



CÁTEDRA DE INVESTIGACIÓN INDUSTRIAL

CENTRA – EDF POWER SOLUTIONS CHILE

Análisis de la Integración de Sistemas de Almacenamiento de Larga Duración al Sistema Eléctrico Nacional

Informe Final

OCTUBRE 2025

CENTER FOR ENERGY TRANSITION

FACULTAD DE INGENIERÍA Y CIENCIAS

UNIVERSIDAD ADOLFO IBÁÑEZ

TABLA DE CONTENIDO	
Resumen Ejecutivo	4
Introducción.....	6
Sistemas De Almacenamiento de Larga Duración y su contexto global	9
Descripción de Tecnologías LDES seleccionadas	12
Metodología Línea 1.....	16
Metodología de Expansión del SEN.....	17
Modelo de Planificación de la Expansión.....	19
Modelación de tecnologías LDES.....	20
Metodología de selección de perfiles de renovables para CUATRIDÍAS	21
Metodología de análisis del desempeño económico de los LDES	22
Modelo de despacho económico para la operación	24
Descripción de Datos de Entrada y Simulación de Incertidumbre.....	26
Evaluación Económica	27
Caso de Estudio Línea 1	28
Caso de Estudio: Expansión del SEN	28
Modelo del Sistema Eléctrico y Configuración Temporal	28
Situación del SEN a inicios de 2024	30
Cartera de proyectos	30
Escenarios de Planificación	33
Sensibilidades del análisis del valor sistémico de LDES	39
Caso de estudio: Desempeño económico de LDES	40
Hallazgos Línea 1: El valor y desempeño de los LDES	42
A. Los LDES como una tecnología de valor para la expansión del SEN	42
B. Factores que influyen significativamente en el valor sistémico de los LDES	45
C. Rentabilidad e ingresos de los LDES.....	49
D. Composición del Sistema y Patrón Operativo de LDES.....	52
E. Gap Entre Modelos de Planificación y Operación	54
Metodología Línea 2.....	55
Metodología de evaluación de viabilidad y riesgos de modelos de negocios complementarios	56
Modelos de negocios complementarios.....	59
Caso de Estudio Línea 2	65
Caso de estudio: Modelos de negocios complementarios.....	65

Descripción de la Planta PSP y Desalinización	65
Costos Fijos y Variables Base	66
Escenarios	67
Hallazgos Línea 2: Proyectos con valor compartido	70
Modelo 1: Desalinización y Venta de Agua	70
Modelo 2: Impulso al Turismo.....	71
Modelo 3: Producción Agrícola y Oasificación	72
Marco Estratégico y Regulatorio.....	73
Recomendaciones regulatorias.....	73
Recomendaciones Línea 1	73
Recomendaciones Línea 2	75
Consideraciones estratégicas.....	76
Conclusión	78
Referencias	80

RESUMEN EJECUTIVO

Chile avanza en una profunda transición energética con la meta de alcanzar la carbono-neutralidad al 2050. Esto implica sustituir progresivamente las fuentes fósiles por energías renovables y electrificar el transporte, la calefacción y procesos industriales. Sin embargo, la variabilidad natural de estas fuentes entre horas y días hace indispensable contar con sistemas de almacenamiento que permitan equilibrar generación y consumo, aprovechar los excedentes solares diurnos y asegurar suministro durante los periodos de menor producción renovable.

En los últimos años, Chile ha experimentado un crecimiento explosivo en proyectos de almacenamiento con baterías (BESS). Hoy existen cerca de 2 GW en operación y varios gigavatios adicionales en construcción, lo que posiciona al país como líder regional en esta tecnología. Los BESS han comenzado a desempeñar un rol clave en la integración de energías renovables, ayudando a disminuir los recortes de renovables y mejorar la flexibilidad del sistema. Sin embargo, los sistemas BESS, con autonomías típicas de entre 4 y 6 horas, no son suficientes para enfrentar eventos prolongados de baja generación eólica o solar, ni para garantizar un suministro continuo a industrias que buscan operar con matrices energéticas de cero emisiones. En este contexto, los Sistemas de Almacenamiento de Larga Duración (LDES) surgen como la siguiente frontera tecnológica para gestionar la variabilidad interdiaria, mejorar la suficiencia del sistema y viabilizar una matriz 100 % renovable.

El desarrollo de los LDES en Chile es virtualmente nulo, reflejando una problemática estructural que da continuidad al diagnóstico anterior: aunque estas tecnologías pueden complementar la expansión de los BESS y permitir una matriz más flexible y resiliente, el actual marco regulatorio y de mercado no reconoce ni remunera adecuadamente sus beneficios sistémicos. Esta falta de valoración se traduce en una brecha de viabilidad económica entre el valor técnico que los LDES aportan al sistema y la rentabilidad privada que perciben los inversionistas, lo que limita las señales de inversión y dificulta la materialización de proyectos. En consecuencia, persisten interrogantes críticas sobre el rol de los LDES en la transición energética chilena y sobre las condiciones institucionales y de mercado necesarias para su despliegue eficiente.

Este desafío fue abordado en el marco de la Cátedra de Investigación Industrial CENTRA-EDF power solutions Chile, que buscó aportar evidencia técnica y económica para orientar el desarrollo de los sistemas LDES en el país. Desde esta perspectiva, se plantearon preguntas centrales sobre la conveniencia de su incorporación al Sistema Eléctrico Nacional, las condiciones de mercado que permitirían viabilizar su inversión y la posibilidad de articular modelos de negocio complementarios.

Para responder a estas interrogantes, la cátedra estructuró su trabajo en dos líneas de investigación complementarias. En la primera, se evaluó el valor sistémico de los LDES en la planificación y su valor económico en la operación utilizando el modelo de optimización Switch 2.0. Para ello, se integraron series de tiempo superiores a 24 horas en la planificación de la expansión para representar la variabilidad renovable entre días y se aplicó una metodología de optimización de dos fases para el predespacho y despacho, en reemplazo de las actuales listas de mérito, con el fin de cuantificar la rentabilidad privada de los proyectos bajo un esquema futuro de operación del SEN. En la segunda línea, se exploró la viabilidad de modelos de negocio multipropósito para una central de bombeo (PSP) en Antofagasta, simulando los riesgos y sinergias de articular la venta de agua desalinizada, el desarrollo agrícola (oasificación) y el turismo mediante un Modelo Basado en Agentes (ABM).

Los principales hallazgos del estudio revelan que los LDES entregan valor sistémico para la planificación de la expansión, estimado entre 269 y 632 MMUSD, gracias a la reducción de costos operativos. Se evidenció que con una modernización del despacho; bajo un esquema de optimización con horizonte multi-diario, los proyectos LDES son financieramente rentables, con una Tasa Interna de Retorno (TIR) promedio del 16%. Se identificó como riesgos clave para el valor sistémico y desempeño económico de los LDES la sobre-instalación no planificada de BESS y la entrada en operación tardía de los proyectos (pasado 2033). En cuanto a los modelos de negocio complementarios, el estudio concluyó que la opción agrícola (oasificación) es la más resiliente, mientras que la venta de agua se ve limitada por altos costos logísticos y el turismo debe ser una actividad secundaria. La viabilidad de estos negocios complementarios depende fundamentalmente de alianzas estratégicas.

En conclusión, el estudio afirma que los LDES son activos estratégicos y viables para Chile, pero su despliegue exige acciones concretas. Es fundamental reformar tanto la Planificación Energética (PELP) como el Despacho Económico del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), incorporando horizontes temporales más largos para valorar correctamente la flexibilidad y cerrar la brecha de ingresos. Se debe actuar dentro de una ventana de oportunidad acotada, antes de que soluciones de implementación más rápida desplacen a los LDES por su lentitud de desarrollo. Finalmente, se recomienda fomentar proyectos PSP multipropósito que integren la generación energética con la desalinización para el desarrollo agrícola, apalancados en alianzas estratégicas que aseguren su sostenibilidad.

INTRODUCCIÓN

Chile se ha comprometido con una ambiciosa transición energética hacia la carbono neutralidad, buscando reemplazar la generación fósil por fuentes renovables para el año 2050. La transición impone desafíos fundamentales en la planificación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en términos de flexibilidad, suficiencia y seguridad. Actualmente, la masiva integración de energía renovable variable (ERV), como la solar y eólica, ha traído dos desafíos estructurales: primero, la necesidad de gestionar las pronunciadas rampas de generación que se producen diariamente por el cese de la generación solar en la tarde. Este desafío operacional, sumado a una insuficiente expansión de la transmisión, provoca vertimientos renovables cada vez más grandes, superando actualmente los 5900/GWh/año [1] y desacoples de precios entre barras del SEN. El segundo desafío es la intermitencia de generación renovable variable que puede llegar a extenderse a horizonte de varios días, comprometiendo la suficiencia del SEN.

Como primera respuesta a estos desafíos, mediante la aprobación de la Ley 21.505 de 2022 y la posterior actualización del Reglamento de Transferencias de Potencia, se habilitó un mercado de pagos por capacidad para proyectos de almacenamiento, otorgando la certeza financiera que los inversionistas necesitaban. Como resultado, se desencadenó un "boom" de construcción de BESS en Chile [2,3], como se vislumbra [Figura 1](#). La magnitud de la instalación de estos sistemas es notable: en solo un año, la capacidad en construcción experimentó un crecimiento exponencial, pasando de 1,949 MW en septiembre de 2024 a 5,859 MW en agosto de 2025. En paralelo, la capacidad en operación se triplicó durante el mismo período. Esta tendencia se ve reforzada por cerca de 10,560 MW en evaluación ambiental, lo que subraya el enorme interés del mercado en esta tecnología. Si bien los sistemas BESS están posicionándose como una solución clave para los desafíos operacionales diarios, su capacidad para gestionar eventos de intermitencia de varios días es limitada. Además, existe preocupación por una posible sobre instalación de estos [4,5].

Evolución de la Capacidad de Almacenamiento Energético en Chile

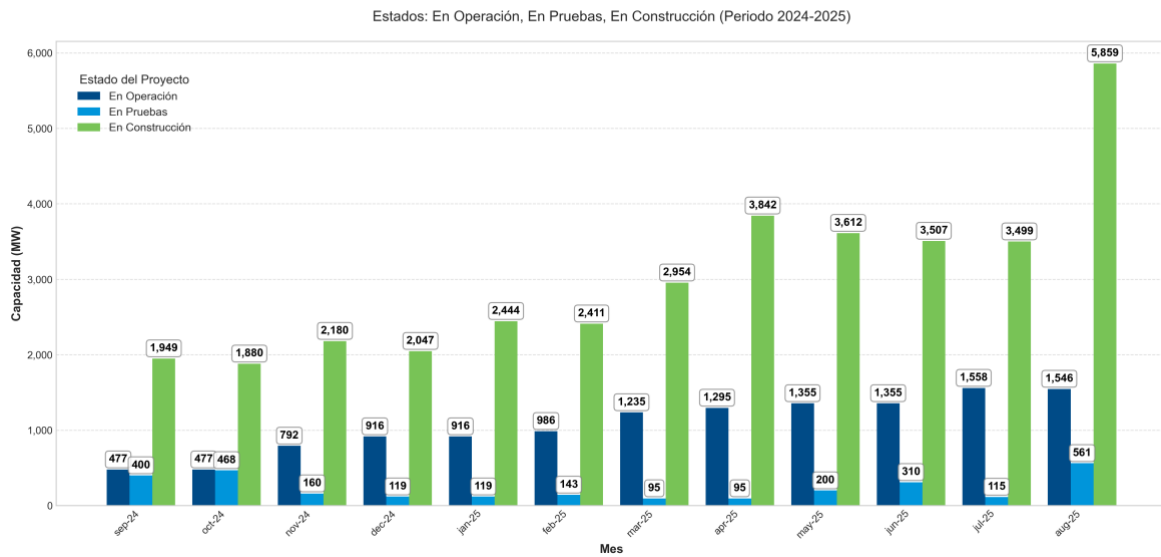


Figura 1: Capacidad mensual en almacenamiento energético. Fuente: Elaboración propia en base a datos de Boletines de Generadoras de Chile A.G.

Una potencial solución tecnológica a estos desafíos de flexibilidad entre días reside en los LDES. Sin embargo, desde una perspectiva económica y regulatoria, el mercado actual carece de señales claras para fomentar el desarrollo de estas tecnologías.

La historia reciente de Chile ilustra esta desconexión entre la necesidad técnica, la viabilidad de mercado y el impacto de la regulación actual en la falta de impulso de proyectos de este tipo. Iniciativas pioneras y de gran escala, como el complejo termo solar Cerro Dominador y el visionario proyecto de bombeo hidráulico Espejo de Tarapacá (Valhalla), han enfrentado grandes obstáculos. Estos proyectos, diseñados precisamente para solucionar la intermitencia renovable, se han visto truncados o severamente comprometidos por una combinación de desafíos técnicos, sobrecostos financieros y un marco regulatorio que no proporciona certidumbre suficiente de ingresos que exigen inversiones de esta magnitud y horizonte temporal.

En particular, Valhalla es un claro ejemplo de cómo estas dificultades se manifestaron en la práctica. El proyecto fue presentado ante la Comisión Nacional de Energía (CNE) para su inclusión en el plan anual de transmisión, pero fue rechazado de forma consistente. Sus proponentes argumentaron que esta decisión se debió a que el proyecto no fue modelado adecuadamente en el proceso de planificación, subestimando significativamente sus beneficios. Según la empresa, la baja resolución temporal utilizada en los modelos no lograba capturar el rango completo de ventajas operacionales asociadas a la flexibilidad, a pesar de que dichos beneficios ya estaban reconocidos en el marco regulatorio de 2017 [6,7].

Esto planteó las siguientes preguntas críticas:

- ¿Es conveniente para el SEN el desarrollo de LDES desde una perspectiva de eficiencia productiva?
- ¿Permite el diseño de mercado actual una remuneración que viabilice su inversión desde una perspectiva privada? ¿Qué modificaciones pueden realizarse para mejorar la perspectiva económica sobre el desarrollo de sistemas LDES a niveles eficientes?
- ¿Cuáles son los principales riesgos de mercado para estos proyectos y cómo se pueden gestionar?
- ¿Existen modelos de negocio complementarios que permitan ampliar su estrategia comercial y viabilidad?

Para abordar las preguntas de investigación plasmadas, el estudio se estructuró en dos líneas de trabajo complementarias, tal como se visualiza en la [Figura 2](#), cada una con una metodología específica orientada a generar como producto un análisis que culmine en recomendaciones estratégicas y regulatorias. La primera, Valor y Desempeño Económico de LDES, comprendió tres etapas: una revisión del estado del arte y modelación en Switch 2.0, seguida de la caracterización del valor sistémico de los LDES en el SEN mediante análisis de expansión eficiente del sistema, y finalmente un análisis del desempeño económico de los proyectos para evaluar su viabilidad y rentabilidad en la operación. La segunda, Modelos de Negocios Complementarios, incluyó la identificación de posibles modelos de negocios secundarios asociados a LDES, el análisis de su impacto en la operación y valorización de estas tecnologías, y una evaluación de riesgos para determinar su sostenibilidad. Ambas líneas convergen en la formulación de recomendaciones que orientan el diseño de políticas públicas y marcos regulatorios que favorezcan la incorporación eficiente y sostenible de los LDES en Chile.

