor eficiencia en el uso de los recursos energéticos e infraestructura

existente, lo que podría traducirse en tarifas más estables o menores costos operativos. Debe considerarse que, sin un marco regulatorio adecuado, no existen incentivos para que el sector privado invierta en sistemas de almacenamiento, lo que evidentemente retrasa la adopción de esta tecnología en el Perú a gran escala.

La implementación de los sistemas BESS en el SEIN podría contribuir de manera significativa a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, al permitir un mayor aprovechamiento de la generación renovable y disminuir la dependencia de centrales que utilizan combustibles fósiles.

Por último, corresponde recalcar que el marco regulatorio actual en el Perú no define el rol de los sistemas de almacenamiento en el mercado eléctrico. Es decir, la normativa vigente no contempla una figura específica que represente al agente que presta el servicio de almacenamiento ni establece los mecanismos para su participación y reconocimiento dentro del sistema.

En este contexto, surgen diversas interrogantes aún no resueltas, tales como: ¿Como se remuneraría el almacenamiento de energía? ¿Qué incentivos regulatorios o económicos podrían implementarse para fomentar la inversión en sistemas BESS?

Estas preguntas son fundamentales para definir un entorno competitivo que viabilice el desarrollo de esta tecnología, especialmente considerando su creciente relevancia en sistemas eléctricos con alta penetración de ERNC.

Corresponde mencionar que a nivel internacional algunos países como Chile, Estados Unidos y Australia han desarrollado marcos regulatorios específicos considerando la integración de los sistemas BESS. Dado que la transición energética en Perú es un proceso en marcha, la investigación sobre la probable utilización de los sistemas BESS y su regulación es un asunto necesario y hasta cierto punto urgente.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

El objetivo general es evaluar la implementación de sistemas BESS en el SEIN hacia el 2030 y la necesidad de realizar modificaciones en el actual marco regulatorio para su integración de manera sostenida.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Cuantificar el impacto proyectado del vertimiento de ERNC en el SEIN.
- Evaluar experiencias internacionales en regulación de sistemas BESS y su aplicabilidad en Perú.
- Proponer los mercados, a los que como mínimo, deberían acceder los sistemas BESS en el SEIN para que tengan una integración eficiente y sostenida.

1.5 Hipótesis

Para que la implementación de sistemas BESS se convierta en una alternativa viable en el SEIN hacia 2030, capaz de minimizar las pérdidas económicas derivadas de los vertimientos de ERNC y, al mismo tiempo, se integre de forma sostenible y rentable, se requerirá de un marco regulatorio que, como mínimo, le garantice dos fuentes de ingresos: la remuneración por arbitraje de precios, que les permita capturar la diferencia entre los precios bajos de compra y los altos de venta, y la remuneración por capacidad de generación, que reconozca su aporte a la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. Sin estas señales económicas básicas, los sistemas BESS difícilmente podrán atraer la inversión necesaria ni consolidarse como solución estructural frente a los vertimientos previstos para la próxima década.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Bases Teóricas

2.1.1 Conceptos fundamentales de almacenamiento de energía y su aplicación en sistemas eléctricos

El almacenamiento de energía se refiere a la capacidad de capturar electricidad en un momento determinado y liberarla posteriormente cuando sea necesario. Existen diversas tecnologías de almacenamiento, que pueden clasificarse en función de su principio de funcionamiento y aplicación:

- Almacenamiento electroquímico: incluye las baterías de ion-litio, plomo-ácido, sodio-azufre y flujo redox. Se utilizan ampliamente para respaldo energético, regulación de frecuencia y almacenamiento a corto y mediano plazo.
- Almacenamiento mecánico: abarca sistemas como el bombeo hidroeléctrico (Pumped Hydro Storage, PHS), almacenamiento por aire comprimido (CAES) y almacenamiento en volante de inercia (flywheels). Se emplean para almacenamiento a gran escala y regulación de potencia.
- Almacenamiento térmico: tecnologías como sales fundidas y materiales de cambio de fase permiten almacenar energía térmica para su posterior conversión en electricidad o uso en calefacción y refrigeración.
- Almacenamiento químico: incluye tecnologías como el hidrógeno verde y el amoníaco, que permiten almacenar energía en forma de enlaces químicos para usos posteriores en generación de electricidad o movilidad sostenible.

El almacenamiento de energía tiene múltiples aplicaciones en los sistemas eléctricos, optimizando su operación y facilitando la integración de ERNC:

- Gestión de la intermitencia renovable: los sistemas de almacenamiento permiten absorber el excedente de generación renovable (solar y eólica) durante periodos de baja demanda y liberarlo en momentos de alta demanda, reduciendo problemas de vertimiento.
- Regulación de frecuencia y estabilidad de red: los sistemas de almacenamiento pueden responder rápidamente a fluctuaciones de frecuencia y tensión,

- mejorando la calidad del suministro eléctrico.
- Diferimiento de inversiones en redes: al mitigar congestiones y reducir picos de demanda, los sistemas de almacenamiento pueden posponer o evitar inversiones en infraestructura de transmisión y distribución.
 - Electrificación de sistemas aislados: en regiones sin acceso a la red eléctrica, el almacenamiento permite maximizar el uso de fuentes renovables y reducir la dependencia de generadores diésel.
 - Soporte en mercados eléctricos: los sistemas de almacenamiento pueden participar en mercados de energía, servicios auxiliares y capacidad, generando nuevas oportunidades de negocio.

El desarrollo del almacenamiento de energía ha experimentado un crecimiento acelerado debido a la reducción de costos tecnológicos, avances en materiales y políticas regulatorias favorables. Según los expertos, se espera que, a futuro, el despliegue de sistemas de almacenamiento a gran escala sea un pilar fundamental para lograr la descarbonización de los sistemas eléctricos y garantizar la seguridad energética.

2.1.2 Gestión de la intermitencia en redes con alta penetración renovable

Los sistemas eléctricos con una alta penetración de generación renovable presentan problemas debido a la intermitencia del recurso natural. En ese sentido, existen modelos teóricos útiles para la gestión de la intermitencia que permiten mitigar sus efectos y optimizar la operación del sistema eléctrico.

Sin embargo, en el presente trabajo de investigación nos centraremos en la utilización de sistemas de almacenamiento de energía. Estos sistemas permiten absorber excedentes de energía renovable y liberarlos cuando la producción es baja. Proporcionan regulación de frecuencia y tensión. Asimismo, reducen los vertimientos de energía renovable, al almacenar los excedentes de generación que, de otro modo, no podrían ser inyectados a la red.

2.1.3 Rol del almacenamiento en la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico

En sistemas con alta penetración de ERNC, la falta de inercia mecánica puede provocar fluctuaciones de frecuencia. Los sistemas BESS, pueden inyectar o absorber energía en milisegundos para estabilizar la frecuencia y evitar apagones. Además, existen tecnologías que permiten que los sistemas de almacenamiento emulen la inercia de los generadores convencionales, mejorando la estabilidad del sistema. De otro lado, los sistemas de almacenamiento pueden actuar como fuentes de potencia reactiva, ayudando a compensar variaciones de voltaje.

Por el lado de la confiabilidad, que se refiere a la capacidad de los sistemas eléctricos de suministrar energía de manera continua y segura, los sistemas de almacenamiento de energía actúan como amortiguadores, al absorber los excedentes de generación renovable en momentos de baja demanda y liberarlos cuando es alta.

2.2 Marco Conceptual

2.2.1 Definición de BESS y sus principales tipos

Los sistemas BESS son dispositivos que almacenan electricidad en forma química y la liberan posteriormente según la demanda del sistema eléctrico. Estos sistemas permiten mejorar la estabilidad de la red, gestionar la intermitencia de las energías renovables y optimizar el uso de la infraestructura eléctrica existente.

Los sistemas BESS pueden desempeñar diversas funciones en el sistema eléctrico, como:

- Regulación de frecuencia: responden rápidamente a variaciones en la demanda o generación.
- Arbitraje energético: almacenan energía cuando los precios son bajos y la liberan cuando los precios son altos.
- Reducción de congestión en redes de transmisión y distribución.
- Suministro de respaldo en caso de fallos en la red.
- Facilitación de la integración de fuentes renovables intermitentes como la solar y la eólica.

Estos sistemas han ganado relevancia en los últimos años debido a la creciente penetración de las ERNC, ya que permiten almacenar el excedente de energía generado en momentos de alta producción y utilizarlo cuando la generación es insuficiente.

Existen diversas tecnologías de almacenamiento utilizadas en los sistemas BESS, cada una con características específicas en términos de capacidad, eficiencia, vida útil y costos. A continuación, se describen las principales tecnologías de baterías empleadas en sistemas de almacenamiento de energía:

2.2.1.1 Baterías de Ión Litio

Las baterías de ion-litio son la tecnología dominante en los sistemas BESS debido a su alta densidad energética lo que permite sistemas compactos, su eficiencia de carga y descarga superior al 90%, su capacidad de respuesta rápida y su larga vida útil entre 10 a 15 años. Se utilizan ampliamente en aplicaciones comerciales, industriales y de red.

Sin embargo, como toda tecnología tiene algunas desventajas. Se degradan con el tiempo y número de ciclos de carga/descarga. Presentan riesgo de sobrecalentamiento y posibles incendios si no se manejan adecuadamente. Costos elevados, aunque han disminuido significativamente en los últimos años.

2.2.1.2 Baterías de flujo (Vanadio y Zinc-Bromo)

Las baterías de flujo almacenan energía en soluciones líquidas de electrolitos en tanques separados, permitiendo escalabilidad en capacidad y duración del almacenamiento. Entre sus ventajas se tiene: mayor vida útil en comparación con las baterías de ion-litio (más de 20 años), capacidad de almacenamiento de larga duración sin degradación significativa y no generan calor excesivo, reduciendo riesgos de incendio. Como desventajas se tiene una menor densidad energética que las baterías de ion-litio. Requieren mayor espacio físico debido a los tanques de electrolitos y costos iniciales más altos.

2.2.1.3 Baterías de plomo-ácido

Las baterías de plomo-ácido han sido utilizadas durante décadas y son una opción de

menor costo, aunque con menor eficiencia y vida útil. Como ventajas se tiene bajo costo en comparación con otras tecnologías y disponibilidad y tecnología maduras. Como desventajas se tiene una baja eficiencia energética (aproximadamente 75%). Vida útil corta en comparación con ion-litio o baterías de flujo. Necesitan mantenimiento regular y ventilación adecuada.

2.2.1.4 Baterías de sodio azufre (NaS)

Las baterías de sodio-azufre utilizan sodio fundido y azufre como electrodos, operando a temperaturas elevadas. Como ventajas se tiene una alta eficiencia de conversión (aproximadamente 85%) y una larga vida útil (superior a 15 años). Además, son adecuadas para almacenamiento de energía a gran escala. Como desventajas se tiene que operan a altas temperaturas (aproximadamente 300°C), lo que requiere sistemas de control térmico. Presenta riesgos asociados a fugas de sodio fundido.

2.2.1.5 Baterías de estado sólido

Esta es una tecnología emergente que reemplaza los electrolitos líquidos por materiales sólidos, mejorando la seguridad y la densidad energética. Como ventajas se tiene una mayor densidad energética y seguridad en comparación con las baterías de ion-litio. No presentan riesgo de fuga térmica ni incendio. Como desventajas se tiene que se encuentran aún en fase de desarrollo y tienen costos elevados.

2.2.2 Concepto de vertimiento de energía en redes eléctricas

El vertimiento de energía renovable se refiere a la situación en la que una parte de la energía que podría ser generada, dada la disponibilidad del recurso natural (como el solar o eólico) y la capacidad de generación, no llega a producirse siendo por tanto desperdiciada. Esto ocurre cuando la producción de electricidad supera la demanda instantánea o cuando existen restricciones técnicas, operativas o económicas del sistema eléctrico, que impiden su aprovechamiento total.

En términos técnicos, el vertimiento de energía renovable se produce cuando los operadores del sistema deben reducir o desconectar la generación de plantas renovables para evitar problemas de estabilidad o congestión en la red.

Existen diversas razones por las cuales se generan vertimientos de energía en los sistemas eléctricos. Excesos de generación renovable en horas de baja demanda, congestión en las redes de transmisión, limitaciones técnicas y requerimientos de estabilidad del sistema o una falta de mercados de flexibilidad o almacenamientos son las principales.

El vertimiento de energías renovables tiene implicancias tanto para los generadores como para el sistema eléctrico en su conjunto. Son fuente de pérdidas económicas para los generadores y significan el desaprovechamiento de los recursos renovables cuando estos están disponibles. La reducción de generación renovable en algunos casos obliga a mantener en operación plantas termoeléctricas o hidroeléctricas, lo que genera una mayor dependencia de la generación convencional, afectando los objetivos de descarbonización. Por último, hay que indicar que, si los vertimientos se convierten en un problema recurrente, los inversionistas pueden percibirlo como un riesgo y de esa manera reducir nuevas inversiones en proyectos renovables, lo que puede desacelerar la transición energética.

Para minimizar el vertimiento y maximizar el uso de la energía renovable, los sistemas eléctricos pueden adoptar diversas soluciones:

Mejorar y ampliar la red de transmisión permite transportar la energía renovable desde zonas de generación hasta centros de consumo. Sin embargo, esta solución además de ser de costos elevados presenta el problema de los tiempos de ejecución. En tanto una central de generación renovable puede instalarse en un período de 1 a 2 años, la planificación e instalación de nuevas redes de transmisión puede ser superior a 10 años.

Implementación de redes inteligentes (smart grids) y sistemas de pronóstico de generación renovable para mejorar la planificación y operación del sistema eléctrico. Sin embargo, esta tecnología de manera similar requiere todo un marco regulatorio para ello, algo con lo que Perú tampoco cuenta.

Implementación de sistemas BESS, que absorban el exceso de generación renovable y lo liberen en momentos de alta demanda. Esta es la solución que viene siendo planteada en el presente trabajo de investigación.

El vertimiento de energía renovable es un desafío técnico y económico en los sistemas eléctricos con alta penetración de ERNC. Sin embargo, su impacto puede mitigarse mediante el desarrollo de infraestructura de transmisión, mercados de flexibilidad y, especialmente, la implementación de sistemas de almacenamiento de energía como los sistemas BESS.

2.3 Marco Normativo

2.3.1 Regulación vigente en Perú sobre almacenamiento de energía

En Perú se ha emitidos diversos decretos y leyes que favorecen la generación renovable no convencional, entre ellas se tiene:

La Ley N° 28832, denominada “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica” y promulgada en julio de 2006, marcó el inicio de la promoción de las energías renovables no convencionales en el Perú. Esta ley dispuso que el Ministerio de Energía y Minas lleve a cabo una evaluación del potencial nacional tanto de proyectos hidroeléctricos como de fuentes no convencionales, con el fin de fomentar prioritariamente el desarrollo de estas últimas.

El Decreto Legislativo N° 1002, emitido en mayo de 2008, impulsó el desarrollo de los RER al fomentar la inversión en la generación de electricidad a partir de estas fuentes. Esta norma declaró de interés nacional y necesidad pública la producción eléctrica mediante centrales RER, y definió los recursos energéticos que calificaban como tales, considerando al recurso hidráulico únicamente cuando la capacidad instalada de la central no excedía los 20 MW.

El Decreto Legislativo N° 1058, promulgado en junio de 2008, incentivó la inversión en generación eléctrica mediante recursos hidráulicos, así como otras fuentes renovables como la energía eólica, solar, biomasa, geotérmica e incluso mareomotriz. Para promover estas inversiones, se les otorgó acceso a un régimen de depreciación acelerada aplicable al Impuesto a la Renta.

Posteriormente, en octubre del mismo año, el Decreto Supremo N° 050-2008-EM sentó las bases para implementar procesos de subastas destinados a fomentar proyectos de ERNC.

El Decreto Supremo N° 012-2011-EM de marzo de 2011, aprobó el reglamento específico para la generación de electricidad con fuentes renovables. Este reglamento desarrolló los lineamientos establecidos en la Ley N° 1002, definiendo los criterios técnicos y comerciales aplicables a la generación eléctrica RER conectada al SEIN.

El Decreto Supremo N° 020-2013-EM de junio de 2013, estableció el marco normativo para la generación RER en zonas no conectadas al SEIN, incluyendo criterios técnico-económicos detallados para su aplicación en áreas remotas o aisladas del país.

La Resolución del Consejo Directivo del OSINERGMIN N° 144-2019, emitida en agosto de 2019, introdujo una modificación clave al Procedimiento Técnico N° 26 del COES: se estableció un método para calcular la potencia firme de las centrales RER. Esta modificación permitió que dichos proyectos pudieran firmar contratos con usuarios libres o empresas distribuidoras. Antes de esta resolución, al no contar con potencia ni energía firme reconocida, las centrales RER se veían impedidas de participar en este tipo de contrato.

La Ley N° 32249, publicada el 19 de enero de 2025, que entre otros permite que las energías renovables vendan su energía separada de la potencia e incorpora la definición de agente proveedor de servicios complementarios. Esta ley modifica la Ley N° 28832, que regula el desarrollo de la generación eléctrica. La Ley N° 28832 establecía que los generadores no podían contratar más potencia o energía firmes de las propias y las que tengan contratada con terceros. Con la nueva ley, se elimina la obligación de vender conjuntamente potencia firme y energía.

Sin embargo, Perú no cuenta con ninguna regulación específica que reconozca a los sistemas BESS y sistemas de almacenamiento de energía en general para su integración y participación en el mercado eléctrico nacional.

2.3.2 Prima RER de las subastas

Las centrales de ERNC que ingresaron al SEIN a través de los procesos de subastas realizados por OSINERGMIN entre los años 2009 y 2015, reciben el pago conforme a un mecanismo de tarifa estabilizada por 20 años, establecido en el artículo 5¹ del

¹ Segundo párrafo del Artículo 5.- *Comercialización de energía y potencia generada con RER*

Decreto Legislativo N° 1002 y el artículo 19² del Decreto Supremo N° 012-2011-EM.

En el proceso de subastas, las centrales ganadoras presentaron una tarifa, que se convirtió en la tarifa adjudicada, y un tope de energía anual. De esa manera, cada central adjudicada en las subastas RER recibe un pago por la energía inyectada al SEIN a la tarifa adjudicada que ganó en la subasta y hasta la cantidad tope anual ofertada, durante 20 años desde su inicio de operación comercial. Si el precio del mercado spot (el precio marginal) es menor que la tarifa adjudicada, la central recibe una compensación o prima RER para alcanzar su tarifa contratada. Si el precio spot es mayor que la tarifa adjudicada, la diferencia se devuelve al sistema.

Esta prima RER (cuando el precio spot es menor a la tarifa adjudicada) es cubierta por todos los usuarios del sistema mediante un recargo en el peaje de conexión a la red principal de transmisión, con lo que existe un aumento en la tarifa eléctrica. La energía inyectada más allá del tope anual es valorizada al precio spot.

Asimismo, hay que indicar que en el mismo artículo 5 del Decreto Legislativo N° 1002, se otorga a la generación de electricidad a partir de RER prioridad en el despacho diario efectuado por el COES, considerándoseles para ello un costo variable igual a cero.

A través de este mecanismo, el estado peruano garantiza a las empresas adjudicatarias por un período de 20 años la remuneración por sus inyecciones de energía al SEIN.

“Para vender, total o parcialmente, la producción de energía eléctrica, los titulares de las instalaciones a los que resulte de aplicación el presente Decreto Legislativo deberán colocar su energía en el Mercado de Corto Plazo, al precio que resulte en dicho mercado, complementado con la prima fijada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) en caso que el costo marginal resulte menor que la tarifa determinada por el OSINERGMIN.”

² *“19.2 Los ingresos anuales por energía de los Generadores RER Adjudicatarios conectados al SEIN, están constituidos por la suma de los siguientes conceptos:*

- a) La valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía; y,*
- b) Un monto anual por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre:*
 - i) La valorización a Tarifa de Adjudicación de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada; y*
 - ii) La valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada, más los Ingresos por Potencia determinados conforme al Artículo 20.”*

2.3.3 Funcionamiento del mercado eléctrico peruano y regulación tarifaria

En el Perú, el mercado eléctrico funciona bajo un esquema mixto: competitivo en la generación y regulado en la transmisión y distribución.

En el segmento de generación, las empresas venden energía mediante contratos bilaterales con clientes libres (grandes consumidores) y con distribuidoras, o a través del mercado de corto plazo administrado por el COES. Por su parte, la transmisión y distribución son consideradas actividades de monopolio natural, por lo que sus tarifas son fijadas por el regulador.

La regulación tarifaria está a cargo de Osinergmin, entidad que establece precios orientados a garantizar eficiencia, cobertura de costos y promoción de inversiones. Para los usuarios regulados (residenciales y pequeños comercios), la tarifa final incluye los componentes de generación, transmisión, distribución y cargos complementarios.

Asimismo, el mercado eléctrico peruano opera bajo un esquema de despacho centralizado y económico, coordinado por el COES. Este organismo es responsable de asegurar la operación segura, confiable y eficiente del SEIN, determinando el despacho de generación al menor costo posible. Los ingresos de los generadores provienen principalmente de tres fuentes: el mercado spot y los contratos de energía, los pagos por capacidad y la provisión de servicios complementarios.

2.3.3.1 Mercado spot y contratos de energía

El mercado spot refleja el costo marginal horario de la operación del sistema, que corresponde al precio de la última unidad generadora despachada para atender la demanda. Los generadores que producen sin contratos, o que generan excedentes sobre lo contratado, son remunerados a este precio.

En paralelo, los contratos de suministro de electricidad constituyen la principal fuente de ingresos de los generadores, al otorgar estabilidad financiera frente a la volatilidad del mercado spot. Dichos contratos se celebran entre generadores y clientes libres, o a través de licitaciones convocadas por las distribuidoras para abastecer a los clientes

regulados.

2.3.3.2 Pagos por capacidad

El marco regulatorio peruano establece, además de los pagos por energía, una remuneración por potencia firme. Este mecanismo tiene como finalidad asegurar la disponibilidad de capacidad suficiente para cubrir la máxima demanda del sistema en condiciones seguras y confiables.

La potencia firme es asignada a cada unidad generadora de acuerdo con criterios técnicos de disponibilidad y contribución a la seguridad del sistema. Su remuneración es trasladada a los usuarios finales mediante cargos regulados, distribuidos de forma equitativa entre los agentes demandantes.

2.3.3.3 Servicios complementarios en el SEIN

Los servicios complementarios constituyen prestaciones técnicas indispensables para preservar la estabilidad, calidad y confiabilidad del sistema eléctrico, más allá del suministro de energía y potencia. En el Perú, estos servicios están regulados mediante Procedimientos Técnicos del COES y se remuneran conforme a metodologías aprobadas por OSINERGMIN. Entre los más relevantes destacan los siguientes:

Regulación primaria de frecuencia (RPF):

Corresponde a la respuesta automática e inmediata de las unidades generadoras frente a desviaciones de la frecuencia del sistema. Actúa en cuestión de segundos, constituyendo la primera barrera para restablecer el equilibrio instantáneo entre generación y demanda. Este servicio se encuentra normado en el Procedimiento Técnico N° 21 del COES.

En cuanto a su esquema de remuneración, la RPF no cuenta con un pago fijo por disponibilidad, sino que opera bajo un sistema de penalidades e incentivos: los generadores que incumplen su obligación de proveer la reserva rotante para RPF deben pagar un cargo calculado en función de su nivel de incumplimiento y el costo de oportunidad de la reserva. Dichos cargos constituyen un fondo que se redistribuye como incentivos económicos entre los generadores que cumplen satisfactoriamente

con el servicio. En consecuencia, si todos los generadores cumplen, no se generan cargos y, por tanto, no existe pago alguno por RPF en ese período.

Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF):

Se lleva a cabo mediante el control automático de generación (AGC), ajustando en intervalos de minutos la producción de determinadas unidades para devolver la frecuencia a su valor nominal y reponer la reserva utilizada en la regulación primaria. Está regulada en el Procedimiento Técnico N° 22 y resulta esencial para mantener la estabilidad continua del sistema.

En cuanto a su esquema de remuneración, la RSF sí cuenta con un pago directo a los generadores que prestan el servicio. Dicho pago se liquida mensualmente y está compuesto por el reconocimiento del costo de oportunidad, la asignación de reserva y, de corresponder, compensaciones de costos operativos adicionales, descontando eventuales penalizaciones por reservas no suministradas. A diferencia de la RPF, donde solo existen incentivos si hay incumplimientos, en la RSF los generadores asignados reciben una remuneración fija por su disponibilidad y desempeño, independientemente de la existencia de fallas en otros agentes.

Otros servicios relacionados:

Incluyen la reserva rotante, el control de tensión, el arranque en negro y otros mecanismos de soporte que permiten garantizar la resiliencia del sistema frente a contingencias.

Actualmente, estos servicios son prestados principalmente por centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. Sin embargo, los sistemas BESS poseen características técnicas que los hacen particularmente aptos para brindar servicios de regulación de frecuencia, debido a su alta velocidad de respuesta, precisión en el control y flexibilidad para operar tanto en carga como en descarga. Su incorporación al SEIN hacia el 2030 podría fortalecer la confiabilidad operativa y, al mismo tiempo, abrir nuevas oportunidades de ingresos en el mercado eléctrico peruano.

2.3.3.4 Requerimientos regulatorios para la integración de sistemas BESS

Si bien los sistemas de almacenamiento en baterías han demostrado su utilidad

técnica y económica en diversos sistemas eléctricos internacionales, su incorporación en el SEIN requiere de ajustes específicos en el marco normativo vigente. Actualmente, la regulación peruana no reconoce explícitamente a los sistemas BESS como agentes de generación ni como prestadores de servicios complementarios, lo cual limita su participación efectiva en el mercado.

Entre las modificaciones que resultan necesarias se pueden señalar:

Definición del rol de los sistemas BESS: Incorporar en la normativa una categoría específica que permita a los sistemas de almacenamiento participar como unidades independientes de generación/consumo, con derechos y obligaciones claras.

Remuneración por servicios complementarios: Establecer mecanismos de pago explícitos por la provisión de regulación primaria y secundaria de frecuencia, reserva de reemplazo y otros servicios de flexibilidad, de manera que los ingresos de los sistemas BESS reflejen el valor sistémico que aportan.

Participación en el mercado de potencia: Adaptar el esquema de pagos por capacidad para reconocer la potencia firme de los sistemas BESS, en la medida que cumplen un rol de respaldo y contribuyen a la seguridad del sistema.

Acceso a arbitraje de energía: Permitir que los sistemas BESS participen libremente en el mercado spot y en contratos bilaterales, habilitando la compra y venta de energía sin restricciones adicionales.

Señales regulatorias de eficiencia: Incluir metodologías que reconozcan los beneficios en reducción de vertimientos, disminución de costos marginales y postergación de inversiones en transmisión y generación, de modo que estos beneficios sistémicos se internalicen en los incentivos de inversión.

En conjunto, estas modificaciones permitirían que los proyectos de sistemas BESS no solo sean técnicamente viables, sino también económicamente sostenibles en un esquema de inversión privada, en línea con los objetivos de eficiencia, seguridad y sostenibilidad del sector eléctrico peruano.

2.4 Modelos y Enfoques Regulatorios

2.4.1 Diferentes esquemas regulatorios para sistemas BESS en mercados eléctricos

La regulación de los sistemas BESS varía según el mercado eléctrico y el modelo regulatorio adoptado. En general, los esquemas regulatorios definen cómo los sistemas BESS pueden participar en los mercados de electricidad, qué ingresos pueden generar y en qué condiciones operan. Existen tres principales enfoques regulatorios en los que los sistemas BESS pueden desempeñar un papel clave.

2.4.1.1 Arbitraje Energético

El arbitraje energético consiste en comprar electricidad en momentos de bajo precio (exceso de generación renovable) y venderla cuando los precios son más altos (alta demanda o escasez de generación).

En ese sentido, los sistemas BESS pueden aprovechar las fluctuaciones de precios en mercados mayoristas para maximizar sus ingresos a través de este mecanismo.

De manera similar, la regulación aquí debe afrontar algunos desafíos. Como pagos de tarifas de transmisión y distribución tanto al cargar como al descargar, afectando su rentabilidad, la competencia con otras tecnologías y su duración de descarga que limita su capacidad de arbitraje frente a otras tecnologías con mayor almacenamiento de energía.

2.4.1.2 Mercados de capacidad

Los mercados de capacidad buscan garantizar la suficiencia del sistema eléctrico a largo plazo asegurando que haya recursos de generación o almacenamiento suficientes para cubrir la demanda en el futuro. En estos mercados, los generadores y otros recursos, como los sistemas BESS, son remunerados por su disponibilidad para generar o entregar energía, en lugar de por la energía efectivamente entregada en tiempo real.

Los sistemas BESS pueden ofrecer capacidad confiable al sistema al proporcionar energía en momentos de alta demanda o contingencias. En algunos mercados, los

reguladores han permitido que los sistemas BESS compitan con otras fuentes de capacidad (termoeléctricas, hidroeléctricas, etc.), reconociendo su capacidad para responder rápidamente a eventos de estrés en la red.

Entre los desafíos a considerar se encuentra las limitaciones de duración (comúnmente de 2 a 4 horas de descarga), lo que puede afectar su elegibilidad en mercados diseñados para tecnologías con mayor tiempo de duración. Si no reciben un tratamiento diferenciado, estarán en desventaja frente a otras fuentes de generación con mayores tiempos de operación. Esto implica que se deba utilizar una correcta valoración de la confiabilidad y flexibilidad que los sistemas BESS pueden aportar al sistema.

2.4.1.3 Mercados de Servicios Complementarios

Los servicios complementarios son funciones esenciales para garantizar la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Estos incluyen: regulación de frecuencia, control de voltaje y estabilidad de tensión, reserva operativa y respuesta rápida ante contingencias

Los sistemas BESS son particularmente efectivos en la provisión de servicios auxiliares debido a su capacidad de respuesta rápida y precisión en la entrega de energía. En mercados avanzados, los sistemas BESS han reemplazado parcialmente a las plantas térmicas en estos servicios.

En este caso, la regulación requiere desarrollar mercados de servicios complementarios específicos para almacenamiento, para evitar su competencia desigual con tecnologías convencionales. A pesar de su rapidez y precisión, los sistemas BESS pueden no ser remunerados adecuadamente lo que limita su participación.

Si bien los costos unitarios de inversión de los sistemas BESS aún son superiores a los de otras tecnologías de flexibilidad, su competitividad se ha incrementado de manera sostenida durante la última década. Frente a alternativas como el almacenamiento por bombeo hidráulico o la instalación de turbinas de gas para respaldo, los sistemas BESS ofrecen ventajas técnicas significativas: tiempos de respuesta prácticamente instantáneos, modularidad en su instalación, mayor facilidad

de localización geográfica y menores tiempos de construcción. Estas características los convierten en una opción preferente para cubrir necesidades de regulación de frecuencia y balance de corto plazo, particularmente en escenarios de alta penetración renovable. En la Tabla 1 se muestra una comparación de tecnologías considerando valores promedio de costos de inversión, tiempos de construcción, tiempos de respuesta y grados de flexibilidad.

Tabla 1

Comparación de tecnologías

Tecnología	Costo de inversión aproximado (USD/kW)	Tiempo de construcción	Tiempo de respuesta	Flexibilidad operativa	Comentarios
BESS (Litio-ion)	700	1–2 años	Milisegundos	Muy alta	Costos en descenso sostenido; adecuados para regulación y arbitraje.
Bombeo hidráulico	1000 - 2500	5–8 años	Minutos	Media	Alta escala, requiere condiciones geográficas específicas.
Turbinas de gas	700–1200	2–4 años	Minutos	Baja	Menor eficiencia y mayores emisiones; útiles como respaldo de potencia.
Centrales hidroeléctricas (convencionales)	1200–2500	5–7 años	Segundos a minutos	Media	Proveen potencia firme, pero con limitaciones estacionales.

Fuente: Elaboración propia a partir de (IEA, 2024), (NREL, 2023) y (CNE, 2024).

2.5 Contexto histórico y experiencias internacionales

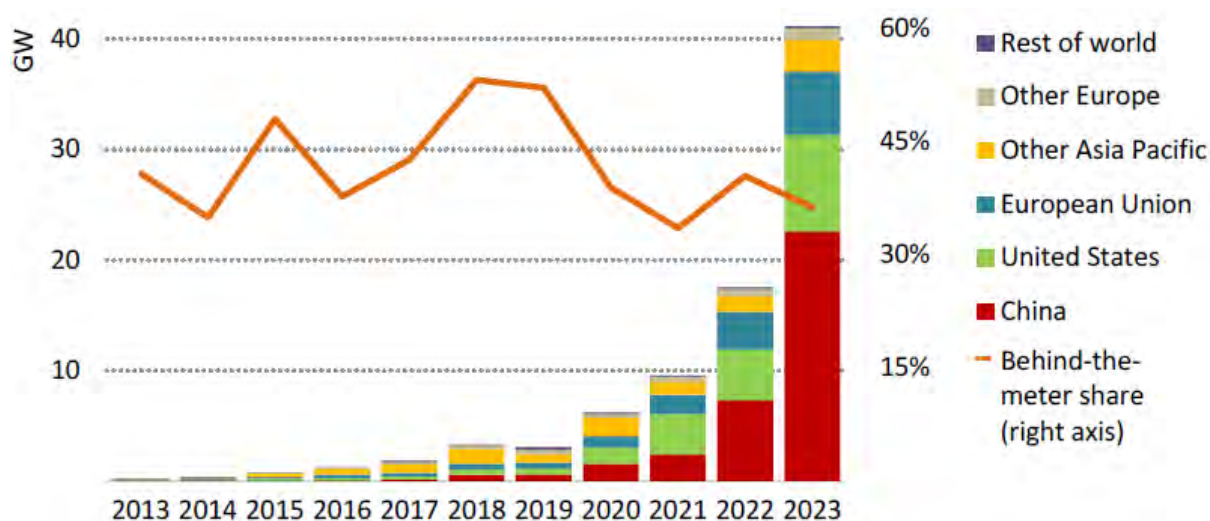
En los últimos años, la capacidad instalada de los sistemas BESS ha experimentado un crecimiento exponencial, impulsado por la disminución de los costos, los avances tecnológicos y las políticas públicas que promueven la transición energética.