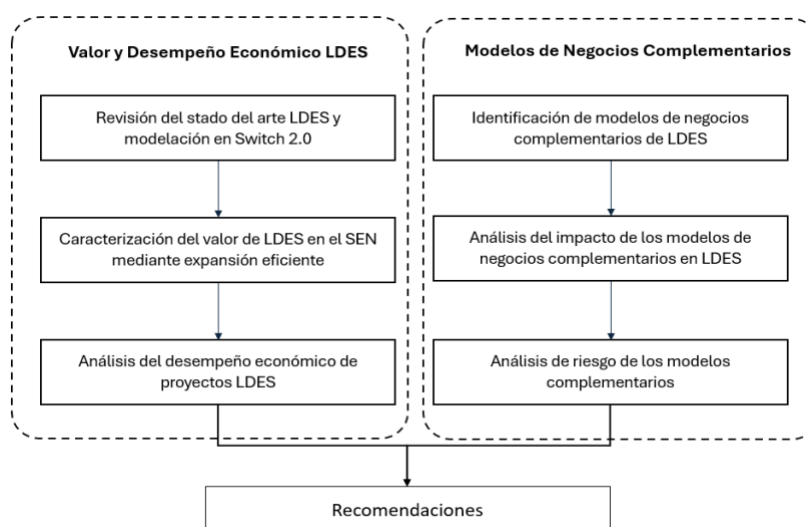


Figura 2: Metodología de trabajo.

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE LARGA DURACIÓN Y SU CONTEXTO GLOBAL

Un LDES se define por su capacidad para despachar energía durante períodos extendidos, convencionalmente superiores a las 8 o 10 horas, pudiendo abarcar desde días, semanas o incluso meses [8]. Estas tecnologías son cruciales para la operación de redes con alta penetración renovable, proveyendo un portafolio de servicios que incluye desde la entrega de capacidad firme y arbitraje energético inter-diario hasta la resolución de congestiones de transmisión [9]. Adicionalmente, aportan a la estabilidad del sistema mediante servicios complementarios como el control de frecuencia y voltaje, reemplazando la inercia y flexibilidad que tradicionalmente ofrecían las unidades térmicas [10].

Una característica técnica y económica fundamental de la mayoría de las tecnologías LDES es el desacople entre la capacidad de potencia (MW) y la de energía (MWh). Esto permite escalar la duración del almacenamiento a un costo marginal significativamente menor en comparación con tecnologías de corta duración, optimizando su diseño para aplicaciones que requieren un suministro energético sostenido.

El portafolio de tecnologías LDES es diverso y se clasifica según el principio de almacenamiento de energía: mecánico, térmico, químico, eléctrico y electroquímico, como se ilustra en la [Figura 3](#).

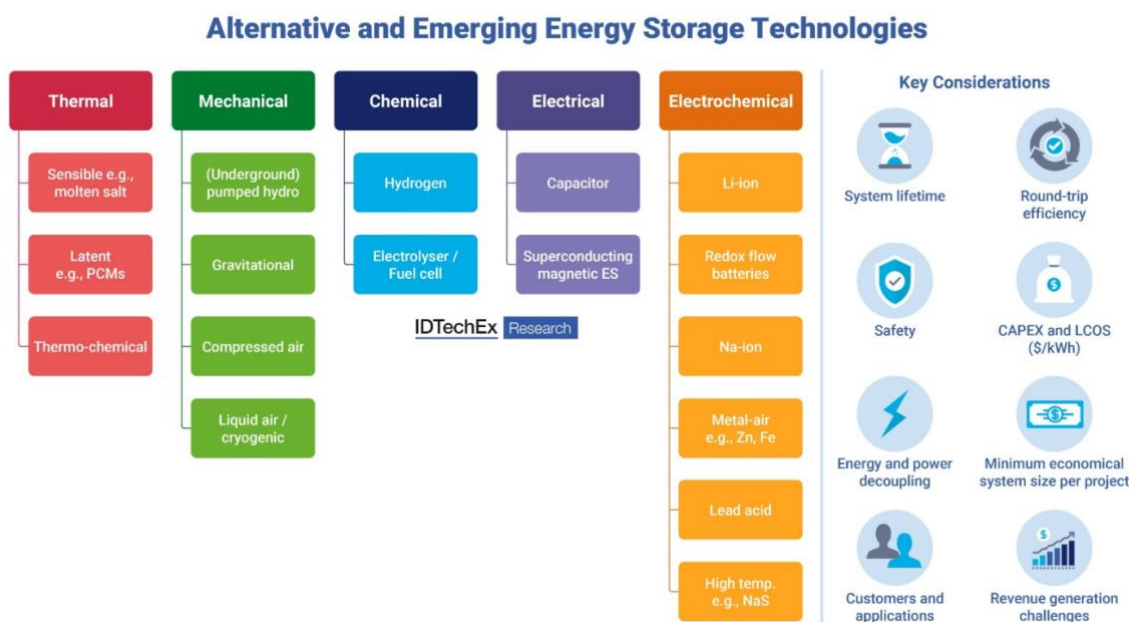


Figura 3: Clasificación de las tecnologías de almacenamiento de larga duración, fuente: *Clima Now* (2024). *Deep Dive Long Duration Energy Storage* [11]

El panorama de las tecnologías LDES es amplio y dinámico, con un considerable interés de los inversores de capital de riesgo en soluciones emergentes. Como se observa en la [Figura 4](#), tecnologías en fase de prototipo como las baterías de metal-aire han captado la mayor parte de la financiación reciente. No obstante, para los fines de este estudio, el análisis se concentra en aquellas tecnologías que ya han alcanzado un mayor nivel de madurez. Específicamente, se seleccionaron sistemas que se encuentran en la fase comercial y comercial temprana, según su Nivel de Madurez Tecnológica (TRL). Dentro de este grupo se encuentran el almacenamiento por bombeo hidráulico (PSP), el almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES) y el almacenamiento de energía térmica (TES y CSP-TES), por ser tecnologías establecidas y con alto potencial de despliegue a gran escala.

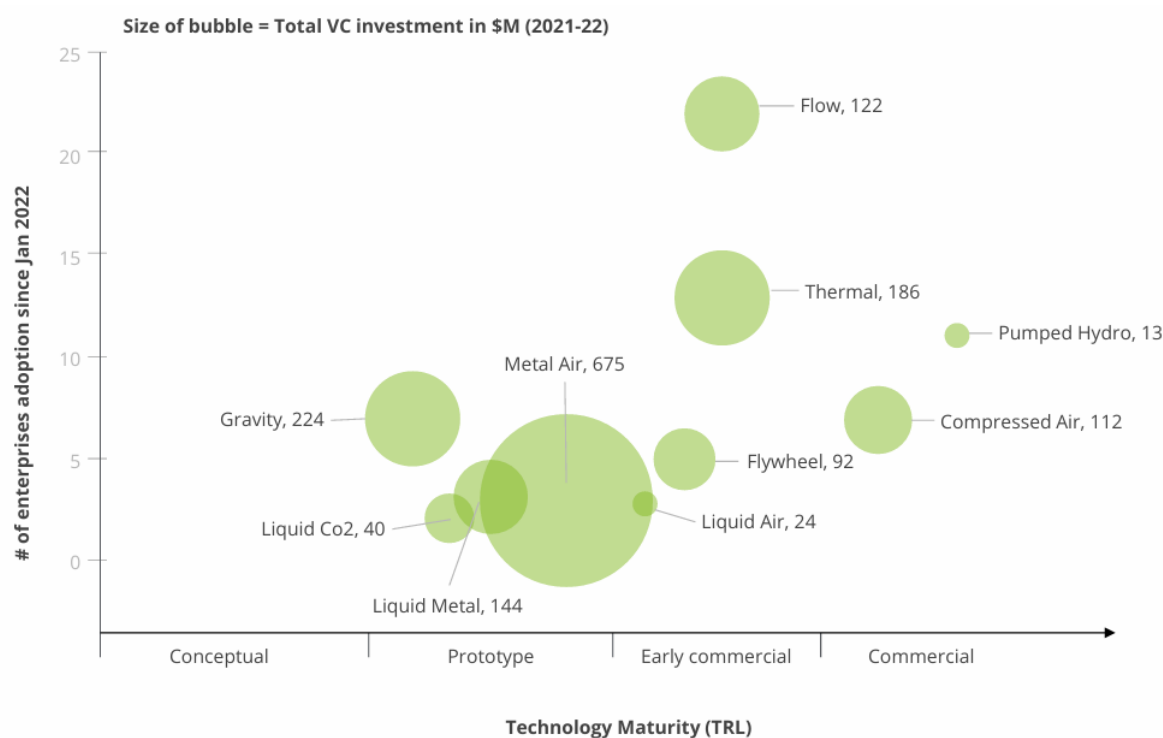


Figura 4: Financiación y adopción de LDES por tecnología [12].

La [Figura 5](#) presenta un mapeo global de los proyectos de almacenamiento de larga duración, sin considerar PSP, clasificados por tecnología y potencia nominal. El mapa ilustra cómo estas tecnologías han penetrado principalmente en economías desarrolladas, con una alta concentración de proyectos en Norteamérica, Europa y Asia. Adicionalmente, la transparencia de los círculos permite diferenciar los proyectos ya operativos de aquellos en fase de desarrollo, ofreciendo una visión del pipeline futuro de la industria.

Dentro de este panorama global, el almacenamiento PSP destaca como la solución más implementada a nivel mundial. Actualmente, cuenta con cerca de 160 GW de capacidad instalada y otros 130 GW en planificación o construcción, consolidando su dominio. La expansión futura de esta tecnología se concentra principalmente en Asia, con China

liderando la nueva capacidad, seguida por Estados Unidos e India. A pesar de su masiva escala de inversión, su crecimiento enfrenta importantes restricciones asociadas a la disponibilidad de sitios, largos plazos de desarrollo y consideraciones ambientales.

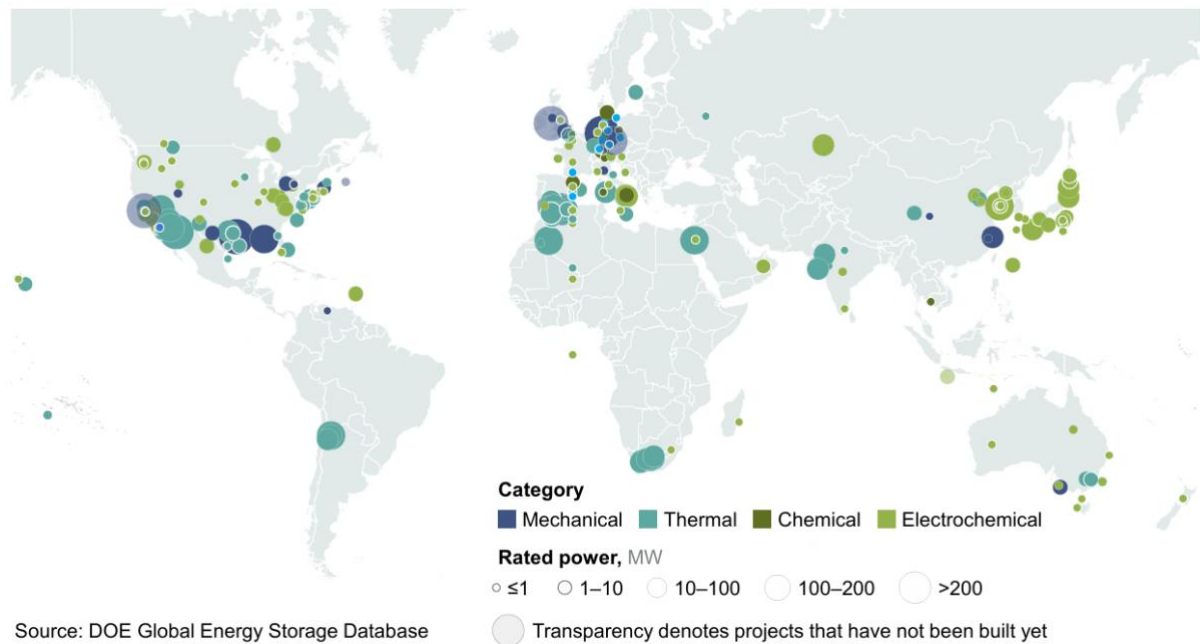


Figura 5: Cartera de proyectos LDES (excluyendo PSP) [13].

DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS LDES SELECCIONADAS

A continuación, se presenta una breve descripción de cada una de las tecnologías LDES seleccionadas a la hora de realizar el estudio (PSP, CAES, TES y CSP-TES) dado su nivel de madurez tecnológica.

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía por Aire Comprimido (CAES) son una tecnología de almacenamiento mecánico que, como se ilustra en la [Figura 6](#), utiliza electricidad para comprimir aire en cavidades subterráneas y lo expande a través de una turbina para generar energía cuando es necesario. Una innovación clave son los sistemas adiabáticos (A-CAES), que aumentan la eficiencia al almacenar y reutilizar el calor del proceso de compresión. Aunque esta tecnología es ideal para el almacenamiento de larga duración (>4 horas) y ofrece ventajas como una extensa vida útil (>15.000 ciclos), un bajo costo específico de energía (<50 USD/kWh) y la separación en el dimensionamiento de potencia y energía, también presenta desventajas significativas. Solo es económica a gran escala (cientos de MW), requiere condiciones geológicas específicas, tiene largos tiempos de construcción y su eficiencia de ciclo es baja (cercana al 50% RTE), necesitando además combustible para la descarga en los sistemas convencionales [21].

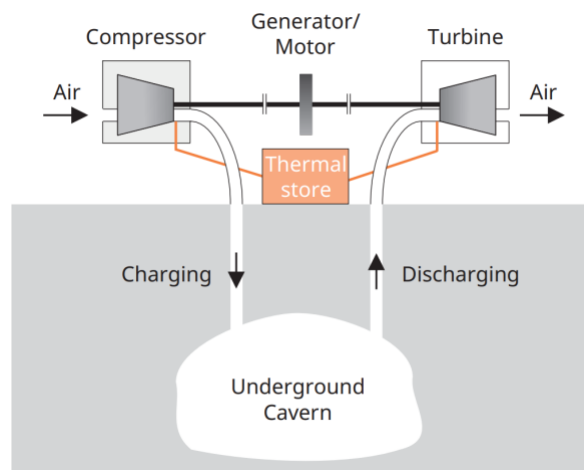


Figura 6: Esquema de una planta adiabática CAES [21].

Un Sistema de Almacenamiento por Bombeo Hidráulico (PSP) representado gráficamente en la [Figura 7](#), almacena energía de forma potencial al bombear agua entre dos reservorios a diferentes alturas utilizando la energía excedente de la red. Esta energía se libera al dejar caer el agua a través de turbinas. En cuanto a los tiempos de almacenamiento, esta tecnología es económica solo a gran escala (cientos de MW) y con una larga duración de descarga (superior a 4 horas), lo que la posiciona en el segmento de almacenamiento de larga duración. Sus ventajas clave son: alta madurez técnica (es la tecnología de almacenamiento estacionario más desplegada, con 158 GW instalados hasta 2020), bajo costo específico de la energía (≤ 50 USD/kWh), alta eficiencia de ciclo (>80%) y una larga vida útil (>30,000 ciclos). Las desventajas

principales son la necesidad de condiciones geográficas específicas, un largo tiempo de construcción (múltiples años), baja densidad energética (requiere gran cantidad de superficie) y el potencial de impactos ambientales y sociales negativos asociados a la creación de reservorios [21].

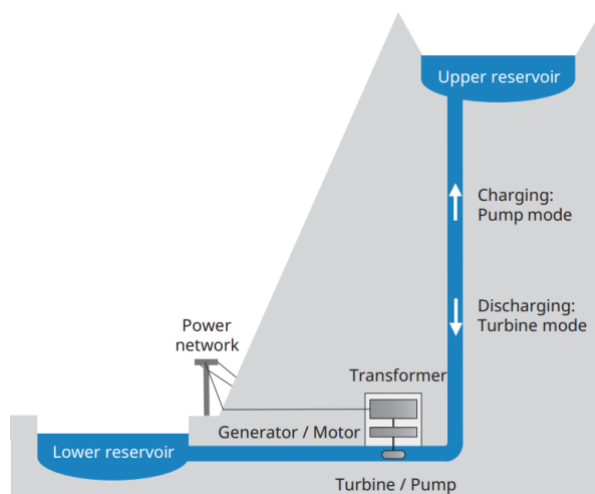


Figura 7: Esquema de una planta de PSP [21].