En 2013, la capacidad instalada en sistemas BESS a nivel global era de 1 GW. En 2023, tras el ingreso de 40 GW en nuevos proyectos BESS, esta capacidad aumentó a más de 85 GW. A fines del año 2024, año durante el cual se instaló la cifra récord de 200 GWh de nuevos sistemas BESS, la capacidad instalada mundial se elevó a 375 GW. Este fuerte aumento ha ocurrido principalmente en los mercados de China, Estados Unidos y la Unión Europea.

Como se observa en la Figura 1, las adiciones de nueva capacidad de sistemas BESS ha ido en aumento. Si bien este aumento, incluye las baterías detrás del medidor, el mayor aumento se ha registrado principalmente a escala de servicios públicos.

Figura 1

Adiciones por año de nueva capacidad de sistemas BESS a nivel mundial



Fuente: Batteries and Secure Energy Transitions (IEA, 2024).

En América Latina, aunque de manera incipiente, la tendencia hacia la incorporación de sistemas BESS sigue la misma dirección que en otros mercados internacionales. Chile, país con el mayor grado de penetración de energías renovables de la región, inauguró en abril de 2025 el primer sistema BESS tipo stand-alone de gran capacidad, lo que implica que operará de manera independiente y autónoma, sin estar asociado directamente a una central generadora específica. La central, denominada BESS del Desierto (Quinde, 2025), tiene una capacidad instalada de 200 MW para un período de descarga de 4 horas. De acuerdo con el Boletín Generadoras de Chile, a abril de 2025 Chile cuenta con 1 295 MW de capacidad instalada en sistemas BESS, 95 MW se encuentran en pruebas de operación, 3 842 MW se encuentran en proceso de construcción y 9 162 MW se encuentran en etapa de evaluación ambiental (Generadoras de Chile, 2025).

En Brasil, otro mercado de gran relevancia por su tamaño y complejidad, en junio de 2025 el operador nacional de la red eléctrica (ONS) estará presentando los requisitos técnicos de conexión de sistemas BESS para su integración en el SIN (Sistema

Interligado Nacional). Este paso regulatorio es considerado clave, ya que permitirá establecer criterios claros de interconexión y facilitar la participación de proyectos de almacenamiento en futuros procesos competitivos. De acuerdo con los especialistas, estas subastas serán catalizadores para el desarrollo de almacenamiento de energías en Brasil y con ello se mejorará la flexibilidad del sistema. Según la consultora Greener, al 2024 Brasil tenía un acumulado de 685 MWh de capacidad en sistemas BESS, de los cuales 269 MWh se habían instalado en 2024 (bnamericas, 2025).

Sin embargo, más allá de estos avances puntuales, el desarrollo de BESS en la región enfrenta importantes desafíos. De acuerdo con la consultora *Americas Market Intelligence* (AMi), la mayor parte de los países de América Latina y el Caribe no cuentan con un marco regulatorio claro que respalde las inversiones en sistemas BESS a través de su participación en los mercados mayoristas o a través de garantías de ingresos económicos. La Figura 2, mostrada a continuación, describe el estado del desarrollo regulatorio y del despliegue de sistemas BESS en los países de la región, incluyendo el Caribe.

Con excepción de Chile, que muestra un avance sostenido tanto en normativa como en despliegue de proyectos, los sistemas BESS en América Latina y el Caribe se encuentran en etapas iniciales. Países como Perú, Bolivia y Ecuador carecen de incentivos y de un marco normativo que promueva activamente estas inversiones, lo que limita el atractivo de la tecnología en el corto plazo. En contraste, países como Brasil, Argentina y Colombia, aunque aún sin regulación específica, han comenzado a implementar incentivos indirectos, tales como programas de financiamiento verde, flexibilización de criterios técnicos o inclusión de proyectos piloto en sus planes de expansión eléctrica. Estas señales, aunque todavía incipientes, apuntan a que la región comienza a reconocer el rol estratégico que puede jugar el almacenamiento energético en la transición hacia sistemas eléctricos más sostenibles, resilientes y eficientes.

En conclusión, la región latinoamericana se encuentra en un punto de inflexión: mientras Chile lidera con un despliegue masivo y regulaciones más claras, otros países avanzan a ritmos distintos, restando aún consolidar un marco regulatorio robusto y homogéneo que permita atraer inversión privada.

Figura 2

Situación de marcos normativos de sistemas BESS en América Latina y el Caribe



Fuente: Battery Storage Landscape 2024 Latin America and the Caribbean (AMI, 2024)

2.5.1 Evolución del SEIN

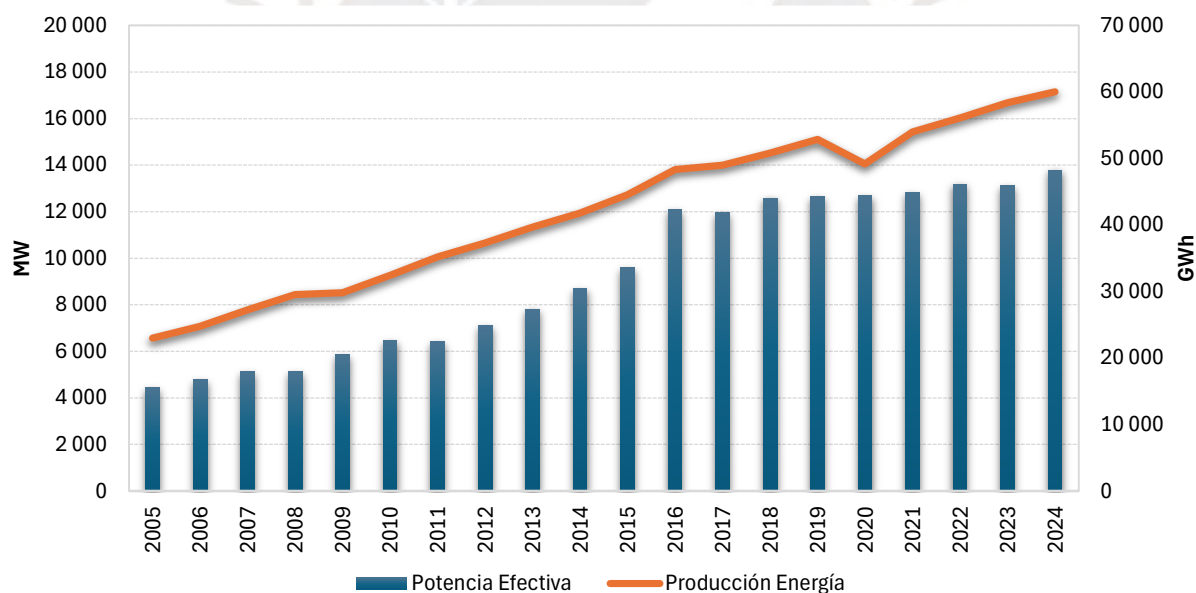
Dado que el aumento de la capacidad de los sistemas BESS se encuentra plenamente justificada con el aumento del grado de penetración de las ERNC en los sistemas eléctricos, analizaremos la evolución del mercado eléctrico peruano a través del estudiar la evolución de las variables potencia y energía del SEIN.

2.5.1.1 Evolución de la Potencia Efectiva

Desde 2005, la potencia efectiva total del SEIN ha crecido a una tasa promedio anual del 6,1 %, pasando de 4 470,7 MW a 13 791,8 MW. Por su parte, la producción de energía aumentó a una tasa promedio anual de 5,2 % en el mismo período, creciendo de 23 001,5 GWh a 60 028,7 GWh, como se muestra en la Figura 3.

Figura 3

Evolución de la potencia efectiva y producción anual de energía del SEIN



Fuente: Elaboración propia a partir de la Estadística de Operación 2024 del SEIN (COES, 2024).

La generación eléctrica en el Perú ha estado tradicionalmente sustentada en el recurso hídrico, favorecida por su geografía accidentada y la abundancia de agua. No fue sino hasta el año 2004, con el inicio de la explotación de los yacimientos de Camisea, que el gas natural se incorpora como fuente importante para la generación de electricidad. Posteriormente, desde 2012, con el ingreso de diversas centrales solares fotovoltaicas producto de los procesos de subastas organizados por el

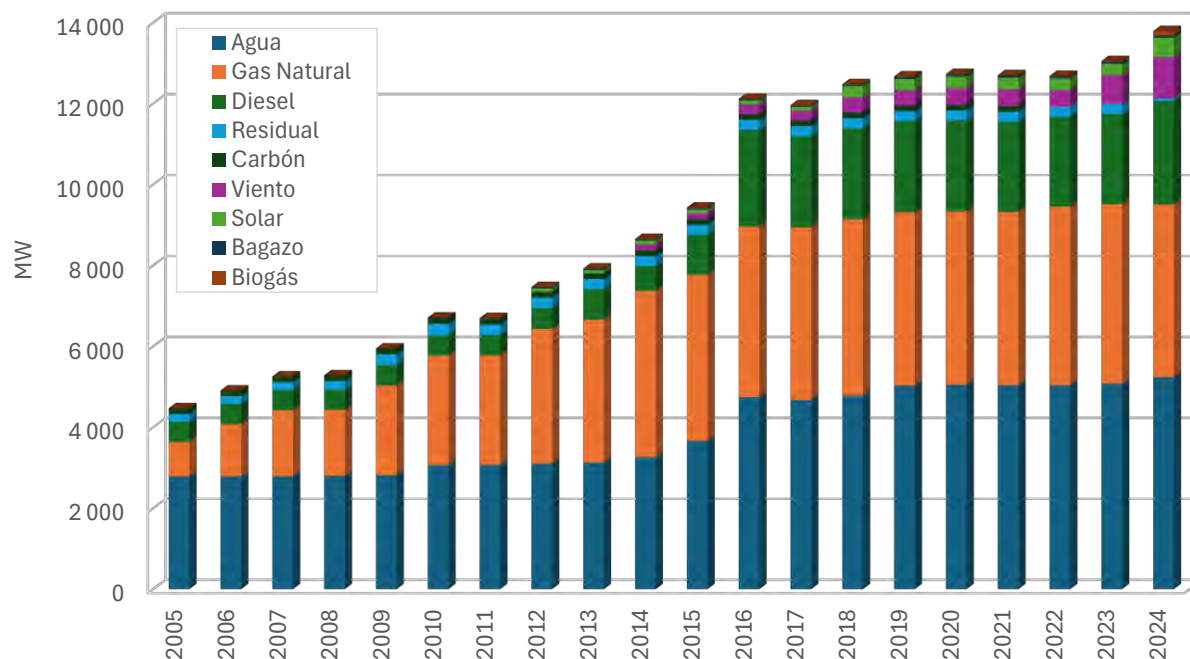
OSINERGMIN, el SEIN comenzó a recibir un abastecimiento regular de ERNC.

En la Figura 4 se presenta la evolución de la potencia efectiva del SEIN por tipo de tecnología. La potencia hidráulica se incrementó de 2 785 MW en 2005 a 5 238 MW en 2024. Como se puede observar, esta capacidad registró incrementos modestos hasta 2013, año a partir del cual se mantuvo relativamente constante. Es entre 2014 y 2016, con la entrada en operación comercial de las centrales hidroeléctricas Cheves, Cerro del Águila y Chaglla, que la capacidad hidroeléctrica del SEIN experimentó un crecimiento notable, sumando 1 232,48 MW adicionales y alcanzando a representar el 39,13 % de la capacidad total del sistema.

Durante el mismo período, la potencia efectiva de las centrales térmicas a gas natural aumentó de 852 MW a 4 264 MW. Su participación en la capacidad total del SEIN pasó del 19 % en 2005 al 47,47 % en 2014, año a partir del cual comenzó a disminuir progresivamente, alcanzando un 30,92 % en 2024.

Figura 4

Evolución anual de la potencia efectiva del SEIN por tipo de tecnología



Fuente: Elaboración propia a partir de las Estadísticas de Operación del SEIN de los años 2005 al 2024, COES.

En cuanto a las centrales que operan con diésel, su capacidad efectiva se mantuvo en torno a los 500 MW entre 2005 y 2014. A partir de ese año, la oferta se incrementó

significativamente con la entrada en operación de las centrales termoeléctricas Reserva Fría de Eten, Recka, Puerto Bravo y NEPI entre 2015 y 2016, alcanzando los 2 388 MW. Como resultado, la participación de las centrales a diésel en la capacidad total del SEIN pasó de 11,19 % en 2005 a 19,7 % en 2016.

Asimismo, a partir de 2012 se observa un aumento sostenido en la participación de centrales eólicas y solares fotovoltaicas, reflejando el impulso de las ERNC.

Al cierre de diciembre de 2024, la potencia efectiva total del SEIN alcanzó los 13 791,8 MW. De esta cifra, 5 238,4 MW provenían de centrales hidroeléctricas y 4 264,2 MW de centrales termoeléctricas que operan con gas natural. En conjunto, estas dos fuentes representaron el 68,9% de la capacidad efectiva del sistema. Por su parte, las ERNC aportaron un 12,1% de la potencia total, distribuida en 1 021,3 MW de centrales eólicas, 477,8 MW de solares fotovoltaicas, 55,3 MW de instalaciones que operan con bagazo y 112,1 MW provenientes de planas que utilizan biomasa y biogás³.

2.5.1.2 Evolución de la producción de energía

En la Figura 5 se observa la evolución de la producción de energía del SEIN para el período 2005 al 2024. Durante este período, la generación total se incrementó en 160,9%, pasando de 23 001,48 GWh a 60 028,69 GWh.

La generación hidroeléctrica aumentó de 17 100,84 GWh en 2005 a 30 810,99 GWh en 2024, lo que representa un incremento del 80,1% en términos absolutos. No obstante, con el ingreso del gas natural de los yacimientos de Camisea al sistema eléctrico, su participación relativa disminuyó del 74,35% en 2005 al 51,33% en 2024.

Durante el mismo período, la generación termoeléctrica en base a gas natural⁴ creció de 4 071,78 GWh a 23 242,9 GWh, lo que equivale a un incremento absoluto del 470,8%. En cuanto a su participación en la matriz de generación del SEIN, esta pasó del 17,7% en 2005 al 47,64% en 2014, año en el que alcanzó su punto máximo, para luego descender de manera progresiva hasta situarse en 38,72% en 2024. Esta disminución se debió al aumento de la participación de las energías renovables no

³ Incluye a la C.T. Refinería Talara de 100,87 MW de potencia efectiva que utiliza Flexigas como combustible principal de operación. El Flexigas es un subproducto generado en los procesos de la Nueva Refinería Talara.

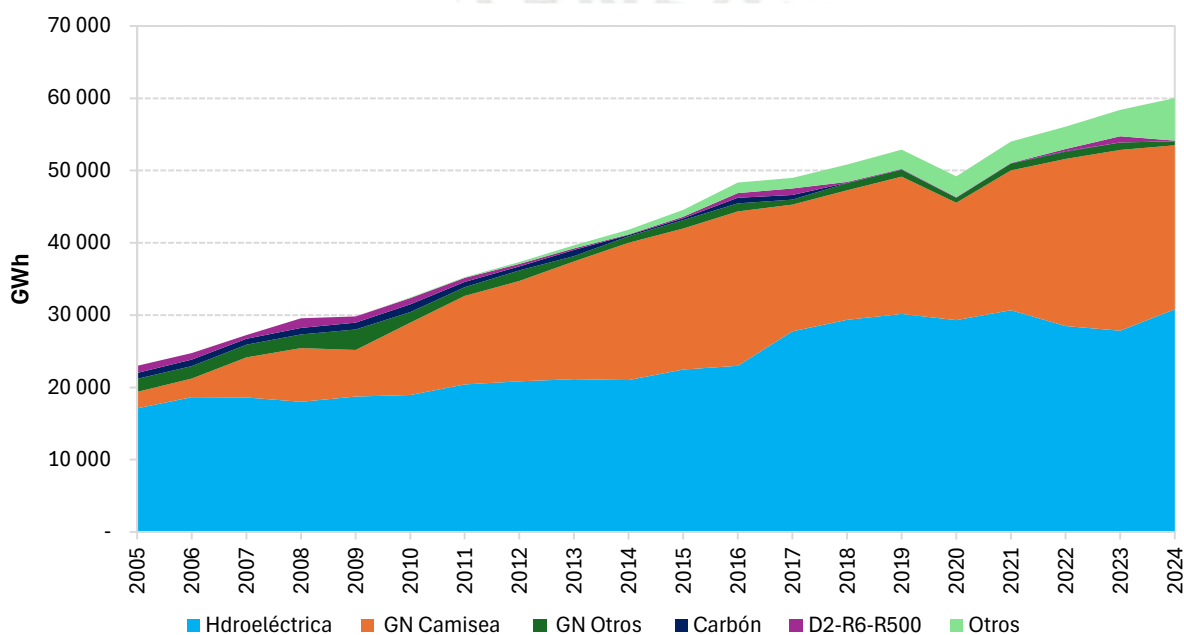
⁴ Incluye el gas proveniente de otros yacimientos distintos al de Camisea.

convencionales.

Por su parte, la generación de las centrales termoeléctricas que utilizan combustibles líquidos derivados del petróleo mostró una tendencia decreciente a lo largo del período analizado. En 2005, la producción fue de 581,07 GWh, alcanzando un pico de 1 320,53 GWh en 2008, para luego disminuir hasta 73,22 GWh en 2024. En términos relativos, la participación de esta fuente en la generación del SEIN se redujo significativamente, pasando del 4,34 % en 2005 al 0,12 % en 2024.

Figura 5

Evolución anual de la producción del SEIN por tipo de tecnología



Fuente: Elaboración propia a partir de la Estadística de Operación 2024 del SEIN (COES, 2024).

La Figura 5 también muestra el aumento gradual de la participación de las energías renovables no convencionales en el cubrimiento de la demanda del SEIN. Conforme se observa, la disminución de la generación termoeléctrica en los últimos años se debió al ingreso de este tipo de energías, lo que detallaremos en el siguiente numeral.

2.5.2 Crecimiento de las ERNC

2.5.2.1 Procesos de subastas

Perú promovió el desarrollo de la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) mediante procesos de subastas realizados por OSINERGMIN. Mediante estos

procesos, realizados bajo la modalidad de concursos públicos, se establecieron tarifas adjudicadas para cada proyecto de generación RER que resultó ganador, hasta alcanzar una cuota específica de demanda. Esta estrategia permitió la inversión en energías renovables y avanzar en la diversificación de la matriz energética del país.

En el período comprendido entre 2009 y 2015 se realizaron cuatro procesos de subasta, a través de las cuales se adjudicaron en total 1 300,2 MW de capacidad instalada, repartidos en 64 proyectos de generación con ERNC. De estos proyectos, 45 utilizaron tecnología hidroeléctrica en pequeñas centrales (con potencias menores a 20 MW), mientras que 7 correspondieron a parques eólicos, 7 a plantas solares fotovoltaicas y 5 a instalaciones que emplean biomasa.

Tal como se aprecia en la Tabla 2, además de la tecnología hidroeléctrica, que acumuló 575,5 MW adjudicados a lo largo de los cuatro procesos, las tecnologías eólica y solar fotovoltaica destacaron como las de mayor proyección, alcanzando adjudicaciones de 408,3 MW y 280,5 MW, respectivamente. En cambio, la generación a partir de biomasa obtuvo la menor participación, con apenas 36 MW asignados. De este total, 23 MW provienen de la central de cogeneración Paramonga, que utiliza bagazo como insumo energético, mientras que los restantes corresponden a proyectos que emplean biogás como fuente de energía (Meneses, 2024).

Tabla 2

Procesos de subastas organizadas por OSINERGMIN

Subasta	Potencia Instalada (MW)				Total
	Hidroeléctrica	Eólica	Solar	Biomasa	
1	185,1	142,0	80,0	27,4	434,5
2	111,6	97,2	16,0	3,2	228,0
3	199,1	0,0	0,0	0,0	199,1
4	79,7	169,1	184,5	5,4	438,6
Total	575,5	408,3	280,5	36,0	1 300,2

Fuente: Elaboración propia a partir de Energías Renovables, experiencia y perspectiva en la ruta del Perú hacia la transición energética (OSINERGMIN, 2019).

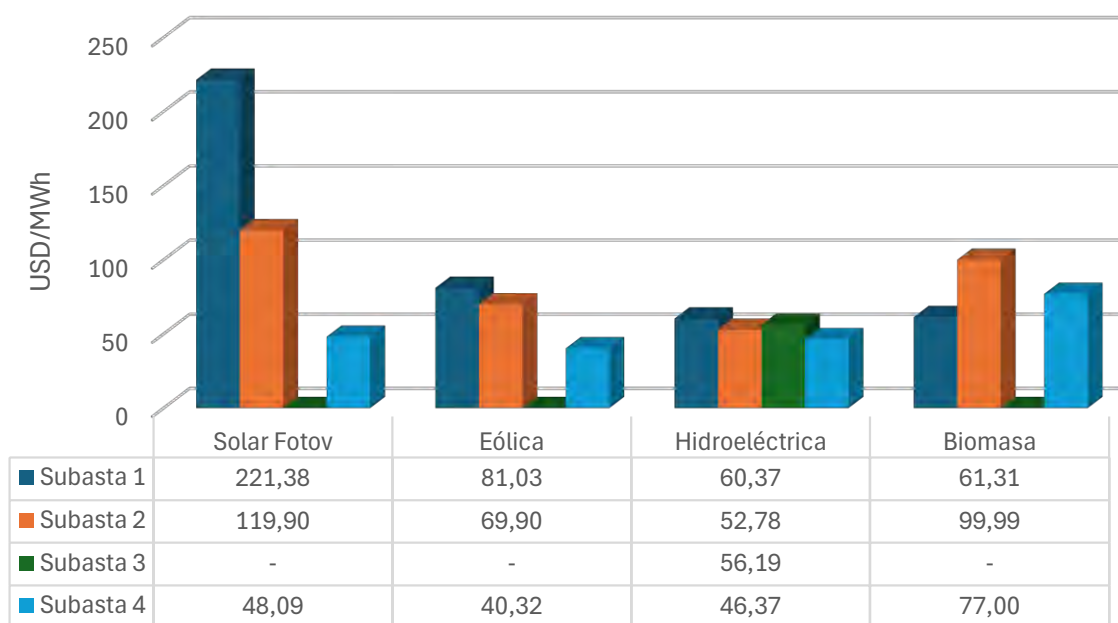
El detalle de cada uno de los proyectos RER adjudicados en los cuatro procesos de subasta se presenta en el Anexo 1.

En cuanto a los precios asignados, como se ilustra en la Figura 6, se evidencia una

marcada tendencia a la baja a lo largo de las convocatorias.

Figura 6

Precios adjudicados por tecnología de generación en las subastas de OSINERGMIN



Fuente: Elaboración propia a partir de Energías Renovables, experiencia y perspectiva en la ruta del Perú hacia la transición energética (OSINERGMIN, 2019).

Para la tecnología solar, el precio adjudicado en la primera subasta alcanzó los 221,38 USD/MWh, reduciéndose en la cuarta subasta a 48,09 USD/MWh, lo que representa una caída del 78 %. En el caso de la tecnología eólica, el precio pasó de 81,03 USD/MWh en la primera convocatoria a 40,32 USD/MWh en la cuarta, lo que implica una reducción del 50 %.

Por otro lado, las tarifas adjudicadas a las centrales hidroeléctricas, eólicas y a biomasa, se mantuvieron en rangos bastante similares entre sí, lo cual refleja una competitividad creciente respecto a las fuentes de generación convencional (Mitma Ramirez, 2015).

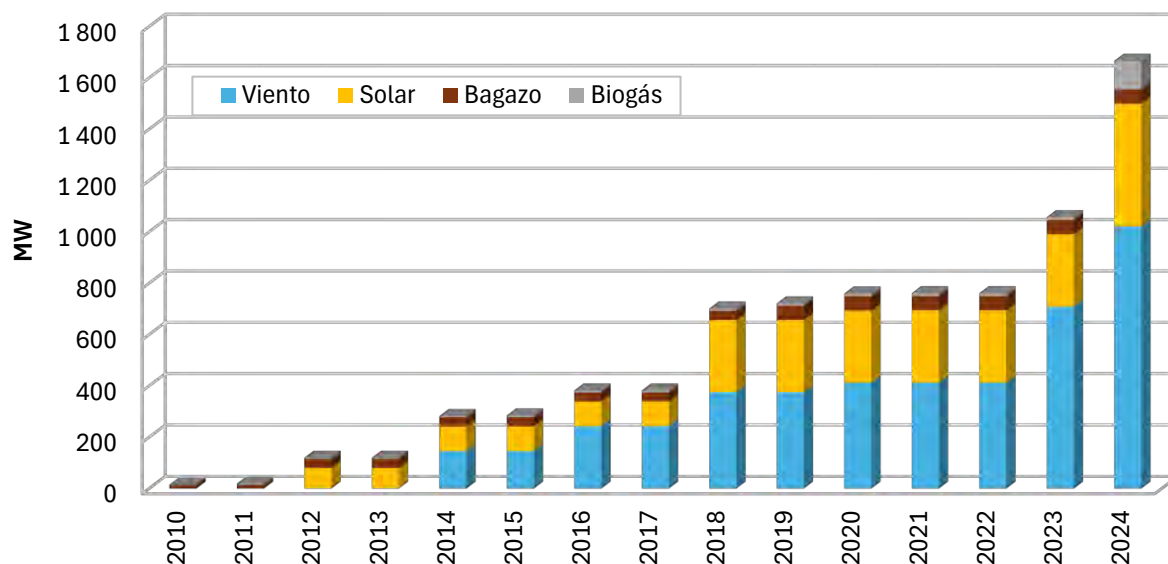
2.5.2.2 Crecimiento de la potencia efectiva de centrales con ERNC

Sin considerar la generación proveniente de centrales hidroeléctricas de tamaños

inferiores a 20 MW⁵, la capacidad efectiva de las centrales de energías renovables no convencionales en el SEIN experimentó un crecimiento sostenido, con una tasa promedio anual de 40,2%, al pasar de apenas 15 MW el 2010 a alcanzar los 1 666,5 MW en 2024, ver Figura 7.

Figura 7

Evolución de la potencia efectiva de las ERNC



Fuente: Elaboración propia a partir de la Estadística de Operación 2024 del SEIN (COES, 2024).

Como se observa, el aporte en potencia de la generación renovable no convencional ha pasado a ser de relevancia en el SEIN, habiendo aumento de 0,22% durante el año 2010 a 12,08% durante el año 2024. La generación renovable no convencional es el sector del parque generador de electricidad que más ha crecido en el país, similar al resto de los países de la región.

Aunque las primeras centrales renovables que ingresaron al SEIN utilizaban el bagazo como combustible, la potencia efectiva de las centrales basadas en este tipo de recurso no ha tenido un crecimiento de importancia, pasando de 15 MW el año 2010 a 55 MW el 2024. Lo mismo se observa con el Biogás, que pasó de 4 MW el año 2011 a 112,1 MW el 2024.

⁵ Artículo 3 del Decreto Legislativo N° 1002 de mayo de 2008: “Para efectos del presente Decreto Legislativo, se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW”

Las primeras centrales solares fotovoltaicas, producto de la primera subasta realizada por el OSINERGMIN, ingresaron en operación comercial al SEIN durante el año 2012 con un total de 80 MW provenientes de 4 centrales. Al año 2024, el número de centrales solares fotovoltaicas en el SEIN es de 11, con una potencia efectiva total de 477,8 MW. Durante este período, la potencia en centrales solares fotovoltaicas ha crecido a una tasa promedio anual de 16,1%. La Tabla 3 lista la totalidad de las centrales solares fotovoltaicas que ingresaron al SEIN, así como sus fechas de ingreso.

Tabla 3

Centrales Solares Fotovoltaicas del SEIN

Central Solar Fotovoltaica	Potencia Efectiva (MW)	Fecha Ingreso
Majes Solar	20,0	31/10/12
Repartición Solar	20,0	31/10/12
Panamericana Solar	20,0	31/12/12
Tacna Solar	20,0	31/10/12
Moquegua FV	16,0	31/12/14
Rubí	144,5	30/01/18
Intipampa	40,5	31/03/18
Yarucaya	1,3	26/09/21
Carhuaquero	0,6	14/02/24
Clemesí	114,9	28/02/24
Matarani	80,0	11/09/24
Total	477,8	

Fuente: Elaboración propia a partir de la Estadística de Operación 2024 del SEIN (COES, 2024).

En el caso de la generación eólica, y de manera similar a la solar fotovoltaica, las tres primeras centrales ingresaron al SEIN en el año 2014, con una potencia efectiva total de 146 MW, como resultado de la primera subasta realizada por OSINERGMIN. Para el año 2024, el SEIN cuenta con 11 centrales eólicas en operación, que suman una potencia efectiva total de 1 021,3 MW. Esto representa una tasa de crecimiento promedio anual de la potencia eólica del 21,6% durante el período considerado. En la Tabla 4 se presentan las centrales eólicas actualmente conectadas al SEIN.

Tabla 4*Centrales Eólicas del SEIN*

Central Eólica	Potencia Efectiva (MW)	Fecha Ingreso
Marcona	32,0	25/04/14
Talara	30,9	03/09/14
Cupisnique	83,2	03/09/14
Tres Hermanas	97,2	11/03/16
Wayra I	132,3	19/05/18
Huambos	18,4	31/12/20
Duna	18,4	31/12/20
Punta Lomitas	260,0	16/06/23
Expansión Punta Lomitas	36,4	24/12/23
Wayra Extensión	177,0	29/06/24
San Juan de Marcona	135,7	14/12/24
Total	1021,30	

Fuente: Elaboración propia a partir de la Estadística de Operación 2024 del SEIN (COES, 2024).

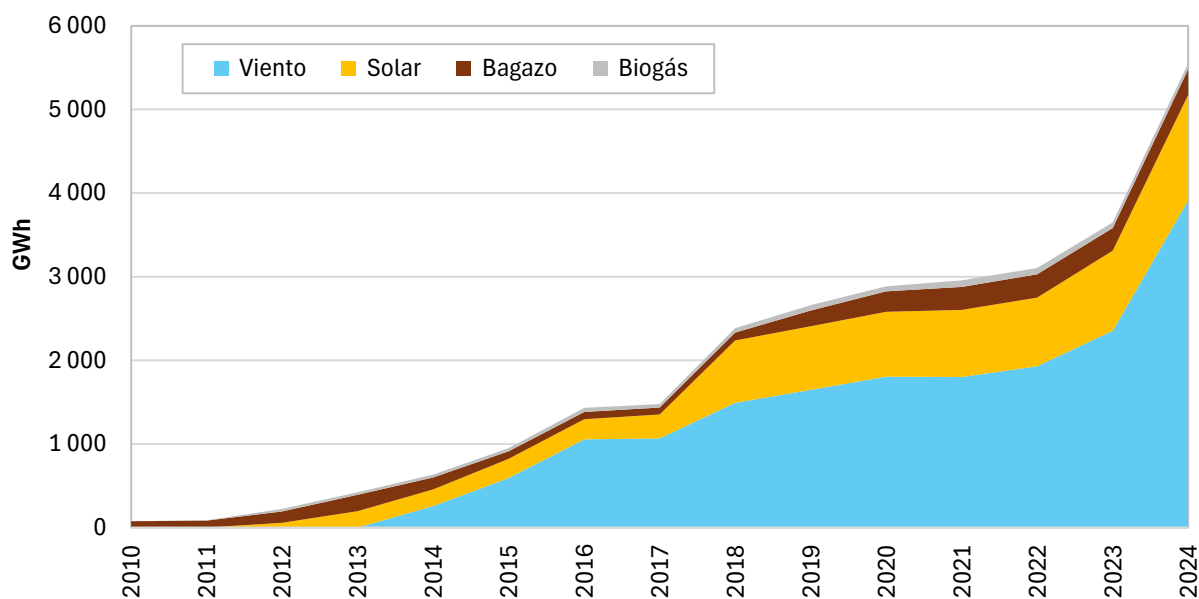
2.5.2.3 Crecimiento de la producción de ERNC

La Figura 8 muestra el crecimiento de la producción de ERNC en el SEIN. Desde el ingreso de la primera central a bagazo en 2010, la producción de ERNC, sin considerar la generación de las centrales hidroeléctricas de tamaños inferiores a 20 MW⁵, creció a una tasa promedio anual de 35,7%, pasando de 77,5 GWh en 2010 a 5 550,7 en 2024. En términos de participación en la matriz del SEIN, la generación renovable aumentó de 0,24% en 2010 a 9,25% en 2024.

La generación solar fotovoltaica que inició en 2012 comenzó con 59,7 GWh, representando el 26,8% del total de la generación renovable del SEIN ese año. Para 2024, alcanzó los 1 262,4 GWh, lo que equivale al 22,7% de la generación renovable total. Cabe señalar que la mayor participación de la generación solar en el SEIN se registró en 2013, año que alcanzó su pico máximo con una participación del 46,6%. La disminución relativa de su participación se debió al ingreso de las centrales eólicas a partir de 2014.