Un sistema de Almacenamiento de Energía Térmica (TES), representado en la [Figura 8](#), almacena energía en forma de calor o frío (energía térmica) al calentar o enfriar un medio de almacenamiento para su uso posterior, ya sea en aplicaciones de climatización, procesos industriales o generación de electricidad. Este almacenamiento se puede realizar a través de tres métodos principales: calor sensible (cambio de temperatura de un material, como agua o sales fundidas), calor latente (cambio de fase del material, como hielo o Materiales de Cambio de Fase - PCM) o termoquímico (mediante reacciones químicas reversibles). Respecto a los tiempos de almacenamiento, los TES son capaces de ofrecer largas duraciones, desde horas hasta días, e incluso almacenamiento estacional con pérdidas mínimas, especialmente los sistemas termoquímicos. Entre sus ventajas clave se encuentran: su relativo bajo costo (especialmente en sistemas de calor sensible), una larga vida útil (10-30 años), la capacidad de lograr altas densidades energéticas (particularmente en sistemas de calor latente y termoquímicos) y la habilidad de desplazar la demanda para reducir los picos de consumo eléctrico. Sin embargo, sus desventajas incluyen: pérdidas de calor y la necesidad de grandes volúmenes de almacenamiento (para el calor sensible), baja conductividad del calor y corrosión (en sistemas de calor latente), la complejidad de la tecnología y elevado coste de materiales en los sistemas termoquímicos [22].

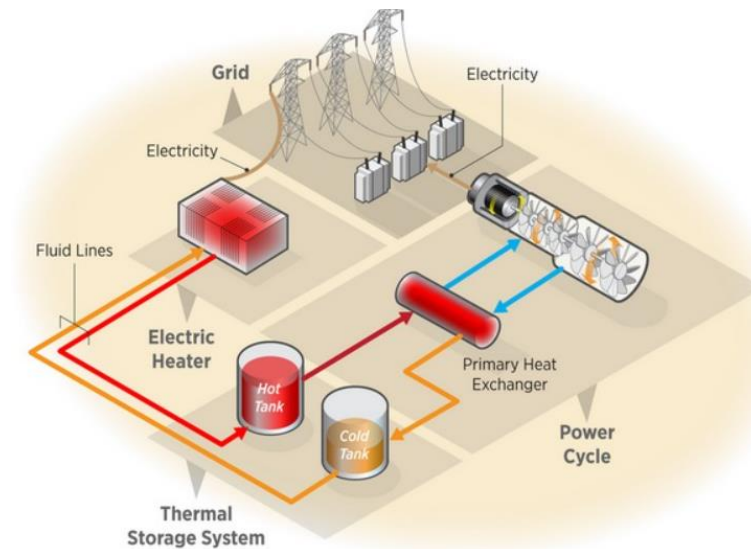


Figura 8: Esquema de una planta TES [21].

Un Sistema de Concentración Solar con Almacenamiento de Energía Térmica (CSP-TES), representado en la [Figura 9](#), almacena energía en forma de calor (energía térmica). Funciona utilizando espejos o lentes para concentrar la luz solar en un receptor, donde el calor se transfiere a un fluido (como sales fundidas) que actúa como medio de almacenamiento. Este calor, que puede alcanzar altas temperaturas, se almacena en grandes tanques aislados para su uso posterior, reciclando el medio de almacenamiento diariamente. Respecto a los tiempos de almacenamiento puede almacenar energía para una descarga prolongada de entre 10 y 20 horas [23], lo que le permite garantizar el suministro continuo de electricidad de manera extendida. Cuenta con una eficiencia energética (del 20% al 40%) [23], que es comparable e incluso superior a otras tecnologías solares, su capacidad de despacho para ajustarse a la curva de demanda de electricidad, y una larga vida útil de al menos 30 años [24]. Sin embargo, también presenta desventajas, como la necesidad de grandes superficies de terreno para los campos solares, altos costos iniciales de construcción de la infraestructura y limitaciones geográficas (requiere alta irradiancia directa y poca nubosidad) [23].

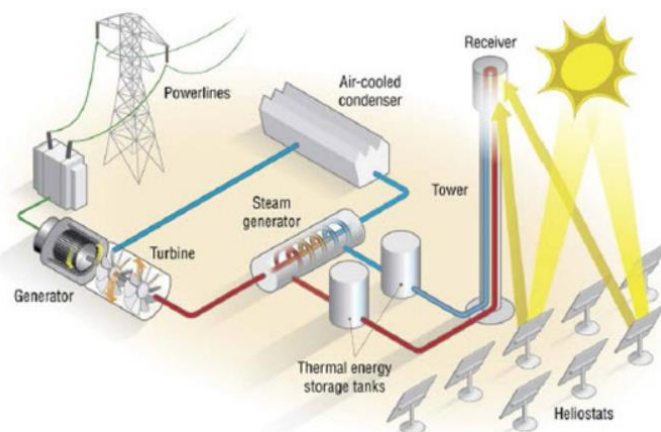


Figura 9: Esquema de una planta CSP-TES [21].

La **Tabla 1** resume los parámetros técnicos y económicos clave de las tecnologías LDES seleccionadas, con el fin de establecer una base cuantitativa para su comparación. Es importante aclarar que, aunque la tabla detalla las características para el TES, no se presenta una columna separada para la CSP-TES. Esto se debe a que ambas tecnologías utilizan el mismo sistema de almacenamiento térmico. La diferencia fundamental reside en la fuente de energía para el proceso de carga: TES consume electricidad de la red, mientras que CSP-TES utiliza la energía de su propio sistema de concentración solar. Por consiguiente, los parámetros de la tabla para TES son aplicables al bloque de almacenamiento de un sistema CSP-TES, al cual simplemente se le debe añadir el CAPEX adicional correspondiente al campo solar. Los valores presentados son el resultado de una recopilación y síntesis de información de múltiples fuentes especializadas [14-20] y representan las estimaciones iniciales empleadas para el análisis en este estudio.

Variable	Unidad	T _T PHS	T _T CAES	T _T TES
CAPEX	USD/kW	(1.605 - 2.497)	(1.087 - 1.784)	(1.558 - 3.944)
O&M (fijos)	USD/kW-año	(15,58 - 28,19)	(9,82 - 18,56)	(6,95 - 42,77)
Capacidad	MW	(3.6 - 10)	(200 - 500)	(100 - 500)
Duración	horas	(4 - 24)	(4 - 24)	(<1 - 200)
Eficiencia (RTE)	%	(50 - 80)	(40 - 70)	(55 - 90)
Tiempo de encendido	minutos	(0.02 - 2)	(1 - 15)	-
Tiempo de construcción	años	(5 - 8)	-	-
Vida útil	años	(30 - 60)	(20 - 40)	(25 - 34)
Cantidad de ciclos	ciclo	15000	10000	15000
Temperatura de operación	°C	No aplica	No aplica	(<0 - 1)

Tabla 1: Características actuales de tecnologías de almacenamiento maduras.

METODOLOGÍA LÍNEA 1

La metodología general para esta línea, la cual se representa en la [Figura 10](#), se estructuró en tres fases progresivas para evaluar la viabilidad económica de los LDES en el SEN. La Fase 1 sentó las bases del análisis mediante una revisión del estado del arte de las tecnologías LDES para seleccionar aquellas con mayor madurez tecnológica (TRL), procediendo a su modelación en la herramienta de optimización de la planificación de sistemas eléctricos Switch 2.0. Posteriormente, la Fase 2: Caracterización del Valor Sistémico utilizó un modelo de planificación de expansión eficiente en múltiples escenarios para cuantificar el valor de los LDES para la expansión del sistema, evaluando los costos de inversión necesarios para lograr un mix tecnológico óptimo y los ahorros producidos por los LDES con respecto a la planificación sin estos activos. Finalmente, la Fase 3: Análisis del Desempeño Económico empleó un modelo de operación que simuló un despacho económico futurista del SEN basado en una optimización matemática explícita de dos fases, cuantificando después los ingresos potenciales de centrales LDES considerando el mercado de energía y el de potencia, lo que permitió calcular su rentabilidad privada, y al contrastarlos con los costos de la fase anterior, evaluar la ocurrencia y magnitud del problema de “Missing Money” y proponer los ajustes de mercado correspondientes para impulsar esquemas que remuneren de manera justa a los LDES.

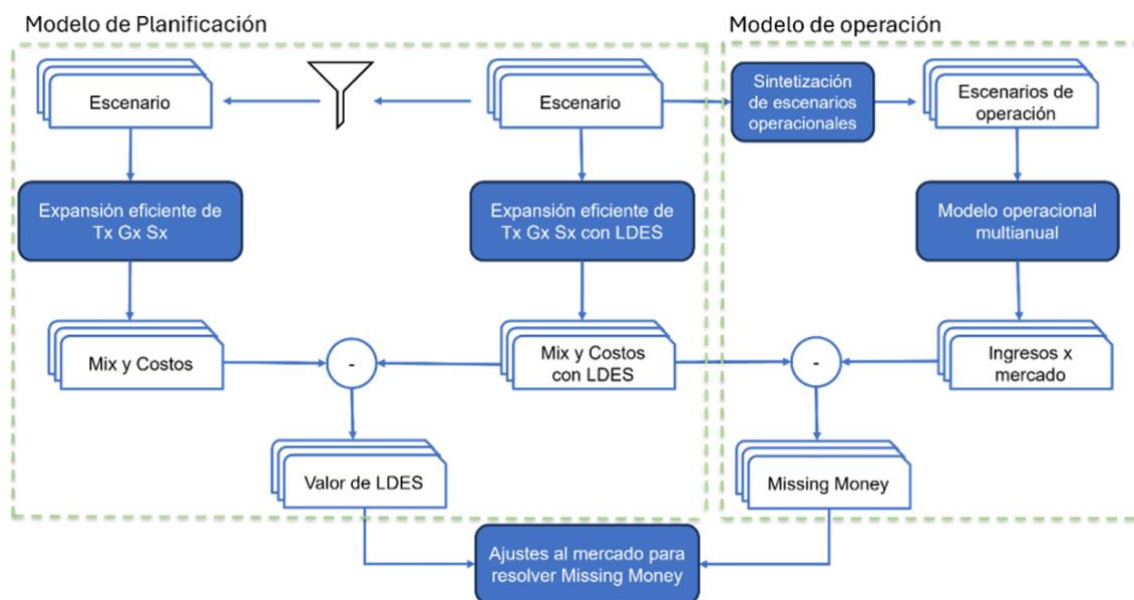


Figura 10: Metodología de caracterización del valor de los LDES para el sistema eléctrico nacional.

METODOLOGÍA DE EXPANSIÓN DEL SEN

La metodología central para cuantificar el valor sistémico de los LDES en la expansión del SEN ([Figura 11](#)) se basa en un proceso de simulación comparativa entre escenarios que incluyen y no la integración de estas tecnologías en la cartera de proyectos para la expansión, tal como se muestra en el diagrama. El proceso se alimenta con datos de entrada provenientes de los escenarios de planificación eléctrica, que consideran el retiro de centrales a carbón, la demanda eléctrica proyectada, los impuestos a las emisiones, los costos de combustibles, los CAPEX de tecnologías renovables y de almacenamiento, la topología del SEN y la cartera de proyectos.

El modelo de planificación de expansión Switch 2.0 utiliza estos insumos para minimizar el costo total del sistema a largo plazo, determinando la matriz de inversión óptima en generación, transmisión y almacenamiento (de corta y larga duración) bajo ambos escenarios. Además, la representación temporal del modelo se estructura mediante periodos de inversión multi-anales representados a partir de tres días típicos con granularidad horaria por temporada, complementados con un cuatridía que captura la variabilidad del recurso eólico. Precisamente, la inclusión de este período de múltiples días consecutivos es una condición necesaria para que los LDES comiencen a aportar valor al sistema, permitiéndoles desplazar energía entre días, por sobre la capacidad de arbitraje intradiario que ofrecen los almacenamientos de corta duración. Se consideran tres temporadas representativas: Verano 1, Invierno y Verano 2, cada una con una duración equivalente a cuatro meses. Finalmente, el valor sistémico de los LDES se calcula como la diferencia en los costos totales de planificación entre el escenario con LDES y aquel sin su incorporación.

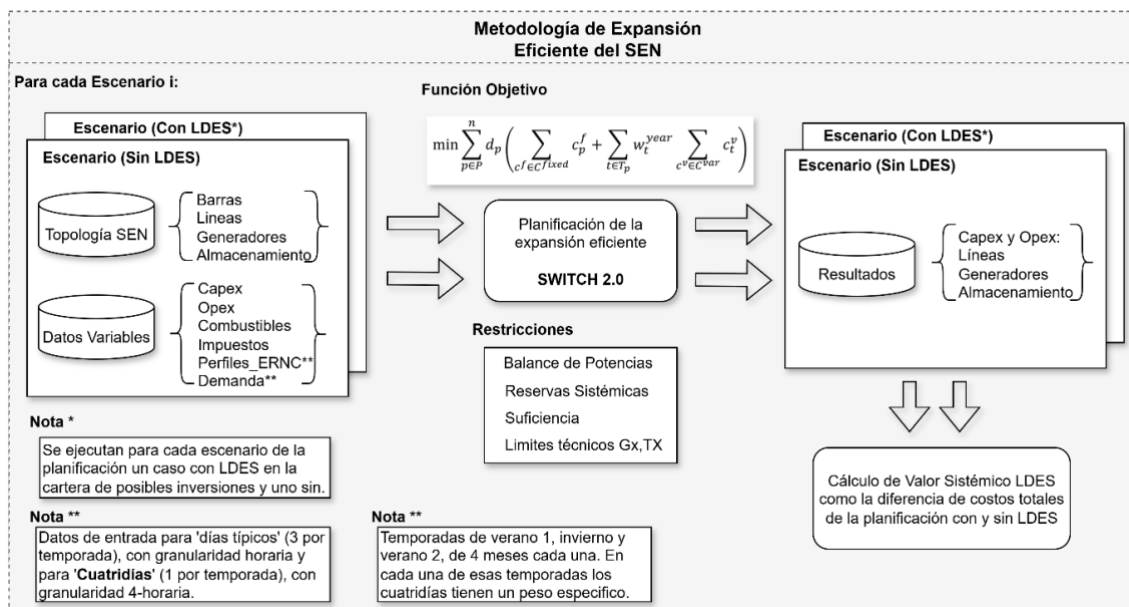


Figura 11: Diagrama de la metodología de Expansión Eficiente del SEN

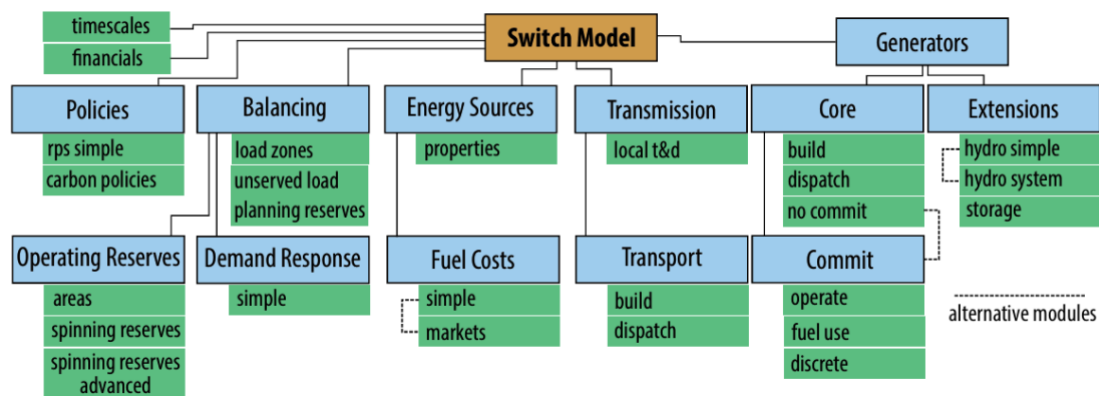


Figura 12: Estructura de paquetes (bloques azules) y módulos (bloques verdes) de Switch 2.0.