Figura 8

Evolución de la producción de ERNC



Fuente: Elaboración propia a partir de la Estadística de Operación 2024 del SEIN (COES, 2024).

En 2014, primer año en que ingresó al SEIN, la generación eólica alcanzó los 256,3 GWh, lo que representó el 40,6% del total de la generación con energías renovables en ese año. Para 2016, su participación aumentó significativamente hasta alcanzar el 73,5%, manteniéndose desde entonces, en promedio, por encima del 63%. En 2024, la generación eólica alcanzó los 3 913,5 GWh representando el 70,5% de la generación renovable total. Como se observa en la Figura 8, desde sus inicios, la generación renovable en el SEIN ha estado dominada principalmente por la fuente eólica.

Como se mencionó anteriormente, aunque las centrales a bagazo y biogás fueron las primeras en incorporarse al SEIN, su limitada capacidad instalada ha hecho que su producción de energía no tenga una relevancia significativa dentro del sistema.

2.5.3 Problema de vertimientos

Debido el bajo grado de penetración de las energías renovables en el SEIN, hasta el 2023 no se registraron problemas de vertimiento. Fue recién en el año 2024, cuando la generación renovable alcanzó el 9,25% de la generación total del SEIN, que comenzaron a observarse los primeros casos de vertimiento. Por ejemplo, durante los

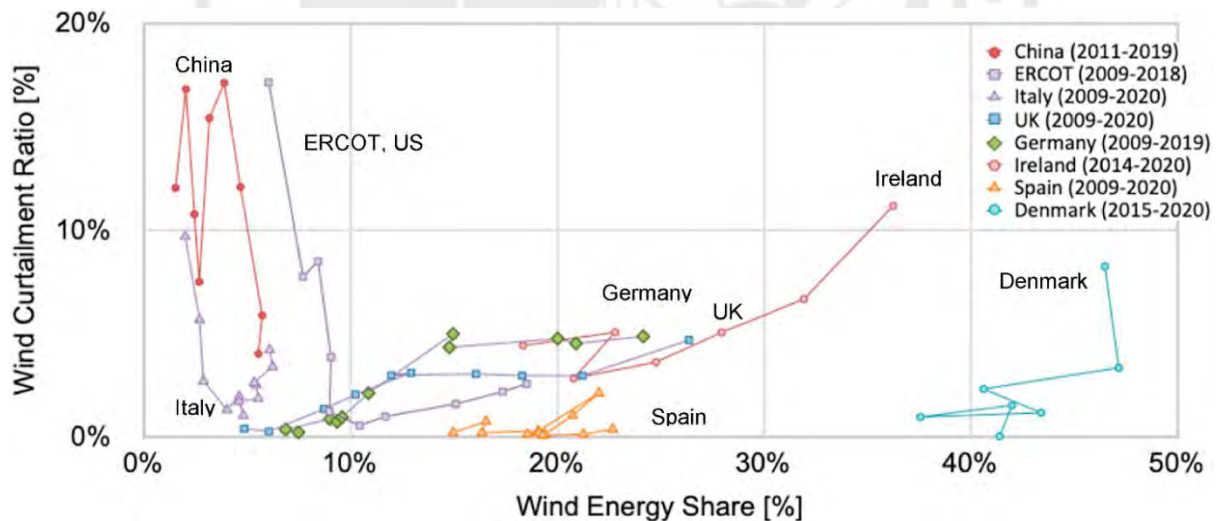
días 1 de julio de 2024 y 31 de enero de 2025, COES reportó vertimientos de generación eólica por un total de 929,4 MWh y 138,7 MWh, respectivamente.

El grado de penetración de las ERNC, especialmente la eólica y la solar fotovoltaica, viene incrementándose en todo el mundo, lo que ha llevado a los expertos de diversos países a considerar el problema de los vertimientos de energía como un tema de creciente relevancia. El estudio *C-E (curtailment – Energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment*, demuestra la relación entre los niveles de vertimientos de energía y el grado de participación de las ERNC en la matriz energética de múltiples países (Yasuda, et al., 2022).

En la Figura 9 se presenta la comparación entre los niveles de vertimiento de energía eólica y su participación en la matriz energética de diversos países. De manera similar, la Figura 10 muestra dicha relación para el conjunto de las ERNC, en especial la generación eólica y solar.

Figura 9

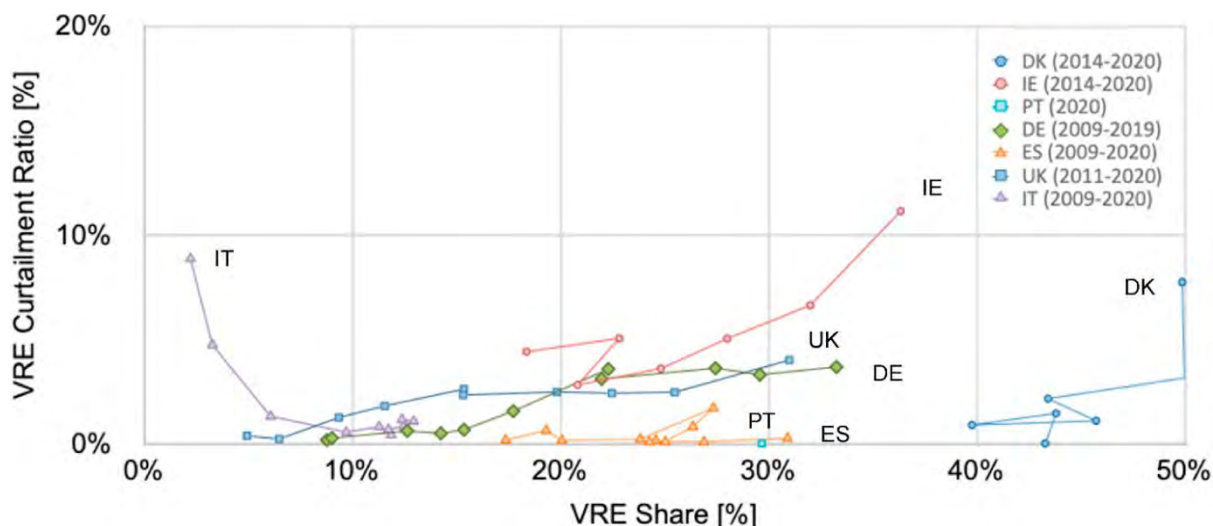
Ratio de vertimientos vs porcentaje de participación de la energía eólica de varios países



Fuente: C-E (curtailment – Energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment, (Yasuda, et al., 2022)

Figura 10

Ratio de vertimientos vs porcentaje de participación de las ERNC de varios países



Fuente: C-E (curtailment – Energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment, (Yasuda, et al., 2022)

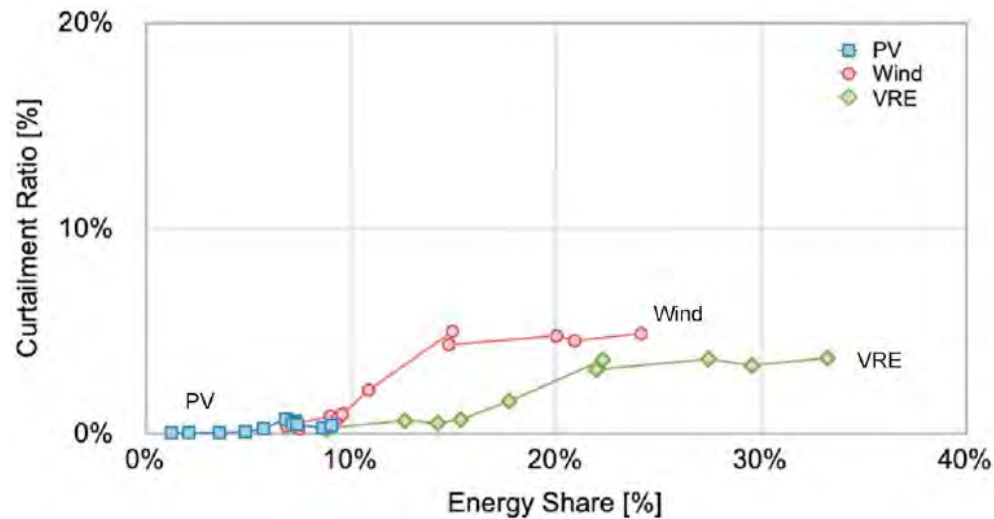
Con algunas excepciones, ambas figuras muestran un aumento de las tasas de vertimiento de las ERNC a medida que incrementa su grado de penetración en los sistemas eléctricos. De las figuras se observa que, en muchos países, la relación entre el grado de penetración de las energías renovables y la tasa de vertimiento no aumenta de forma constante, sino que las tasas de vertimiento pueden reducirse o incluso avanzar en zigzag. Este comportamiento se asocia con diferentes medidas políticas y con la utilización de distintos recursos de flexibilidad. Con todo, aunque la relación no siempre es directamente proporcional, en términos generales prevalece una relación directa. Esto es, a mayor penetración de las energías renovables, mayores son las tasas de vertimiento en los sistemas eléctricos.

Los casos particulares de Alemania, Irlanda del Norte, CAISO en EE. UU. y Kyushu en Japón son mostrados a continuación. En la Figura 11, en Alemania, el vertimiento de energía eólica se vuelve significativo cuando su grado de penetración superó el 10%. En la Figura 12, en el caso de Irlanda del Norte, la tasa de vertimiento solar es notablemente alta en comparación con otros países, a pesar de su bajo nivel de penetración. La Figura 13 muestra el caso del CAISO en EE. UU., en ella se observa que el vertimiento de la energía solar aumentó considerablemente cuando su participación superó el 10%. De manera similar, en Kyushu, como se muestra en la

Figura 14, el vertimiento de energía solar se incrementó significativamente a partir de ese mismo umbral de penetración. Sin embargo, la situación es distinta para el caso de la energía eólica en esta región, ya que presenta tasas de vertimiento elevadas a pesar de su bajo grado de penetración en la matriz energética.

Figura 11

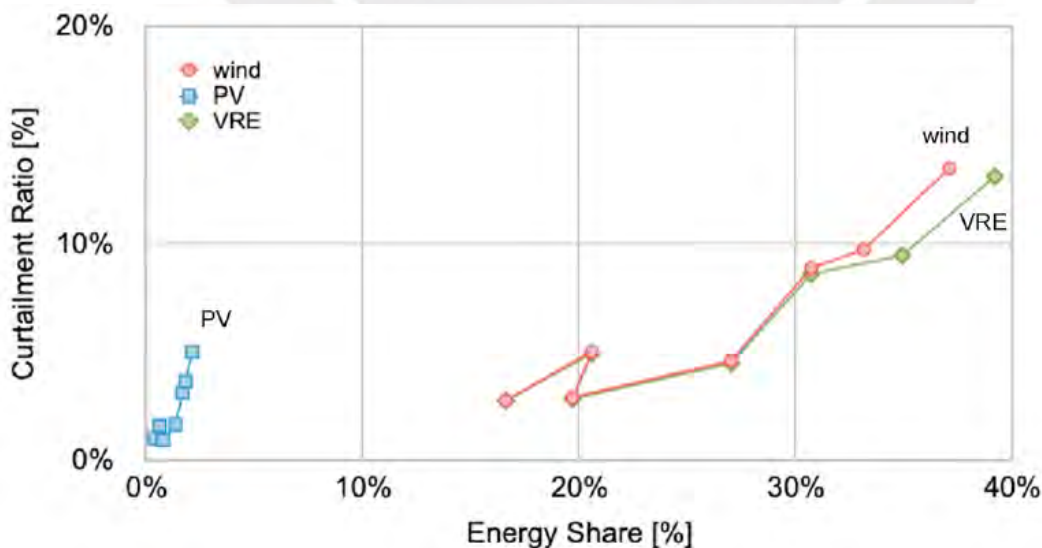
Ratio de vertimientos vs porcentaje de participación de las ERNC en Alemania



Fuente: C-E (curtailment – Energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment, (Yasuda, et al., 2022)

Figura 12

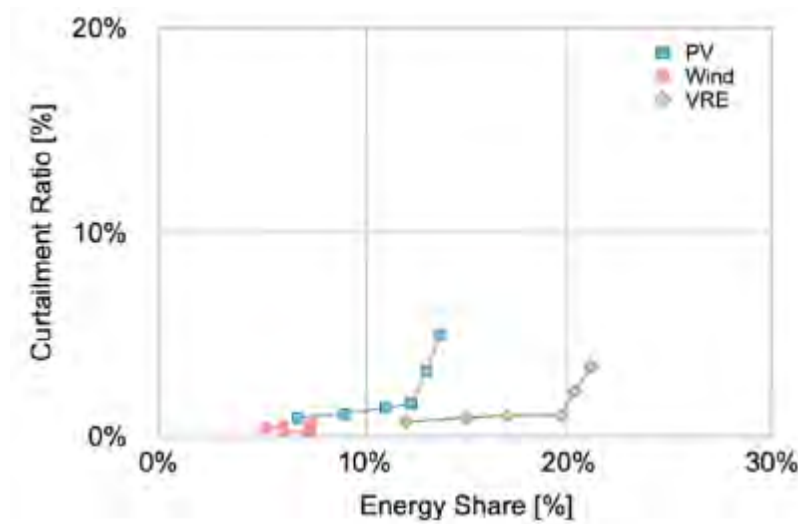
Ratio de vertimientos vs porcentaje de participación de las ERNC en Irlanda del Norte



Fuente: C-E (curtailment – Energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment, (Yasuda, et al., 2022)

Figura 13

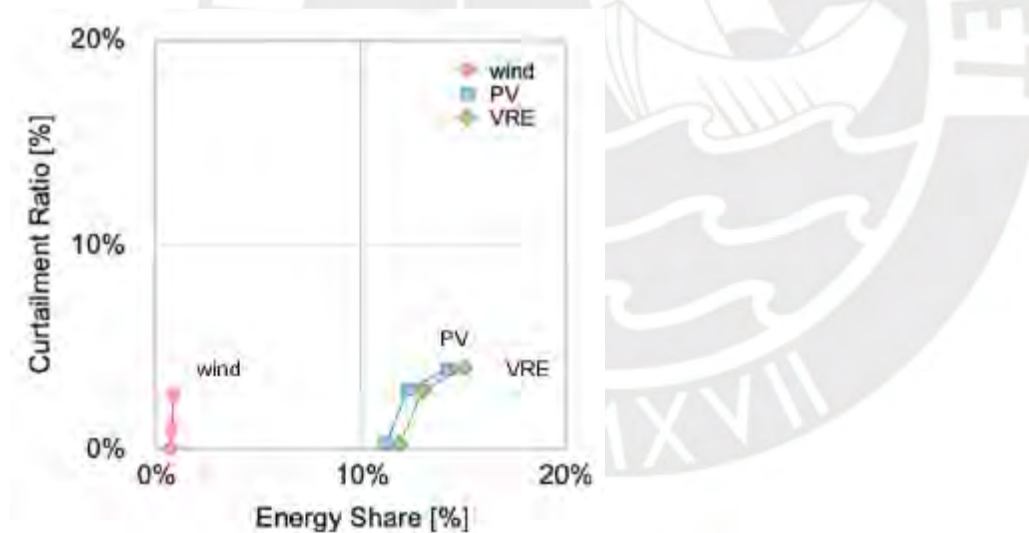
Ratio de vertimientos vs porcentaje de participación de las ERNC en CAISO en EE.UU.



Fuente: C-E (curtailment – Energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment, (Yasuda, et al., 2022)

Figura 14

Ratio de vertimientos vs porcentaje de participación de las ERNC en Kyushu en Japón



Fuente: C-E (curtailment – Energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment, (Yasuda, et al., 2022)

En los casos detallados anteriormente, se observa que los vertimientos de energías renovables comienzan a ser significativos cuando su grado de penetración en la matriz eléctrica supera el 10%. Sin embargo, también se han registrado tasas de vertimiento importantes con niveles de penetración considerablemente menores. Al

respecto, cabe mencionar que, al año 2024, la penetración de las ERNC en el SEIN fue del 9,25%, registrándose ya algunos vertimientos, aunque todavía de magnitud reducida. Por lo tanto, de acuerdo con la experiencia de otros países, el Perú podría estar próximo a experimentar un incremento significativo en los vertimientos de energías renovables.

2.5.4 Experiencias internacionales en el USO de sistemas BESS para optimizar la integración de ERNC

El crecimiento de las ERNC a nivel mundial ha generado la necesidad de soluciones que mitiguen su intermitencia y variabilidad. En este contexto, los sistemas BESS han emergido como una tecnología clave para optimizar la integración de fuentes renovables en los sistemas eléctricos. Diversos países han implementado marcos regulatorios, incentivos económicos y esquemas de operación que han permitido la incorporación exitosa de los sistemas BESS en sus mercados energéticos.

A continuación, se presentan algunas experiencias internacionales relevantes:

2.5.4.1 Chile

Chile es un referente en América Latina en integración de ERNC, con un alto porcentaje de generación solar y eólica. Por dicho motivo, enfrenta serios problemas de vertimiento de energía renovable debido a restricciones en su infraestructura de transmisión. En ese sentido, Chile viene dando sus primeros pasos adaptando su regulación para el almacenamiento de energía.

El Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional aprobado mediante Decreto Supremo N° 125 del Ministerio de Energía, publicado en diciembre de 2019, reconoce entre las instalaciones que se interconecten al sistema eléctrico, a los sistemas de almacenamiento de energía. Dicho reglamento en su artículo 90⁶, establece que los sistemas de almacenamiento de energía que se

⁶ Artículo 90.- Los Sistemas de Almacenamiento de Energía interconectados al sistema eléctrico podrán destinarse a la prestación de Servicios Complementarios, incorporarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión o para el arbitraje de precios de energía. A efectos de ser considerados Sistemas de Almacenamiento de Energía, éstos no deberán contar con energías afluentes superiores al nivel de pérdidas del proceso de almacenamiento. No se deberá considerar como energía afluente a los retiros efectuados para el proceso de almacenamiento.

encuentren interconectados al sistema eléctrico podrán destinarse para servicios complementarios, agregarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión o para el arbitraje de precios de energía.

A su vez, la Ley N° 21.505, promulgada en noviembre de 2022, introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, para integrar los sistemas de almacenamiento de energía en la matriz eléctrica nacional y fomentar el uso de tecnologías limpias⁷. La promulgación de esta ley también implicó la necesidad de actualizar normativas preexistentes, como el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional a fin de incorporar y regular adecuadamente los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.

En tanto, el Reglamento de 2019 sentó las bases para la operación del sistema eléctrico chileno, la Ley N° 21.505 amplió este marco al incorporar explícitamente el almacenamiento de energía.

Producto de estas normativas, surgieron algunos proyectos como el Proyecto Coya ubicado en la región de Antofagasta con una potencia de 100 MW y 100 MWh de generación, y el proyecto BESS de Desierto con una potencia de 200 MW y 800 MWh de generación. Estos proyectos se destinaron para integrar la generación solar y mitigar el vertimiento de esta energía renovable. Permiten almacenar excedentes solares en horas de máxima generación y liberarlos cuando la demanda es alta. Cabe indicar el Proyecto Coya fue el primer sistema BESS a gran escala en Chile, lo que marcó un precedente en la regulación del almacenamiento.

Sin embargo, Chile aun enfrenta algunos desafíos. La regulación se encuentra en desarrollo, aún se requieren normativas más claras para definir la remuneración de los sistemas BESS. Si bien han disminuido de precios, los sistemas BESS aún requieren incentivos para ser viables económicamente.

⁷ "Artículo único- Introdúcense las siguientes modificaciones en la ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto refundido, coordinado y sistematizado fue fijado por el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción:

1. Intercálase, en el inciso segundo del artículo 72°-2, a continuación de la frase "Son también coordinados los medios de generación" la expresión "y sistemas de almacenamiento".

2.5.4.2 Estados Unidos

Estados Unidos es actualmente el mayor mercado de almacenamiento de energía en el mundo, con proyectos en casi todos los estados. A fines de 2023, Estados Unidos tenía aproximadamente 10 GW de almacenamiento operativo y se proyecta que para el 2030 alcance los 80 GW.

Entre las regulaciones específicas para los sistemas de almacenamiento en Estados Unidos están:

La Orden 841 *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators* de la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC, por sus siglas en inglés) es una de las normativas más importantes en Estados Unidos para la integración de sistemas BESS en los mercados eléctricos. Emitida en 2018 y ratificada en 2020, esta orden establece reglas que obligan a los operadores de mercados mayoristas de electricidad a permitir que los sistemas BESS participen en igualdad de condiciones con otros recursos energéticos (FERC, 2018). Antes de esta orden, los sistemas BESS enfrentaban barreras regulatorias que limitaban su participación en los mercados eléctricos de Estados Unidos, al no tenerse reglas claras para su integración.

La orden, reconoce cualquier tipo de sistema de almacenamiento de energía conectado a la red, sin importar tecnología ni ubicación. Previo a la orden, algunos mercados limitaban el uso de los sistemas BESS solo a servicios auxiliares. Con la nueva regulación, los sistemas BESS pueden participar en mercados de energía y potencia, permitiendo el arbitraje energético (compra de electricidad a bajo precio y venta a precio alto). Adicionalmente la orden, obligó a los operadores a permitir la participación de recursos de almacenamiento a partir de 100 kW. Anteriormente, se establecieron algunos límites de tamaño mínimo, lo que excluía a los sistemas pequeños o distribuidos.

La implementación de la Orden 841, ha tenido un impacto significativo en el despliegue de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Estados Unidos. En 2018, Estados Unidos tenía solo 1 GW de capacidad instalada en baterías. En 2023, esta cifra superó los 10 GW, con proyecciones, como se indicó, de llegar a más de 80 GW para 2030.

Con todo, Estados Unidos también ha enfrentado algunos desafíos a pesar del éxito de la Orden 841. Se ha registrado diferencias de aplicación entre mercados regionales. Cada operador de mercado diseñó sus propias reglas para integrar los sistemas BESS, lo que ha generado desigualdades en la implementación. Hay cuestionamiento respecto a la interacción con las redes de distribución. Y también hay problemas de financiamiento, debido a que aún se enfrentan altos costos de inversión inicial.

En 2020, la FERC emitió la Orden 2222, que complementa la Orden 841 al permitir la participación de los Recursos Energéticos Distribuidos en los mercados mayoristas. En tanto la Orden 841 se centra en permitir la participación de los sistemas BESS en los mercados mayoristas, la Orden 222, expande la participación a microrredes, energía solar distribuida, vehículos eléctricos y otros recursos energéticos distribuidos.

2.5.4.3 Australia

La generación de energía renovable en Australia, principalmente la eólica y solar, superó el 35% de la generación total de energía en 2022, lo que sitúa en primer plano el almacenamiento de energía gestionable. Debido a esto y a su necesidad de estabilizar la red y gracias al apoyo de políticas gubernamentales, Australia se ha vuelto un país líder en el uso de los sistemas BESS. De esta manera, Australia ha experimentado un rápido crecimiento en la capacidad instalada de almacenamiento. En 2023, superó los 4 GW y se espera que para 2030, cuente con más de 12 GW en sistemas BESS.

En 2021, la Australian Energy Market Commission (AEMC) modificó la National Electricity Rules (NER) que gobierna la operación del National Electricity Market (NEM), implementando una regla final titulada "*Integrating Energy Storage Systems into the NEM*". Esta regla estableció una nueva categoría como Proveedor de Recursos Integrados (Integrated Resource Provider) (AEMO, s.f.). Esta categoría permitía que los sistemas de almacenamiento entre otros se registren y participen en el mercado bajo una única categoría, simplificando el proceso y reduciendo la complejidad administrativa. Finalmente, el Australian Energy Market Operator (AEMO) ha establecido el Proyecto de Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Este proyecto se centra en llevar a cabo los cambios necesarios en los

procedimientos y sistemas derivados de la regla de integración de sistemas de almacenamiento de energía, apoyando la preparación de la industria para estas modificaciones y asegurando una transición efectiva. Cabe indicar, que la implementación completa y operativa de este proyecto aún está en curso.

Adicionalmente, otros países como Alemania, China, la Unión Europea, Guatemala, Turquía, etc. han implementado regulaciones específicas para integrar los sistemas de almacenamiento de energía en sus redes eléctricas.

Todas estas experiencias nos ofrecen lecciones clave para el Perú, que deberían ser seriamente consideradas ante el inminente crecimiento de la participación de la generación renovable en el país.



CAPÍTULO III: DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Se inició el trabajo con la estimación de la generación esperada de las ERNC en el SEIN para el año 2030. Dicha estimación se fundamentó en las proyecciones de crecimiento de la demanda eléctrica elaboradas por el COES, así como en proyecciones del grado de penetración de las ERNC en la matriz eléctrica para dicho año.

A partir del volumen estimado de generación renovable, se calcularon los probables vertimientos hacia 2030. Dado que, a la fecha no existe en Perú, al menos no de manera pública, ningún estudio que analice las posibles tasas de vertimiento de ERNC en el SEIN a futuro, para efectos de esta investigación se asumió una tasa de vertimiento basada en la experiencia de otros países.

Posteriormente, se estimaron los costos de inversión necesarios en sistemas BESS para almacenar dichos vertimientos de energías renovables. A estos costos de inversión, una vez anualizados, se les adicionó los costos promedio de operación y mantenimiento. Con el objetivo de evaluar la viabilidad económica de esta tecnología en el SEIN, al análisis se les añadieron algunos de los posibles ingresos que podrían generar durante su vida útil.

Finalmente, los indicadores económicos obtenidos en los diferentes escenarios analizados se utilizaron para evaluar la factibilidad del ingreso de sistemas BESS en el SEIN en el año 2030, y determinar si sería necesario proponer mejoras regulatorias en el mercado eléctrico peruano que permitan el ingreso de este tipo de tecnologías y aseguren su sostenibilidad.

3.1 Proyección de la demanda de energía del SEIN al 2030

La proyección de la demanda de energía del SEIN al 2030, ha sido tomada del *Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2027-2036* de COES, mostrado en la Tabla 5.

Tabla 5*Proyección de la demanda de energía del SEIN al 2030*

Demanda (GWh)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Energía Muy Pesimista	62 749	64 577	66 105	67 193	68 458	69 975	71 705
Energía Pesimista	62 749	64 838	66 634	67 998	69 358	71 066	72 967
Energía Base	62 749	65 608	68 318	70 551	72 732	75 249	77 871
Energía Optimista	62 749	66 306	69 946	73 078	76 383	80 037	83 825
Energía Muy Optimista	62 749	66 653	70 721	74 352	77 885	81 764	85 941

Demanda (MW)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Muy Pesimista	8 491	8 499	8 678	8 825	9 007	9 234	9 451
Pesimista	8 491	8 533	8 749	8 931	9 126	9 378	9 619
Potencia Base	8 491	8 620	8 939	9 230	9 535	9 879	10 250
Optimista	8 491	8 695	9 126	9 537	9 971	10 494	11 017
Muy Optimista	8 491	8 742	9 228	9 705	10 169	10 724	11 298

Fuente: Elaboración propia a partir del Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2027-2036 (COES, 2025)

El COES elaboró sus estimaciones considerando las proyecciones de crecimiento de dos componentes clave de la demanda eléctrica: las grandes cargas⁸ y la demanda vegetativa. Para esta última, se plantearon cinco escenarios distintos, lo que dio lugar a cinco proyecciones diferentes de crecimiento tanto en la oferta de energía como en la potencia eléctrica del SEIN. Según el COES, los escenarios más extremos fueron incluidos con el propósito de reflejar el rango máximo de incertidumbre que podría presentarse en el futuro.

La Figura 15 muestra las proyecciones de crecimiento de la demanda de energía para los cinco escenarios mencionados, así como la proyección de la demanda en potencia para el escenario base. Conforme se observa, para el año 2030 la demanda de energía en el escenario muy pesimista resulta aproximadamente 8% inferior respecto al escenario base, mientras que en el escenario muy optimista se estima un 10% por encima.

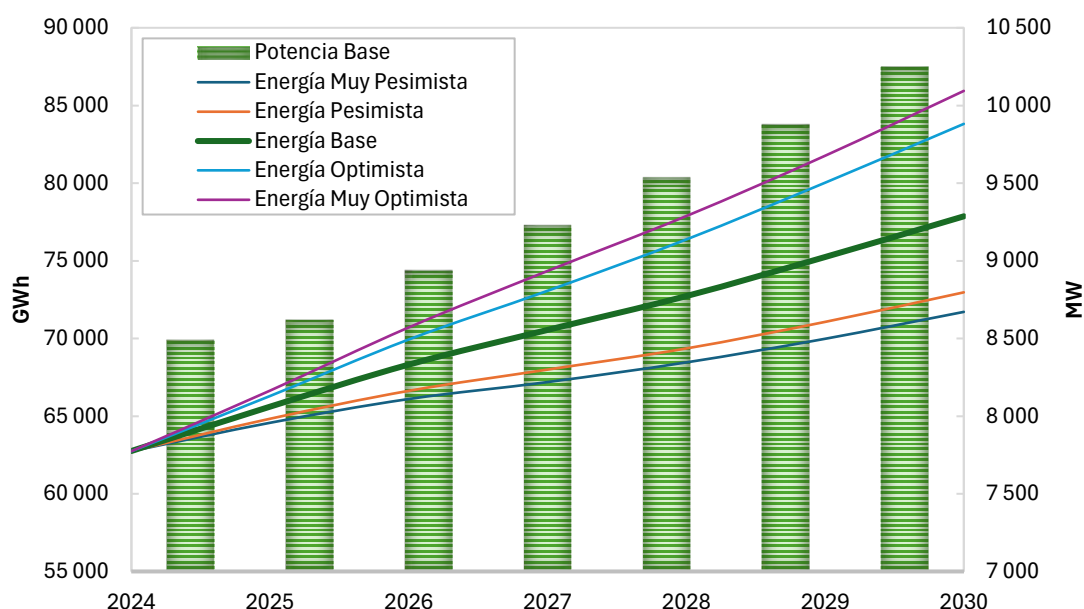
Aunque las diferencias entre los escenarios resultan relevantes, para los propósitos de este estudio se ha considerado únicamente la información correspondiente al escenario de crecimiento base como referencia. En consecuencia, la demanda de

⁸ Cargas especiales, cargas incorporadas, nuevos proyectos y ampliaciones.

energía eléctrica proyectada para el SEIN en el año 2030, utilizada como base para las estimaciones, asciende a 77 871 GWh. El Anexo 2 muestra la desagregación de la proyección de demanda de energía correspondiente al escenario base, desarrollada por el COES.

Figura 15

Proyecciones de crecimiento de la demanda de energía y potencia del SEIN



Fuente: Elaboración propia a partir del Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2027-2036 (COES, 2025).

Es importante señalar que los cálculos realizados no consideraron las proyecciones de la demanda en potencia. El análisis del aporte de las tecnologías no convencionales al requerimiento de potencia para el año 2030 no se encuentra dentro del alcance de este estudio.

3.2 Estimación de la generación de ERNC al 2030

Como se mencionó anteriormente, no existen información pública oficial que muestre los resultados de una estimación de la probable producción de ERNC en el SEIN hacia el año 2030. Lo que sí se dispone son metas y proyecciones sobre el posible grado de penetración que alcanzarían las ERNC a dicho año. Los cálculos se realizarán en base a esta información, especialmente la proveniente de dos fuentes oficiales.

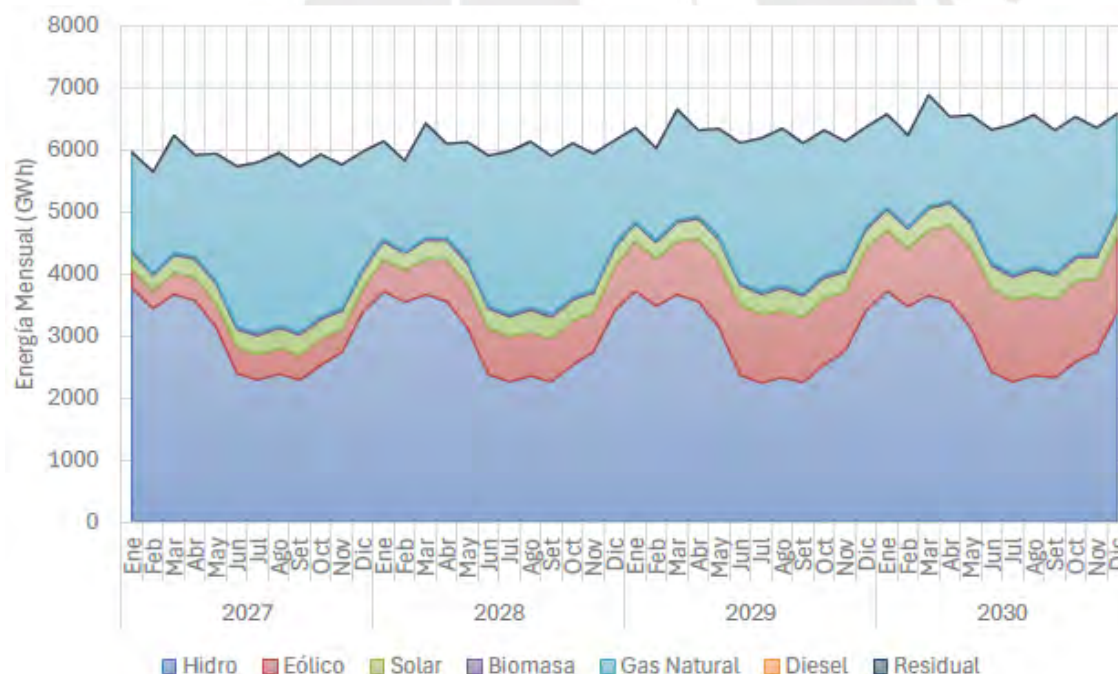
3.2.1 Información proveniente del COES

En el *Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2027-2036*, el COES simula la operación económica del sistema para el período 2027 – 2030. Los resultados de la simulación para el escenario base indican que el aporte de la generación hidroeléctrica en la cobertura de la demanda total disminuye progresivamente del 51% en 2027 al 46% en 2030.

De manera similar, la participación de la generación termoeléctrica, especialmente aquella que proviene del gas natural, también se reduce, pasando del 37% al 29% durante el mismo período. Según COES, tanto la generación hidroeléctrica como la termoeléctrica se ven desplazadas debido al ingreso de nueva capacidad de generación renovable. En la Figura 16 se observa la evolución de la producción de energía por tipo de fuente.

Figura 16

Evolución de la producción de energía por tipo de fuente, período 2027-2030



Fuente: Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2027-2036 (COES, 2025).

De acuerdo con el informe, la participación de las ERNC irá en aumento, con una generación estimada de 8 500 GWh en 2027 y 19 300 GWh en 2030. Es decir, según las simulaciones realizadas por el COES, el grado de penetración de las energías

renovables en el SEIN al año 2030 alcanzará el 24,8% de la generación total de energía.

3.2.2 Información proveniente del DS 003-2022-MINAM

En enero de 2022, el Gobierno del Perú publicó el Decreto Supremo N° 003-2022-MINAM, mediante el cual declaró la emergencia climática nacional como un asunto de interés nacional. Esta declaración tuvo como propósito impulsar, con carácter urgente, la implementación de acciones destinadas a frenar el incremento de la temperatura global. Entre dichas medidas se incluía una mayor incorporación de recursos energéticos renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica.

En ese marco, el decreto fijó como objetivo que, para el año 2030, las ERNC cubran el 20% de la demanda de energía eléctrica. Es preciso señalar que el referido decreto no especifica a qué mercado eléctrico se refiere, por lo que se interpreta que su alcance incluye todos los sistemas de generación del país. No obstante, considerando que, en Perú, fuera del SEIN, existen cuatro sistemas eléctricos aislados cuya contribución conjunta representa solo el 3% de la demanda eléctrica nacional (Minem, 2022), para efectos del presente estudio se ha asumido que dicha meta del 20% aplica únicamente al SEIN.

Si bien existen otras proyecciones sobre la participación de las ERNC en el SEIN al 2030, para este análisis solo se tomarán como referencia las provenientes de estas dos fuentes. Dado que la meta establecida en el referido decreto supremo responde a objetivos gubernamentales en el marco de compromisos internacionales, se ha optado por utilizar la tasa de participación definida en dicho decreto.

Es decir, para efectos de los cálculos realizados, se consideró que el grado de penetración de las ERNC en el SEIN al año 2030 será equivalente al 20% de la energía demandada en dicho año. Considerando que la demanda proyectada asciende a 77 871 GWh, este porcentaje representa una generación de 15 574 GWh. Por tanto, para el presente trabajo de investigación, se asumió que la generación de las ERNC en el SEIN al año 2030 alcanzará los 15 574 GWh.

3.3 Estimación de los vertimientos de ERNC al 2030

Una vez determinada la participación de las energías renovables en la cobertura de la demanda del SEIN al año 2030, el siguiente paso fue estimar la probable tasa de vertimiento que podría experimentar el Perú en dicho año.

Para ello, fue necesario recurrir a la experiencia de otros países que presentan distintos grados de penetración de energías renovables en sus matrices eléctricas. Cabe señalar que, en la mayoría de los casos analizados, dicho grado de penetración es superior al proyectado para el caso peruano.

3.3.1 Cálculo de la tasa de vertimiento de ERNC

Conforme se menciona en el numeral 2.5.3, existe una relación directa entre los vertimientos de las ERNC y el grado de participación de estas en la matriz eléctrica. A medida que aumenta la penetración en el sistema eléctrico de fuentes renovables no convencionales, como la energía eólica y solar fotovoltaica, también incrementa la probabilidad de que se produzcan excedentes de generación en determinados momentos del día o del año, especialmente cuando la demanda es baja y no existe suficiente capacidad de almacenamiento o flexibilidad en la red para absorber dicha energía.

Esto se debe a que las ERNC, al estar sujetas a la variabilidad climática y no ser despachables según el comportamiento de la demanda, pueden generar electricidad en momentos en los que el sistema no lo requiere, lo que obliga al sistema a limitar su inyección para preservar el equilibrio entre generación y consumo.

Según la IEA el incremento en la participación de las energías renovables dentro de las matrices energéticas ha traído consigo un mayor nivel de vertimientos en diversos sistemas eléctricos. Esta situación, señala la IEA, se vuelve más evidente cuando el despliegue de las renovables no ha sido acompañado por inversiones equivalentes en la expansión de redes de transmisión, mejoras en el diseño de los mercados eléctricos y actualizaciones en los marcos regulatorios. Sin embargo, conforme señala la IEA, una mayor participación de las energías renovables no necesariamente significará mayores tasas de vertimiento, ya que los países pueden gestionar de manera eficaz el desafío de una mayor integración de las energías renovables con

medidas oportunas (IEA, 2023).

Dado que el Perú aún no presenta un historial relevante de vertimientos de ERNC y que, hasta el momento, no existen publicaciones oficiales que proyecten dichos vertimientos a futuro, este estudio optó por estimar una tasa referencial tomando como base la información disponible sobre tasas de vertimiento observadas en otros mercados eléctricos.

De la revisión de esta información, se observa que en los diferentes países existe una amplia variedad de tasas de vertimiento, aún en aquellos países con mercados eléctricos semejantes al nuestro.

En Chipre, de acuerdo con información pública de los operadores de red locales, las tasas de vertimiento han ido aumentando significativamente. Durante el 2022, los vertimientos significaron el 3,3% de la producción total de las energías eólica y solar. Durante el 2023, esta tasa alcanzó el 13,4% y durante el 2024 escaló al 29% (pv magazine, 2025a).

Según datos preliminares informados por EirGrid, el operador del sistema de transmisión de Irlanda, la tasa total de vertimientos en Irlanda del Norte en 2024 fue del 25,5% (pv magazine, 2025b).

En Grecia, durante el 2024 el vertimiento de las energías eólica y solar fue del 3,3%, alcanzando los 900 GWh. Durante el 2025, la tendencia continúa al considerar que únicamente durante el mes de marzo se vertieron 200 GWh, aproximadamente la cuarta parte de todo lo vertido en 2024. Según Giannis Margaritis, vicepresidente del Operador Independiente de Transmisión de Energía de Grecia, el problema es estructural y no coyuntural, la red carece de capacidad para absorber la creciente generación renovable (Strategic Energy Europe, 2025).

En Gran Bretaña, durante el 2024 la tasa de vertimiento de las energías eólica y solar fue superior al 10%. Unos 8 300 GWh de energía eólica se vertieron por falta de redes que transporten dicha energía. El costo de dichas pérdidas fue de 393 millones de libras esterlinas (aproximadamente 520 millones de USD), el mayor gasto registrado. De manera general, la tasa de vertimiento de estas energías en Gran Bretaña ha ido en aumento de manera paralela con el aumento de su penetración en la red eléctrica.

El 2024 representó un aumento drástico de esta tasa, al pasar de 5,5% en promedio a más del 10% (Electric Insights, 2025).

En Chile durante el 2024 los vertimientos de las energías eólica y solar significaron el 17% del total de la generación renovable y aproximadamente el 7% de la producción total nacional. (NME, 2025). En solo un año, los vertimientos en Chile aumentaron en 149% pasando de 2 376 GWh en 2023 a 5 909 GWh en 2024. Durante este último año, por más de 400 horas la generación renovable aportó más del 90% del total generado, y por primera vez, la energía proveniente de las centrales eólicas y solares alcanzó a superar la generación térmica (Energía Estratégica, 2025).

En Brasil, durante diciembre del 2024, el vertimiento de la energía eólica fue del 9,5% lo que representa un aumento en comparación con el 8% del mes de noviembre. En la generación solar fotovoltaica, las tasas fueron de 17,5% en diciembre y 11,5% en noviembre (ePowerBay, 2025).

En Argentina, durante el 2024 de los 140 219 GWh demandados, 20 100 GWh provinieron de los recursos eólicos y solares (CAMMESA, 2025). A dicho año el grado de penetración de las energías renovables eólica y solar alcanzó el 14,3%. Asimismo, de acuerdo con los Informes Mensuales de Generación Renovable Variable emitidos por CAMMESA, la tasa de vertimiento de las energías eólica y solar a dicho año fue de 2%⁹.

De acuerdo con información pública de CAISO (California Independent System Operator), el vertimiento de las energías eólica y solar en California durante el 2024 fueron de 1,03% y 6,27%, respectivamente, representando el 4,68% de la generación total renovable en dicho año. Este porcentaje representa un aumento respecto del 2023 con una tasa de vertimiento de 4,38%.

Conforme se puede apreciar, las tasas de vertimiento de energías renovables presentan una gran variabilidad entre los distintos mercados del mundo. Según la IEA (2023), en la mayoría de los sistemas eléctricos, las tasas de vertimiento de la energía eólica y solar fotovoltaica oscilan actualmente entre el 1,5% y el 4%. Por su parte,

⁹ Tasa de vertimiento calculada de la información mensual publicada por CAMMESA.
<https://cammesaweb.cammesa.com/2020/09/15/informe-mensual-generacion-renovable-variable/>

Novan (Novan & Wang, 2024) estima que el promedio global de vertimiento se sitúa en torno al 3%.

Considerando que la tasa de vertimientos estimada por Novan coincide con el valor medio del rango señalado por la IEA, en este estudio se adoptará dicha estimación como referencia. Por lo tanto, los cálculos se basarán en una tasa anual de vertimiento del 3 % tal como propone Novan. Aplicando esta tasa a la proyección estimada de ERNC al 2030 del numeral 3.2.2, se tiene que el vertimiento de las ERNC en el SEIN al año 2030 alcanzará los 467,228 GWh (467 228 MWh).

Como se puede ver, la tasa asumida (referida específicamente a las energías eólica y solar fotovoltaica), se aprecia conservadora cuando se compara con las tasas de los países mencionados.

3.3.2 Valorización de los vertimientos

No aprovechar parte o la totalidad de la energía contenida en un recurso natural para ser transformada en energía eléctrica, cuando ya existe la tecnología disponible para transformarla y permitir que dicha energía se desperdicie, representa un costo significativo en diversos niveles para un país. Desde el punto de vista económico, implica una pérdida de valor potencial que podría haberse traducido en ingresos por venta de energía, reducción de costos de generación o disminución de dependencia de fuentes más costosas o contaminantes. En el ámbito social, se desaprovechan oportunidades de mejorar el acceso a la electricidad, especialmente en zonas rurales o vulnerables, limitando así el desarrollo y la equidad social. Finalmente, desde una perspectiva ambiental, el vertimiento de recursos renovables, como la energía eólica o solar fotovoltaica, obliga muchas veces a mantener la operación de fuentes fósiles para cubrir la demanda, generando emisiones innecesarias de gases de efecto invernadero y afectando los compromisos climáticos del país. Por tanto, el desperdicio de recursos energéticos renovables no solo es ineficiente, sino también contrario a los objetivos de desarrollo sostenible.

De acuerdo con Olade, se estima que en América Latina y el Caribe, durante el año 2024, se vertieron en promedio aproximadamente 53 000 GWh de energías renovables, debido a condiciones climáticas, restricciones en los sistemas de

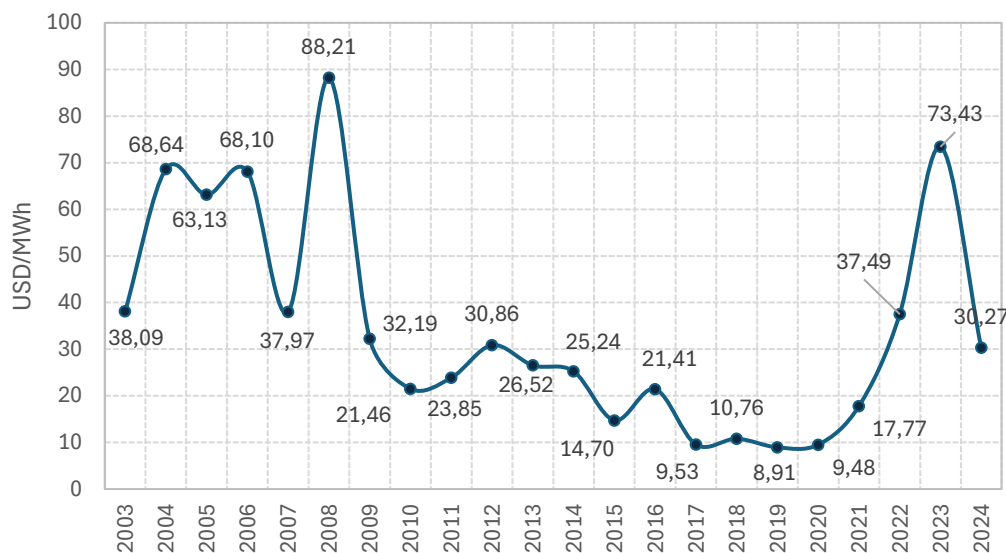
transmisión y limitaciones de la demanda. Esta energía no aprovechada representa una pérdida económica anual estimada en 6 890 millones de dólares (Olade, 2025). Cabe resaltar que el volumen de energía desperdiciada equivale al 84,5 % de la generación total del SEIN en ese mismo año.

En ese sentido, se ha realizado una estimación de las pérdidas económicas directas que significarían para el país el vertimiento de las ERNC estimadas al 2030. Para ello, se han elaborado tres escenarios de costos a los que se valorizarán dichas energías. Cabe indicar que esta valorización, basada únicamente en el comportamiento histórico de los costos marginales promedio del SEIN, es únicamente con fines ilustrativos. Dependiendo de las condiciones del mercado o de la existencia de probables contratos bilaterales que podrían tener los sistemas BESS, la valorización podría resultar considerablemente más elevada.

En la Figura 17, se muestra el comportamiento del costo marginal promedio del SEIN, tomando como referencia la barra Santa Rosa en 220 kV, para el período 2003 - 2024.

Figura 17

Costos marginales promedio del SEIN



Fuente: Elaboración propia a partir de la Estadística de Operación 2024 del SEIN (COES, 2024).

Al examinar la figura, pueden distinguirse tres períodos definidos: el primero hasta el año 2008, el segundo desde 2009 y 2020, y el tercero a partir del 2021. Es importante señalar que la fuerte tendencia a la baja del costo marginal promedio observada

durante el segundo período se explica por el hecho de que muchos generadores eléctricos que operaban con gas natural declaraban un precio nulo para dicho combustible. Esto era posible debido a que contaban con la facultad de hacerlo, a diferencia de los generadores que utilizaban otros tipos de insumo. Sin embargo, a partir de 2021, el precio del gas natural comenzó a calcularse utilizando una metodología similar a un costo medio, lo que generó un aumento significativo en el costo marginal desde entonces.

Siendo que los costos marginales del segundo período fueron resultado de una normativa que ya no se encuentra vigente, no resulta adecuado considerarlos en nuestros cálculos. Por ello, la estimación de las pérdidas económicas asociadas a los vertimientos se ha realizado excluyendo dicho período.

De esta manera, en el primer escenario, se ha utilizado como referencia un costo marginal equivalente al promedio de todo el período analizado, excluyendo los años 2009 al 2020. El valor promedio obtenido para este escenario fue de 52,31 USD/MWh.

El segundo escenario ha sido elaborado considerando un contexto en el que predomina la generación térmica en base a diésel. Para ello, se tomaron los costos marginales registrados en los meses de julio a setiembre de los años 2004, 2006, 2008 y 2023, períodos en los que se evidenció el uso de dicho combustible. El costo marginal promedio resultante para este escenario fue de 145,41 USD/MWh.

En el tercer escenario, el costo marginal se asumió como el promedio aritmético de los dos escenarios anteriores, resultando en un valor de 98,86 USD/MWh.

La Tabla 6 muestra la valorización de las pérdidas económicas directas estimadas para el año 2030 debido a los vertimientos, bajo los tres escenarios de costos marginales considerados.

Tabla 6*Pérdidas económicas para una tasa anual de vertimiento del 3%*

Tasa de Vertimiento	Energía anual Vertida MWh	Costo anual de vertimientos		
		Escenario 1 USD	Escenario 2 USD	Escenario 3 USD
		52,3 USD/MWh (Promedio años 2022-2024)	145,4 USD/MWh (Promedio meses Jul-Set con DB5)	98,9 USD/MWh (Promedio de Escenarios 1 y 2)
3%	467 228	24 440 431	67 941 140	46 190 785

Fuente: Elaboración propia a partir de la Estadística de Operación 2024 del SEIN (COES, 2024).

De la Tabla 6 se observa que las pérdidas económicas van desde aproximadamente 24 millones de USD al año hasta aproximadamente 68 millones de USD. Según se observa, aún para un escenario con una tasa de vertimiento conservadora como la utilizada en el presente trabajo de investigación, las pérdidas económicas anuales resultan considerables, especialmente en escenarios con participación de generación diésel como son los escenarios 2 y 3. Conforme se verá en el numeral 3.5.2.1, durante los años 2022 al 2025 se han registrado períodos horarios en los que los costos marginales superaron el costo obtenido en el segundo escenario.

De otro lado, en la Tabla 7 se muestran las pérdidas económicas anuales que podría tener el SEIN a partir del 2030 si asumimos tasas de vertimientos mayores.

Tabla 7*Pérdidas económicas para diversas tasas de vertimiento*

Tasa de Vertimiento	Energía anual Vertida MWh	Costo anual de vertimientos		
		Escenario 1 USD	Escenario 2 USD	Escenario 3 USD
		52,3 USD/MWh (Promedio años 2022-2024)	145,4 USD/MWh (Promedio meses Jul-Set con DB5)	98,9 USD/MWh (Promedio de Escenarios 1 y 2)
3%	467 228	24 440 431	67 941 140	46 190 785
5%	778 713	40 734 051	113 235 233	76 984 642
8%	1 245 941	65 174 482	181 176 373	123 175 428
10%	1 557 427	81 468 103	226 470 466	153 969 284
12%	1 868 912	97 761 723	271 764 559	184 763 141

Fuente: Elaboración propia a partir de la Estadística de Operación 2024 del SEIN (COES, 2024).

3.4 Cálculo de costos

Habiendo estimado las pérdidas económicas que habría al año 2030, producto de los vertimientos de ERNC para diferentes escenarios de costos marginales, corresponde ahora realizar el cálculo de los costos de inversión, operación y mantenimiento que serían necesarios en la instalación e implementación de sistemas BESS que ayudarían a mitigar dichas pérdidas.

Para esto, se hizo uso de la mejor información disponible de costos y eficiencias provenientes de la experiencia internacional.

3.4.1 Costos de inversión

Si bien, existe una gran diversidad de sistemas de almacenamiento de energía, como ya se mencionó, en el presente trabajo se consideró únicamente los sistemas BESS, por lo que los cálculos de costos están referidos a ellos. A nivel mundial es la tecnología que de manera mayoritaria viene siendo impulsada junto con la expansión de las energías renovables.

Otros sistemas de almacenamiento de energía, como las centrales de bombeo o de aire comprimido, comúnmente suele alcanzar costos de inversión unitarios inferiores a los alcanzados con los sistemas BESS resultando más económicos y con ciclos de vida superiores. Sin embargo, estas tecnologías presentan serias limitaciones que las imposibilitan para su consideración al año 2030, año de estudio de la presente investigación. Sus largos períodos de construcción, sus tamaños a gran escala con altos riesgos y costos de desarrollo además de las restricciones geográficas no hacen posible su inclusión a dicho año. De otro lado, los sistemas BESS, más modulares, sin restricciones geográficas significativas, con tiempos de construcciones menores y con períodos de vida que aumentarán hasta superar su vida útil, serán cada vez más competitivos a medida que disminuyan los costos de instalación energética y mejoren la eficiencia.

Para el análisis, se han considerado los costos de inversión provenientes de tres fuentes: en primer lugar, los costos de inversión de centrales y proyectos reportados por la CNE de Chile; en segundo lugar, los costos proporcionados por el NREL; y, finalmente, los datos publicados por la IEA.

3.4.1.1 Costos de inversión de la CNE de Chile

Aun cuando la Comisión Nacional de Energía (CNE) no realiza estimaciones de costos de inversión a futuro, sus publicaciones de costos de inversión resultan útiles para efectos del presente trabajo, mostrando la tendencia actual respecto a inversiones en sistemas BESS.

La CNE de Chile publica anualmente un estudio en el que determina el programa de obras de generación y transmisión para el sistema eléctrico de su país que minimice el costo del abastecimiento de energía eléctrica. Por medio de este programa, determina la operación del sistema y calcula los costos marginales. Con este fin, la CNE trabaja en la identificación de costos eficientes de inversión y operación de centrales de generación y sistemas de almacenamiento.

Producto de este estudio, la CNE publicó el *Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento de mayo de 2024*, en el que los costos unitarios de inversión de sistemas de almacenamiento se definieron en base a información proporcionada por los desarrolladores de proyectos y consideran los costos de instalación, de montaje, fletes, seguros, obras civiles, costos de interconexión eléctrica y gastos de gestión (CNE, 2024).

De la información obtenida de este informe, se observa que sistemas BESS con un período de descarga en el rango de 2 a 4 horas presentan un costo unitario de inversión de 1 252 USD/kW o 313 USD/kWh (considerando un período de 4 horas). Para sistemas con tiempos de descarga de 4 a 6 horas, el costo unitario es de 1 556 USD/kW o 259 USD/kWh (considerando un período de 6 horas). Con el fin de uniformizar la información con otras fuentes de costos, se tomará el costo de 1 252 USD/kW para sistemas con un período de descarga a máxima capacidad de 4 horas.

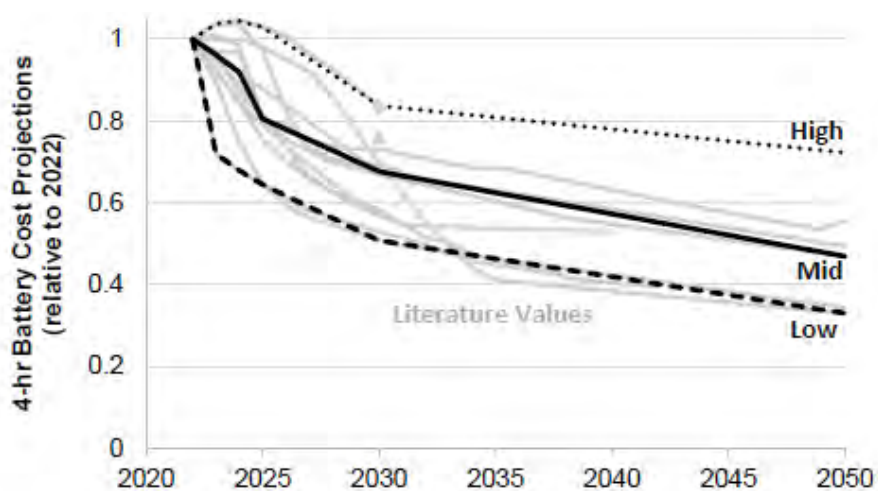
3.4.1.2 Costos de inversión de NREL

En la publicación *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update*, NREL proyecta los costos de inversión de los sistemas BESS hacia el año 2030. A partir del análisis de proyectos actuales, NREL identifica una amplia variabilidad en los costos de inversión, y sobre esa base, establece tres categorías para sus proyecciones futuras: con mínimos, medios y máximos. Según los resultados

presentados en la Figura 18, se estima que, desde el año 2022, los costos de inversión en sistemas BESS se reducirán al 2030 en 47%, 32% y 16% para los valores de costos mínimos, medios y máximos, respectivamente. En consecuencia, NREL proyecta que los costos de inversión en sistemas BESS al año 2030 serán de 225 USD/kWh, 326 US/kWh y 403 USD/kWh, respectivamente (NREL, 2023).

Figura 18

Proyecciones de costos de baterías para sistemas de iones de litio de 4 horas



Fuente: Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update, (NREL, 2023).

Esta reducción proyectada se sustenta en diversos factores tecnológicos y económicos. Entre ellos, destacan las economías de escala derivadas del aumento en la fabricación de baterías a nivel mundial, especialmente de la tecnología de ión-litio, así como mejoras en la densidad energética y eficiencia de los sistemas de almacenamiento. Además, la estandarización de componentes, el aprendizaje acumulativo en procesos de instalación y operación, y la disminución en los costos de materias primas, como el litio, el cobalto y el níquel, también contribuyen a esta tendencia a la baja. También se debe mencionar que, el desarrollo de nuevas químicas de baterías y una mayor competencia en el mercado global, impulsan una progresiva disminución de costos en toda la cadena de valor.

3.4.1.3 Costos de inversión de la IEA

De acuerdo con la IEA, el almacenamiento en baterías fue el segmento del sector eléctrico con mayor crecimiento. La agencia señala que, durante más de una década, los precios de las baterías (incluyendo costos de celdas y paquetes) disminuyeron de

800 USD/kWh a menos de 140 USD/kWh en 2023. Esta disminución se explica por el continuo progreso en la investigación y desarrollo, las economías de escala y a las mejoras tecnológicas. Asimismo, la IEA proyecta que los costos de inversión en sistemas de almacenamiento BESS a nivel de servicios públicos, con una duración de cuatro horas, se reducirán a un valor promedio de 175 USD/kWh en 2030 y a menos de 130 USD/kWh hacia el año 2050 (IEA, 2024).

La Tabla 8 muestra el resumen de los costos de inversión en sistemas BESS obtenidos de las tres fuentes consultadas. Como se observa, los costos reportados por la CNE de Chile, particularmente para sistemas con cuatro horas de descarga, son considerablemente más altos.

Tabla 8

Costos unitarios de inversión en sistemas BESS

Fuente de Información	Año	Tiempo Descarga	Costos unitarios	
		[h]	[USD/kW]	[USD/kWh]
CNE Chile, 2-4 horas	2024	4	1 252	313
CNE Chile, 4-6 horas	2024	6	1 556	259
NREL	2030	4	1 020	255
IEA	2030	4	700	175

Nota: Los costos unitarios de la CNE corresponden a costos de proyectos de años anteriores al 2024. Los costos unitarios de NREL y IEA corresponden a costos proyectados al año 2030.

Dado que el análisis se enfoca en el horizonte del año 2030, no se consideraron los costos reportados por la CNE, ya que corresponden a costos de proyectos desarrollados antes del año 2024. La tendencia y las perspectivas de los fabricantes de sistemas BESS a nivel mundial apuntan a una disminución sostenida de estos costos. Por otro lado, se observa que las proyecciones de NREL son bastante cercanas con los costos de proyectos actuales, por lo que, para este análisis, la información de NREL tampoco será considerada.

En consecuencia, para los cálculos realizados en este estudio, se optó por utilizar los costos de inversión informados por la IEA. Específicamente, se tomó un costo unitario de 700 USD/kW, equivalente a 175 USD/kWh, como referencia para estimar la inversión en sistemas BESS al año 2030.

3.4.1.4 Cálculo de los costos de inversión

Para calcular los costos de inversión, primero se convirtió la energía proyectada como vertimientos, calculada en el numeral 3.3.1, de un valor anual a uno diario, dividiéndola por 365. De este modo, se obtuvo que la cantidad promedio diaria de energía a almacenar en sistemas BESS para el año 2030 es de 1 280 MWh. Esta energía diaria se tradujo luego a su equivalente en potencia, considerando que los sistemas BESS propuestos corresponden a baterías con un tiempo de descarga a capacidad nominal de 4 horas. Así, la capacidad de potencia necesaria en sistemas BESS es de 320 MW. Es decir, para mitigar los problemas de vertimiento de las energías renovables en el SEIN al 2030, será necesaria la instalación de aproximadamente 320 MW de sistemas BESS con cuatro horas de autonomía.

Con esta capacidad y un costo unitario de inversión de 700 USD/kW, calculado en el numeral 3.4.1.3, se obtuvo que el monto de la inversión inicial requerida en sistemas BESS para mitigar los vertimientos de energías renovables proyectados hacia el año 2030, asciende a 224 013 446 USD.

3.4.2 Costos de Operación

Además de los costos de inversión, el análisis incluyó los costos de operación, que en los sistemas BESS, al igual que en otras tecnologías de generación, se dividen en costos variables y costos fijos.

En el caso de los sistemas BESS, los costos variables suelen ser prácticamente nulos (debido a que no existe gasto en combustible y las pérdidas por ciclo de carga – descarga son relativamente bajas), por lo que, para nuestro análisis, se asumió que dichos costos variables equivalen a cero. De este modo, en los cálculos solo se consideraron los costos fijos de operación.

Los costos fijos de operación comprenden todas aquellas erogaciones que ayudan a mantener el sistema en funcionamiento. Entre ellas se tiene los costos de mantenimientos preventivos y correctivos, costos por seguros y garantías, costos por servicios auxiliares y administrativos, y costos por reemplazo de componentes menores.

Según la CNE de Chile, los sistemas BESS suelen tener costos fijos que representan

entre el 1% y el 2% de la inversión inicial (CNE, 2024). Por su parte, NREL adopta un porcentaje igual al 2,5% para baterías con 4 horas de autonomía, con el fin de incorporar en ese rubro un ajuste de degradación interna (NREL, 2023).

Sin embargo, en nuestro estudio el efecto de la degradación de las baterías ya ha sido contemplado por separado en el cálculo de los flujos monetarios, a través de un factor de disminución progresiva de la capacidad útil anual. Por lo tanto, para evitar doble contabilización, se descartó la cifra de NREL y se optó por el rango propuesto por la CNE de Chile. Concretamente, el costo fijo anual de operación de los sistemas BESS se asumió igual al valor promedio del rango de la CNE (1,5% de la inversión inicial).

En consecuencia, los costos fijos anuales asumidos en el presente estudio para los sistemas BESS al año 2030, representan el 1,5% de la inversión inicial. Aplicando este porcentaje al monto de la inversión inicial se obtuvo que los costos de operación de los sistemas BESS ascienden a 3 360 202 USD por año.

3.4.3 Costos de inversión y operación de sistemas BESS

Tomando en cuenta el monto de inversión necesario en los sistemas BESS, calculado en el numeral 3.4.1.4, y los costos de operación descritos en el numeral 3.4.2, se procedió a calcular los costos totales anuales de inversión y operación de los sistemas BESS. Sin embargo, para incorporar los costos de operación en el análisis, fue necesario convertir los costos de inversión en una anualidad.

Para ello, se asumió una vida útil de 15 años para los sistemas BESS, tiempo de vida comúnmente utilizado para este tipo de análisis. Cabe indicar que la elección de 15 años como horizonte de análisis responde a la práctica común en estudios de sistemas BESS y a la garantía comercial mínima que suelen ofrecer los fabricantes de baterías de ión-litio. Durante ese período, se espera al menos de 3000 a 6000 ciclo de carga y descarga.

Asimismo, la tasa de descuento empleada en el cálculo corresponde al 12% establecido en el artículo 79¹⁰ de la ley 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” del

¹⁰ “Artículo 79°.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual. Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas

Perú, que es la tasa recomendada para actualizaciones de inversiones. Esta tasa refleja, por un lado, el costo de oportunidad de los recursos financieros en el país, y por otro, un nivel de riesgo regulatorio y de mercado típico del sector eléctrico peruano. Al aplicar este porcentaje, se garantiza que los valores presentes netos y las anualidades proyectadas se encuentren alineadas con los criterios de evaluación exigidos por las entidades reguladoras.

Para convertir el desembolso único de la inversión de capital en una serie de flujos anuales equivalentes se utilizó el factor de recuperación de capital (FRC) siguiente:

$$FRC = \frac{r \times (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1}$$

Donde:

r : tasa de descuento (12% anual)

n : vida útil (15 años)

De esta manera, al multiplicar la inversión inicial por este factor se obtuvo que la anualidad de la inversión es de 32 890 604 USD.

Obtenida la anualidad correspondiente a la inversión inicial, se le sumaron los costos de operación y mantenimiento, que para este caso son los costos fijos de operación. El total de estos dos componentes constituyen el costo anual equivalente que se utilizará posteriormente en el cálculo de flujos de caja, análisis de rentabilidad y comparación con ingresos proyectados. Los resultados se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9

Anualidad de los costos de inversión en sistemas BESS

Fuente de Información	Inversión Total [USD]	Anualidad Inversión [USD/año]	Operación y Mantenimiento USD/año	Anualidad Inv Total USD/año
IEA	224 013 446	32 890 604	3 360 202	36 250 806

Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país.

En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente”.

Nota: Elaboración propia a partir de los costos unitarios de inversión y operación de la IEA y CNE de Chile.

Este valor representa el costo total anual para mantener los sistemas BESS capaces de mitigar los vertimientos de energía renovables en el SEIN proyectados al año 2030.

3.5 Cálculo de ingresos

Una vez calculados los costos de inversión y operación de los sistemas BESS necesarios para almacenar los probables vertimientos de ERNC al año 2030, se procedió a estimar los ingresos que estos sistemas podrían generar a lo largo de su vida útil.