El modelo utilizado para los estudios de planificación de la expansión eficiente del SEN es Switch 2.0, un software avanzado para la planificación de sistemas eléctricos que facilita la modelación y análisis de redes eléctricas y escenarios futuros. Fue desarrollado por un equipo de la Universidad de California, Berkeley, y lanzado en 2017 para apoyar estudios de expansión y operación eficiente en sistemas eléctricos [25]. Está diseñado de forma modular, permitiendo seleccionar los componentes que se desean utilizar según el nivel de detalle o complejidad del estudio. Como se muestra en la [Figura 12](#), el modelo se organiza en módulos principales, como *Policies*, *Balancing*, *Fuel Costs*, *Transmission*, *Operating Reserves* y *Generators*, algunos con submódulos alternativos que ofrecen opciones de modelación más simples o avanzadas (por ejemplo, “*Fuel Costs/simple*” o “*Fuel Costs/markets*”). Esta estructura flexible facilita tanto la personalización del modelo según las necesidades específicas del análisis como el desarrollo de nuevos módulos o la adaptación de los existentes en caso de requerirlo.

MODELO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN

Su núcleo metodológico es la Función Objetivo, la cual busca minimizar el Valor Presente Neto (VPN) de todos los costos asociados al sistema eléctrico a lo largo del horizonte de planificación. Esto se expresa matemáticamente como:

$$\min \sum_{p \in P} d_p \left(\sum_{c^f \in C^{fixed}} c_p^f + \sum_{t \in T_p} w_t^{year} \sum_{c^v \in C^{var}} c_t^v \right)$$

Esto incluye tanto los costos fijos (C^{fixed} , como CAPEX, O&M, costos hundidos) como los costos variables (C^{var} de combustible, O&M), los cuales son descontados a valor presente para asegurar una planificación eficiente y económicamente óptima. Sus restricciones se agrupan en tres categorías:

- **Restricciones Operacionales:** garantizan el Balance de Potencia en cada punto de tiempo (con un costo de falla igual a 10000 USD/MWh) y la Suficiencia del Sistema, además de establecer una Reserva Sistémica de un 15% de la capacidad instalada.
- **Restricciones de Transmisión:** limitan el flujo de potencia a la capacidad nominal de las líneas, utilizando un modelo de transporte y permitiendo la ampliación de capacidad con costo adicional.
- **Restricciones de Generación:** regulan la capacidad máxima de construcción y el despacho (limitando las unidades renovables variables mediante curvas de factor de capacidad que consideran series de 24 y 96 horas) y respetan los límites técnicos de las centrales.

Para reflejar las dinámicas del SEN, se implementaron restricciones específicas para el estudio, como establecer períodos disponibles para la construcción de centrales (por ejemplo, PSP a partir de 2031 como caso base) y límites de capacidad logística de GNL por período de inversión.

MODELACIÓN DE TECNOLOGÍAS LDES

La modelación de los LDES dentro del marco del modelo de planificación **SWITCH 2.0** se llevó a cabo mediante la integración de módulos preexistentes y el desarrollo de módulos personalizados. A continuación, se describen los módulos utilizados:

1. **Módulo Storage (Storage.py):** Este es un módulo preexistente que se utiliza para modelar sistemas de almacenamiento genéricos, incluyendo tecnologías como el PSP, CAES y los ESS. La modelación se realiza considerando una eficiencia global del sistema (RTE).
2. **Módulo TES (TES.py):** Para modelar la tecnología de Almacenamiento de Energía Térmica (TES) con un mayor nivel de detalle, se implementó un nuevo módulo personalizado denominado TES.py. El modelo considera la interacción de tres bloques principales; Un Calentador Eléctrico (EH) que consume potencia del sistema, TES que se carga con la potencia consumida y el Bloque de Generación (turbina de vapor/generador) que utiliza el calor almacenado para producir electricidad. Con restricciones que aseguran el balance de energía en el sistema y eficiencias particulares para cada bloque e intercambiador de calor intermedio.
3. **Módulo CSP-TES:** Este módulo representa la tercera tecnología LDES modelada, combinando la CSP con un sistema de almacenamiento TES. Al igual que el módulo TES.py, está estructurado en tres bloques principales: el bloque CSP, análogo al Calentador Eléctrico (EH) del módulo TES, con la distinción de que se alimenta de una curva de factor de planta CSP horaria, el almacenamiento TES, y finalmente el bloque de generación encargado de producir electricidad a partir del calor almacenado. La principal diferencia respecto al módulo TES es que CSP-TES permite generar e inyectar energía directamente al sistema eléctrico desde el bloque CSP, sin necesidad de que toda la potencia pase previamente por el almacenamiento térmico, lo que otorga mayor flexibilidad operativa al modelo. Restricciones de balance energético y eficiencias particulares para cada bloque e intercambiadores de calor del sistema son requeridas.

METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE PERFILES DE RENOVABLES PARA CUATRIDÍAS

La metodología para definir las curvas de factor de planta renovable ([Figura 13](#)) para los "cuatrídías" se enfoca en capturar variaciones en el recurso eólico entre días en base a información real desmovilizada por el CEN. El proceso comienza recopilando datos históricos de inyecciones y recortes de energía para calcular el factor de planta potencial del SEN. A partir de ahí, se identifican series de cuatro días que contengan transiciones entre períodos de escasez y abundancia de recurso eólico. Estas series seleccionadas se agrupan mediante un análisis de *clustering* para aislar los patrones de variabilidad más marcada. Finalmente, los perfiles resultantes se asignan al modelo de forma aleatoria y ponderada según su probabilidad de ocurrencia, garantizando siempre que cada perfil se asigne a su temporada de origen para asegurar una evaluación precisa y sin sesgos del valor que los LDES aportan al sistema bajo una planificación que considera dichas condiciones operaciones dentro de su espectro posibilidades.

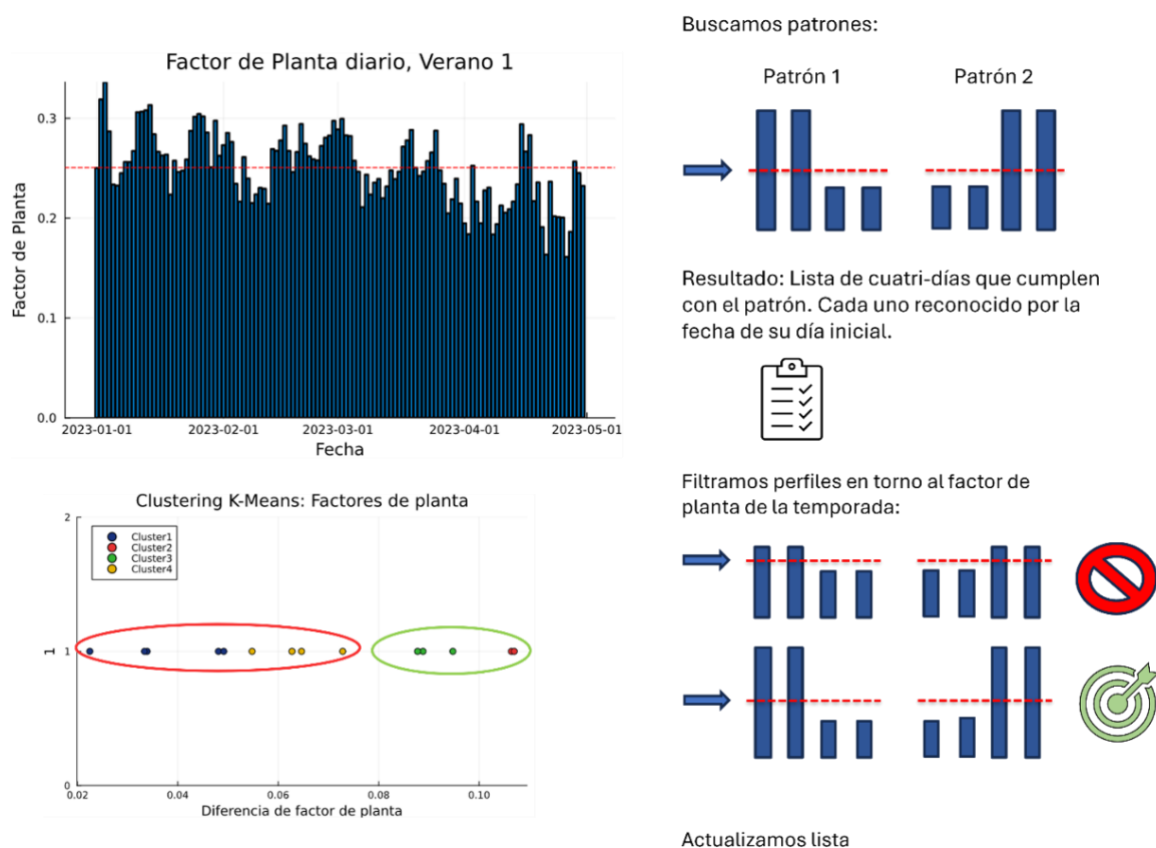


Figura 13: En la fila superior, el factor de planta diario para la temporada de verano 1, un ejemplo de data set para la búsqueda de patrones renovables y en la fila inferior clustering K-means de perfiles de series de cuatro días según la distancia entre el factor de planta de los pares de días.

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO ECONÓMICO DE LOS LDES

La Metodología de Evaluación del Desempeño Económico de los LDES en la Operación del SEN parte del escenario de Carbono Neutralidad (diagramada en la [Figura 14](#)), para el cual ya se cuenta con una trayectoria de expansión eficiente obtenida en el estudio previo de planificación de la expansión eficiente del SEN. Esta trayectoria fija las construcciones de generación, transmisión y almacenamiento, junto con sus costos de inversión, además de las proyecciones de variables clave como costos de combustibles, impuestos, perfiles de factor de planta de recurso renovable y demanda del sistema.

Con estos datos de entrada, se utiliza el modelo Switch 2.0 para simular la operación del SEN mediante un enfoque de horizonte deslizante, reproduciendo el despacho económico del CEN mediante un enfoque de despacho futurista que utiliza una optimización matemática explícita de dos fases (predespacho y despacho) para determinar la operación eficiente bajo las restricciones de balance de potencia, reservas y límites técnicos. A partir de esta simulación se obtienen los resultados de operación, que incluyen despacho de unidades, costos fijos, costos de combustibles, costos de emisiones y costos marginales.

Luego, en base a esas salidas, se cuantifican los ingresos que cada tecnología LDES obtiene en los mercados de energía y potencia, y se realiza una evaluación financiera considerando indicadores como *VAN*, *TIR*, *Payback* y *Cash-on-Cash Return*, en función de los ingresos operacionales, costos operacionales y los costos de inversión definidos en la planificación. Finalmente, los resultados permiten responder dos preguntas clave: ¿son rentables los proyectos LDES? y ¿existe bajo este esquema de despacho el “*Missing Money*”?, es decir, brechas entre el valor sistémico que aportan en la planificación de la expansión y los ingresos que efectivamente reciben. Esta evaluación incorpora además la variabilidad temporal del recurso eólico, representada mediante cuatridías, que reflejan periodos contrastantes de abundancia y escasez de viento para un análisis más realista del desempeño operativo.

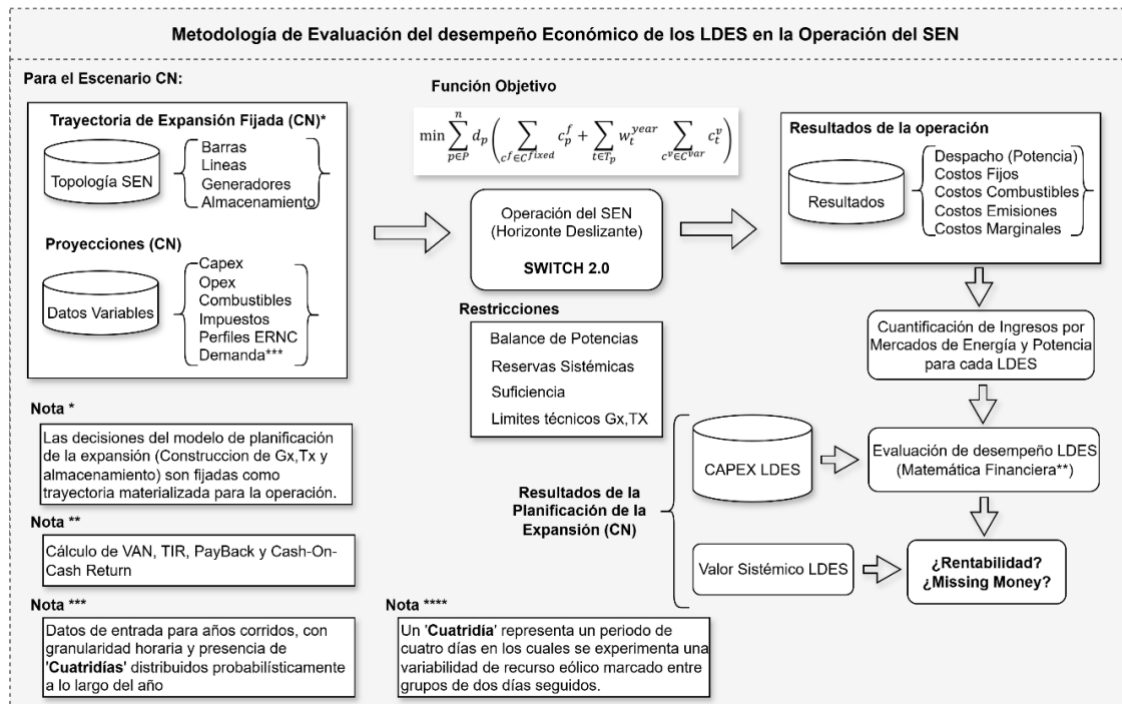


Figura 14: Diagrama sobre la Metodología de Evaluación del desempeño Económico de los LDES en la Operación del SEN.

MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO PARA LA OPERACIÓN

La metodología tiene como objetivo principal evaluar el desempeño económico de los LDES en el SEN bajo condiciones operacionales realistas. El núcleo de este enfoque es la implementación de un proceso de optimización con horizonte deslizante (*rolling horizon*), utilizando la herramienta Switch 2.0. Como se puede observar en la [Figura 15](#), esta simulación resuelve explícitamente un problema de despacho óptimo con horizonte semanal (7 días) y granularidad horaria, avanzando día a día a lo largo de los años representativos definidos en la planificación. Este enfoque asume que, con la entrada de los LDES, el sistema adoptará prácticas de despacho más avanzadas que la lista de mérito tradicional del CEN, permitiendo estimar con mayor precisión el valor operativo de este tipo de almacenamientos en base a un esquema de despacho que utiliza una optimización matemática explícita para determinar la operación eficiente del SEN.