3.5.1 Premisas de cálculo

Corresponde indicar que, para la estimación de los probables ingresos que tendrían los sistemas BESS, se asumieron algunas premisas, sobre las cuales se efectuó el cálculo de los probables ingresos.

Estas premisas vienen a ser la base técnica que sustenta la probable modificación regulatoria objeto del presente trabajo. Dependiendo del comportamiento del mercado eléctrico, del aumento de la participación de las ERNC en el SEIN y de las tasas de vertimiento asociadas, será necesaria la creación de mercados en los que los sistemas de almacenamiento puedan participar teniendo garantizada su sostenibilidad. El objetivo es evaluar algunas alternativas de mercados que permitan a los sistemas de almacenamiento BESS poder ofrecer y remunerar algunas de sus múltiples aplicaciones.

3.5.1.1 Barreras de acceso al mercado eléctrico

En primer lugar, a fin de considerar la utilización de esta tecnología como alternativa al problema de los vertimientos de las ERNC en el SEIN, se tuvo que considerar la eliminación de las barreras de acceso al mercado. La IEA señala que la mayoría de los países todavía carecen de un marco regulatorio adecuado para los sistemas BESS, lo cual obstaculiza el desarrollo de modelos de negocio viables. Aun cuando se dan señales de precios a corto plazo, el riesgo comercial y la incertidumbre sobre los ingresos a largo plazo pueden frenar la inversión en sistemas de almacenamiento en baterías. Esto implica la necesidad de que haya modificaciones en la regulación

del mercado eléctrico, con el fin de que los sistemas BESS puedan participar de él, siendo reconocidos como agentes del sistema de manera similar a las figuras de agente generador, agente transmisor y agente distribuidor reconocidos en la regulación del mercado eléctrico peruano.

Sobre el respecto, corresponde mencionar la posición de OSINERGMIN a través del Informe N° 275-2023-GRT, contraria a considerar como nuevo agente del mercado eléctrico peruano la figura de Proveedor de Sistemas de Almacenamiento¹¹.

En el análisis efectuado por OSINERGMIN, las inversiones en los sistemas BESS son dimensionadas para brindar la totalidad de los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) requeridas por el SEIN. En dicho cálculo, OSINERGMIN propone el ingreso de 560 MW en sistemas BESS a un costo de inversión de 1 000 USD/kW. Conforme se observa, OSINERGMIN mide la inclusión de los sistemas BESS dentro del SEIN desde la óptica de la regulación de frecuencia, por lo que el análisis económico efectuado considera únicamente esta óptica.

Por un lado, los servicios de RPF y RSF pueden ser, y actualmente son, provistos por otros agentes del sistema. Desde esta perspectiva, la inversión en sistemas BESS no se considera necesaria. De otro lado, aun cuando se entiende que el Dictamen 25 evaluado por OSINERGMIN, vendría a ser de aplicación futura, OSINERGMIN en su ejemplo de cálculo utiliza costos de inversión de sistemas BESS vigentes al año 2024, los que resultan más caros. Bajo ese panorama, OSINERGMIN afirma que estos costos de inversión finalmente terminarían siendo pagados por el consumidor. Es decir, constituirían únicamente un sobre costo sin mayores beneficios, dado que los servicios de RPF y RSF actualmente ya viene siendo cubiertos por otros agentes.

En nuestro caso, la incorporación de los sistemas BESS en el SEIN se plantea como una medida para mitigar las pérdidas económicas que se proyectan al año 2030, debido al incremento en la penetración de las ERNC en la matriz de generación

¹¹ Numeral 5.1 del Informe N° 275-2023-GRT en su segundo párrafo indica: “En ese sentido, la creación de nuevos Agentes en el Mercado Eléctrico Peruano como son el Proveedor de Sistemas de Almacenamiento y Proveedor de Servicios Complementarios, así como, crear un Mercado de Servicios Complementarios, deben ser retirados del PL-4565 debido a que implican una reforma estructural del Mercado Eléctrico Peruano cuya dinámica y posibles impactos no han sido analizados en la propuesta legislativa.”

eléctrica. Según las proyecciones presentadas en los apartados 3.3.1 y 3.3.2, se anticipan pérdidas económicas significativas para el SEIN que no podrían ser evitadas debido al carácter intermitente de la generación renovable, lo que finalmente repercutiría en el consumidor final. Momentos de baja demanda con abundante generación renovable, necesariamente implicará el vertimiento de dicha energía, energía que siendo limpia y barata podría ser almacenada para ser utilizada cuando la demanda crece y de esa manera no haber necesidad de disponer de generación térmica que es más cara y contaminante. En ese contexto, la inversión en sistemas BESS representa una alternativa segura y eficiente, con costos de implementación menores a los utilizados por OSINERGMIN, considerando la marcada tendencia a la reducción de sus costos de inversión a futuro.

En ese sentido, la primera y necesaria premisa a considerar es la eliminación de las barreras de acceso de los sistemas BESS al mercado eléctrico peruano.

3.5.1.2 Participación de mercados

Como segunda premisa hay que indicar que los sistemas BESS además de ser una de las mejores alternativas en el corto plazo para los problemas de vertimiento de las ERNC, también pueden participar de otros mercados incluyendo los mercados de servicios complementarios o auxiliares.

- a) El arbitraje de precios es una de las aplicaciones más importantes para los sistemas BESS. Con esta aplicación, se logra capturar el valor económico de las fluctuaciones de precios de la energía en los mercados eléctricos. A través del arbitraje, los operadores de los sistemas BESS compran energía cuando los precios son baratos, lo que suele suceder en las horas de sol para el caso de la energía solar o durante la noche cuando los vientos son mayores en el caso de la energía eólica o durante los momentos de baja demanda, para luego venderla cuando los precios son altos en los momentos de demanda pico o escases de generación. Esta diferencia de precios, conocida como arbitraje de precios, se constituyen como la principal fuente de ingresos de los sistemas BESS.

El arbitraje de precios resulta especialmente atractivo en sistemas eléctricos con una alta penetración ERNC y costos marginales cercanos a cero, como podría ser el caso del Perú hacia 2030. Esto es posible gracias al alto potencial de

ERNC aún por desarrollar y a la significativa participación de la generación hidroeléctrica, que también presenta costos marginales reducidos.

En mercados eléctricos competitivos, los sistemas de almacenamiento en baterías pueden monetizar este potencial mediante el arbitraje, cargando cuando los precios son bajos y descargando cuando los precios son altos, maximizando así sus ingresos y contribuyendo a la eficiencia económica del sistema eléctrico.

- b) Los sistemas BESS pueden participar y beneficiarse de los mercados de capacidad de varias formas, siempre que cumplan con los requisitos regulatorios y técnicos establecidos en la normativa vigente.

Un mercado de capacidad es un mecanismo donde los agentes reciben remuneración por poner a disposición del sistema cierta potencia durante periodos de alta demanda o escasez de recursos. A diferencia del mercado spot en el que se vende energía, en el mercado de capacidad se remunera la disponibilidad de potencia. Para ello es necesario que un sistema BESS cumpla con ciertos requisitos. Por ejemplo, tener una determinada capacidad nominal; es decir, el sistema BESS debe estar instalado y acreditado para inyectar cierta cantidad de potencia durante un determinado período (en nuestro caso sería un periodo de 4 horas). De otro lado, si bien en este mercado lo que se valora en sí son los MW disponibles, los operadores de los sistemas exigen que estos MW puedan ser entregados comúnmente durante las horas de máxima demanda del sistema. Asimismo, el sistema BESS debe demostrar su capacidad para entregar potencia al instante o en segundos.

- c) La regulación de frecuencia es un mercado en el que los sistemas BESS pueden participar. Además de las transferencias de energía, necesarias para equilibrar la oferta y la demanda de electricidad, los sistemas BESS pueden contribuir a mantener la estabilidad de la red y la seguridad del suministro al proporcionar servicios como el control de tensión, la inercia, la formación de la red y la generación de reservas de arranque rápido. También pueden suministrar capacidad para garantizar la adecuación del sistema y ayudar a gestionar la congestión en las redes eléctricas.

Dada su rápida respuesta, los sistemas BESS se tornan proveedores ideales de servicios auxiliares en las redes eléctricas para regulación de frecuencia, control de tensión y reservas operativas. Además, su capacidad de arranque en negro útil para restablecer el servicio tras cortes de suministro sustituye los generadores diésel. En Alemania, Francia y el Reino Unido, debido a las reformas que han permitido el acceso a los mercados de estos servicios, los sistemas BESS se han convertido en proveedores clave de respuesta de frecuencia y reservas.

De acuerdo con la IEA, el suministro de servicios auxiliares se ha convertido en los últimos años en una fuente de ingresos de importancia para los sistemas BESS en varios mercados del mundo, impulsando más del 15% de la implementación de nuevos proyectos anualmente. Asimismo, concluye que cuando la participación de las ERNC, especialmente la solar fotovoltaica, es cercana al 20% el almacenamiento de energía en baterías llega a ser crucial para permitir un mayor aumento en la penetración de este tipo de energía (IEA, 2024).

La Figura 19 resumen algunas de las aplicaciones que los sistemas BESS pueden ofrecer a los sistemas de potencia.

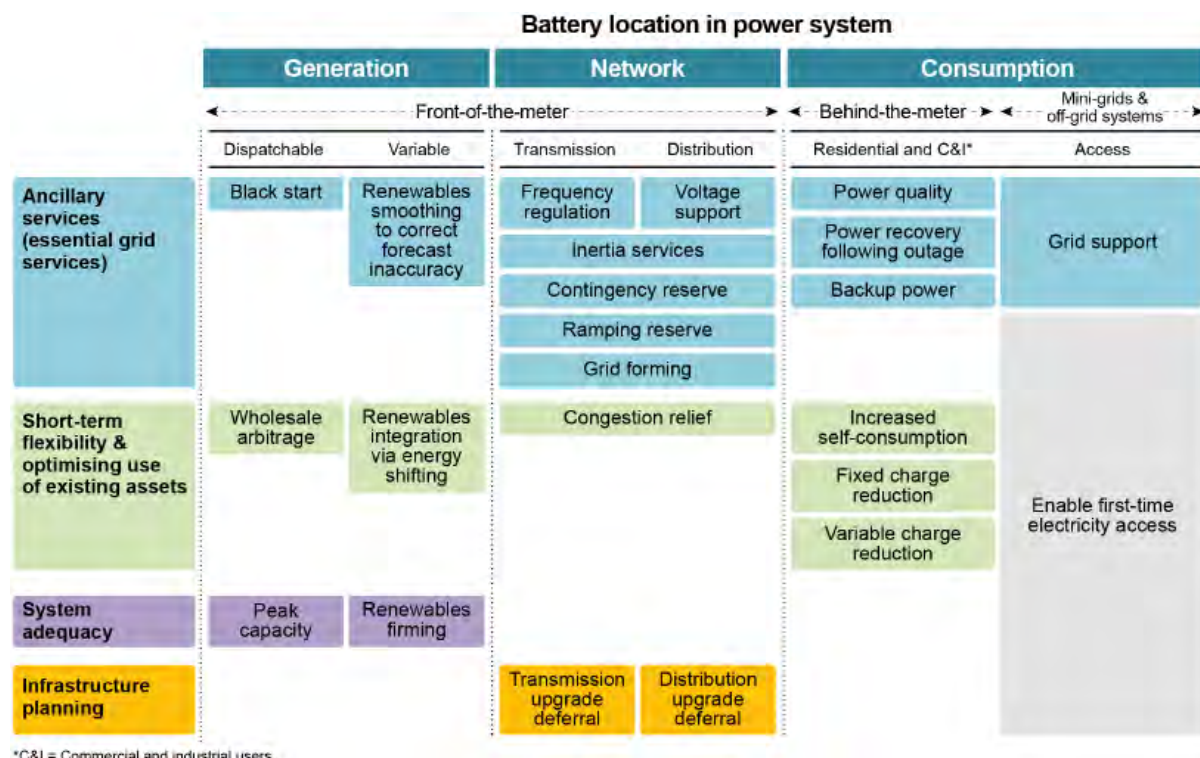
3.5.1.3 Promover la inversión en sistemas BESS

Por último, otra de las premisas a considerar, es la promoción de la inversión en sistemas BESS a través de la regulación del mercado eléctrico. Como en muchos otros países, las inversiones en sistemas BESS no parecen ser atractivas ni rentables, especialmente cuando no existen vertimientos de ERNC o estos son despreciables, como sucede actualmente en el mercado peruano.

Sin embargo, el aumento de la participación de las ERNC en el SEIN traerá consigo mayores problemas de vertimiento. En Perú, en los informes de evaluación de la operación diaria (IEOD) emitidos por COES, a partir de enero 2024 se ha incluido un capítulo que registra los vertimientos de las centrales renovables. De la revisión de dicha información, se confirma que, con el aumento de la participación de las ERNC en el Perú durante el 2024 y 2025 se incrementaron los vertimientos.

Figura 19

Aplicaciones de los sistemas BESS en sistemas de potencia



Fuente: Batteries and Secure Energy Transition, (IEA, 2024)

El aumento no solo en el número de eventos de vertimiento sino también en la cantidad de las energías vertidas, es claramente observable en la Tabla 10 y en la Figura 20.

Tabla 10

Vertimientos de ERNC del SEIN registrados desde enero de 2024

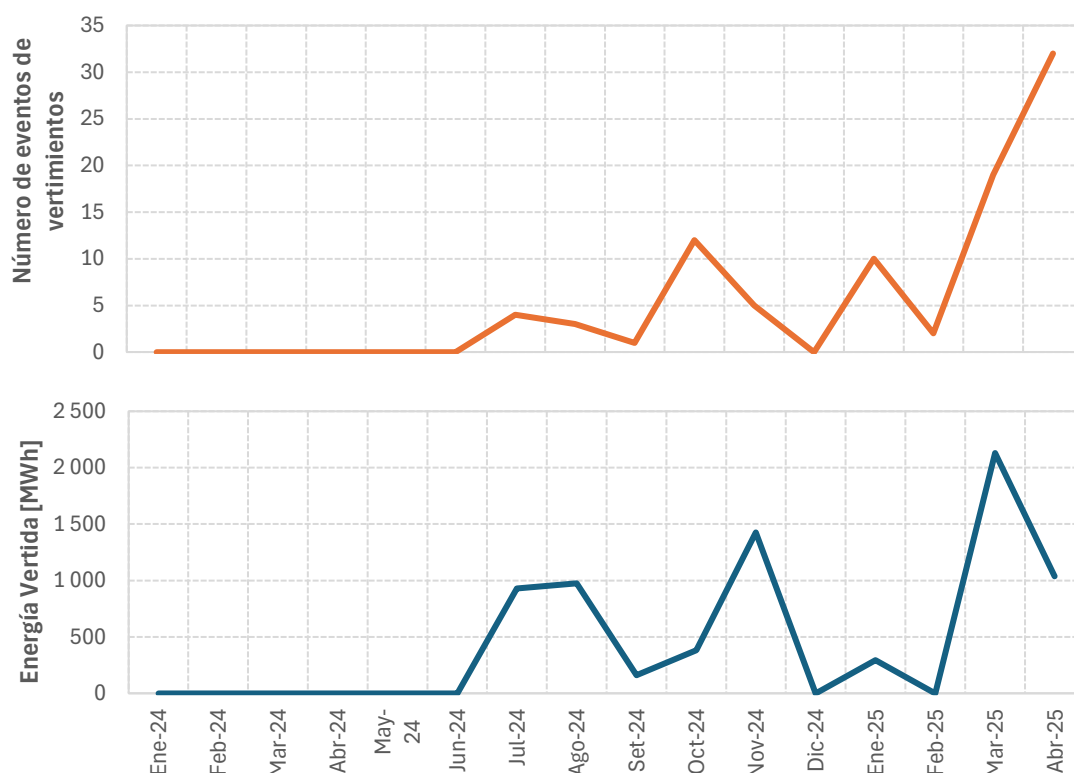
Mes	Número de eventos de vertimientos	Energía Vertida [MWh]	Mes	Número de eventos de vertimientos	Energía Vertida [MWh]
Ene-24	0	0,0	Set-24	1	162,3
Feb-24	0	0,0	Oct-24	12	383,4
Mar-24	0	0,0	Nov-24	5	1425,4
Abr-24	0	0,0	Dic-24	0	0,0
May-24	0	0,0	Ene-25	10	293,5
Jun-24	0	0,0	Feb-25	2	0,4
Jul-24	4	929,4	Mar-25	19	2128,7
Ago-24	3	974,4	Abr-25	32	1038,0

Fuente: Elaboración propia a partir de los informes IEOD del COES

En el Anexo 3 se presenta el detalle de cada uno de los eventos de vertimiento reportados por las empresas. Cabe señalar que, según lo informado por el COES, en muchos de estos eventos las empresas generadoras no remitieron la información completa, por lo que las cantidades de energía vertida que se muestran podrían ser inferiores a las realmente ocurridas.

Figura 20

Vertimientos de ERNC registrados en el SEIN desde enero 2024



Fuente: Elaboración propia a partir de los informes IEOB del COES

Lo anterior puede utilizarse como una justificación de la necesidad del ingreso de sistemas BESS en el mercado eléctrico peruano, especialmente a partir del año 2030, año en el que se tiene como meta cubrir como mínimo el 20% de la demanda eléctrica del SEIN con energías provenientes de centrales renovables no convencionales.

En ese sentido, el gobierno podría promover las inversiones en sistemas BESS a través de ciertos mecanismos. Por ejemplo, la realización de procesos de subasta de contratos a largo plazo. De manera similar, a la actuación del Gobierno a través de procesos de subastas que promovieron las inversiones en generación renovable, el Gobierno podría convocar subastas para los servicios de almacenamiento de energía.

Para ello habría que relanzar y rediseñar las subastas RER, de tal manera que ofrezcan contratos estables y atractivos que garanticen a los inversionistas escenarios de bajo riesgo.

Otra medida de promoción va por el lado de los mecanismos financieros. A través del financiamiento verde y los bonos climáticos, se facilitaría el ingreso a instrumentos financieros sostenibles, en el que se podría tomar garantías de parte del estado o de bancos de desarrollo.

Otro mecanismo sería valorizar o sincerar el costo ambiental de las emisiones de CO₂ producto de la utilización de combustibles fósiles, tal que de manera indirecta se favorezca las ERNC. Aunque el gas natural emite menos cantidad de CO₂ por unidad de energía en comparación con la utilización de otros combustibles fósiles como el petróleo diésel o los petróleos residuales, sigue siendo una fuente de emisiones de gases de efecto invernadero. Tanto la quema del combustible como las posibles fugas durante su extracción y transporte pueden tener un impacto ambiental significativo.

La implementación de sistemas BESS mediante inversión privada presenta ventajas relevantes en el contexto del SEIN. En primer lugar, permite acelerar la incorporación de estas tecnologías sin necesidad de recurrir a financiamiento público o subsidios directos, reduciendo la carga fiscal. En segundo lugar, fomenta la competencia entre agentes generadores e inversionistas, promoviendo soluciones innovadoras y eficientes. Desde la perspectiva del regulador, el rol de OSINERGMIN se mantiene centrado en asegurar reglas claras, transparencia en los mecanismos de remuneración y condiciones de equidad entre tecnologías, sin necesidad de asumir directamente riesgos de inversión.

En ese sentido, la propuesta de impulsar BESS con capital privado no solo garantiza viabilidad económica bajo un esquema de mercado, sino que también se alinea con los principios de neutralidad y supervisión propios de la regulación de servicios públicos en el Perú. De este modo, se crea un marco propicio para que los beneficios de estas tecnologías en eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad sean capturados tanto por los inversionistas como por el sistema eléctrico en su conjunto y, en última instancia, por los usuarios finales.

3.5.2 Cálculo de ingresos

Prosiguiendo con la evaluación de la implementación de sistemas BESS al 2030 en el SEIN, se realizó un cálculo de los probables ingresos que percibirían estos sistemas a partir de dicho año. Con ese fin se hizo uso de algunas de las premisas consideradas en el numeral 3.5.1. Esto es, se consideró el reconocimiento de la capacidad de generación de los sistemas BESS, siendo remunerados por ello, y su participación en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) para obtener ingresos por arbitraje de precios.

3.5.2.1 Ingresos por arbitraje (energía)

En muchos mercados el arbitraje de precios es el modelo de negocio más básico y directo para los sistemas de almacenamiento de energía y se constituyen como la principal fuente de ingresos de los sistemas BESS.

El arbitraje de precios de energía consiste en comprar energía en momentos en que su precio es barato, almacenarla y luego venderla en las horas del día en que su precio es alto. Usualmente la energía es barata cuando la demanda es baja especialmente en horas de la noche o cuando hay una alta generación renovable con lo que los marginales caen. La elevación de precios ocurre principalmente en las horas de punta del sistema (entre las 18:00 y las 23:00 horas Perú) o cuando existen restricciones de transmisión tal que se deban encender unidades de generación más caras comúnmente termoeléctricas operando con combustibles caros.

En el Perú, uno de los factores que genera incrementos en los precios de la energía son las restricciones en el gasoducto del gas de Camisea. Estas restricciones afectan la operación de las centrales termoeléctricas a gas natural. Ante esta situación, y con el objetivo de garantizar el abastecimiento de la demanda y mantener la confiabilidad del sistema, se recurre al despacho de unidades de reserva, generalmente centrales termoeléctricas que utilizan diésel, lo cual incrementa significativamente los costos marginales del sistema.

En el contexto del arbitraje de precios con sistemas BESS, lo importante es el diferencial de precios entre el precio de venta (en la descarga) y el precio de compra (en la carga) de la energía eléctrica ("*price spread*", en inglés). El spread es el que

determina la rentabilidad potencial del arbitraje. Un mayor spread significa mayor ganancia por unidad de energía.

Para nuestros cálculos para el año 2030, se estimaron los ingresos por arbitraje considerando cuatro escenarios con diferenciales de precios de 100 USD/MWh, 80 USD/MWh, 60 USD/MWh y 40 USD/MWh. En los cálculos, se asumieron en todos los casos un total de 330 ciclos anuales de carga y descarga (aproximadamente un ciclo por día), una eficiencia del proceso de 90%¹², y una vida útil de 5 000 ciclos¹³. Los resultados se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11

Ingresos por arbitraje de precio de los sistemas BESS

Tasa de Vertimiento	Energía anual Vertida [MWh]	Energía diaria Vertida [MWh]	Potencia horaria [MW]	Diferencial de precios [USD/MWh]	Ingresos por Arbitraje [USD/año]
3%	467 228	1 280	320	100	38 018 282
				80	30 414 626
				60	22 810 969
				40	15 207 313

Nota: Elaboración propia a partir de los costos unitarios de inversión y operación de la IEA y CNE de Chile.

Bajo las premisas consideradas, los ingresos anuales por arbitraje de precios que percibirán los sistemas BESS para los diferenciales de precios de 100 USD/MWh, 80 USD/MWh, 60 USD/MWh y 40 USD/MWh serían de 38 018 282 USD, 30 414 626 USD, 22 810 969 USD y 15 207 313 USD, respectivamente.

De manera adicional, se ha realizado un ejercicio con información de costos marginales del período comprendido entre enero de 2022 y la primera quincena de abril de 2025. La intención es estimar cuales habrían sido los ingresos obtenidos exclusivamente por arbitrajes de precios, en caso de que los sistemas BESS hubiesen

¹² Se considera una mejora conservadora en comparación con la eficiencia del sistema BESS de Engie fijada en 89%.

<https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificaci%C3%B3n%2FNuevos%20Proyectos%2FResumen%20Ejecutivo%2FEOS%2F2022%2F20.%20Resumen%20Ejecutivo.pdf>

¹³ Las baterías modernas de iones de litio, tanto las de LFP como las NMC, pueden durar entre 4000 a 6000 ciclos de carga. <https://bepebblex.com/ciclos-carga-vida-util-bess/#:~:text=La%20vida%20%C3%BAtil%20de%20una%20bater%C3%ADa%20se,100%%20y%20luego%20se%20descarga%20por%20completo.&text=Las%20bater%C3%ADas%20de%20litio%20o%20LFP%20tienen,generamente%20entre%20el%2020%%20y%20el%2080%.>

estado presentes durante dichos años.

Los costos marginales utilizados serán los costos marginales a cada 30 minutos de la barra Santa Rosa en 220 kV publicados por el COES en su portal web.

El ejercicio consistió en calcular los ingresos por arbitraje, considerando precios específicos de compra y venta de energía. Para cada año, el precio de compra se asumió como el promedio de todos los costos marginales registrados durante ese año, sin diferenciar por bloques horarios. Por su parte, el precio de venta se asumió como el promedio de los costos marginales correspondientes únicamente a los períodos del año en los que dicho valor superó los 100 USD/MWh.

Durante el año 2022 el costo marginal promedio fue de 37,73 USD/MWh (este costo fue calculado considerando todos los datos de costos marginales independiente del bloque horario del día y época del año). Este sería el precio al cual los sistemas BESS habrían adquirido la energía. En dicho año, durante 651 horas se registraron costos marginales superiores a 100 USD/MWh, con un costo marginal promedio de 143,92 USD/MWh. Este sería el precio al cual los sistemas BESS habrían vendido la energía. Es decir, la diferencia de precios durante esas 651 horas fue como mínimo 117 USD/MWh. Este es el diferencial de precios a considerar a dicho año. Si aplicamos este diferencial de precios en las 651 horas mencionadas se tendría que los ingresos, que los sistemas BESS habrían generado por arbitraje durante dicho año, habrían sido de 76 107 USD¹⁴ por MW de capacidad instalada.

Si tomamos los 320 MW de capacidad en sistemas BESS calculada en el numeral 3.4.1.4 y lo aplicamos al cálculo anterior, tendríamos que los ingresos por arbitraje de precios durante el año 2022 habrían sido de 24 354 155 USD. Estos serían los ingresos por arbitraje de precios que hubiesen percibido los sistemas BESS si hubiesen estado presentes durante el año 2022.

Realizando el mismo cálculo para los años 2023, 2024 y los primeros tres meses del 2025, los diferenciales de precios a considerar habrían sido de 157,38 USD/MWh, 236,48 USD/MWh y 192,57 USD/MWh y los ingresos por arbitraje para el mismo

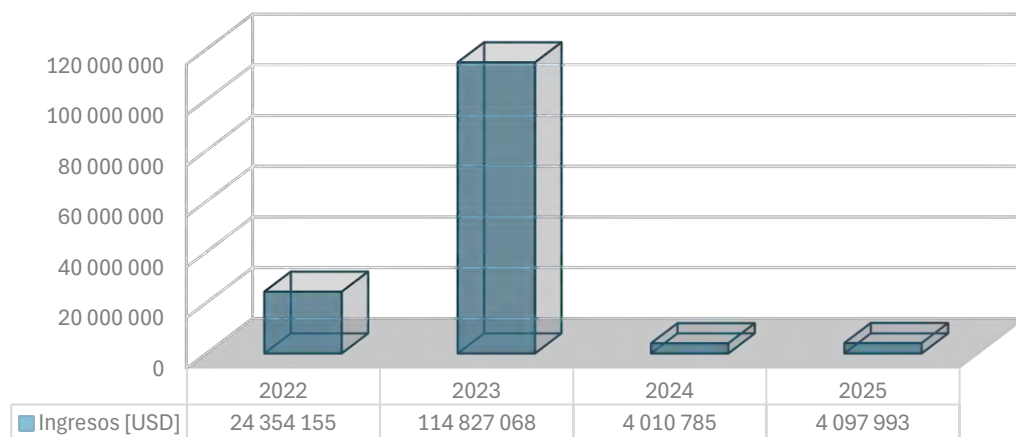
¹⁴ Los cálculos se efectuaron considerando el tipo de cambio promedio de año. Valor obtenido de las estadísticas del Banco Central de Reserva.

<https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/anuales/resultados/PM05241PA/html>

dimensionamiento de los sistemas BESS habrían sido de 114 827 068 USD, 4 010 785 USD y 4 097 993 USD¹⁴, respectivamente, ver Figura 21.

Figura 21

Probables ingresos por arbitrajes de precios de enero 2022 a marzo 2025



Nota: Elaboración propia a partir de los costos marginales publicados por COES en su portal web.

Durante el período analizado los sistemas BESS habría percibido por arbitraje de precios un total de 147 290 001 USD, lo que representa el 65,8% de la inversión total estimada mostrada en la Tabla 9. Estos habrían sido los ingresos percibidos por los sistemas BESS con una capacidad total de 320 MW y un período de descarga de 4 horas.

Visto desde otro ángulo, el mínimo número de horas por año que los sistemas BESS tendrían que operar para cubrir la anualidad de la inversión total, para un escenario en el que solo se consideren ingresos por arbitraje, se muestra en la Tabla 12.

Tabla 12

Mínimo número de horas de operación de los sistemas BESS por año

Inversión Total [USD]	Anualidad Inversión [USD/año]	Anualidad O&M [USD/año]	Anualidad Inversión Total [USD/año]	Diferencial de precios [USD/MWh]	Mínimo número de horas por año [h/año]
224 013 446	32 890 604	3 360 202	36 250 806	60	1 888
				100	1 133
				120	944

Nota: Elaboración propia a partir de los costos unitarios de inversión y operación de la IEA y CNE de Chile.

Como se observa, para un diferencial de precios de 60 USD/MWh los sistemas BESS tendrían que operar un mínimo de 1 888 horas al año. Si el diferencial fuere de 100 USD/MWh tendrían que operar 1 133 horas y si fuere de 120 USD/MWh tendrían que operar 944 horas.

Volviendo a la información de costos marginales de los años 2022, 2023 y 2024, se observa que, en promedio, durante dichos años se registraron 995 horas con diferenciales de precios superiores a 100 USD/MWh y 991 horas con diferenciales de precios mayores a 120 USD/MWh. Estos resultados indican que, en escenarios con ingresos únicamente por arbitraje, los diferenciales de precios deben ser como mínimo de 100 USD/MWh para que la operación sea viable.

3.5.2.2 Ingresos por potencia

La regulación del mercado eléctrico peruano, a través del artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas y el artículo 126 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, reconoce el derecho que tienen los generadores eléctricos a recibir pagos por potencia. Este pago por potencia no se basa únicamente en la energía eléctrica producida, sino en la capacidad (potencia) que tienen las unidades de generación para tal fin. La regulación señala la importancia que los generadores perciban ingresos por potencia con el fin de incentivar las inversiones en nuevas infraestructuras para dar confiabilidad y garantizar el servicio de suministro eléctrico.

Los ingresos por potencia, conforme se detallan en la metodología establecida en el Procedimiento Técnico N° 26 del COES, se calculan como el producto de la potencia firme que tiene el agente generador por el precio de potencia (precio básico de potencia) calculado por OSINERGMIN. Pudiendo ser corregidos a través de un factor de reducción proporcional, cuando la suma de las potencias firmes disponibles supere la máxima demanda de potencia del sistema. Debe tenerse en cuenta que, cuando un generador no cumple con la disponibilidad de potencia esperada puede ser sancionado a través de una reducción de su potencia firme, con lo que sus ingresos por potencia también disminuyan.

Las compensaciones por potencia son aplicadas en diferentes países, aunque con diferencias en el enfoque y los mecanismos. Muchos mercados eléctricos reconocen la necesidad de retribuir la potencia para asegurar la confiabilidad del sistema. Sin

embargo, la forma de asignar y pagar por esa potencia difiere entre países.

De acuerdo con OSINERGMIN, los diferentes mercados de capacidad o mecanismos de compensación por la capacidad se pueden agrupar en dos grupos: cobertura por precios y cobertura por capacidad (OSINERGMIN, 2014). En el primero, la autoridad determina el precio unitario del pago mientras que el volumen de potencia es determinado por el mercado. En el segundo, el volumen de potencia es determinado por la autoridad, mientras que el precio de la potencia lo determina el mercado.

Perú, no tiene un mercado de capacidad como tal. Lo que tiene es un esquema regulado de pagos por potencia (potencia firme), que es llevado a cabo por el COES y supervisado por OSINERGMIN. La capacidad se paga en base al costo de expansión, que consiste en el cálculo del costo unitario de inversión de la unidad de generación que cubra el MW adicional de la demanda en horas de punta.

De acuerdo con el Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES, potencia firme es la potencia que puede suministrar una unidad de generación con alta seguridad. Dado que esta disponibilidad está relacionada a las horas de punta del sistema, conforme se indica en el numeral 8.69.3 del Procedimiento Técnico N° 26 del COES¹⁵ para el caso de la generación RER, la potencia firme se puede definir como aquella porción de la potencia de una unidad de generación que puede considerarse disponible con alta probabilidad durante las horas de máxima demanda del sistema.

Siendo que los sistemas BESS evaluados en el presente trabajo de investigación corresponden a baterías con un tiempo de descarga de 4 horas (tiempo de descarga utilizado mayoritariamente a nivel mundial), no estando necesariamente disponibles para períodos mayores, fue necesario utilizar algún factor de ajuste en el cálculo, que representa esta indisponibilidad propia de esta tecnología, frente a las tecnologías convencionales que disponen de sus unidades de generación para ofrecer potencia las 24 horas del día. La disponibilidad de la potencia proveniente de las centrales de

¹⁵ Numeral 8.6.3 del PR-26: “La Potencia Firme de Centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, se determinará considerando la producción de energía en las Horas de punta del Sistema definidas por el Ministerio de Energía y Minas, en cumplimiento del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas...”.

generación convencional, sean hidroeléctricas o termoeléctricas, está garantizada durante todo el período de punta del sistema (5 horas). Situación que no se repite en el caso de los sistemas BESS propuestos. Por tanto, a fin de realizar un cálculo más realista de los probables ingresos por potencia que podrían percibir los sistemas BESS por su participación en el SEIN es necesario considerar esta diferencia de disponibilidades.