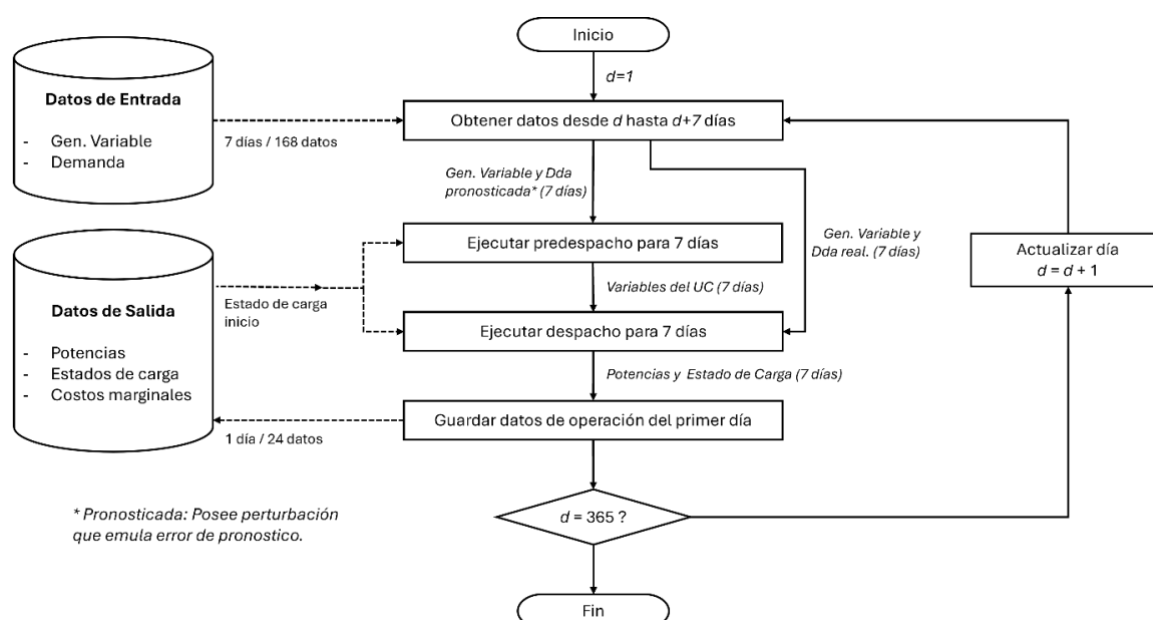


Figura 15: Metodología de simulación de la operación del SEN, enfoque de rolling-horizon.

El modelo ejecuta un ciclo iterativo que avanza temporalmente, día a día, siguiendo cinco pasos principales durante los 365 días del año:

1. **Obtención de Datos:** Para cada día d , se extrae un horizonte de siete días consecutivos de datos "reales" (sin ruido) y "pronósticos" (con error) de demanda y perfiles de factor de planta de recurso renovable, construidos previamente a partir de la planificación.
2. **Simulación de Predespacho:** Se ejecuta el *Unit Commitment* (UC) con el set de datos de "pronóstico" semanal, optimizando la programación de encendido y apagado de las unidades generadoras y almacenamiento bajo la anticipación de información imperfecta.

3. **Simulación del Despacho Real:** Manteniendo las variables binarias del UC fijas, se realiza una nueva simulación de estos siete días, pero utilizando los datos "reales" (sin ruido), lo que permite evaluar el desempeño efectivo del sistema bajo desviaciones entre la previsión y la realidad.
4. **Registro y Avance:** Solo se almacenan los resultados correspondientes al primer día del ciclo (día d), registrando los precios horarios (costos marginales) y el Estado de Carga (SOC), el cual se usa como condición inicial para el día siguiente.
5. **Avance Temporal:** Se incrementa el índice temporal d+1, repitiendo el ciclo hasta completar el año, asegurando la continuidad temporal de la operación.

El modelo operativo utiliza Switch 2.0 para resolver un problema de Programación, cuyo objetivo es minimizar los costos variables de operación del sistema. Esto se logra sujeto a rigurosas restricciones operativas:

- **Balance y Seguridad:** Se exige el balance de potencia en cada barra, asegurando que la inyección de energía sea igual al retiro en todo momento. Para la seguridad, se incorpora un costo por energía no servida de 10,000 USD/MWh como último recurso y se aplica la Restricción de Reserva Sistémica, la cual requiere que la capacidad de generación disponible exceda la demanda en un margen mínimo del 15% en todo momento. Donde solo las tecnologías térmicas, de almacenamiento e hidroeléctricas de embalse pueden proveer esta reserva. Adicionalmente, se define una restricción de Suficiencia del sistema, que limita el despacho máximo de cada generador según su tecnología durante las horas de máxima demanda, asegurando que el sistema no se encuentre sub-instalado.
- **Generación y Transmisión:** El despacho máximo de los recursos renovables variables (solares, eólicos e hidráulicos) está limitado por curvas de factor de planta horaria producidos en base a datos reales. Adicionalmente, las centrales térmicas a carbón y geotermia tienen un mínimo técnico del 25% de su capacidad nominal. Finalmente, el flujo de potencia en las líneas de transmisión no puede exceder su capacidad nominal fija, resultado del estudio de planificación de la expansión eficiente del sistema.

DESCRIPCIÓN DE DATOS DE ENTRADA Y SIMULACIÓN DE INCERTIDUMBRE

Los datos de entrada para este modelo se dividen en tres grupos: datos basales idénticos a los de la planificación (barras, costos de combustible, impuestos a emisiones, etc.), salidas de la planificación fijados como datos de entrada (trayectoria de expansión de capacidad, que define la infraestructura preexistente), y datos contruidos específicamente para la simulación operacional.

La construcción de estos datos (tercer grupo) es clave para emular la incertidumbre real del operador del CEN, la cual se logra mediante:

- **Generación de Perfiles de Pronóstico y Realidad:** Los perfiles base de la PELP para demanda y recursos renovables son sometidos a ruido estadístico multivariado [26] para generar series diarias únicas para poblar cada mes del año de cada año representativo. Posteriormente, se aplica una segunda capa de ruido estadístico modelado a partir de los errores históricos de predicción del CEN. Esto crea los perfiles "previstos" (con error, para el predespacho) y "reales" (sin error, para el despacho económico final).
- **Representación de Cuatridías:** Para simular fenómenos de variabilidad interdiaria (escasez o abundancia prolongada), se seleccionan aleatoriamente las fechas para los bloques de "cuatridías" (dos días de abundancia y dos de escasez) dentro de cada temporada. Los perfiles característicos de estos eventos, obtenidos de la planificación, son insertados y expandidos a granularidad horaria mediante interpolación lineal, respetando sus probabilidades de ocurrencia y asegurándose de que los cuatridías no se cruzan entre sí como producto del procedimiento de asignación de fechas ni tampoco pertenecen a más de una temporada.

EVALUACIÓN ECONÓMICA

El análisis económico se realiza a través del Post-procesamiento de los resultados operativos, evaluando la rentabilidad de cada proyecto LDES durante un horizonte de 30 años. Este proceso consolida los ingresos (por energía y potencia) y costos (por carga y OPEX/CAPEX) para construir los flujos de caja. Para la evaluación se utilizan diversos indicadores, que se centran en el valor total, las fuentes de ingreso y el riesgo de inversión:

- **Rentabilidad General:** Medida por el VPN (buscando un valor positivo) y la Tasa Interna de Retorno (*TIR*), *Payback* y *Cash on Cash Return*.
- **Análisis por Mercado:** El VPN de Energía (*VPN E*) aísla los ingresos en valor presente puramente considerando el arbitraje de precios, mientras que el *VPN* de Potencia (*VPN P*) cuantifica ese valor considerando únicamente los ingresos por potencia.
- **Desempeño Operacional:** Se evalúa los ingresos en valor presente en días normales (*VPN Diario Típico*) y en jornadas de estrés (*VPN Diario Cuatridías*), lo que permite contrastar la eficiencia base con el valor generado en la escasez.

Finalmente, el análisis cuantifica el *Missing Money* Sistémico, que es la brecha entre el valor total que el LDES aporta al sistema (valor sistémico de la planificación) y el valor privado que el inversor efectivamente captura (suma de los *VPN* individuales de todos los LDES). Un *Missing Money Sistémico* positivo indica la necesidad de mecanismos de remuneración complementaria para asegurar la inversión.

CASO DE ESTUDIO LÍNEA 1

CASO DE ESTUDIO: EXPANSIÓN DEL SEN

Para la planificación de la expansión-se utilizan como datos de entrada un conjunto de escenarios de planificación, un modelo técnico detallado del sistema eléctrico, una cartera de proyectos de generación y almacenamiento, y proyecciones de variables clave como el retiro de centrales a carbón, la demanda eléctrica, los impuestos a emisiones y los costos de combustibles.

MODELO DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y CONFIGURACIÓN TEMPORAL

El modelo del SEN ([Figura 16](#)) representa la infraestructura de la red con un total de 29 barras y 30 líneas de transmisión. El punto de partida del análisis es la capacidad instalada en el año 2024, que incluye una matriz diversificada con tecnologías solar fotovoltaica, hidroeléctrica, eólica, carbón, diésel y GNL, además de los proyectos que ya se encuentran en construcción.

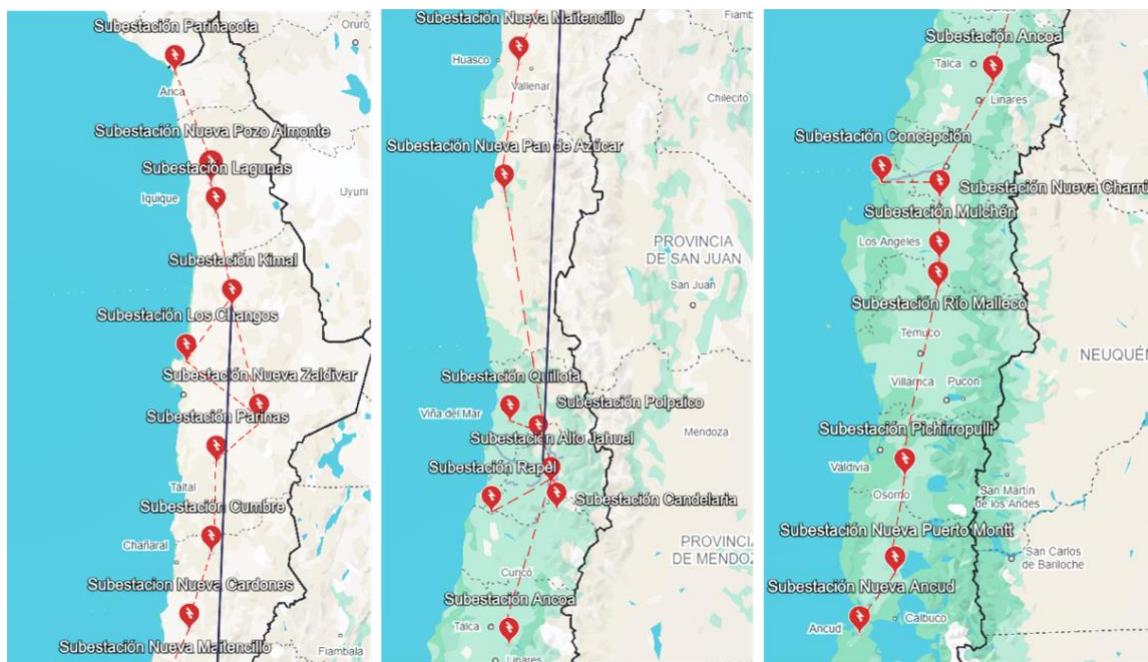


Figura 16: Sistema Eléctrico Nacional (SEN), barras y líneas de transmisión.

La configuración temporal del estudio abarca siete períodos de inversión entre 2024 y 2060 (2024->2025, 2026->2028, 2029, 2030, 2031->2032, 2033->2039, 2040->2049 y 2050->2059). Cada año representativo de un período se divide en tres temporadas representativas (Verano 1, Invierno y Verano 2). Para cada temporada, se simulan dos conjuntos de datos: tres días típicos con granularidad de una hora; y una serie de tiempo continua de cuatro días (96 horas) con granularidad de cuatro horas. Esta serie extendida es fundamental para capturar el valor de los LDES al permitir el modelamiento del desplazamiento de energía entre días.

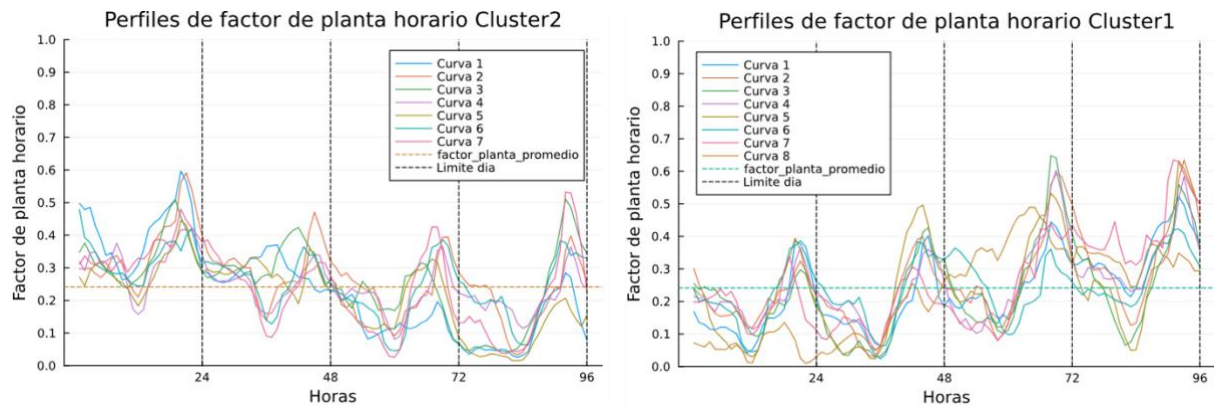


Figura 17: Curva de factor de planta horario eólico a nivel sistémico para sets de cuatro días que cumplen con la condición de selección.

En las series temporales de cuatro días se incorporan perfiles horarios de factor de planta eólico como los ilustrados en la [Figura 17](#), donde se aprecian variaciones significativas en las condiciones de viento entre grupos de días. Estas diferencias reflejan patrones de generación eólica contrastantes con jornadas de mayor y menor disponibilidad del recurso, lo que permite capturar adecuadamente la intermitencia y la variabilidad intraestacional del viento en el modelamiento del sistema eléctrico.

SITUACIÓN DEL SEN A INICIOS DE 2024

El modelo de planificación considera la capacidad instalada existente de diversas tecnologías para el año 2024 ([Tabla 2](#)) como base para identificar futuras oportunidades de integración de recursos. Adicionalmente, se incluyen proyectos en construcción con fecha de conexión prevista entre 2025 y 2027, cuya capacidad por tecnología se resume también en la misma tabla. Es importante señalar que se llevaron a cabo sensibilidades adicionales, que se detallan más adelante, en particular respecto a la construcción de BESS.

Tecnología	Capacidad instalada al 2024	Capacidad en construcción
Solar Fotovoltaica	10.211	3.192
Hidroeléctrica	7.793	21
Eólica	4.483	1.869
Carbón	4.214	-
Diesel	4.182	64
GNL	4.155	316
Biomasa	445	369
BESS	388	2.235
Cogeneración	130	-
CSP	99	-
Geotermia	81	-
Biogás	26	-

Tabla 2: Capacidad instalada y en construcción del sistema eléctrico nacional al año 2024.

CARTERA DE PROYECTOS

El estudio incorpora una cartera de proyectos que incluye siete tecnologías de generación como geotérmica, biomasa, diésel, GNL, eólica, hidroeléctrica y solar fotovoltaica (ver [Tabla 3](#)) para respetar las restricciones de ubicación. De manera similar, se consideran diversas tecnologías de almacenamiento disponibles en distintas barras (BESS, PSP, CSP-TES, TES y CAES, ver [Tabla 4](#)). Es crucial notar que la disponibilidad de barras para la tecnología CAES fue reducida basándose en una fuente externa [27] para reflejar limitaciones geográficas. Además, la cartera de proyectos de almacenamiento solo contempla centrales BESS de 4 horas de duración, debido a que cada vez se construyen menos centrales de BESS de menos de 4 horas dado que

actualmente se les reconoce un menor porcentaje de capacidad para el pago por potencia de suficiencia.

Barra	Geotérmica	Biomasa	Diésel	GNL	Eólica	Hidro	Fotovoltaica
Parinacota	X						X
Pozo Almonte	X		X				X
Lagunas							X
Kimal			X	X	X		X
Chuquicamata	X						
Los Changos				X			X
Nueva Zaldívar	X			X	X		X
Parinas				X	X		X
Cumbres				X	X		X
Nueva Cardones				X	X		X
Nueva Maitencillo				X	X		X
Pan de Azúcar			X		X		X
Quillota					X		X
Polpaico					X		X
Alto Jahuel						X	
Candelaria	X					X	
Rapel						X	X
Ancoa					X		X
Concepción		X		X	X	X	X
Charrúa	X	X		X	X	X	X
Mulchén	X	X		X	X	X	X
Río Malleco	X			X	X	X	X
Pichirropulli						X	
Puerto Montt			X		X		
Ancud							

Tabla 3: Cartera de proyectos de generación para estudios de planificación

Barra	BEES (4)	PSP (8 - 24)	CSP-TES (6 - 14)	TES (6 - 14)	CAES (6 - 14)
Parinacota	X	X		X	X
Pozo Almonte	X	X		X	X
Lagunas	X	X	X	X	X
Kimal	X	X		X	X
Chuquicamata	X			X	
Los Changos	X	X		X	X
Nueva Zaldívar	X	X	X	X	X
Paríñas	X	X	X	X	X
Cumbres	X	X	X	X	X
Nueva Cardones	X			X	X
Nueva Maitencillo	X	X		X	X
Nueva Pan de Azúcar	X	X	X	X	X
Quillota	X			X	
Polpaico	X			X	
Alto Jahuel	X			X	
Candelaria	X			X	
Rapel	X			X	
Ancoa	X	X	X	X	
Concepción	X	X	X	X	
Charrúa	X			X	
Mulchén	X			X	
Río Malleco	X			X	
Pichirropulli	X		X	X	
Puerto Montt	X		X	X	
Ancud	X			X	

Tabla 4: Cartera de proyectos de almacenamiento para estudios de planificación y sus horas de duración.

ESCENARIOS DE PLANIFICACIÓN

La planificación del SEN fue evaluada bajo tres escenarios principales, contruidos a partir de los escenarios base de la PELP ([Tabla 5](#)). Cada uno combina distintas variables energéticas y económicas para definir una trayectoria futura:

- **Recuperación Lenta (RN):** Considera un retiro total de las centrales a carbón para el año 2040, una demanda eléctrica conservadora, bajos impuestos a emisiones (hasta 10 USD/TonCO₂) y costos de CAPEX para renovables y almacenamientos altos.
- **Carbono Neutralidad (CN):** Plantea un retiro total del carbón para 2035, una demanda media-alta, impuestos a emisiones medios (hasta 35 USD/TonCO₂) y costos de combustibles y CAPEX en un nivel medio.
- **Transición Acelerada (TA):** Es el escenario más exigente, con un retiro total del carbón para 2030, una demanda alta, impuestos a emisiones elevados (hasta 70 USD/TonCO₂), y costos de CAPEX para renovables y almacenamientos altos.

Tipo de variable	Variable	Recuperación lenta	Carbono Neutralidad	Transición Acelerada
Energéticas	Retiro de centrales a carbón	Retiro total al 2040	Retiro total al 2035	Retiro total al 2030
Energéticas	Demanda eléctrica	Conservadora	Media alta	Alta
Económicas	Impuestos a emisiones	Hasta 10 USD/TonCO ₂	Hasta 35 USD/TonCO ₂	Hasta 70 USD/TonCO ₂
Económicas	Costos combustibles	Bajos	Medios	Altos
Económicas	CAPEX renovables y almacenamientos	Altos	Medios	Altos

Tabla 5: Escenarios de planificación.

Las variables que definen y diferencian los escenarios anteriores son:

- **Retiro de centrales a carbón:** En la [Figura 18](#), se establecen los tres cronogramas distintos para el cese de operaciones: 2040, 2035 y 2030.

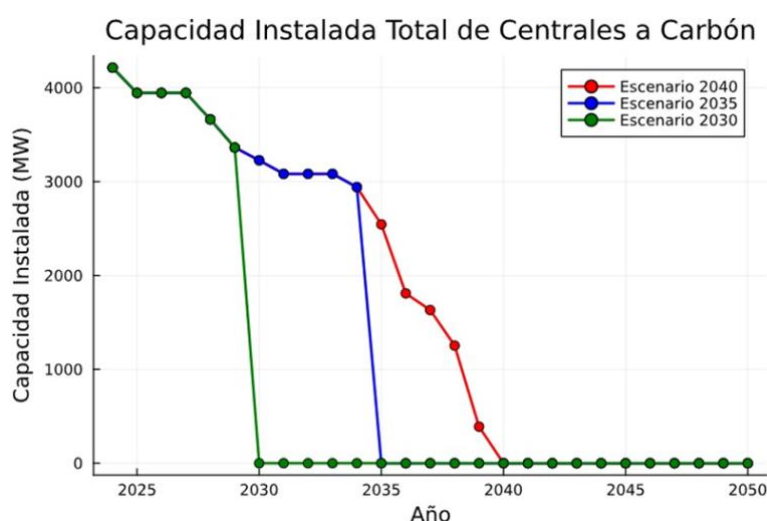


Figura 18: Plan de retiro de centrales a carbón.

- Demanda eléctrica:** Se utilizaron tres proyecciones de demanda (conservadora, media-alta y alta), ajustando el dato inicial de 2024 en un 8% a la baja para alinearlo con las proyecciones oficiales del Coordinador Eléctrico Nacional. La [Figura 19](#) muestra la comparación y el ajuste realizado, destacando la concordancia entre ambas proyecciones tras la corrección aplicada.

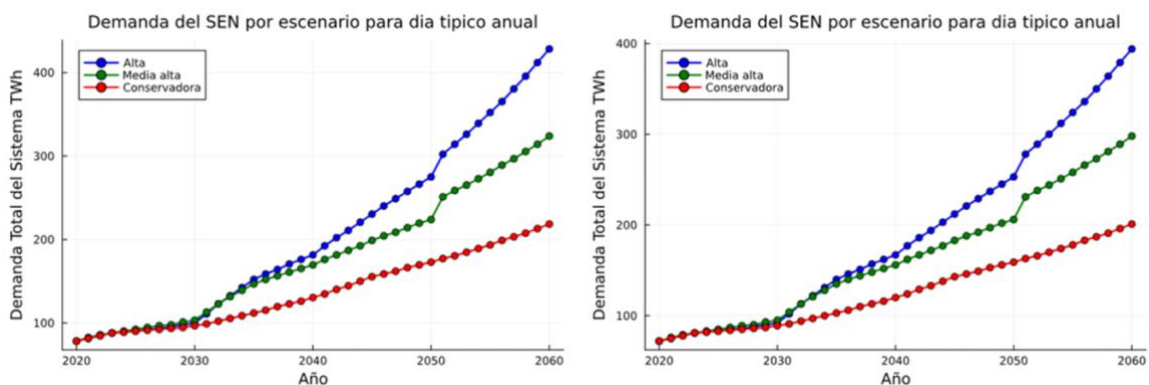


Figura 19: Escenarios de demanda eléctrica para estudios de planificación.

- Impuestos a emisiones:** Se modelaron tres trayectorias de aumento del impuesto al CO₂: un escenario bajo (hasta 10 USD/tCO₂), medio (hasta 35 USD/tCO₂) y alto (hasta 70 USD/tCO₂). La [Figura 20](#) ilustra la progresión de los impuestos en cada escenario, destacando su impacto potencial en el sistema eléctrico y en las decisiones de planificación asociadas.

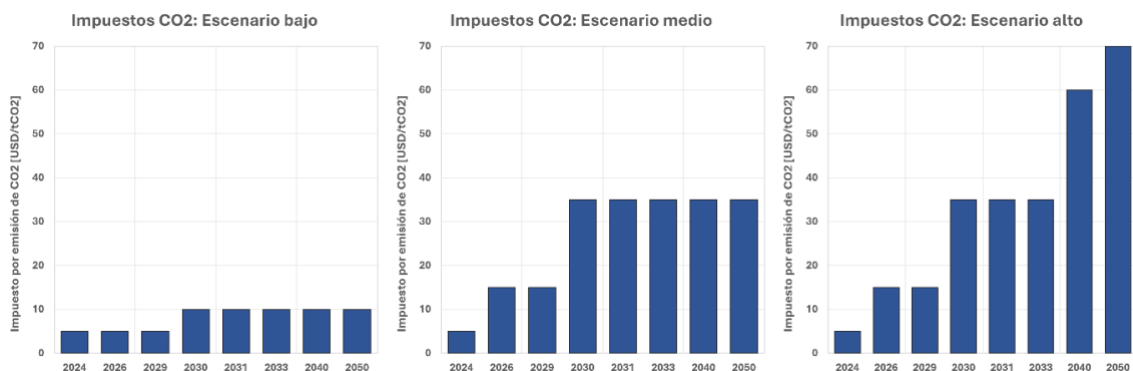


Figura 20: Proyecciones de impuesto a emisiones de CO₂.

- Costos de combustibles:** Se definieron proyecciones de costos altos, medios y bajos para combustibles como GNL, diésel, carbón y biomasa. La [Figura 21](#) muestra las distintas proyecciones de costos para cada combustible.

Costos Biogás (USD/MMBtu)

Periodo	Alto	Medio	Bajo
2024	518,32	402,52	266,23
2026	564,46	430,74	282,99
2029	623,11	460,33	295,49
2030	639,56	468,95	302,12
2031	651,88	475,4	307,08
2033	677,12	490,05	317,25
2040	750,97	534,1	347
2050	815,57	587,13	368,16

Costos Biomasa (USD/ton)

Periodo	Alto	Medio	Bajo
2024	146,85	117,75	83,62
2026	158,78	124,99	87,76
2029	173,85	132,78	91,21
2030	178	134,99	92,9
2031	181,09	136,6	94,11
2033	187,59	140,41	96,74
2040	206,04	151,33	103,93
2050	222,54	164,59	108,96

Costos Cogeneración (USD/MMBtu)

Periodo	Alto	Medio	Bajo
2024	293,58	245,58	190,04
2026	315,32	258,44	196,39
2029	342,21	273,47	203,97
2030	349,16	277,36	206,95
2031	354,17	279,93	208,7
2033	365,88	287,07	213,5
2040	395,63	304,12	223,56
2050	424,54	325,59	230,13

Costos Diesel (USD/m3)

Periodo	Alto	Medio	Bajo
2024	1105,94	863,29	577,91
2026	1203,86	923,38	613,63
2029	1327,62	986,29	640,68
2030	1362,3	1004,6	654,79
2031	1388,18	1018,19	665,22
2033	1441,53	1049,31	686,86
2040	1596,75	1142,01	749,41
2050	1733,29	1253,83	794,1

Costos Carbón (USD/ton)

Periodo	Alto	Medio	Bajo
2024	88,49	76,7	76,7
2026	88,27	75,77	74,6
2029	87,71	74,34	72,5
2030	87,41	73,88	72,69
2031	88,07	74,44	73,3
2033	88,11	74,47	73,37
2040	92,71	78,36	75,1
2050	97,98	82,82	80

Costos GNL (USD/MMBtu)

Periodo	Alto	Medio	Bajo
2024	357,47	327,69	295,53
2026	377,33	338,48	298
2029	400,29	354,53	308,53
2030	404,92	357,72	310,96
2031	407,8	359,07	311,29
2033	418,09	366,07	315,7
2040	434,47	373,73	316,43
2050	457,61	385,83	315,15

Figura 21: Proyección de Costos de Combustibles, desagregada por tipo.

- Costos de Inversión (CAPEX):** Se consideraron costos altos, medios y bajos para las tecnologías renovables y de almacenamiento. Además, se aplicaron ajustes específicos, como una penalización del 20% al CAPEX de la tecnología CAES para reflejar su riesgo de desarrollo. Las siguientes figuras ([Figura 22](#), [Figura 23](#), [Figura 24](#), [Figura 25](#)) ilustran las proyecciones en los gastos de capital para cada tecnología, periodo y escenarios.

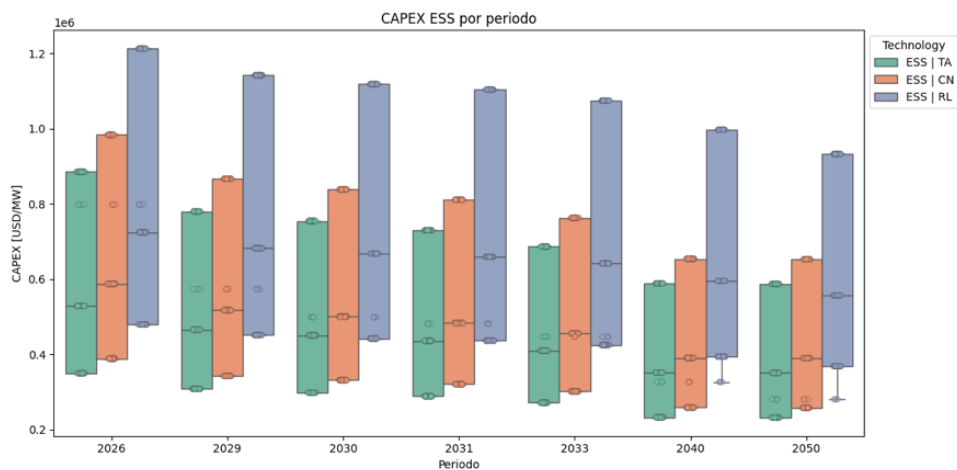


Figura 22: Proyecciones en gastos de capital en almacenamiento para ESS por periodo y escenario.

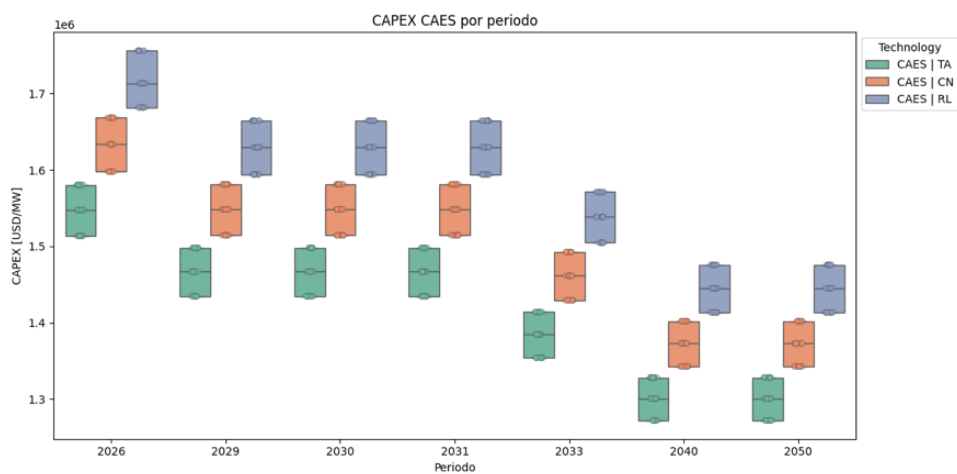


Figura 23: Proyecciones en gastos de capital en almacenamiento para CAES por periodo y escenario.

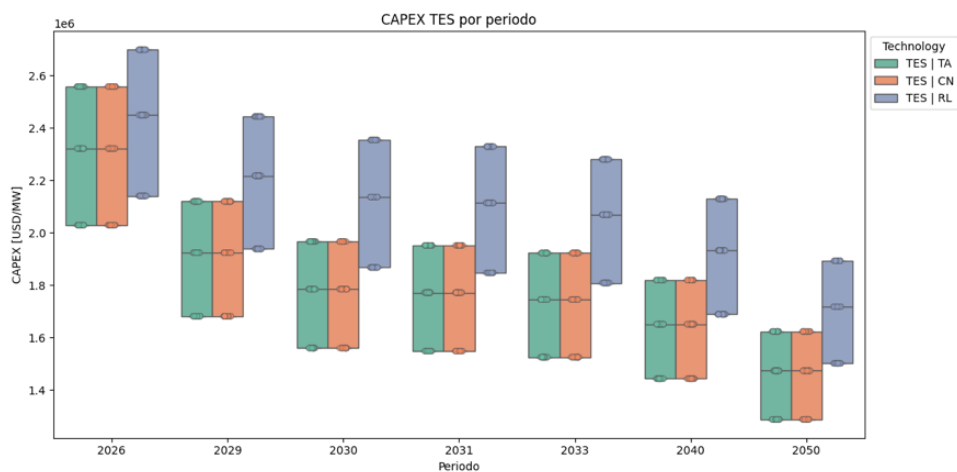


Figura 24: Proyecciones en gastos de capital en almacenamiento para TES por periodo y escenario.