Para ello se utilizó lo establecido en el Decreto Supremo N° 70 promulgado por el Ministerio de Energía de Chile en 2023, mediante el cual se introduce una metodología que evalúa y reconoce la capacidad de potencia de los sistemas de almacenamiento de energía. Entre las disposiciones transitorias del referido decreto, se incluye una tabla que especifica el reconocimiento de la capacidad de potencia de los sistemas en baterías en base a las horas de descarga (horas que puede proporcionar potencia), ver Tabla 13.

Tabla 13

Porcentaje de reconocimiento de la potencia de suficiencia

Cantidad de Horas de Almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento
<1	0%
1	36%
2	65%
3	85%
4	98%
≥5	100%

Fuente: Decreto Supremo N° 70 de 2023 del Ministerio de Energía de Chile (Ministerio de Energía, 2024)

Según este decreto, la potencia de los sistemas de almacenamiento a ser reconocida en las transferencias de potencia se calcula como el producto de la potencia máxima del sistema de almacenamiento y el porcentaje de reconocimiento indicado en la tabla correspondiente (Ministerio de Energía, 2024). Aplicando este porcentaje en nuestros cálculos, se obtuvo un factor de ajuste para la potencia igual a 0,98, que se utilizó para el cálculo de los ingresos por potencia.

El precio básico de potencia se obtuvo del informe final *Proceso de Regulación de los Precios en Barra*, informe N° 620-2024-GRT de OSINERGMIN. Este documento, vigente para el período mayo 2024 – abril 2025, establece un precio básico de

potencia de 75,17 USD/kW-año (OSINERGMIN, 2024). Si bien la suposición de que este valor permanezca sin variación hasta el 2030, puede subestimar o sobreestimar la realidad futura si cambian las premisas de su formación como, por ejemplo, la tasa de inflación, disminución de precios regulados o alguna reforma regulatoria, se ha considerado válido para efectos de nuestros cálculos.

Bajo ese supuesto, el ingreso anual se calcula multiplicando el precio básico de potencia por la capacidad instalada de los sistemas BESS afectada por el factor de ajuste de la potencia mencionados en los párrafos anteriores. De esa manera, el ingreso por potencia que percibirían los sistemas BESS a partir del año 2030, con el dimensionamiento suficiente para mitigar una tasa de vertimiento de energías renovables del 3% de la demanda del SEIN, sería de 23 574 727 USD/año. Ver Tabla 14.

Tabla 14

Ingresos por potencia de los sistemas BESS

Tasa de Vertimiento	Energía anual Vertida [MWh]	Energía diaria Vertida [MWh]	Potencia horaria [MW]	Ingresos por Potencia [USD/año]
3%	467 228	1 280	320	23 574 727

Nota: Elaboración propia a partir del precio básico de potencia del informe Proceso de Regulación de los Precios en Barra, informe N° 620-2024-GRT (OSINERGMIN, 2024)

3.6 Cálculo de beneficios

En la Tabla 15 se muestra el resumen de los costos, ingresos y beneficios promedio anual que percibirán los sistemas BESS.

Como se observa, si no se considera los ingresos por potencia, la inversión solo es sustentable con ingresos por arbitraje de precios para escenarios con diferenciales a partir de los 100 USD/MWh.

Tabla 15*Costos, ingresos y beneficios de los sistemas BESS*

Energía Anual Vertida [MWh]	Energía Diaria Vertida [MWh]	Potencia horaria [MW]	Anualidad Inversión Total [USD/año]	Diferencial de precios [USD/MWh]	Ingresos por Arbitraje [USD/año]	Ingresos por Potencia [USD/año]	Total Ingresos [USD/año]	Beneficios Netos [USD/año]
467 228	1 280	320	36 250 806	100	38 018 282	23 574 727	61 593 009	25 342 203
				80	30 414 626		53 989 353	17 738 547
				60	22 810 969		46 385 696	10 134 891
				40	15 207 313		38 782 040	2 531 234

Nota: Elaboración propia

Hasta este punto, la evaluación muestra que, aunque los ingresos por arbitraje de precios y potencia son posibles, en ausencia de un esquema regulatorio específico con medidas de promoción, la inversión en sistemas de almacenamiento en baterías no resulta atractiva para un inversionista privado. Aunque los costos asociados a los vertimientos evitados benefician a los consumidores finales, al reducir la necesidad de activar unidades de generación costosas y, por tanto, los costos marginales del sistema, dichos beneficios no son capturados directamente por el inversionista, lo que limita su incentivo a desarrollar este tipo de proyectos.

Sin embargo, más allá de los resultados obtenidos en términos de ingresos y costos para el inversionista, es importante destacar que la implementación de sistemas BESS aporta ganancias de eficiencia a nivel sistémico, las cuales no se reflejan directamente en la rentabilidad privada pero sí en el bienestar del sistema eléctrico y de los usuarios finales. Entre las principales se encuentran:

En primer lugar, los BESS permiten aprovechar la energía renovable que de otro modo sería vertida, lo cual incrementa el uso de recursos energéticos limpios y reduce los costos marginales al evitar el despacho de unidades de generación más costosas en horas punta. En segundo lugar, al proporcionar servicios complementarios como la regulación primaria y secundaria de frecuencia, los BESS reducen la necesidad de mantener en operación unidades térmicas ineficientes que tradicionalmente cumplen estas funciones, lo que se traduce en menores costos de operación y en una disminución de las emisiones contaminantes.

Asimismo, la flexibilidad y rapidez de respuesta de estas tecnologías fortalecen la

confiabilidad y seguridad del sistema, al permitir una gestión más eficiente de eventos de variabilidad o contingencias. Finalmente, al reducir la presión sobre la expansión de la infraestructura de transmisión y generación convencional, los BESS pueden contribuir a postergar o evitar inversiones costosas en activos de gran escala, generando un ahorro adicional en el mediano y largo plazo.

En conjunto, estos elementos evidencian que, aun cuando la evaluación económico-financiera muestre limitaciones desde la óptica privada, la presencia de BESS genera externalidades positivas que mejoran la eficiencia global del SEIN y contribuyen al cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad y seguridad energética del país.

Cabe indicar que los beneficios calculados en la Tabla 15, son una aproximación primaria acerca de la rentabilidad de estos sistemas BESS. En el siguiente capítulo, se realizará una proyección de los flujos para un escenario más realista.

3.7 Proyección de flujos de caja

Con base en los cálculos efectuados, se ha elaborado una proyección de flujos de costos e ingresos, considerando tanto la tasa de inflación, la degradación técnica de los equipos y un porcentaje de eficiencia de los procesos de carga y descarga de las baterías. Cabe mencionar que, en esta proyección, los vertimientos de energía se asumen constantes para todos los años de la proyección.

3.7.1 Tasa de inflación

Los costos de operación y mantenimiento, así como costos administrativos y de seguros, aumentan con la inflación. Por eso, es necesario ajustar los ingresos en la misma proporción, caso contrario el margen de ganancia se reduce.

La inflación disminuye el valor del dinero en el tiempo, reduce su poder adquisitivo. Esto significa que los ingresos que se percibirán a futuro valdrán menos en términos reales. Por eso es necesario descontar los flujos de caja futuro a una tasa inflacionaria. Si los cálculos se realizan sin considerar los efectos de la inflación, se puede sobreestimar la rentabilidad del proyecto.

En la Tabla 16 se muestran la tasa de inflación anual de los últimos 10 años, obtenida del portal del Banco Central de Reserva del Perú. Conforme se observa, la tasa de

inflación del año 2022 fue atípica, por lo que no se incluyó en los cálculos. Esta anomalía se debió a diversos factores externos, entre ellos la reactivación de la economía tras la pandemia y el conflicto armado entre Rusia y Ucrania, los cuales provocaron un aumento en los precios mundiales de combustibles, alimentos, energía entre otros¹⁶. Por tanto, la tasa de inflación utilizada en los cálculos corresponde al promedio de los años restantes, excluyendo el dato de 2022, lo que resultó en un valor de 3,09%.

Tabla 16

Tasas de inflación período 2015 - 2024

Año	Tasa de Inflación
2015	3,50%
2016	3,60%
2017	2,80%
2018	1,30%
2019	2,10%
2020	1,80%
2021	4,00%
2022	7,90%
2023	6,30%
2024	2,40%
Promedio	3,09%

Fuente: Elaboración propia a partir de las estadísticas del Banco Central de Reserva en su portal de internet (<https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/anuales/resultados/PM05217PA/html>)

3.7.2 Degradación

Como cualquier otro equipo, los sistemas de almacenamiento en baterías están expuestos a un proceso de degradación. La degradación técnica se refiere a la pérdida de capacidad a lo largo del tiempo debido al uso continuo. Este es un fenómeno inevitable y continuo que afecta directamente el rendimiento de las baterías. En razón a esto, las baterías van perdiendo su capacidad de carga y descarga con el paso de los años.

Existen diversos factores que causan la degradación técnica. Entre ellos, están los procesos de carga y descarga, durante los cuales la estructura interna de la batería

¹⁶ <https://www.comexperu.org.pe/articulo/inflacion-en-2022-fue-de-856-como-se-explica-este-resultado#:~:text=Mucho%20se%20debe%20a%20factores,que%20repercuti%C3%B3%20incluso%20en%20las>

sufre un desgaste y las altas temperaturas, que aceleran la degradación y reducen la vida útil.

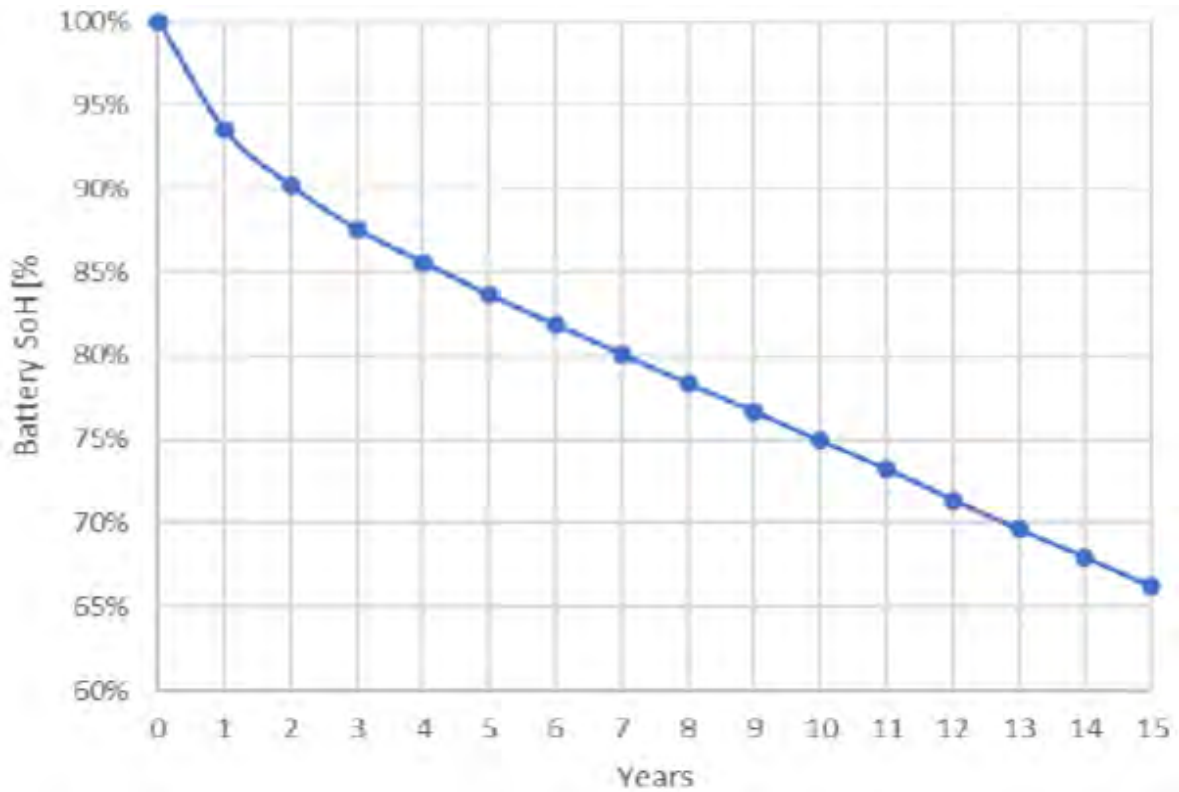
La degradación técnica reduce la capacidad útil de las baterías lo que afecta directamente los ingresos por arbitraje de precios. A medida que se pierde eficiencia los costos de mantenimiento pueden aumentar. En resumen, la degradación tiene un impacto en la rentabilidad y afecta los indicadores económicos base para la toma de decisiones.

A efectos de nuestro cálculo, hemos tomado la curva de degradación del estudio de Pre-Operatividad del Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías para la Regulación Primaria de Frecuencia en la C.T. Chilca 1, mostrada en la Figura 22, obtenido del Portal Web del COES. Los factores de degradación que se obtienen de la curva son los mostrados en la Tabla 17.

Estos factores de degradación serán aplicados sobre la energía que los sistemas BESS serán capaces de almacenar en cada año de su vida útil. De esta manera, durante el primer año de operación, los sistemas BESS tendrán la capacidad de almacenar aproximadamente el 100% de la energía asociada a los vertimientos proyectados para el año 2030. Sin embargo, debido al desgaste progresivo de las baterías, su capacidad de almacenamiento irá disminuyendo con el tiempo. Al finalizar su vida útil, se estima que los sistemas BESS conservarán solo aproximadamente el 66,2% de su capacidad inicial, lo que representa una degradación acumulada significativa considerada en los cálculos.

Figura 22

Curva de degradación de las baterías



Fuente: Estudio de Pre Operatividad Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS) para la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) en la C.T. Chilca 1, (ENGIE, 2022)

Tabla 17

Degradación de la vida de las baterías

Año	Battery SoH	Año	Battery SoH	Año	Battery SoH
0	100,00%				
1	93,65%	6	81,90%	11	73,30%
2	90,30%	7	80,09%	12	71,50%
3	87,60%	8	78,40%	13	69,65%
4	85,60%	9	76,60%	14	68,00%
5	83,80%	10	75,00%	15	66,20%

Fuente: Elaboración propia a partir del Estudio de Pre-Operatividad Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS) para la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) en la C.T. Chilca 1, (ENGIE, 2022)

3.7.3 Eficiencia de carga y descarga

La eficiencia del proceso de carga y descarga de un sistema BESS se refiere a cuánta energía se recupera al descargar la batería en comparación con la energía que se

utilizó para cargarla. El proceso completo implica cargar, almacenar y descargar. La eficiencia de este proceso (*round-trip* en inglés) se calcula simplemente como la división de la energía descargada entre la energía cargada, expresado de manera porcentual.

Las baterías de ion litio modernas, ya sean las de Litio Ferro Fosfato (LFP) o de Niquel Manganeso Cobato (NMC) presentan eficiencias round-trip entre el 85% y 92%. En comparación con otras baterías, como las de plomo ácido o de flujo redox que alcanzan eficiencias entre el 70% y 85%, las eficiencias alcanzadas por las baterías de ión litio son superiores.

Para los cálculos de la presente investigación se utilizó una eficiencia de carga y descarga promedio de 90%.

3.7.4 Proyección de flujos de caja

Como parte de la evaluación realizada, se preparó los flujos de caja que podrían tener los proyectos con sistemas BESS durante el período de su vida útil. Ellos reflejan como entra y sale el dinero, siendo esenciales para evaluar la viabilidad económica y la rentabilidad de los proyectos de sistemas BESS. La Tabla 18 muestra la proyección de flujos de caja para un escenario considerando ingresos por potencia e ingresos por arbitraje para un diferencial de precios de 100 USD/MWh. En la Tabla 19, Tabla 20 y Tabla 21 se muestran las mismas proyecciones para escenarios con diferenciales de precios de 80 USD/MWh, 60 USD/MWh y 40 USD/MWh.

3.7.5 Indicadores económicos

Dado que los flujos de caja elaborados tienen como propósito evaluar la factibilidad económica de instalar sistemas BESS para mitigar los probables vertimientos de energías renovables en el SEIN a partir del año 2030, se ha considerado los dos escenarios regulatorios de mayor probabilidad. Estos corresponden, por un lado, a un escenario con ingresos por arbitraje de precios y por prestación de potencia, y por otro, a un escenario con ingresos únicamente por arbitraje de precios.

Si bien, existen otros mercados en los que los sistemas BESS podrían participar y generar ingresos adicionales, la presente investigación se ha enfocado exclusivamente en estos dos tipos de ingresos. El objetivo es evaluar en qué medida resulta factible la incorporación de sistemas BESS al SEIN como agentes proveedores de servicios de almacenamiento, considerando únicamente ingresos provenientes de la venta de energía, y eventualmente, de capacidad.

3.7.5.1 Con ingresos por potencia

La Tabla 22 presenta los principales indicadores económicos obtenidos a partir de las proyecciones de flujo de caja para los escenarios con diferenciales de precios evaluados, considerando ingresos por potencia. Estos indicadores proporcionan información útil para evaluar la implementación de los sistemas BESS al año 2030 en el SEIN.

Tabla 22

Resumen de los principales indicadores económicos

		Diferencial de precios [USD/MWh]			
		100	80	60	40
Tasa Media de Rend(TMR)	[%]	28,18%	24,80%	21,41%	18,03%
Flujo Neto de Caja Total (FNCT)		4,23	3,72	3,21	2,70
Payback Simple		3 años 10 meses	4 años 4 meses	5 años 1 meses	6 años 1 meses
Valor Actual Neto (VAN)	[USD]	192 953 868	141 847 812	90 741 756	39 635 701
Tasa Interna de Retorno (TIR)	[%]	25,85%	22,35%	18,76%	15,03%
Indice de Rentabilidad (IR)		1,8613	1,6332	1,4051	1,1769
Costo Nivel de Almac (LCOS)	[USD/kWh]	0,1136	0,1136	0,1136	0,1136
Payback Descontado		5 años 5 meses	6 años 6 meses	8 años 2 meses	10 años 11 meses

Nota: Elaboración propia

Como se observa, todos los escenarios presentan un VAN positivo. Para el escenario

con un diferencial de precios de 100 USD/MWh, el tiempo de recuperación del capital (Payback Descontado) es de 5 años 5 meses. En el escenario con un diferencial de 80 USD/MWh, este tiempo se extiende a 6 años 6 meses y en el escenario con un diferencial de 60 USD/MWh se extiende a 8 años 2 meses. Los primeros dos escenarios resultan con períodos dentro del rango promedio esperado para este tipo de proyectos (aproximadamente 5 años). En el tercer escenario, el tiempo de recuperación es más prolongado, lo que sugiere que podría ser viable bajo ciertas condiciones. Cabe señalar que existen precedentes de proyectos BESS con plazos de recuperación superiores a los 8 años.

En el escenario con un diferencial de precios de 40 USD/MWh, aunque el VAN es positivo, el tiempo de recuperación es de 10 años y 11 meses, un período considerado excesivamente largo para efectos de nuestro análisis.

Estos resultados muestran que, si se consideran ingresos por potencia, las inversiones en sistemas BESS hacia 2030 en el SEIN se muestran rentables y con tiempos de recuperación del capital aceptables en escenarios con diferenciales de precios de hasta 60 USD/MWh. En escenarios con diferenciales menores, como el de 40 USD/MWh, aunque puede obtenerse un VAN positivo, el tiempo de recuperación del capital es considerablemente largo, lo que reduce su atractivo financiero.

Cabe mencionar que, según las simulaciones realizadas considerando ingresos por potencia, el indicador VAN únicamente resulta positivo en escenarios con un diferencial de precios a partir de los 25 USD/MWh. Escenarios con diferenciales menores solo generarían un VAN positivo si se aplican tasas de descuento inferiores al 12% utilizado en el análisis.

3.7.5.2 Sin ingresos por potencia

De otro lado, se han evaluado los flujos de caja para los mismos escenarios de diferenciales de precios estudiados sin considerar ingresos por potencia. Los resultados se muestran en la Tabla 23 y el detalle de ellos se muestran en el Anexo 4.

En este caso, se observa que únicamente el escenario con un diferencial de precios de 100 USD/MWh resulta con un VAN positivo, aunque con un tiempo de recuperación del capital superior a 14 años. Un período excesivo considerando que la vida útil es

de 15 años. Los otros tres escenarios, resultan con un VAN negativo.

Tabla 23

Resumen de los principales indicadores económicos sin considerar ingresos por potencia

		Diferencial de precios [USD/MWh]			
		100	80	60	40
Tasa Media de Rend(TMR)	[%]	15,05%	11,66%	8,28%	4,90%
Flujo Neto de Caja Total (FNCT)		2,26	1,75	1,24	0,73
Payback Simple		6 años 8 meses	8 años 7 meses	12 años 1 meses	-
Valor Actual Neto (VAN)	[USD]	4 681 624	-46 424 431	-97 530 487	-148 636 543
Tasa Interna de Retorno (TIR)	[%]	12,39%	7,95%	2,84%	-3,66%
Indice de Rentabilidad (IR)		1,0209	0,7928	0,5646	0,3365
Costo Nivel de Almac (LCOS)	[USD/kWh]	0,1136	0,1136	0,1136	0,1136
Payback Descontado		14 años 3 meses	-	-	-

Nota: Elaboración propia

Conforme se mencionó en 3.6, los resultados confirman que la implementación de sistemas de almacenamiento en baterías en 2030 no resulta atractiva para los inversionistas privados si no se sostiene con la debida regulación. Considerar únicamente ingresos por arbitraje, aun para diferenciales de precios de 100 USD/MWh, no torna sostenible la inversión. Para ello será necesario que los sistemas BESS puedan participar de otras fuentes de ingreso.

Es decir, la implementación de sistemas BESS en el SEIN al 2030 no sería viable si los ingresos provienen exclusivamente de las transferencias de energía, es decir, del arbitraje de precios. El mejor escenario evaluado en la Tabla 23 muestra un VAN positivo, pero con un tiempo de recuperación considerablemente largo.

Por otro lado, con base en los diferenciales de precios obtenidos de los costos marginales reales entre 2022 y los primeros meses del 2025, los cuales superaron los 150 USD/MWh conforme se detalla en 3.5.2.1, en el Anexo 4 se han elaborado dos escenarios adicionales de flujos de caja, sin considerar ingresos por potencia, con diferenciales de precios de 120 USD/MWh y 140 USD/MWh. En ambos casos, el VAN es positivo, con valores de 55 787 680 USD y 106 893 736 USD, respectivamente. Los tiempos de recuperación del capital que resultan de estos escenarios son de 9 años 5 meses y 7 años 2 meses, respectivamente. Aunque estos plazos son ligeramente mayores, la inversión resulta rentable.

Los resultados indican que, si no se consideran ingresos por potencia, las inversiones en sistemas BESS hacia el año 2030 en el SEIN comienzan a ser rentables en escenarios con diferenciales de precios a partir de los 100 USD/MWh. Con este diferencial de precios, es posible obtener un Valor Actual Neto positivo, aunque el periodo de recuperación es mayor lo que disminuye su atractivo financiero.

3.7.5.3 Otros probables ingresos

De los análisis efectuados concluimos que, considerando ingresos por potencia los sistemas BESS al 2030 resultan rentables y con tiempos promedio de recuperación de capital aceptables, para escenarios con ingresos por arbitrajes de precios a partir de diferenciales de 60 USD/MWh. De otro lado, cuando no se consideran ingresos por potencia, los sistemas BESS solo resultarán rentables en escenarios con diferenciales de precios a partir de los 100 USD/MWh.

Cabe recalcar que los análisis efectuados se han enmarcado a considerar únicamente ingresos por arbitraje de precios e ingresos por capacidad. Sin embargo, es importante considerar que, además de tener estos ingresos, las diversas aplicaciones de los sistemas BESS les permiten percibir ingresos mediante su participación en otros mercados.

Los ingresos por servicios como regulación de frecuencia, reserva rotante, control de tensión, entre otros, disminuirán los diferenciales de precios obtenidos para escenarios con y sin ingresos por capacidad, lo que a su vez permitirá acortar los tiempos de recuperación del capital invertido.

En consecuencia, para que los sistemas BESS puedan tornarse rentables en el SEIN a partir del año 2030 para escenarios con diferenciales de precios mínimos de 60 USD/MWh, el esquema regulatorio a proponer debe garantizar que estos sistemas perciban ingresos por capacidad. Por otro lado, si se estima que estos diferenciales de precios se eleven a más de 100 USD/MWh, los sistemas BESS podrán ser rentables aun cuando el esquema regulatorio no considere ingresos por capacidad.

Siendo objetivo del presente trabajo de investigación, evitar las pérdidas económicas que tendría el país a causa de los probables vertimientos que se proyectan en el SEIN a partir del año 2030, producto del aumento del grado de participación de las energías eólica y solar fotovoltaica en la matriz eléctrica, se torna una necesidad que la

regulación que acompañe este crecimiento permita y promueva la instalación de sistemas BESS. Lo que implica establecer reglas claras y estables que permitan a los sistemas BESS acceder a ingresos como mínimo por arbitraje de precios y remuneraciones por capacidad, asegurando así la viabilidad económica de estas inversiones.

Los últimos mega apagones ocurridos recientemente en España (incluidos Portugal y Andorra) en el mes de abril y en Chile en el mes de febrero del presente año, además de otras razones ampliamente discutidas, tienen un factor común, el grado de participación de las energías renovables en sus matrices energéticas. De acuerdo con Red Eléctrica, en 2024 en España las instalaciones de generación renovable representaron el 66% del parque generador eléctrico y el 57% de la generación nacional en dicho año provino de fuentes renovables (red eléctrica, 2025). En Chile, la potencia instalada en generación eólica y solar representan el 44,59% de la capacidad total (CNE, s.f.) y durante el 2024 aproximadamente el 40% de la generación nacional provino de estas fuentes (Revista NME, 2025).

Producto de estos eventos, en ambos países se están sentando bases cada vez más firmes para facilitar la instalación de sistemas de almacenamiento, a fin de que sus sistemas energéticos sean lo suficientemente flexibles como electrificados.

Si bien, no nos es posible poder cuantificar las pérdidas económicas que tuvieron estos países producto de estos apagones, sí se puede afirmar que han sido relevantes. Todos los países que están experimentando la llamada transición energética han percibido la importancia de promover de manera paralela la instalación de sistemas de almacenamiento, especialmente sistemas BESS.

Dado los prolongados períodos de tiempo que toma reforzar las redes de transmisión, siendo este uno de los factores que originan los vertimientos, y los altos costos asociados a ellos, los sistemas de almacenamiento BESS se presentan como una alternativa ágil y eficaz a la que se puede, y debe, recurrir una vez que ya se inició con la instalación de generación renovable intermitente.

3.7.6 Proyección de costos marginales

De acuerdo con lo obtenido hasta aquí, se observa que cuando se consideran

ingresos por potencia, las inversiones en BESS se tornan rentables en escenarios con diferenciales de precios para ingresos por arbitraje a partir de los 60 USD/MWh. Si no se consideran ingresos por potencia, este diferencial de precios debe ser como mínimo de un valor promedio de 100 USD/MWh.

En ese sentido, como parte del estudio, se ha buscado analizar el comportamiento futuro de los costos marginales, con el fin de vislumbrar el potencial escenario para inversiones en sistemas BESS. Para ello, se han utilizados los resultados de las simulaciones del modelo MODPLAN realizadas por el COES en el *Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2027-2036*.

En los anexos E y G del referido informe, COES presenta los resultados obtenidos del diagnóstico de la operación económica del SEIN para los años 2030 y 2033.

3.7.6.1 Proyección de costos marginales al año 2030

Para el año 2030, el COES proyecta costos marginales máximos de hasta 56 USD/MWh en las barras ubicadas en la zona norte del SEIN, y hasta 94 USD/MWh en las barras de la zona centro. La Figura 23 muestra la evolución de los costos marginales en algunas de estas barras representativas del sistema, correspondientes a dichas zonas geográficas.

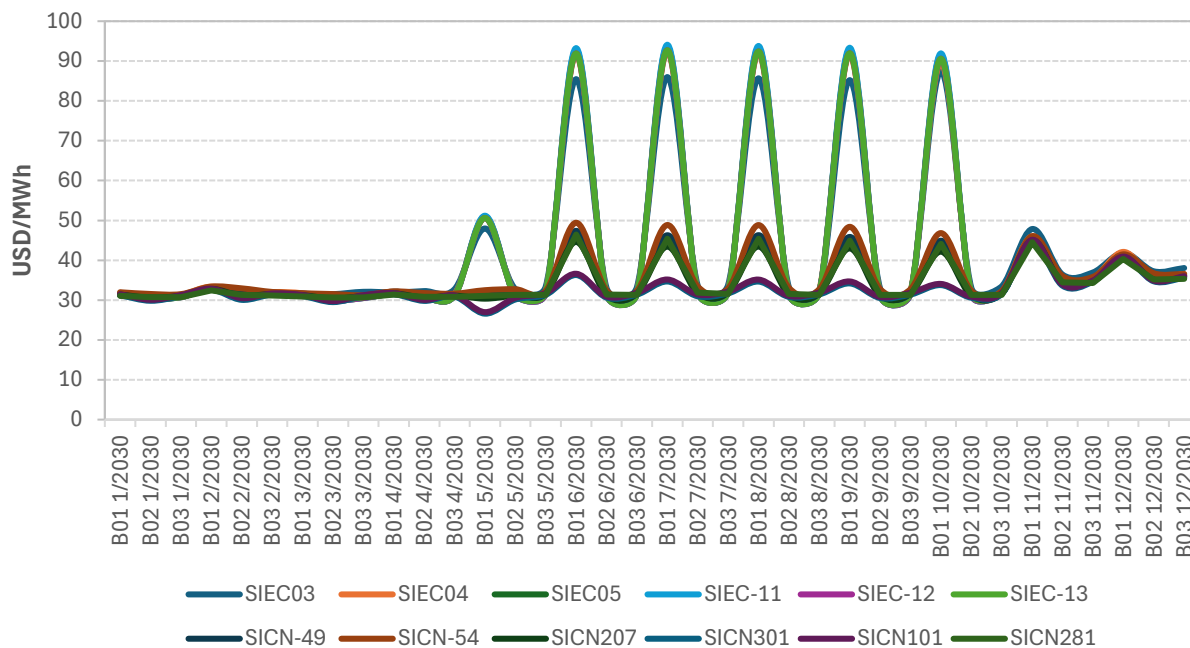
Cabe precisar que estos resultados provienen de simulaciones realizadas bajo un escenario de crecimiento medio de la demanda eléctrica y condiciones hidrológicas medias, lo que representa un caso base. Además, se han considerado restricciones operativas por límites de capacidad en las líneas de transmisión, lo que influye directamente en la determinación de los costos marginales locales, al limitar el despacho óptimo de unidades de generación de menor costo.

Conforme se observa en la figura, durante el período de estiaje del año 2030, se prevé que los costos marginales alcancen valores superiores a los 90 USD/MWh, particularmente en la zona centro del sistema.

Este comportamiento evidencia que, en determinados momentos del año, existen oportunidades para el arbitraje de precios mediante sistemas BESS, especialmente si estos pueden inyectar energía al sistema en horas de alto costo marginal y cargar durante período de bajo costo.

Figura 23

Costos marginales al 2030 en algunas subestaciones de las zonas norte y centro del SEIN¹⁷



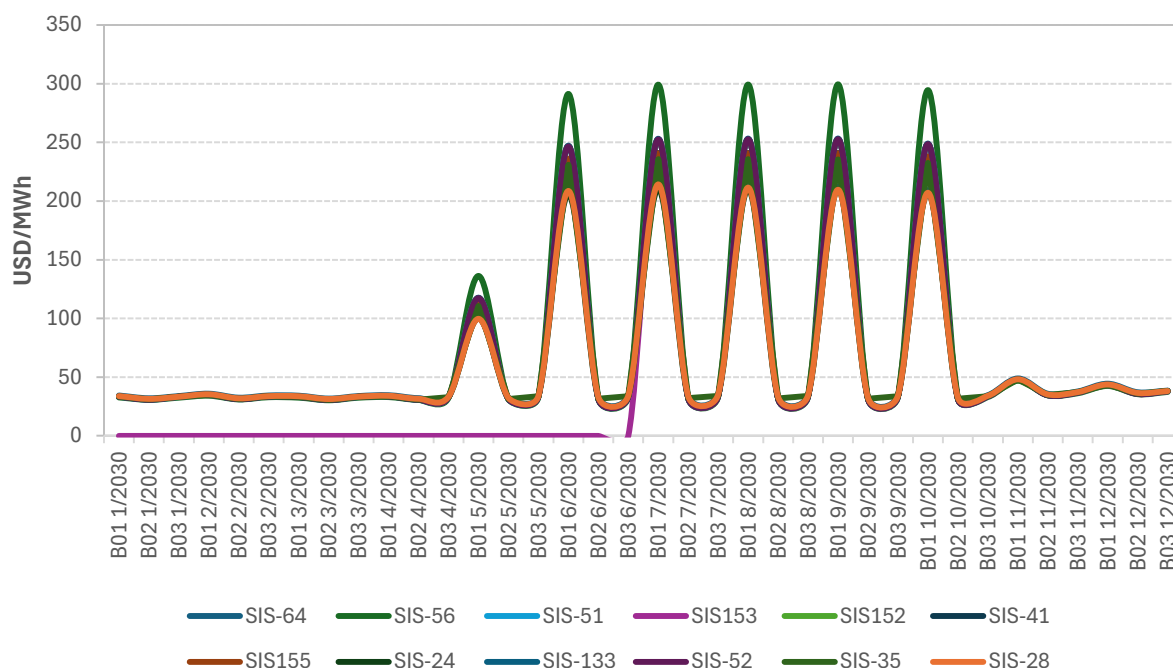
Fuente: Elaboración propia a partir del Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2027-2036 (COES, 2025).