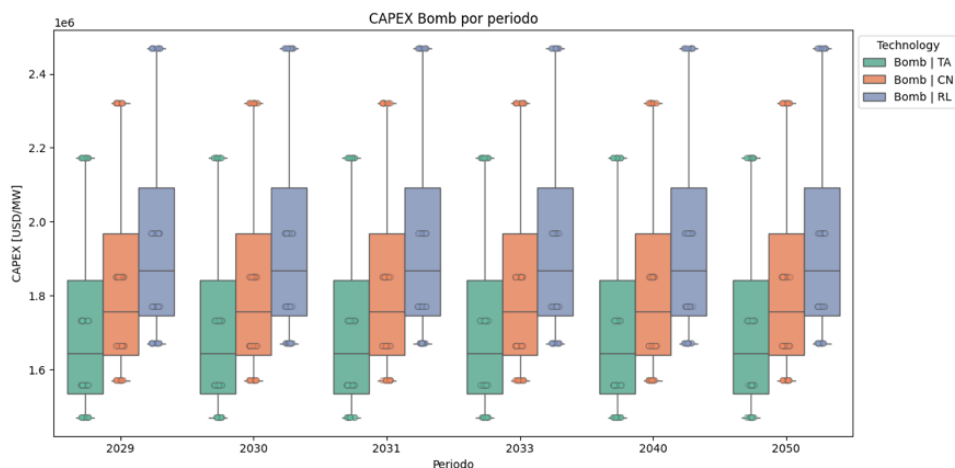


Figura 25: Proyecciones en gastos de capital en almacenamiento para Bomb por periodo y escenario.

- **Costos de Operación (OPEX):** El modelo incorpora en su función objetivo los costos operativos, que incluyen tanto los gastos fijos como los variables de Operación y Mantenimiento (O&M) para todas las tecnologías. Las siguientes figuras ([Figura 26](#), [Figura 27](#), [Figura 28](#), [Figura 29](#)) ilustran las distintas proyecciones en gastos operativos para cada tecnología de almacenamiento, periodos de inversión y escenarios.

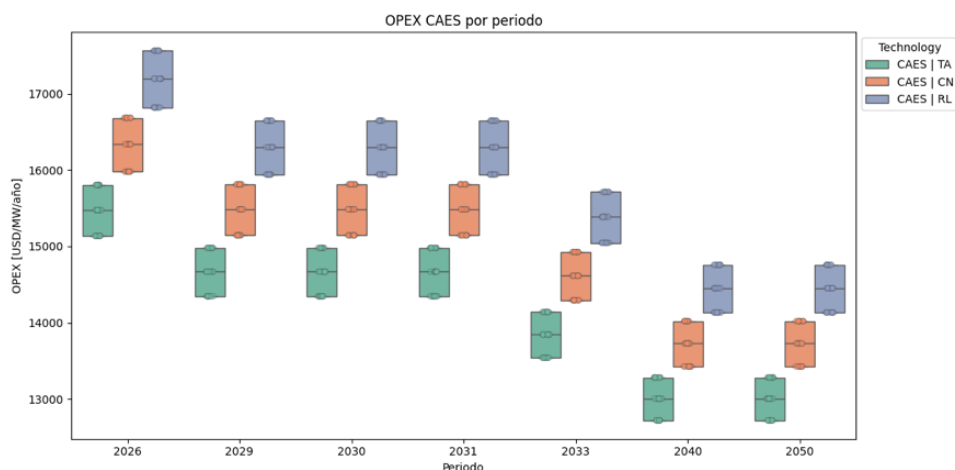


Figura 26: Proyecciones en gastos operativos en almacenamiento para CAES por periodo y escenario.

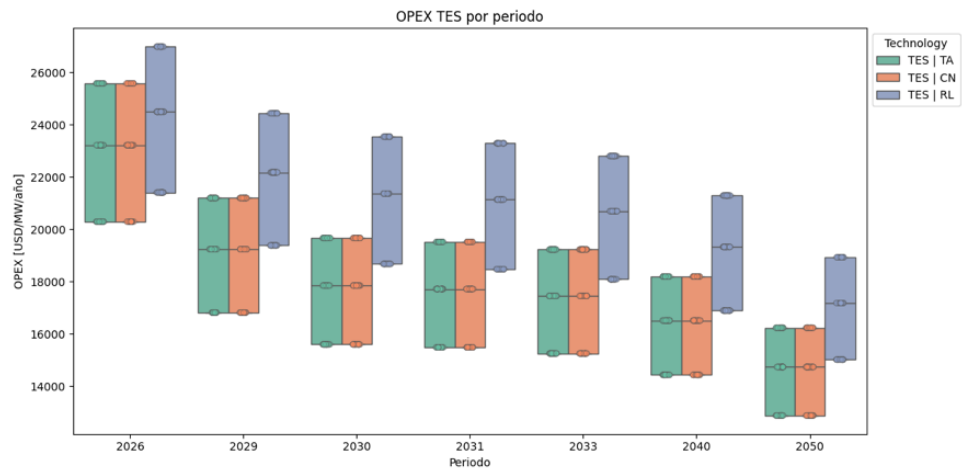


Figura 27: Proyecciones en gastos operativos en almacenamiento para TES por periodo y escenario.

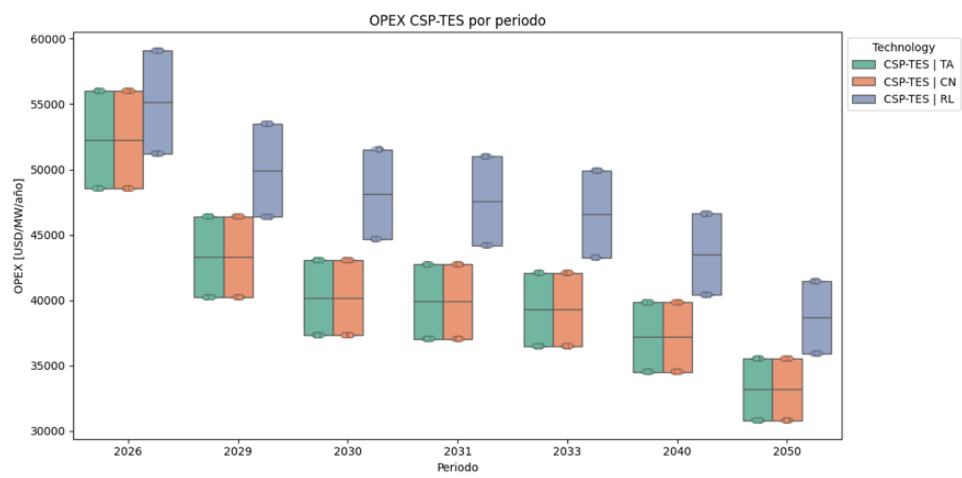


Figura 28: Proyecciones en gastos operativos en almacenamiento para CSP-TES por periodo y escenario.

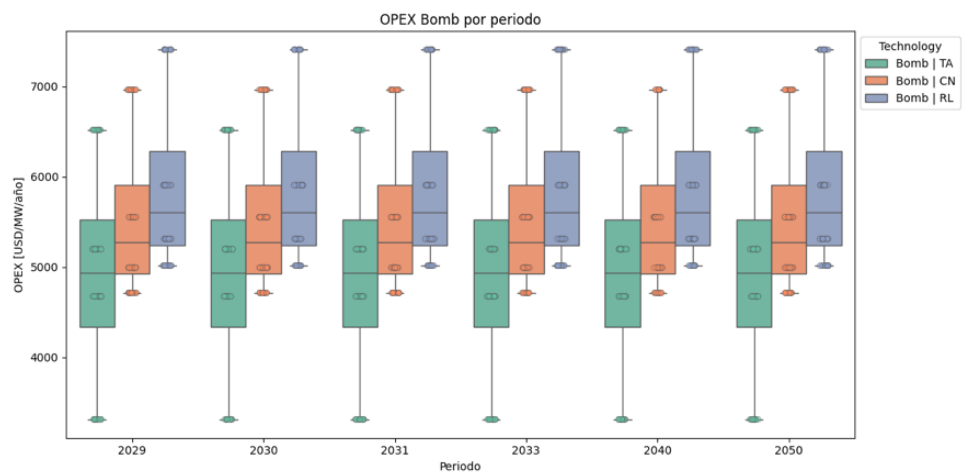


Figura 29: Proyecciones en gastos operativos en almacenamiento para Bomb por periodo y escenario.

SENSIBILIDADES DEL ANÁLISIS DEL VALOR SISTÉMICO DE LDES

Por último, para fortalecer el análisis del valor sistémico de los LDES, se realizaron 12 estudios de sensibilidad independientes, las cuales se detallan en la [Tabla 6](#). Estos buscan comprender cómo ciertas incertidumbres clave afectan las decisiones de inversión y operación del sistema eléctrico. Las sensibilidades analizan el impacto de variaciones en los costos de tecnologías como BESS y GNL, cambios en los plazos de inversión para PSP, escenarios de construcción masiva de baterías, retrasos en proyectos de transmisión y biomasa, y un caso de descarbonización acelerada sin nuevas centrales térmicas.

ID	Nombre	Descripción
1	\$ BESS + 5%	Variación de +5% en los costos de BESS desde 2026.
2	\$ BESS - 5%	Variación de -5% en los costos de BESS desde 2026.
3	\$ GNL + 5%	Variación de +5% en los precios del GNL en todo el horizonte.
4	\$ GNL - 5%	Variación de -5% en los precios del GNL en todo el horizonte.
5	PSP 2029	Inversión en PSP se permite desde el periodo de inversión 2029.
6	PSP 2033	Inversión en PSP se permite desde el periodo de inversión 2033.
7	BESS Alto	Se fuerza instalación mínima de 3015 MW BESS entre 2026-2028.
8	BESS Alto+	Se fuerza instalación mínima de 6650 MW BESS entre 2026-2028.
9	Bio retraso	Reconversiones a biomasa en el norte se postergan de 2025 a 2027.
10	TX retraso	Se retrasa 2 años la entrada de Kimal-Lo Aguirre y ampliaciones del sur.
11	Sin PSP 10 hrs.	Se restringe la posibilidad de invertir en PSP de 10 hrs.
12	Sin Diesel&GNL	Se prohíbe construir diésel y GNL; retiro total de térmicas a 2030.

Tabla 6: Resumen de sensibilidades analizadas en el estudio de planificación.

CASO DE ESTUDIO: DESEMPEÑO ECONÓMICO DE LDES

El Caso de Estudio, el cual se detalla en la [Tabla 7](#), se enmarca en el escenario de CN del SEN, cuyo principal hito estructural es el retiro completo de las centrales a carbón en el año 2040. Este escenario de planificación a largo plazo provee la matriz de inversión fija que se utiliza como base para la simulación. La evaluación del desempeño económico de los LDES se realiza en los cuatro años representativos definidos por el modelo de planificación que abarca los años 2031, 2033, 2040 y 2050, se inicia el 2031 dado que ese año inician operación los primeros PSP según los resultados de la expansión eficiente previamente ejecutada. Los cuales reflejan la evolución estructural del sistema, la expansión de capacidad renovable y el aumento de la demanda. La simulación utiliza los datos de entrada de perfiles "reales" y de "pronóstico" con error, lo que permite evaluar el desempeño de los LDES bajo condiciones realistas de incertidumbre operacional y las restricciones económicas y físicas de este futuro sistema.

Categoría de Dato de Entrada	Concepto Clave	Detalle y Características de Conceptos Clave	Fuente Principal
I. Datos Consistentes con el modelo de Planificación	Topología del SEN	Modelo de la red con 29 barras y 30 líneas de transmisión.	Planificación
	Proyecciones Económicas	Proyección de impuestos a emisiones de CO2 y costos de combustibles (Escenario CN).	PELP
	Costos de Proyectos	Proyecciones de CAPEX y OPEX para tecnologías de LDES como PSP, BESS, y TES.	Estudios Externos/PELP
	Retiro de Carbón	Eliminación progresiva del carbón, con salida completa del sistema en el año 2040.	Planificación CN
II. Trayectoria de Expansión (Plan de Inversión CN)	Expansión de Almacenamiento	La capacidad de BESS aumenta (de 0.39 GW en 2024 a 8.01 GW en 2050). PSP se integra a partir de 2031. TES se consolida en 0.52 GW desde 2030.	Planificación CN
	Expansión de Generación	La nueva capacidad se basa principalmente en Renovables Variables, con 22.4 GW para FV y 19.64 para eólica.	Planificación CN
	Expansión de la Transmisión	Trayectoria de ampliaciones de transmisión evoluciona desde 35 GW a 47 para el 2050.	Planificación CN
III. Datos Construidos para Simulación Operacional	Perfiles de Demanda y ERV	Se generan dos tipos de perfiles diarios: "Previsto" (con error de pronóstico del CEN) para el predespacho y "Real" (sin error) para el despacho final.	Basado en PELP e Históricos del CEN
	Eventos de Variabilidad	Inclusión de "Cuatrídías" (días de escasez o sequías eólicas) en la serie de tiempo anual para simular la variabilidad interdiaria.	Modelo de Planificación

Tabla 7: Detalle Caso de estudio

A continuación, en la [Tabla 8](#), se presentan los proyectos LDES que fueron construidos como parte del plan de expansión eficiente resultante de la planificación en el escenario de CN. Entre ellos se pueden observar el dominio de las tecnologías de bombeo, seguido por las TES. Siendo estos proyectos los que se evalúan económicamente en vista de estudiar la rentabilidad de los LDES en la operación y la existencia de un problema de *Missing Money*.

Nombre	Año de entrada	T _r	Capacidad (MW)	Duración
Bomb_Antofagasta2_10h	2031	88		10
Bomb_Arica_10h	2031	84		10
Bomb_Arica_8h	2031	2		8
Bomb_Atacama2_10h	2031	101		10
Bomb_Atacama_10h	2031	62		10
Bomb_Coquimbo_10h_v1	2031	520		10
Bomb_Coquimbo_10h_v2	2050	364		10
Bomb_Maule_10h	2031	4		10
Bomb_Tarapaca2_10h	2031	133		10
Bomb_Tarapaca_10h	2031	472		10
Bomb_Valparaiso_10h	2050	206		10
TES_Parinacota220_250_6h	2050	13		6
TES_NuevaPozoAlmonte220_250_6h	2050	14		6
TES_LosChangos220_250_6h	2050	25		6

Tabla 8: Centrales LDES construidas, información técnica. Resultado de la planificación, escenario CN.

En base a lo expuesto en este caso de estudio, y para la realización de este análisis operativo, se seleccionaron dos proyectos de almacenamiento PSP, los cuales fueron “Bomb_Tarapaca_10h” y “Bomb_Coquimbo_10h_v1”. Además, los pagos por capacidad se establecieron en base a información del CEN, los cuales, diferenciados por barra oscilaron entre los 7.600 y 9.300 \$/KW/mes.

HALLAZGOS LÍNEA 1: EL VALOR Y DESEMPEÑO DE LOS LDES

A continuación, se presentan los hallazgos principales del análisis del valor de los LDES para el sistema eléctrico y su desempeño económico en la operación de este.

A. LOS LDES COMO UNA TECNOLOGÍA DE VALOR PARA LA EXPANSIÓN DEL SEN

El análisis de planificación confirmó que la inversión en LDES se justifica plenamente desde una perspectiva nacional. Al introducir estos LDES, se genera un ahorro sistémico (valor sistémico) que se cuantificó **entre \$269 y \$632 millones de dólares**, lo cual puede observarse en la [Tabla 9](#). Cabe destacar que la inversión en LDES solo se materializa cuando se considera en la metodología de la planificación la **presencia de series de tiempo de múltiples días seguidos**, configuración temporal en la cual los LDES pueden hacer uso de su principal característica (su larga duración) para traspasar energía entre días.