En las subestaciones de la zona sur del SEIN el comportamiento de los costos marginales es más pronunciado. Conforme se observa en la Figura 24, en esta zona durante los bloques de punta los costos marginales llegan a superar los 200 USD/MWh, alcanzando en algunos casos hasta los 300 USD/MWh. Se entiende que este comportamiento se debe a la gran cantidad de proyectos solares que se prevé ingresen en la zona sur del país en los próximos años. Dada la menor velocidad en la gestión e instalación de nueva infraestructura de transmisión o el reforzamiento de las existentes en comparación con el aumento de la capacidad en centrales renovables, COES en su diagnóstico obtiene incrementos de los costos marginales en las barras de zona sur hacia el 2030.

¹⁷ La figura se ha elaborado con los datos de costos marginales de las siguientes subestaciones de referencia: SIEC03 Huanta 69 kV; SIEC04 Mollepata 220 kV; SIEC05 Mollepata 69 kV; SIEC-11 Muyurina 220 kV; SIEC-12 Ayacucho Oeste 220 kV; SIEC-13 Ayacucho Oeste 69 kV; SICN-49 Santa Rosa 220 kV, SICN-54 Trujillo 220 kV; SICN207 Bicentenario 500 kV; SICN301 Colectora 500 kV; SICN 101 Poroma 500 kV; SICN281 Fenix 500 kV

Figura 24

Costos marginales al 2030 en las subestaciones de la zona sur del SEIN¹⁸



Fuente: Elaboración propia a partir del Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2027-2036 (COES, 2025).

Tomando como referencia las barras de la zona sur del SEIN mostradas en la Figura 24, se han calculado los diferenciales de precios promedio por mes proyectado para dicho año, obtenidos a partir de la diferencia entre los precios marginales del bloque de punta (B01¹⁹) y los del bloque base (B02¹⁹). Los resultados se muestran en la Figura 25. Según se observa, durante los meses de estiaje (junio a octubre) los diferenciales de precios son de un valor de 200 USD/MWh en promedio.

Con los diferenciales de precios de todos los meses del año 2030, se procedió a calcular los probables ingresos que podrían percibir los sistemas BESS por arbitraje de precios al 2030. Considerando la potencia calculada en 3.5.2.1, para una operación diaria de descarga de 4 horas por 27,5 días al mes y una eficiencia del proceso de carga y descarga de 90%, se obtuvo que la energía mensual de transacción sería de 31 680 MWh. Valorizada esta energía con los correspondientes

¹⁸ La figura se ha elaborado en base a las siguientes subestaciones de referencia:

SIS-64 Constancia 220 kV; SIS-56 Ocoña 500 kV; SIS-51 San José 500 kV; SIS153 Hub San José 500 kV; SIS152 Puerto Bravo 500 kV; SIS-41 Montalvo 500 kV; SIS155 Ilo 4 500 kV; SIS-24 Socabaya 220 kV; SIS-133 Repartición 220 kV; SIS-52 San José 220 kV; SIS-35 Montalvo 220 kV; Tintaya Nueva 138 kV

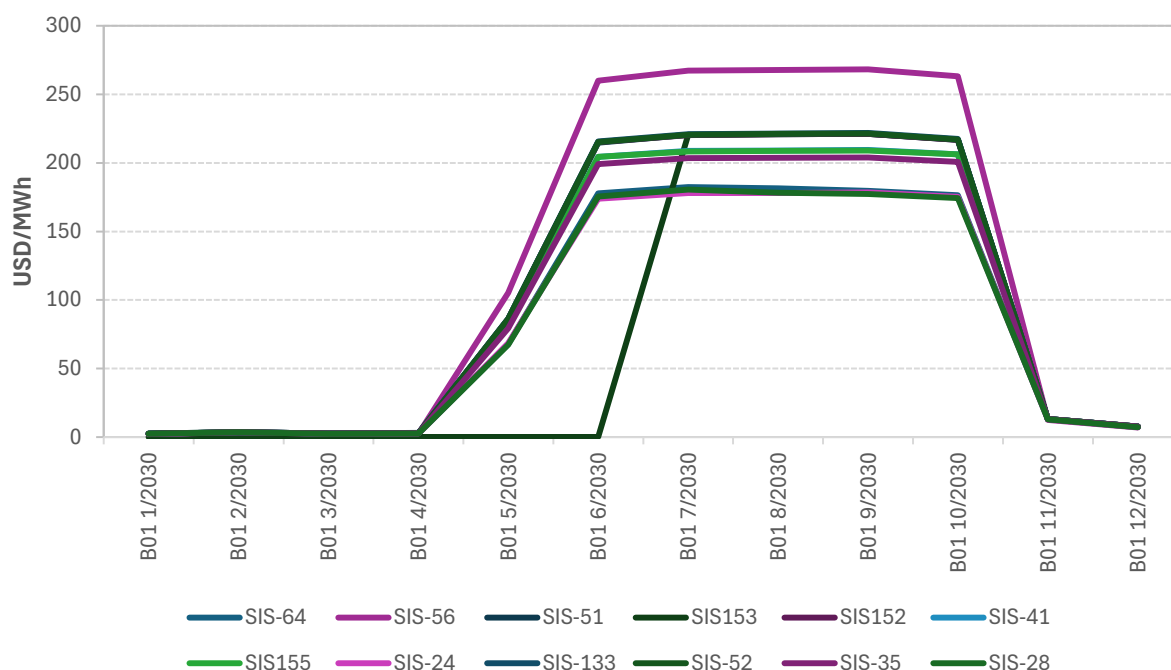
¹⁹ COES en su informe designa los bloques de punta y base como B01 y B02.

diferenciales de precios por mes y por barra de referencia de la Figura 25, se obtuvo que los ingresos por arbitraje durante dicho año variarían entre 28 525 579 USD y 46 300 899 USD. El detalle de los cálculos se muestra en el Anexo 5.

Los resultados presentados por COES en su informe de diagnóstico indican que, para el año 2030, los costos marginales en la zona sur del SEIN experimentarán un incremento considerable. Este comportamiento crea condiciones favorables para el arbitraje de energía, lo que permitirá que las inversiones en sistemas BESS se tornen financieramente rentables, con tiempos de recuperación de capital aceptables.

Figura 25

Diferenciales de precios al 2030 en las subestaciones de la zona sur del SEIN



Fuente: Elaboración propia a partir del Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2027-2036 (COES, 2025).

3.7.6.2 Proyección de costos marginales al año 2033

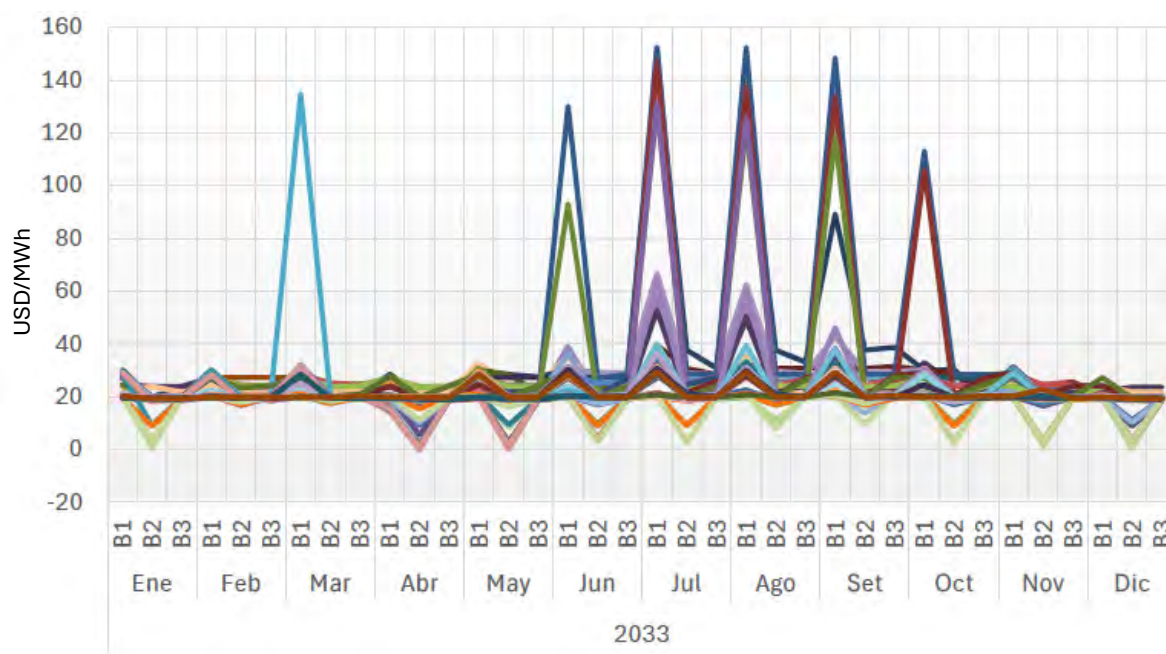
Para el año 2033, en su informe de diagnóstico, COES presenta los resultados de costos marginales promedio por zona, bajo escenarios que consideran las restricciones del sistema de transmisión.

En la Figura 26, se muestran los costos marginales proyectados para la zona norte. Como se puede observar, además de los meses correspondientes a la temporada de

estiaje, se presentan otros meses con bloques horarios de punta cuyos costos marginales promedian alrededor de 120 USD/MWh, lo que indica una presión sostenida sobre los precios incluso fuera del período seco.

Figura 26

Costos marginales promedio de la zona norte por escenarios para el año 2033



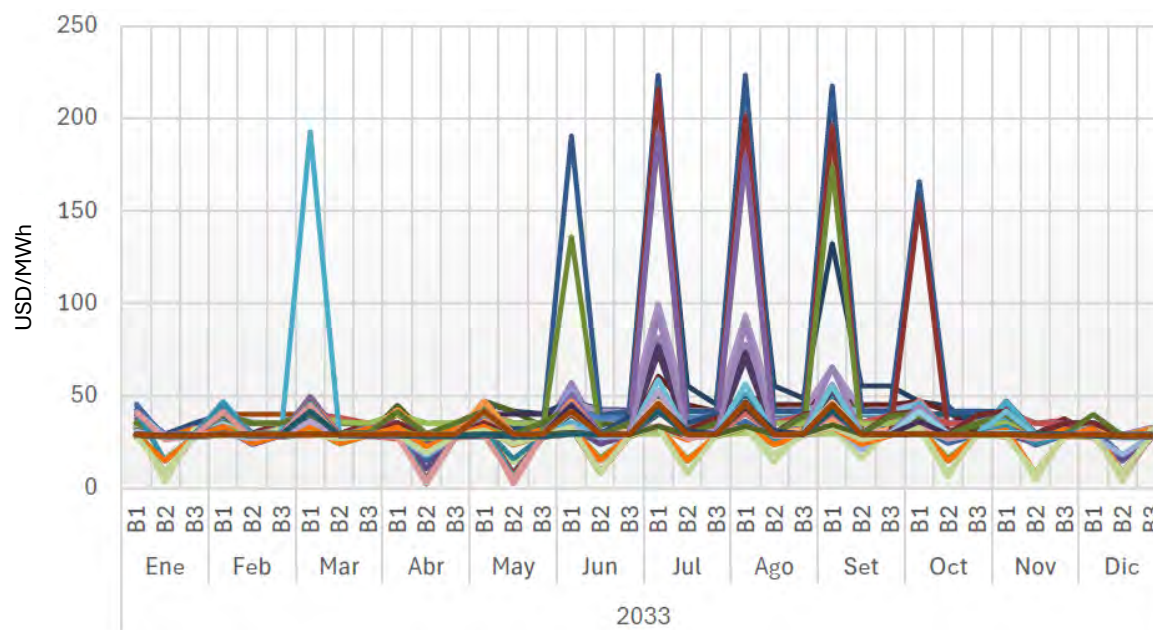
Fuente: Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2027-2036 (COES, 2025).

En la zona centro del SEIN, los costos marginales proyectados son considerablemente más altos en comparación con otras regiones del sistema. Tal como se muestra en la Figura 27, durante los meses de estiaje, se registran valores promedio de hasta 230 USD/MWh en los bloques horarios de punta, evidenciando una marcada presión sobre el sistema en esos períodos. Incluso durante el mes de marzo, que típicamente representa una transición partiendo desde condiciones más favorables en términos de disponibilidad hídrica, los precios se mantienen elevados, cercanos a los 200 USD/MWh, lo que sugiere que las restricciones no solo obedecen a la hidrología, sino también a factores estructurales del sistema.

Esta tendencia podría sugerir una mayor sensibilidad de la parte central del sistema a la variabilidad estacional y a la congestión de la red, lo cual refuerza el valor potencial de los sistemas BESS en estos escenarios de precios altos y variables.

Figura 27

Costos marginales promedio de la zona centro por escenarios para el año 2033



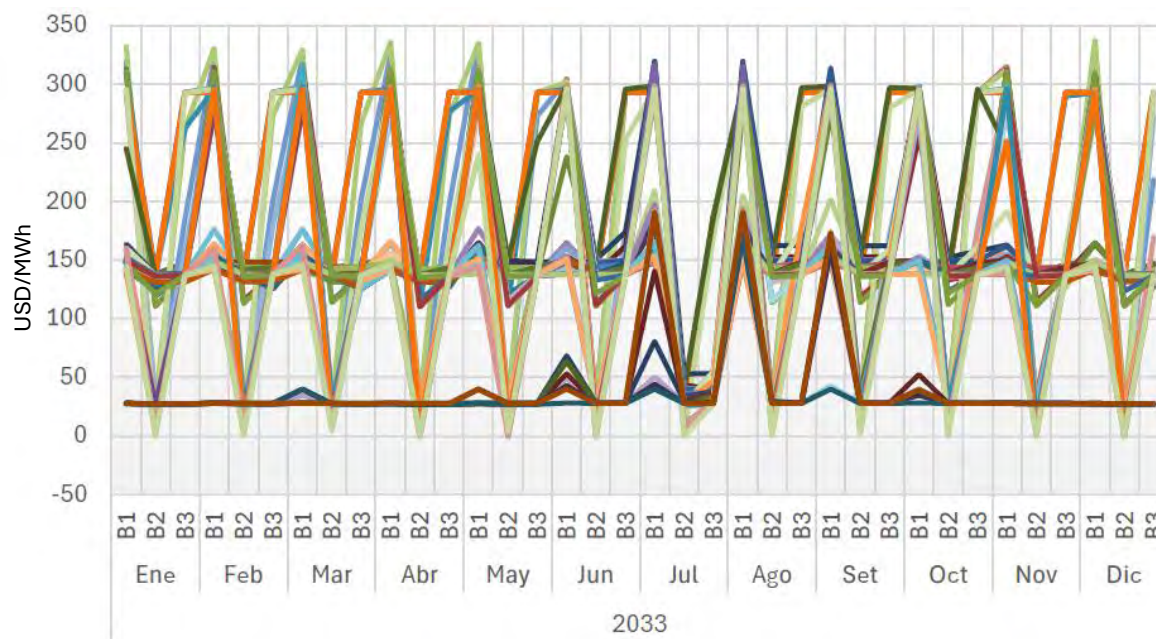
Fuente: Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2027-2036 (COES, 2025).

De manera similar a lo observado para el año 2030, los costos marginales promedio proyectados para las barras en la zona sur del país continúan registrando los valores más elevados del SEIN. Tal como se muestra en la Figura 28, durante los meses de avenida, los costos marginales en los bloques de punta alcanzan valores de hasta 335 USD/MWh. Por otro lado, durante los meses de estiaje, estos costos se mantienen elevados, situándose en torno a los 300 USD/MWh.

Este comportamiento refleja tanto la limitada capacidad de transmisión desde el sur hacia el centro y norte del sistema, como la alta penetración de generación renovable no convencional (principalmente solar) en esta zona. En condiciones de alta generación renovable y restricciones de evacuación, los precios tienden a ser volátiles y, en algunos bloques horarios, extremadamente altos. Este entorno refuerza el argumento técnico-económico a favor de implementar sistemas BESS especialmente en la zona sur, con el fin de mitigar vertimientos, optimizar la gestión energética local y aprovechar oportunidades de arbitraje en contextos de precios elevados.

Figura 28

Costos marginales promedio de la zona sur por escenarios para el año 2033



Fuente: Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2027-2036 (COES, 2025).

En las figuras se puede observar que los costos marginales en los bloques fuera de punta, para las tres zonas del SEIN, oscilan aproximadamente entre 0 USD/MWh y 20 USD/MWh. Esta diferencia respecto a los bloques de punta permite estimar los diferenciales de precios promedio durante los meses de estiaje, los cuales resultan significativamente elevados en comparación con los proyectados para el año 2030.

En particular, en la zona norte, el diferencial promedio supera los 120 USD/MWh; en la zona centro, se encuentra por encima de los 150 USD/MWh; y en la zona sur, alcanza valores superiores a los 280 USD/MWh. Estos altos diferenciales reflejan condiciones de mercado más favorables para el arbitraje de energía, lo que implica que las inversiones en sistemas BESS podrían lograr tiempos de recuperación de capital aún más cortos que los estimados previamente para el año 2030.

3.7.6.3 Generación eficiente

Si bien no hace parte de los cálculos elaborados en el presente trabajo de investigación, es necesario hacer mención acerca del futuro déficit de generación eficiente en el SEIN previsto por el COES.

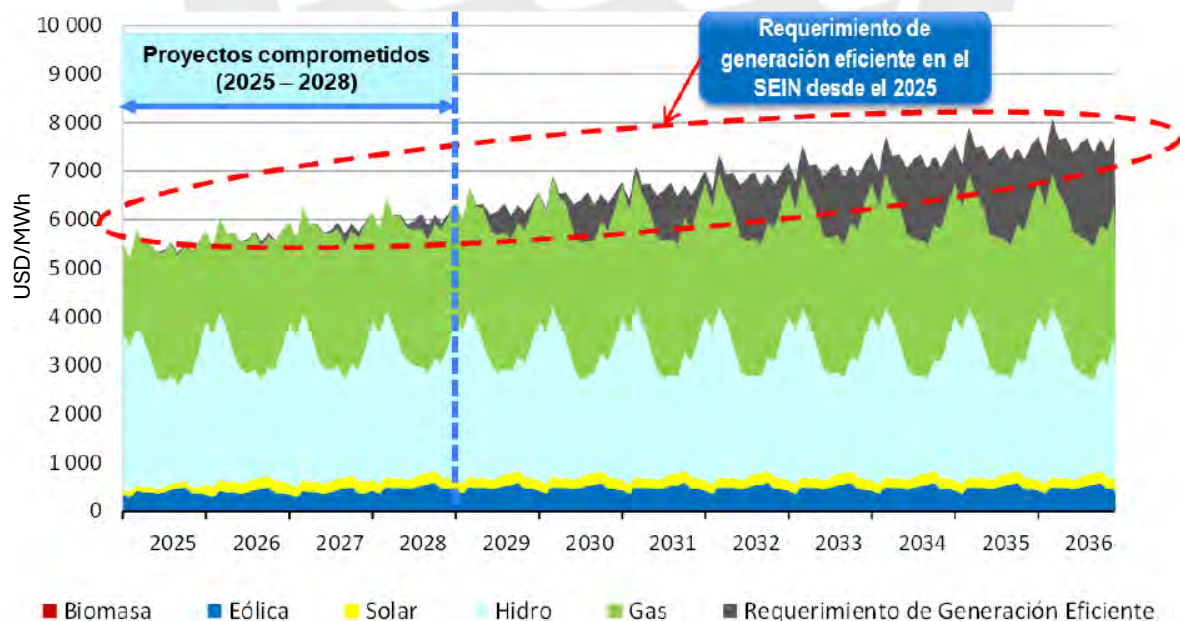
COES, en el referido informe de diagnóstico, realiza una estimación de las

necesidades de generación eficiente a futuro en el SEIN. Generación eficiente se refiere a la energía que proviene de fuentes renovables y no renovables de bajo costo operativo, excluyendo a los combustibles líquidos derivados del petróleo. Entre la oferta de generación eficiente identificada por COES se encuentran las centrales eólicas, las centrales solares fotovoltaicas, las centrales termoeléctricas en base al gas natural y las centrales hidroeléctricas.

De acuerdo con COES, el requerimiento de generación eficiente en el SEIN se inicia en el año 2025 incrementándose cada año debido al crecimiento de la demanda y a que no existe ningún proyecto comprometido de generación eficiente a ingresar en el SEIN después del año 2028. De esa manera para el año 2025 se estima un déficit de 210 GWh de generación eficiente, al año 2026 será de 298 GWh, 787 GWh al año 2027, 1 304 GWh al año 2028, 2 878 GWh al año 2029 y 5 146 GWh al año 2030. Conforme se observa en la Figura 29, los requerimientos de nueva generación eficiente irán en aumento, y en términos de capacidad al año 2030, habrá un déficit total acumulado de 1 400 MW.

Figura 29

Requerimiento de nueva generación eficiente en el SEIN

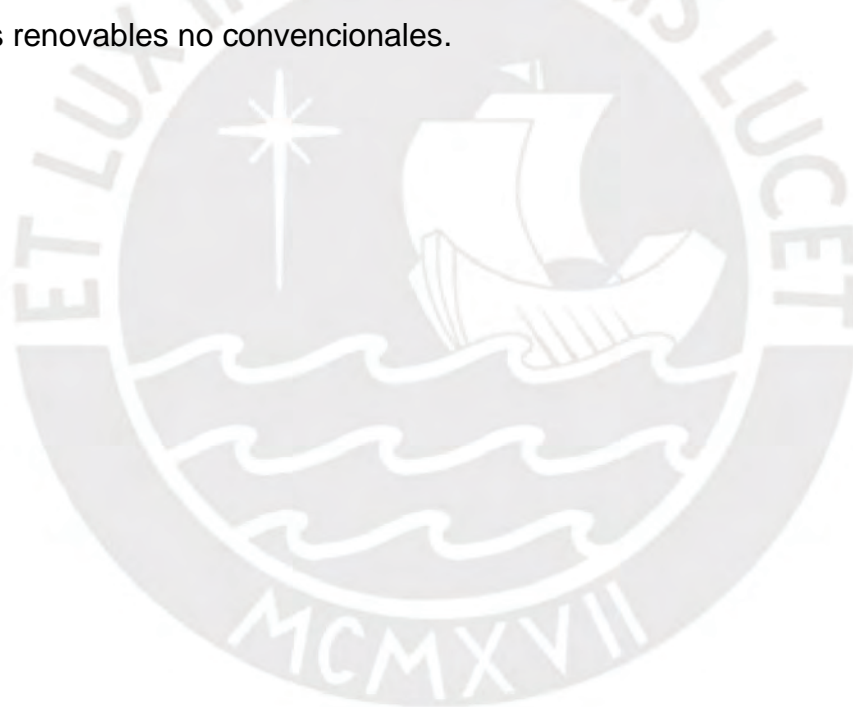


Fuente: Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2027-2036 (COES, 2025)

A la fecha existe muy pocos proyectos de generación hidroeléctrica y termoeléctrica

con gas natural de relevancia que alcancen a suplir esta necesidad de nueva generación eficiente hacia el año 2030. Ello indica que, si ha de ser suplida, deberá serlo a través de centrales eólicas y solares fotovoltaicas que son de rápida instalación. Sin embargo, ello implicará un aumento del grado de penetración de las energías renovables, y con ello un aumento de la tasa de vertimiento.

Por tanto, de manera adicional a lo hasta aquí analizado, también podemos tomar la evaluación de la necesidad de nueva generación eficiente en el SEIN realizada por COES, como sustento de la necesidad de considerar el ingreso de los sistemas de almacenamiento de energía dentro del marco regulatorio de electricidad, a fin de que teniendo garantizada su participación en los mercados de energía y potencia como agentes reconocidos con sus correspondientes ingresos asociados, con su operación puedan disminuir las probables pérdidas económicas producto de los vertimientos de las energías renovables no convencionales.



CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES

Los resultados indican que, para que los sistemas BESS se tornen una alternativa viable, sostenible y económicamente rentable, a la cual se pueda recurrir para afrontar el problema de los probables vertimientos de ERNC en el SEIN hacia el año 2030, es indispensable que cuenten con el respaldo de un marco regulatorio adecuado. En particular, se requiere la introducción de modificaciones normativas que reconozcan explícitamente el valor que estos sistemas pueden aportar al sistema eléctrico, tanto a través del arbitraje de precios como de la prestación de servicios de capacidad.

El crecimiento de las ERNC en el SEIN proyectado para 2030 podría generar un aumento significativo en los vertimientos de energía debido a limitaciones en la infraestructura de transmisión y la falta de mecanismos de flexibilidad en el sistema eléctrico. Esto podría comprometer la sostenibilidad del sistema y la rentabilidad de las inversiones en generación renovable.

La experiencia de otros países muestra que vertimientos de energías renovables comienzan a ser significativos cuando su grado de penetración en la matriz eléctrica supera el 10%. En ese sentido, cabe mencionar que, al cierre del año 2024, la penetración de las ERNC en el SEIN alcanzó el 9,25%. Por lo tanto, de acuerdo con la experiencia de otros países, Perú podría estar próximo a enfrentar un aumento significativo en los vertimientos de energías renovables.

Los probables vertimientos de energía renovable proyectados hacia el 2030 en el SEIN podrían generar pérdidas económicas anuales de hasta 68 millones de USD, dependiendo de los costos marginales del sistema. Estas pérdidas representan un desaprovechamiento de recursos renovables y una dependencia innecesaria de fuentes de generación más costosas y contaminantes.

La falta de sistemas de almacenamiento podría comprometer el desarrollo de las ERNC y desacelerar la transición energética en Perú. Esto subraya la necesidad de adoptar soluciones tecnológicas que permitan maximizar el aprovechamiento de la generación renovable.

La adopción de sistemas BESS contribuiría significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero al maximizar el uso de generación

renovable y disminuir la dependencia de fuentes térmicas. Esto refuerza los compromisos internacionales de Perú en materia de sostenibilidad y cambio climático.

La evaluación realizada muestra que, si se consideran ingresos por potencia, las inversiones en sistemas BESS hacia 2030 en el SEIN resultan rentables, con tiempos de recuperación del capital aceptables en escenarios de arbitraje con diferenciales de precios de hasta 60 USD/MWh. Asimismo, según las simulaciones realizadas, el indicador VAN resulta positivo únicamente para escenarios con diferenciales de precios a partir de 25 USD/MWh, siempre que se incluyan ingresos por potencia en el análisis económico.

En ausencia de ingresos por potencia, las inversiones en sistemas BESS hacia el año 2030 en el SEIN podrían resultar rentables únicamente en escenarios de arbitraje con diferenciales de precios a partir de 100 USD/MWh. En estos casos, es posible alcanzar un Valor Actual Neto positivo, aunque el periodo de recuperación del capital se incrementa, lo que disminuye su atractivo financiero.

Los resultados presentados por COES en su informe de diagnóstico indican que, para el año 2030, los costos marginales en la zona sur del SEIN experimentarán un incremento considerable, pudiendo obtenerse, durante los meses de estiaje, diferenciales de precios de hasta 200 USD/MWh en promedio. Este comportamiento crea condiciones favorables para el arbitraje de energía, lo que permitirá que las inversiones en sistemas BESS se tornen financieramente rentables, con tiempos de recuperación de capital aceptables.

De manera similar a lo observado para el año 2030, los costos marginales promedio proyectados por COES para las barras en la zona sur del país al año 2033 continúan registrando los valores más elevados del SEIN. Durante los meses de avenida, los costos marginales en los bloques de punta alcanzan valores de hasta 335 USD/MWh y de 300 USD/MWh durante los meses de estiaje.

Para el 2033, el diferencial de precios promedio para arbitraje de energía supera los 120 USD/MWh en la zona norte; en la zona centro, se encuentra por encima de los 150 USD/MWh; y en la zona sur, alcanza valores superiores a los 280 USD/MWh. Estos altos diferenciales reflejan condiciones de mercado más favorables para el arbitraje de energía, lo que implica que las inversiones en sistemas BESS podrían

lograr tiempos de recuperación de capital aún más cortos que los estimados previamente para el año 2030.

El comportamiento proyectado por COES de los costos marginales hacia el 2030 y 2033 del SEIN, refleja la limitada capacidad de transmisión desde el sur hacia el centro y norte del sistema, como la alta penetración de generación renovable no convencional (principalmente solar) en esta zona. Esto refuerza el argumento técnico-económico a favor de implementar sistemas BESS especialmente en la zona sur, con el fin de mitigar vertimientos, optimizar la gestión energética local y aprovechar oportunidades de arbitraje en contextos de precios elevados.

El SEIN presentará requerimientos de generación eficiente a partir del 2025, incrementándose cada año debido al crecimiento de la demanda y a que no existe ningún proyecto comprometido de generación eficiente a ingresar en el SEIN después del año 2028. Hacia el 2030, estos requerimientos serán de 5 146 GWh anuales y en términos de capacidad habrá un déficit total acumulado de 1 400 MW.

A la fecha existe muy pocos proyectos de generación hidroeléctrica y termoeléctrica con gas natural de relevancia que alcancen a suplir la necesidad de nueva generación eficiente hacia el año 2030. Ello indica que, si ha de ser suplida, deberá serlo a través de centrales eólicas y solares fotovoltaicas que son de rápida instalación. Sin embargo, ello implicará un aumento del grado de penetración de las energías renovables, y con ello un aumento de la tasa de vertimiento.

La necesidad de nueva generación eficiente en el SEIN sustenta la necesidad de considerar el ingreso de los sistemas de almacenamiento de energía dentro del marco regulatorio de electricidad, para que teniendo garantizada su participación en los mercados de energía y potencia, su operación pueda disminuir las probables pérdidas económicas producto de los vertimientos de las energías renovables no convencionales.

Finalmente, debe resaltarse que la implementación de sistemas BESS en el SEIN no solo depende de su rentabilidad bajo escenarios de precios y vertimientos, sino también de la existencia de un marco regulatorio adecuado. Resulta indispensable introducir modificaciones que reconozcan explícitamente el rol de los sistemas BESS en el mercado eléctrico, permitiéndoles participar en los servicios complementarios,

en el mercado de potencia y en el arbitraje de energía. Asimismo, es necesario establecer esquemas de remuneración que internalicen los beneficios sistémicos que estos activos aportan, como la reducción de vertimientos, el incremento de la eficiencia operativa y la mejora en la seguridad del sistema. Sin estos ajustes regulatorios, la sostenibilidad económica de los proyectos de sistemas BESS sería limitada, lo cual restringiría su despliegue en el país a pesar de las claras ventajas técnicas y sociales que representan.



BIBLIOGRAFIA

- AEMO. (s.f.). *Integrating energy storage systems into the NEM*. Obtenido de AEMC:
<https://www.aemc.gov.au/rule-changes/integrating-energy-storage-systems-nem>
- AMI. (2024). *Battery Storage Landscape 2024 Latin America and the Caribbean*. Obtenido de
https://americasmi.com/ami-infographics/2024_AMI_Battery-Storage-Landscape-1.pdf
- bnamericas. (2025). *El mercado energético de Brasil se prepara para el almacenamiento en baterías*. Obtenido de <https://www.bnamericas.com/es/analisis/el-mercado-energetico-de-brasil-se-prepara-para-expansion-de-las-baterias>
- CAMMESA. (2025). *Informe anual 2024 Mercado Eléctrico Mayorista*. Recuperado el 23 de mayo de 2025, de <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informe%20Anual/2025/Informe%20Anual%202024.pdf>
- CNE. (2024). *Informe de Costos de Tecnologías de Generación, Mayo 2024*. Informe Anual. Obtenido de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/ICTG-Mayo-2024.pdf>
- CNE. (s.f.). *Energía Abierta*. Recuperado el 15 de mayo de 2025, de <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>
- COES. (2024). *Estadística Anual 2024*. Obtenido de <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2024>
- COES. (2025). *Informe de diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN. Período 2027-2036*. COES. Obtenido de <https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificaci%C3%B3n%2FPlan%20de%20Transmision%2FActualizaci%C3%B3n%20Plan%20de%20Transmisi%C3%B3n%202027%20-%202036%2F02.%20ID%202027-2036%2F01.%20Informe%2FInforme%20COES-DP%2001-2025.pdf>
- Electric Insights. (2025). *Wind becomes Britain's largest source of electricity in 2024*. Obtenido de <https://reports.electricinsights.co.uk/q4-2024/wind-becomes-britains-largest-source-of-electricity-in-2024/>
- Energía Estratégica. (7 de Enero de 2025). *Generación eléctrica alcanza récord del 70% de generación renovable en 2024 en Chile*. Obtenido de Energía Estratégica:
<https://www.energiaestrategica.com/generacion-electrica-alcanza-record-del-70-de-generacion-renovable-en-2024-en-chile/#:~:text=Chile-,Generaci%C3%B3n%20el%C3%A9ctrica%20alcanza%20r%C3%A9cord%20del%2070%25%20de%20generaci%C3%B3n%20renovable%20en,y%202.050>
- ENGIE. (2022). *Sistema de Almacenamiento de Energía con Banco de Baterías (BESS) para la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) de la C.T. Chilca 1*. Estudio de Pre Operatividad. Obtenido de <https://www.coes.org.pe/Portal/planificacion/NuevosProyectos/VerDetalleEo?id=3934>
- ePowerBay. (2025). *Curtailement: Aumento em Dezembro de 2024 Traz Desafios ao Setor de Geração Eólica e Solar*. Obtenido de <https://www.epowerbay.com/single-post/curtailment-aumento-em-dezembro-de-2024-traz-desafios-ao-setor-de-geracao-eolica-e-solar>

- FERC. (15 de Febrero de 2018). Order No. 841. *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operator*. Obtenido de <https://www.ferc.gov/media/order-no-841>
- Generadoras de Chile. (abril de 2025). *Boletín Generadoras de Chile Abril 2025*. Recuperado el 5 de junio de 2025, de https://generadoras.cl/wp-content/uploads/2025/05/BoletinGeneradorasdeChile_25042029.pdf
- Gomez, M. (24 de Agosto de 2022). Vertimiento energético: Que es y cómo combatirlo. *Diario Concepción*. Obtenido de <https://www.diarioconcepcion.cl/carta-al-director/2022/08/24/ver-para-crear.html>
- IEA. (2023). *Renewable Energy Market Update Outlook for 2023 and 2024*. Obtenido de https://iea.blob.core.windows.net/assets/63c14514-6833-4cd8-ac53-f9918c2e4cd9/RenewableEnergyMarketUpdate_June2023.pdf
- IEA. (2024). *Batteries and Secure Energy Transitions*. Obtenido de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cb39c1bf-d2b3-446d-8c35-aae6b1f3a4a0/BatteriesandSecureEnergyTransitions.pdf>
- IRENA. (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and markets to 2030*. Obtenido de <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
- IRENA. (2024). *Renewable power generation costs in 2023*. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf
- Meneses, C. (Agosto de 2024). *Evaluación de la implantación y despliegue de las energías renovables en Perú al 2030, [Tesis de Maestría, Universidad Internacional de Valencia]*. Repositorio institucional.
- Minem. (2022). *Anuario Estadístico de Electricidad 2022*. Anuario, Lima. Obtenido de <https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/4742711-anuario-estadistico-de-electricidad-2022>
- Ministerio de Energia. (2024). *Decreto 70*. Obtenido de <https://bcn.cl/3lflc>
- Mitma Ramirez, R. E. (Octubre de 2015). Análisis de la Regulación de Energías Renovables en el Perú. *Revista Derecho & Sociedad*(45), 172.
- NME, R. N. (7 de enero de 2025). *Vertimientos de energías renovables alcanzaron récord en 2024*. Obtenido de nuevamineria.com: <https://www.nuevamineria.com/revista/vertimientos-de-energias-renovables-alcanzaron-record-en-2024/>
- Novan, K., & Wang, Y. (2024). *Estimates of the marginal curtailment rates for solar and wind generation*. *Journal of Environmental Economics and Management*. <https://doi.org/doi:https://doi.org/10.1016/j.jeem.2024.102930>
- NREL. (2023). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>

- Olade. (Junio de 2025). VERTIMIENTOS DE ENERGÍA RENOVABLE. Obtenido de https://www.olade.org/wp-content/uploads/2025/06/Vertimientos-de-energia-renovable-OLADE_Jun20.pdf
- OSINERGMIN. (2014). *Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico: Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales*. Oficina de Estudios Económicos, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, Lima. Obtenido de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-32.pdf#:~:text=Mediante%20el%20presente%20mecanismo%2C%20adem%C3%A1s%20de%20recibir,es%20fijada%20por%20el%20regulador%20del%20
- OSINERGMIN. (2019). *Energías Renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética*. Lima. Obtenido de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/606976/Osinergmin-Energias-Renovables-Experiencia-Perspectivas.pdf?v=1587587593>
- OSINERGMIN. (2024). *Proceso de Regulación de los Precios en Barra. Período mayo 2024 - abril 2025*. Osinergmin. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2024/Informe-Tecnico-620-2024-GRT.pdf>
- pv magazine. (14 de febrero de 2025a). Cyprus curtails 29% of renewable energy in 2024. *pv magazine*. Obtenido de <https://www.pv-magazine.com/2025/02/14/cyprus-curtails-29-of-renewable-energy-in-2024/>
- pv magazine. (17 de marzo de 2025b). Northern Ireland doubles solar curtailment in 2024. *pv magazine*. Obtenido de <https://www.pv-magazine.com/2025/03/17/northern-irelands-solar-dispatch-down-rates-more-than-doubled-in-2024-eirgrid/>
- Quinde, B. (24 de abril de 2025). *Inauguran el primer sistema BESS Stand-Alone a gran escala de Chile y Latinoamérica*. Recuperado el 5 de junio de 2025, de Rumbo Minero: <https://www.rumbominero.com/peru/noticias/internacionales/bess-stand-alone/#:~:text=BESS%20del%20Desierto%20comenz%C3%B3%20su,moderna%2C%20resiliente%20y%20sostenible%C2%BB>.
- red eléctrica. (2025). *Informe del Sistema Eléctrico - informe resumen de energía renovables 2024*. Recuperado el 15 de mayo de 2025, de https://www.sistemaelectricoree.es/sites/default/files/2025-03/Informe_Renovables_2024.pdf
- Revista NME. (7 de enero de 2025). Recuperado el 15 de mayo de 2025, de https://www.nuevamineria.com/revista/vertimientos-de-energias-renovables-alcanzaron-record-en-2024/?utm_source=chatgpt.com
- Strategic Energy Europe. (31 de marzo de 2025). Greece registered 200 GWh of renewable curtailment in March, already reaching 25% of the 2024 total. *Strategic Energy*. Obtenido de <https://strategicenergy.eu/curtailmente-greece/#>
- Yasuda, Y., Bird, L., Maria Carlini, E., Borre Eriksen, P., Estanqueiro, A., Flynn, D., . . . Kristian Vrana, T. (mayo de 2022). C-E (curtailment – Energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160(112212). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112212>

Anexo 1

Proyectos de ERNC ganadores de los procesos de subasta

Subasta	Tecnología	Nombre del Proyecto	Empresa	Potencia	
				Instalada MW	Precio USD/MWh
1	Biomasa	Central de Biomasa Cogeneración Paramonga I	AIPSAA	23,00	52,00
1	Biomasa	Central de Biomasa Huaycoloro	PETRAMÁS S.A.C.	4,40	110,00
1	Eólica	Central Eólica Cupisnique	GENERACIÓN EÓLICA S.A.	80,00	85,00
1	Eólica	Central Eólica Marcona	PARQUE EÓLICO MARCONA S.R.L.	32,00	65,52
1	Eólica	Central Eólica Talara	ENERGÍA EÓLICA S.A.	30,00	87,00
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Ángel I	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	19,95	59,97
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Ángel II	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	19,90	59,98
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Ángel III	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	19,90	59,99
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Caña Brava	ORAZUL ENERGY EGENOR	6,00	70,00
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Carhuaquero IV	ORAZUL ENERGY EGENOR	10,00	70,00
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Chancay	SINERSA	19,20	58,50
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Huasahuasi I	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ SAC	10,00	57,00
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Huasahuasi II	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ SAC	10,00	58,00
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica La Joya	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	10,46	59,95
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Las Pizarras	EMPRESA ELÉCTRICA RÍO DOBLE S.A.	18,00	64,00
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Nuevo Imperial	HIDROCAÑETE S.A.	3,97	55,99
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Poechos II	SINERSA	10,00	59,50
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Purmacana	ELÉCTRICA SANTA ROSA	1,80	60,00
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Roncador	MAJA ENERGÍA S.A.C	3,80	59,85
1	Solar Fotovoltaica	Central Solar Tacna Solar	TACNA SOLAR	20,00	225,00
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Santa Cruz I	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	6,00	55,00
1	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Santa Cruz II	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	6,00	55,00
1	Hidroeléctrica ^a	Central Hidroeléctrica Shima	ENERGÍA HIDRO S.A.C.	5,00	64,00
1	Hidroeléctrica	Yanapampa	ELÉCTRICA YANAPAMPA	5,16	56,00
1	Solar Fotovoltaica	Majes Solar 20T	GRUPO T SOLAR GLOBAL S.A.	20,00	222,50
1	Solar Fotovoltaica	Panamericana Solar	PANAMERICANA SOLAR	20,00	215,00
1	Solar Fotovoltaica	Repartición 20T	GRUPO T SOLAR GLOBAL S.A.	20,00	223,00
2	Biomasa	Central de Biomasa La Gringa V	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGÍA LIMPIA S.A.C.	3,20	99,99
2	Eólica	Central Eólica Tres Hermanas	PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS S.A.C	97,15	69,90
2	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica 8 de Agosto	GENERACIÓN ANDINA S.A.C	19,00	53,90
2	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Canchayllo	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CACHAYLLO S.A.C.	5,26	47,40
2	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica El Carmen	GENERACIÓN ANDINA S.A.C	8,40	55,90
2	Hidroeléctrica ^a	Central Hidroeléctrica Huatziroki I	EMPRESA GENERACIÓN HIDRÁULICA SELVA S.A.	19,20	47,60
2	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Manta	PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES S.A.	19,78	52,00
2	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Renovandes H1	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTA ANA S.R.L.	20,00	53,89
2	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Runatullo III	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE JUNÍN S.A.C.	20,00	56,45
2	Solar Fotovoltaica	Central Solar Moquegua FV	MOQUEGUA FV S.A.C.	16,00	119,90
3	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Carhuac	ANDEAN POWER S.A.	20,00	54,80
3	Hidroeléctrica ^a	Central Hidroeléctrica Colca	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA COLCA S.A.C	12,05	56,89
3	Hidroeléctrica ^a	Central Hidroeléctrica Hydrika 1	HYDRIKA 1 S.A.C.	6,60	54,90
3	Hidroeléctrica ^a	Central Hidroeléctrica Hydrika 2	HYDRIKA 2 S.A.C.	4,00	54,50
3	Hidroeléctrica ^a	Central Hidroeléctrica Hydrika 3	HYDRIKA 3 S.A.C.	10,00	53,90
3	Hidroeléctrica ^a	Central Hidroeléctrica Hydrika 4	HYDRIKA 4 S.A.C.	8,00	55,50
3	Hidroeléctrica ^a	Central Hidroeléctrica Hydrika 5	HYDRIKA 5 S.A.C.	10,00	53,90
3	Hidroeléctrica ^a	Central Hidroeléctrica Karpa	HIDROELÉCTRICA KARPA S.A.C.	20,00	55,70
3	Hidroeléctrica ^a	Central Hidroeléctrica Laguna Azul (Mamacocha)	CH MAMACOCOA S.R.L.	20,00	62,00
3	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Potrero	EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL S.A.	19,90	51,77
3	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Runatullo II	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE JUNÍN S.A.C	19,10	55,59
3	Hidroeléctrica ^a	Central Hidroeléctrica Santa Lorenza I	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTA LORENZA S.A.C	18,70	64,80
3	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Yarucaya	HUAURA POWER GROUP S.A.	17,50	50,50
3	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Zaña 1	ELECTRO ZAÑA S.A.C.	13,20	57,50
4	Biomasa	Central Térmica de Biomasa Callao	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGÍA LIMPIA S.A.C.	2,98	77,00
4	Biomasa	Central Térmica de Biomasa Huaycoloro (Doña Catalina)	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGÍA LIMPIA S.A.C.	2,40	77,00
4	Eólica	Central Eólica Duna	GR. TARUCA S.A.C.	18,40	51,79
4	Eólica	Central Eólica Huambos	CENTRAL EÓLICA HUAMBOS	18,40	46,79
4	Eólica	Central Eólica Wayra I (Parque Nazca)	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	132,30	37,83
4	Hidroeléctrica ^a	Central Hidroeléctrica Alli	CONCESIONARIA HIDROELÉCTRICA SUR MEDIO S.A.	14,51	45,40
4	Hidroeléctrica ^a	Central Hidroeléctrica Ayanunga	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	20,00	43,98
4	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Her 1	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	0,70	58,20
4	Hidroeléctrica ^a	Central Hidroeléctrica Hydrika 6	HYDRIKA 6 S.A.C.	8,90	45,90
4	Hidroeléctrica ^a	Central Hidroeléctrica Kusa	CONCESIONARIA HIDROELÉCTRICA SUR MEDIO S.A.	15,55	45,40
4	Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Rucuy	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RÍO BAÑOS S.A.C.	20,00	50,00
4	Solar Fotovoltaica	Central Solar Intipampa	ENGIE ENERGIA PERÚ	40,00	48,50
4	Solar Fotovoltaica	Central Solar Rubí	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	144,48	47,98

Nota: ^a Proyectos que aún no han ingresado

Fuente: Elaboración propia basado en Energías Renovables, experiencia y perspectiva en la ruta del Perú hacia la transición energética (OSINERGMIN, 2019)

Anexo 2

Proyección de la demanda del SEIN

ENERGÍA		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Demanda Vegetativa - Proyección Econométrica	[GWh]	32 204	33 115	34 009	34 934	35 889	36 831	37 771	38 738	39 721	40 732	41 746	42 841	43 951
		3,1%	2,8%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,6%	2,6%
Venta del Distribuidor MT y BT	[GWh]	23 397	24 058	24 708	25 380	26 074	26 758	27 440	28 143	28 857	29 592	30 329	31 124	31 930
Pérdidas de Distribución	%	9,06%	9,10%	9,13%	9,17%	9,21%	9,25%	9,28%	9,32%	9,36%	9,39%	9,43%	9,47%	9,51%
	[GWh]	2 331	2 408	2 484	2 563	2 645	2 726	2 808	2 893	2 979	3 068	3 159	3 255	3 354
Energía Entregada a Distribución (MT y BT)	[GWh]	25 728	26 466	27 192	27 942	28 718	29 484	30 248	31 036	31 836	32 660	33 487	34 380	35 285
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	[GWh]	338	348	357	367	377	387	397	407	417	428	439	450	462
Energía Entregada a Distribución	[GWh]	26 066	26 814	27 549	28 309	29 095	29 871	30 645	31 443	32 254	33 088	33 926	34 830	35 746
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor	%	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%
	[GWh]	729	750	770	791	813	835	857	879	902	925	948	974	999
Entrada al Nivel de Distribución	[GWh]	26 795	27 563	28 319	29 101	29 909	30 706	31 502	32 322	33 155	34 013	34 874	35 804	36 746
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	[GWh]	8 470	8 709	8 944	9 187	9 439	9 686	9 933	10 188	10 446	10 712	10 979	11 267	11 559
Salida del Nivel de Transmisión	[GWh]	35 264	36 272	37 263	38 288	39 347	40 392	41 435	42 509	43 602	44 725	45 853	47 071	48 304
Pérdidas de Transmisión	%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%
	[GWh]	4 602	4 734	4 863	4 997	5 135	5 271	5 408	5 548	5 690	5 837	5 984	6 143	6 304
Entrada al Nivel de Transmisión	[GWh]	39 866	41 006	42 126	43 285	44 483	45 663	46 843	48 057	49 292	50 562	51 837	53 214	54 608
		5,8%	2,9%	2,7%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,7%	2,6%
Cargas Especiales	[GWh]	20 302	21 548	22 250	22 437	22 417	22 662	22 858	22 893	22 912	22 803	22 949	22 952	22 829
		4,1%	3,3%	2,7%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Cargas Incorporadas	[GWh]	1 668	1 724	1 770	1 814	1 859	1 905	1 952	2 000	2 049	2 100	2 152	2 206	2 260
			0%	213%	69%	47%	35%	30%	18%	23%	12%	10%	6%	6%
Nuevos Proyectos & Ampliaciones	Zona	0	376	1 179	1 989	2 915	3 923	5 085	6 013	7 419	8 286	9 079	9 656	10 269
Consumo propio de centrales_SSAA	[GWh]	913	954	994	1 026	1 058	1 095	1 133	1 166	1 205	1 236	1 270	1 299	1 328
Demanda del Ecuador	[GWh]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	[GWh]	62 749	65 608	68 318	70 551	72 732	75 249	77 871	80 129	82 877	84 987	87 287	89 326	91 294

Fuente: Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2027-2036 (COES, 2025).

Anexo 3

Eventos de vertimientos de ERNC del SEIN

Central Generadora	Día	Mes	Año	Hora Inicio	Hora Fin	Período	Energía Vertida [MWh]	Observación
CE Marcona	14/07/24	7	2024	07:33	16:30	08:57	90,199	
CE Tres Hermanas	14/07/24	7	2024	07:33	16:30	08:57	186,738	
CE Wayra I	14/07/24	7	2024	07:35	16:30	08:55	292,92	
CE San Juan de Marcona	14/07/24	7	2024	07:37	16:30	08:53	359,55	
CE Punta Lomitas	31/08/24	8	2024			00:00		No envió la informaron
CE San Juan de Marcona	31/08/24	8	2024	16:35	00:00	07:25	270,863	
CE Wayra I	31/08/24	8	2024	15:00	19:00	04:00	299,6	
CE Wayra Extensión	31/08/24	8	2024			00:00	403,9	No envió la informaron
CE Marcona	31/08/24	8	2024			00:00		No envió la informaron
CE Tres Hermanas	31/08/24	8	2024			00:00		No envió la informaron
CE Punta Lomitas	15/09/24	9	2024	06:00	13:30	07:30	162,344	
CE Punta Lomitas	13/10/24	10	2024	09:00	15:15	06:15		No envió la informaron
CE San Juan de Marcona	13/10/24	10	2024	09:00	15:15	06:15	286,918	
CE Wayra I	13/10/24	10	2024	09:00	15:15	06:15		No envió la informaron
CE Wayra Extensión	13/10/24	10	2024	09:00	15:15	06:15		No envió la informaron
CS Majes	13/10/24	10	2024	11:56	14:15	02:19	8,43	
CS Repartición	13/10/24	10	2024	11:45	14:15	02:30	8,8	
CS Matarani	13/10/24	10	2024	09:00	15:15	06:15		No envió la informaron
CS Majes	15/10/24	10	2024	14:25	14:48	00:23	0,9	
CS Repartición	15/10/24	10	2024			00:00		No envió la informaron
CS Matarani	15/10/24	10	2024	14:03	14:44	00:41	1,82087593	
CS Majes	16/10/24	10	2024			00:00		No envió la informaron
CS Repartición	16/10/24	10	2024			00:00		No envió la informaron
CS Matarani	16/10/24	10	2024	09:29	15:14	05:45	55,373	
CE San Juan de Marcona	24/10/24	10	2024	11:00	14:00	03:00	6,1	
CE San Juan de Marcona	24/10/24	10	2024	15:45	16:00	00:15	3,7	
CE Waryra Extensión	24/10/24	10	2024	11:00	14:00	03:00	6,5	
CE Waryra Extensión	24/10/24	10	2024	15:45	16:00	00:15	0,2	
CE Punta Lomitas	24/10/24	10	2024			00:00		No envió la informaron
CE San Juan de Marcona	25/10/24	10	2024			00:00		No envió la informaron
CE San Juan de Marcona	25/10/24	10	2024			00:00		No envió la informaron
CE Waryra Extensión	25/10/24	10	2024	11:30	11:45	00:15	1,115	
CE Waryra Extensión	25/10/24	10	2024	13:00	14:00	01:00	3,535	
CE Punta Lomitas	25/10/24	10	2024			00:00		No envió la informaron
CE San Juan de Marcona	03/11/24	11	2024			00:00		No envió la informaron
CE Waryra I	03/11/24	11	2024	11:47	16:10	04:23	303,3	
CE Waryra Extensión	03/11/24	11	2024	11:47	16:10	04:23	481,5	
CE Punta Lomitas	03/11/24	11	2024	07:00	17:00	10:00	510,66	
CE Marcona	03/11/24	11	2024	13:18	16:44	03:26	43,6	
CE Tres Hermanas	03/11/24	11	2024	13:18	16:44	03:26	86,33	
CE Punta Lomitas	30/01/25	1	2025	12:32	16:52	04:20	88	
CE San Juan de Marcona	30/01/25	1	2025	11:45	16:45	05:00	28,9	
CE Wayra	30/01/25	1	2025	14:31	16:30	01:59	6,12	
CE Marcona	30/01/25	1	2025	14:30	16:45	02:15	4,04	
CE Tres Hermanas	30/01/25	1	2025	14:30	16:45	02:15	27,79	
CE Punta Lomitas	31/01/25	1	2025	09:00	17:00	08:00	78,74	
CE San Juan de Marcona	31/01/25	1	2025	11:30	15:30	04:00	37,58	
CE Wayra I	31/01/25	1	2025	13:07	13:44	00:37	12,43	
CE Marcona	31/01/25	1	2025	13:30	14:00	00:30	0,1	
CE Tres Hermanas	31/01/25	1	2025	14:30	16:45	02:15	9,84	
CE San Juan de Marcona	06/02/25	2	2025	14:00	14:15	00:15	0,185	

Fuente: Elaboración propia a partir de los informes IEOB del COES

Central Generadora	Día	Mes	Año	Hora Inicio	Hora Fin	Período	Energía Vertida [MWh]	Observación
CE San Juan de Marcona	06/02/25	2	2025	14:45	15:00	00:15	0,2125	
CE San Juan de Marcona	16/03/25	3	2025	08:15	17:00	08:45	189,86	
CE Marcona	16/03/25	3	2025	08:15	17:00	08:45	52,679	
CE Tres Hermanas	16/03/25	3	2025	08:15	17:00	08:45	252,899	
CE Punta Lomitas	16/03/25	3	2025	08:15	17:00	08:45	196,94	Información referencial
CE Wayra y Wayra Extensión	16/03/25	3	2025	09:00	17:30	08:30	887,48	
CE San Juan de Marcona	17/03/25	3	2025	12:00	15:00	03:00	3,96	
CE Marcona	17/03/25	3	2025	12:00	15:00	03:00		No enviaron información
CE Tres Hermanas	17/03/25	3	2025	12:00	15:00	03:00		No enviaron información
CE Punta Lomitas	17/03/25	3	2025	12:00	15:00	03:00		No enviaron información
CE Wayra y Wayra Extensión	17/03/25	3	2025	13:40	15:17	01:37	64,71	
CE San Juan de Marcona	19/03/25	3	2025	12:36	13:52	01:16		No enviaron información
CE Marcona	19/03/25	3	2025	12:36	13:52	01:16		No enviaron información
CE Tres Hermanas	19/03/25	3	2025	12:36	13:52	01:16		No enviaron información
CE Punta Lomitas	19/03/25	3	2025	12:36	13:52	01:16		No enviaron información
CE Wayra y Wayra Extensión	19/03/25	3	2025	12:36	13:52	01:16	143,575	
CE San Juan de Marcona	20/03/25	3	2025	11:22	16:59	05:37	5,11	
CE Punta Lomitas	20/03/25	3	2025	11:22	16:59	05:37	123,73	
CE Wayra y Wayra Extensión	20/03/25	3	2025	11:22	16:59	05:37	0,24	
CE San Juan de Marcona	21/03/25	3	2025	11:30	16:30	05:00	20,975	
CE Marcona	21/03/25	3	2025			00:00		No enviaron información
CE Tres Hermanas	21/03/25	3	2025			00:00		No enviaron información
CE Punta Lomitas	21/03/25	3	2025			00:00		No enviaron información
CE Wayra y Wayra Extensión	21/03/25	3	2025			00:00		No enviaron información
CE San Juan de Marcona	22/03/25	3	2025	13:23	16:56	03:33	12,95	
CE Punta Lomitas	22/03/25	3	2025	13:23	16:56	03:33	63,38	
CE Wayra y Wayra Extensión	22/03/25	3	2025	13:23	16:56	03:33	0,05	
CE San Juan de Marcona	23/03/25	3	2025	13:22	17:25	04:03	12,76	
CE Punta Lomitas	23/03/25	3	2025	13:22	17:25	04:03	54,75	
CE Wayra y Wayra Extensión	23/03/25	3	2025	13:22	17:25	04:03	0,36	
CE San Juan de Marcona	31/03/25	3	2025	11:30	16:00	04:30	42,29	
CE Marcona	31/03/25	3	2025			00:00		No enviaron información
CE Tres Hermanas	31/03/25	3	2025			00:00		No enviaron información
CE Punta Lomitas	31/03/25	3	2025			00:00		No enviaron información
CE Wayra y Wayra Extensión	31/03/25	3	2025			00:00		No enviaron información
CE San Juan de Marcona	01/04/25	4	2025	11:00	16:30	05:30	17,88	
CE Marcona	01/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Tres Hermanas	01/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Punta Lomitas	01/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Wayra y Wayra Extensión	01/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE San Juan de Marcona	02/04/25	4	2025	09:44	17:12	07:28	10,51	
CE Punta Lomitas	02/04/25	4	2025	09:44	17:12	07:28	218,1	
CE Wayra y Wayra Extensión	02/04/25	4	2025	09:44	17:12	07:28	1,2	
CE San Juan de Marcona	03/04/25	4	2025	12:00	17:00	05:00	12,045	
CE Punta Lomitas	03/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Wayra y Wayra Extensión	03/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE San Juan de Marcona	04/04/25	4	2025	09:30	10:00	00:30	0,11	
CE San Juan de Marcona	04/04/25	4	2025	10:30	11:30	01:00	0,195	
CE San Juan de Marcona	04/04/25	4	2025	12:30	15:00	02:30	4,35	
CE Punta Lomitas	04/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Wayra y Wayra Extensión	04/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE San Juan de Marcona	10/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Marcona	10/04/25	4	2025	00:30	22:00	21:30	141,847	
CE Tres Hermanas	10/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Punta Lomitas	10/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información

Fuente: Elaboración propia a partir de los informes IEOD del COES

Central Generadora	Día	Mes	Año	Hora Inicio	Hora Fin	Período	Energía Vertida [MWh]	Observación
CE Wayra y Wayra Extensión	10/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE San Juan de Marcona	10/04/25	4	2025	14:30	15:00	00:30	0,21	
CE Marcona	10/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Tres Hermanas	10/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Punta Lomitas	10/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Wayra y Wayra Extensión	10/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE San Juan de Marcona	12/04/25	4	2025			00:00	12,045	
CE Punta Lomitas	12/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Wayra Extensión	12/04/25	4	2025	13:00	17:00	04:00	5,17	No enviaron información
CE San Juan de Marcona	13/04/25	4	2025	07:00	15:30	08:30	17,96	
CE Punta Lomitas	13/04/25	4	2025	07:11	07:55	00:44	12,34	Información preliminar
CE Punta Lomitas	13/04/25	4	2025	12:10	17:09	04:59	165,07	Información preliminar
CE Wayra Extensión	13/04/25	4	2025	07:11	07:55	00:44	0,79	Información preliminar
CE Wayra Extensión	13/04/25	4	2025	12:10	17:09	04:59	6,05	Información preliminar
CE San Juan de Marcona	14/04/25	4	2025	08:00	14:00	06:00	15,02	
CE Marcona	14/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Tres Hermanas	14/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Punta Lomitas	14/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Wayra y Wayra Extensión	14/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE San Juan de Marcona	15/04/25	4	2025	07:30	13:00	05:30	18,155	
CE Marcona	15/04/25	4	2025			00:00		
CE Tres Hermanas	15/04/25	4	2025			00:00		
CE Punta Lomitas	15/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Wayra y Wayra Extensión	15/04/25	4	2025	07:00	16:30	09:30	7,37	
CE San Juan de Marcona	16/04/25	4	2025	07:30	14:00	06:30	23,54	
CE Punta Lomitas	16/04/25	4	2025	07:57	16:50	08:53	53,58	Información preliminar
CE Wayra y Wayra Extensión	16/04/25	4	2025	07:00	14:00	07:00	16,6	
CE Wayra y Wayra Extensión	16/04/25	4	2025	15:00	16:00	01:00	0,94	
CE San Juan de Marcona	17/04/25	4	2025	16:00	16:30	00:30	0,11	
CE Marcona	17/04/25	4	2025			00:00		
CE Tres Hermanas	17/04/25	4	2025			00:00		
CE Punta Lomitas	17/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Wayra y Wayra Extensión	17/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE San Juan de Marcona	18/04/25	4	2025	12:30	14:00	01:30	24,98	
CE Marcona	18/04/25	4	2025			00:00		
CE Tres Hermanas	18/04/25	4	2025			00:00		
CE Punta Lomitas	18/04/25	4	2025			00:00		
CE Wayra y Wayra Extensión	18/04/25	4	2025			00:00		
CE San Juan de Marcona	19/04/25	4	2025	15:00	16:30	01:30	14,4	
CE Marcona	19/04/25	4	2025			00:00		
CE Tres Hermanas	19/04/25	4	2025			00:00		
CE Punta Lomitas	19/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Wayra y Wayra Extensión	19/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE San Juan de Marcona	23/04/25	4	2025	08:30	17:30	09:00	51,03	
CE Punta Lomitas	23/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE Wayra Extensión	23/04/25	4	2025			00:00		No enviaron información
CE San Juan de Marcona	25/04/25	4	2025	11:30	15:30	04:00	7,565	
CE Punta Lomitas	25/04/25	4	2025	11:33	15:55	04:22	167,81	
CE Wayra Extensión	25/04/25	4	2025	11:33	15:55	04:22	5,49	
CE Wayra Extensión	25/04/25	4	2025	11:33	15:55	04:22	5,49	

Fuente: Elaboración propia a partir de los informes IEOD del COES

Anexo 5

Ingresos por arbitraje de precios según proyección de los costos marginales de la zona sur del país al 2030

Mes	Diferencial de precios [USD/MWh]											
	SIS-64	SIS-28	SIS-56	SIS-51	SIS153	SIS152	SIS-41	SIS155	SIS-24	SIS-133	SIS-52	SIS-35
Ene-30	2,36	2,36	2,06	2,44	0,00	2,44	2,43	2,43	2,22	2,50	2,50	2,48
Feb-30	3,40	3,44	3,13	3,55	0,00	3,49	3,56	3,56	3,43	3,62	3,61	3,62
Mar-30	2,47	2,37	2,21	2,59	0,00	2,59	2,58	2,58	2,41	2,71	2,64	2,63
Abr-30	2,49	2,53	2,40	2,80	0,00	2,73	2,79	2,79	2,65	2,98	2,86	2,85
May-30	67,75	67,41	105,19	85,95	0,00	86,13	81,48	81,48	68,48	86,41	86,12	79,22
Jun-30	177,88	175,61	260,06	214,81	0,00	215,27	204,37	204,37	174,02	215,70	215,16	199,13
Jul-30	182,41	180,50	267,45	220,45	220,48	220,38	208,79	208,41	178,07	221,01	220,61	203,46
Ago-30	181,46	178,32	267,90	220,97	221,00	220,97	209,16	208,78	178,13	221,53	221,13	203,81
Set-30	179,66	177,30	268,34	221,29	221,32	221,29	209,44	209,06	178,51	221,85	221,45	204,06
Oct-30	176,35	174,49	263,33	216,95	216,99	216,95	206,22	206,22	175,31	217,51	217,11	200,82
Nov-30	13,02	12,86	12,42	13,06	13,07	13,06	13,12	13,12	12,96	13,22	13,11	13,21
Dic-30	7,31	7,15	7,02	7,56	7,57	7,56	7,58	7,58	7,39	7,59	7,60	7,65

Descarga diaria	4 [h]
Días por mes	27,5 [d]
Potencia	320 [MW]
Eficiencia	0,9
Energía mensual	31 680 [MWh]

Mes	Ingresos por arbitraje de precios [USD]											
	SIS-64	SIS-28	SIS-56	SIS-51	SIS153	SIS152	SIS-41	SIS155	SIS-24	SIS-133	SIS-52	SIS-35
Ene-30	74 663	74 848	65 341	77 267	0	77 430	76 957	76 957	70 353	79 270	79 116	78 651
Feb-30	107 798	108 893	99 278	112 581	0	110 499	112 700	112 700	108 746	114 721	114 499	114 827
Mar-30	78 299	75 166	69 915	81 955	0	82 128	81 696	81 696	76 291	85 820	83 791	83 315
Abr-30	78 839	80 249	76 091	88 594	0	86 541	88 493	88 493	83 835	94 396	90 455	90 401
May-30	2 146 229	2 135 523	3 332 459	2 722 960	0	2 728 705	2 581 304	2 581 304	2 169 288	2 737 504	2 728 387	2 509 695
Jun-30	5 635 205	5 563 229	8 238 805	6 805 258	0	6 819 616	6 474 400	6 474 400	5 512 864	6 833 260	6 816 183	6 308 513
Jul-30	5 778 714	5 718 364	8 472 949	6 983 820	6 984 848	6 981 676	6 614 556	6 602 473	5 641 361	7 001 618	6 988 826	6 445 656
Ago-30	5 748 719	5 649 099	8 487 057	7 000 278	7 001 305	7 000 278	6 626 133	6 614 049	5 643 306	7 018 064	7 005 281	6 456 858
Set-30	5 691 624	5 616 815	8 500 984	7 010 523	7 011 549	7 010 523	6 635 049	6 622 966	5 655 280	7 028 294	7 015 522	6 464 760
Oct-30	5 586 645	5 527 901	8 342 169	6 873 102	6 874 113	6 873 102	6 532 956	6 532 956	5 553 975	6 890 613	6 878 027	6 361 922
Nov-30	412 621	407 540	393 507	413 784	414 081	413 784	415 669	415 669	410 727	418 923	415 230	418 611
Dic-30	231 459	226 422	222 346	239 399	239 684	239 399	240 074	240 074	234 260	240 554	240 785	242 473
Anual	31 570 814	31 184 047	46 300 899	38 409 522	28 525 579	38 423 681	36 479 987	36 443 736	31 160 287	38 543 037	38 456 102	35 575 684

Nota: Elaboración propia