Métrica Clave (en Millones de USD) ▾	Recuperación Lenta (RL) ▾	Carbono Neutralidad (CN) ▾	Transición Acelerada (TA) ▾
Costo Total del Sistema (Sin LDES)	\$43.155	\$46.642	\$45.218
Costo Total del Sistema (Con LDES)	\$42.523	\$46.355	\$44.949
Ahorro Neto Total (Valor Sistémico)	\$632	\$287	\$269
Ahorro por Menor Costo de Operación	\$1.903	\$562	\$255
Costo Adicional por Inversión	\$1.271	\$275	-\$14 (Ahorro)
Ahorro por cada dólar invertido (I.I.LDES)	\$0,193	\$0,167	\$0,122

Tabla 9: Costos de planificación, Valor de LDES para la planificación del SEN.

Este beneficio económico se explica, principalmente, por la **reducción de costos operacionales**. La energía almacenada reduce la necesidad de despachar centrales térmicas, disminuyendo el consumo de combustibles caros (petróleo, gas) y otros costos. Además, los LDES cumplen una doble función: si bien entran por necesidad de suficiencia ante la necesidad energética en días de sequía renovable (gatillada por la variabilidad interdiaria), **en días normales también realizan arbitraje** intradiario, compitiendo en esta labor con los BESS.

Desde el punto de vista de la evolución de la capacidad instalada por tecnología, los resultados de la planificación de la expansión eficiente del sistema para los escenarios de Carbono Neutralidad (CN), Recuperación Lenta (RL) y Transición Acelerada (TA) son presentados a través de las [Figura 30](#), [Figura 31](#) y [Figura 32](#). En cuanto a la generación, la expansión está liderada por la energía solar fotovoltaica y la eólica, destacando además la completa eliminación de la capacidad a carbón (0 GW) antes del año 2040 en todos los escenarios.

- En el escenario RL, la solar fotovoltaica domina al 2050 con 22,97 GW, seguida por 14,59 GW de eólica.

- En el escenario CN, la solar también lidera con 22,4 GW, pero la eólica acorta la brecha alcanzando 19,64 GW.
- En el escenario TA, la generación eólica se impone por un estrecho margen, llegando a 23,09 GW frente a los 22,53 GW de la solar.
- Otras tecnologías como la generación hidroeléctrica (7,81 GW), a GNL (aprox. 4,51-4,65 GW) y diésel (4,2 GW) mantienen una capacidad instalada prácticamente constante en todos los escenarios después de 2026.

Respecto a la capacidad de almacenamiento, esta varía significativamente entre escenarios:

- En el escenario RL, el sistema PSP (bombeo) es la principal fuente de almacenamiento, alcanzando 4,36 GW al 2050, mientras que los sistemas BESS (baterías) llegan a 3,42 GW.
- Esta tendencia se invierte drásticamente en los escenarios de descarbonización. En CN, la capacidad de BESS asciende a 8,01 GW (frente a 2,04 GW de PSP), y en TA alcanza su máxima instalación con 10,02 GW (frente a solo 1,46 GW de PSP).

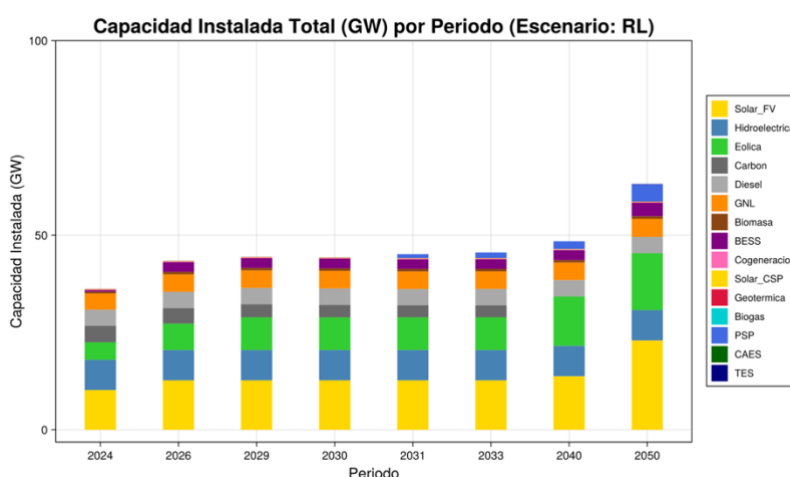


Figura 30: Desglose de la evolución de la capacidad instalada para la expansión del SEN, Escenario: Recuperación Lenta

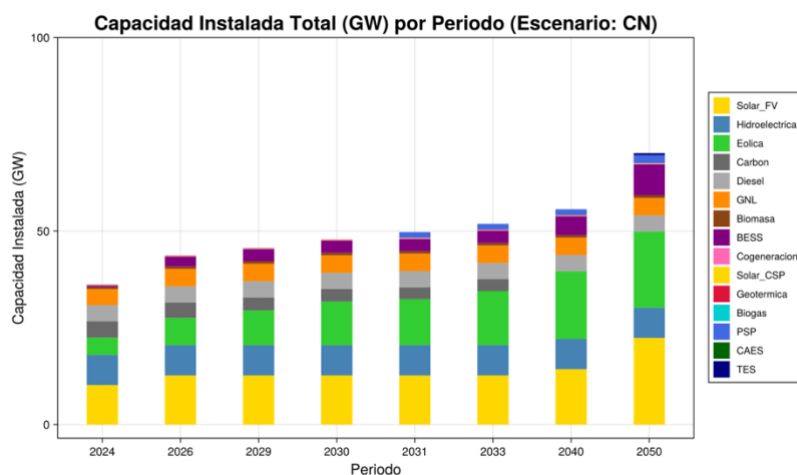


Figura 31: Desglose de la evolución de la capacidad instalada para la expansión del SEN, Escenario: Carbono Neutralidad

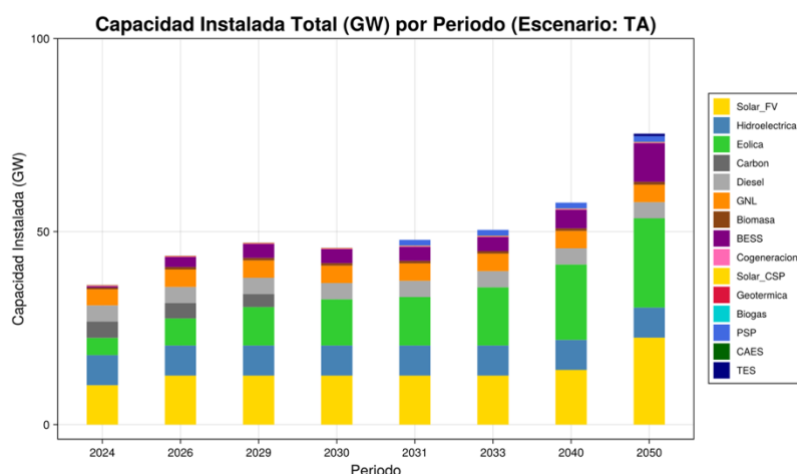


Figura 32: Desglose de la evolución de la capacidad instalada para la expansión del SEN, Escenario: Transición Acelerada

B. FACTORES QUE INFLUYEN SIGNIFICATIVAMENTE EN EL VALOR SISTÉMICO DE LOS LDES

En base a los resultados de las sensibilidades, se identifica que uno de los principales determinantes del valor sistémico de los LDES es el **año desde el cual se encuentran disponibles** para el modelo de planificación, específicamente las Centrales de Bombeo Hidráulico (PSP).

En nuestro **Caso Base**, se estableció que estas centrales estarían disponibles desde el año **2031**. Para evaluar la criticidad de esta fecha, este caso fue sensibilizado comparándolo con dos escenarios alternativos: una **Entrada Temprana (disponibilidad al 2029)** y una **Entrada Retrasada (disponibilidad al 2033)**.

Este análisis se aplicó a los tres escenarios de planificación (Transición Acelerada, Carbono Neutralidad y Recuperación Lenta), que están principalmente diferenciados por la velocidad del retiro de centrales a carbón (finalizando en 2030, 2035 y 2040, respectivamente). Los resultados de esta sensibilidad indican que:

1. **Entrada Temprana (2029):** Cuando la entrada de PSP se adelanta dos años (respecto al caso base 2031), observamos un **aumento significativo en el ahorro sistémico y en la inversión en LDES**. El impacto es mayor en escenarios con retiro de carbón más acelerado:
 - **Transición Acelerada:** El valor de los LDES aumenta un 74%, con 900 MUSD más de inversión que el caso base.
 - **Carbono Neutralidad:** El ahorro sistémico aumenta un 55%, con 600 MUSD más de inversión.
 - **Recuperación Lenta:** El aumento del valor es de solo un 14%, con 300 MUSD más de inversión.
2. **Entrada Retrasada (2033):** Por el contrario, si retrasamos la entrada de los LDES dos años (al 2033), **tanto la inversión como el ahorro sistémico que pueden aportar se reducen considerablemente**, especialmente en los escenarios más acelerados:
 - **Transición Acelerada:** El valor sistémico se reduce en un 44%, con 600 MUSD menos de inversión.
 - **Carbono Neutralidad:** El valor se reduce en un 37%, con 500 MUSD menos de inversión.
 - **Recuperación Lenta:** La reducción es de aprox. un 8%, con 200 MUSD menos de inversión.

Esto subraya que cuanto antes estén disponibles los LDES, mayor es su valor para el sistema, particularmente en escenarios donde el retiro de centrales a carbón crea una necesidad de reemplazo más temprana.

Estos hallazgos confirman la existencia de una **ventana de oportunidad** para la inversión en LDES, lo que se traduce también en una ventana temporal para que estas tecnologías aporten su máximo valor, reduciendo los costos operativos. De otra forma, si los LDES no están disponibles en este periodo crítico, el modelo de planificación se ve obligado a reemplazar la energía y potencia de las centrales térmicas retiradas con otras tecnologías que resuelven esas necesidades, pero de manera menos eficiente en costos que los PSP

El segundo factor determinante es la **entrada masiva de sistemas de almacenamiento de corta duración (BESS)**. Nuestros resultados muestran que una alta penetración de BESS en el corto plazo, especialmente si se consideran proyectos ya en construcción o evaluación como costos hundidos, tiene la capacidad de **desplazar una parte muy significativa de la inversión futura en LDES**.

Esto ocurre porque los sistemas BESS (con duraciones de hasta 4 horas) logran satisfacer una gran parte de las necesidades inmediatas de flexibilidad y potencia que surgen con el retiro de las centrales térmicas. El impacto de este desplazamiento es considerable:

- Cuando se materializa esta entrada masiva de BESS, los **ahorros sistémicos** atribuibles a la inversión en LDES se reducen en cerca de un **78%** en los tres escenarios.
- Paralelamente, la **inversión** óptima en LDES disminuye drásticamente:
 - En **Recuperación Lenta**, cae de 3277 MUSD a 868 MUSD.
 - En **Carbono Neutralidad**, cae de 2558 MUSD a 907 MUSD.
 - En **Transición Acelerada**, cae de 2267 MUSD a 1034 MUSD.

Sin embargo, si bien la irrupción de los BESS reduce fuertemente la necesidad de inversión en LDES, nuestros resultados también evidencian que **no los reemplazan por completo**. Los LDES mantienen un rol esencial y diferenciado, asociado principalmente a la gestión de la variabilidad interdiaria (y estacional) del recurso renovable. Esto confirma la existencia de un nicho operativo propio que justifica su incorporación, aunque en una magnitud menor que si los BESS no existieran. Este hallazgo es particularmente relevante, ya que la trayectoria de integración de BESS que estamos observando actualmente en el sistema se asemeja en gran medida al escenario de alta penetración que modelamos en esta sensibilidad.

Esto implica que la ventana de oportunidad para los LDES no solo se ve acotada por el *factor tiempo* (la criticidad de su fecha de entrada), sino que también se ha reducido

drásticamente en *magnitud*. En la práctica, esto significaría que **el valor sistémico potencial de los LDES para la planificación ya se habría reducido** entre un 76% y un 79%, y el volumen de inversión óptimo para estas tecnologías habría disminuido entre un 50% y un 70%, en comparación con un escenario base sin esta explosión de inversiones en BESS.

Esto significa que existe un **riesgo clave** que podría comprometer la viabilidad futura de proyectos LDES: la **posible sobre instalación de sistemas BESS** (baterías de corta duración, 4-8 horas) fuera de la trayectoria de planificación eficiente. Esta acción podría intensificar la competencia en el mercado de energía, comprimiendo los diferenciales de costos marginales y disminuyendo los ingresos por arbitraje, que como se comenta en el siguiente hallazgo, son la principal fuente de rentabilidad de los LDES. Esta alerta subraya la necesidad de una intervención regulatoria que asegure que el mercado recompense la larga duración y el valor estratégico que solo estas tecnologías pueden ofrecer.

En contraste, otros factores analizados, como variaciones del $\pm 5\%$ en los costos de inversión de los BESS o en los precios del GNL, mostraron un impacto considerablemente menor sobre el valor sistémico de los LDES. Finalmente, destaca la sensibilidad asociada a la descarbonización total del sistema, en la cual los beneficios de los LDES se amplifican, alcanzando ahorros sistémicos equivalentes a un 4,3% del costo total de planificación.

En la [Tabla 10](#) se presentan los costos totales de la planificación de la expansión para cada sensibilidad y caso base, al igual que el monto total de inversión en LDES y el ahorro sistémico como % del costo total de planificación. Por otro lado, en la [Figura 33](#) se visualiza la variación relativa del valor sistémico de LDES para las diferentes sensibilidades en comparación con el mismo resultado para el caso base.

Sensibilidades		Resultados Absolutos								
		Inv + Op. MM USD			Inv. LDES MM USD			Valor LDES %		
ID	Nombre	RL	CN	TA	RL	CN	TA	RL	CN	TA
0	Caso Base	\$45,523	\$46,355	\$44,949	\$3,277	\$2,558	\$2,267	-1.5%	-0.6%	-0.6%
1	\$ BESS + 5%	\$45,529	\$46,398	\$44,995	\$3,364	\$2,727	\$2,421	-1.6%	-0.7%	-0.7%
2	\$ BESS - 5%	\$45,512	\$46,301	\$44,896	\$3,177	\$2,341	\$2,148	-1.3%	-0.5%	-0.5%
3	\$ GNL + 5%	\$43,132	\$46,913	\$45,447	\$3,476	\$2,600	\$2,250	-1.6%	-0.7%	-0.6%
4	\$ GNL - 5%	\$41,891	\$45,778	\$44,430	\$3,002	\$2,484	\$2,243	-1.3%	-0.6%	-0.6%
5	PSP 2029	\$42,434	\$46,195	\$44,750	\$3,522	\$3,187	\$3,122	-1.7%	-1.0%	-1.0%
6	PSP 2033	\$42,572	\$46,462	\$45,069	\$3,078	\$2,000	\$1,603	-1.4%	-0.4%	-0.3%
7	BESS Boom +	\$40,481	\$44,455	\$43,139	\$1,998	\$1,998	\$1,965	-0.8%	-0.5%	-0.6%
8	BESS Boom ++	\$38,221	\$42,132	\$40,803	\$868	\$907	\$1,034	-0.4%	-0.1%	-0.2%
9	Biomasa retraso	\$42,524	\$46,359	\$44,953	\$3,277	\$2,559	\$2,265	-1.5%	-0.6%	-0.6%
10	TX retraso	\$41,620	\$45,450	\$44,032	\$3,278	\$2,581	\$2,253	-1.5%	-0.6%	-0.6%
11	Sin PSP 10 hrs	\$42,541	\$46,414	\$44,992	\$3,357	\$2,621	\$2,487	-1.4%	-0.5%	-0.5%
12	Sin Diesel & GNL			\$55,302			\$8,445			-4.3%

Tabla 10: Resultados de sensibilidades: Comparativo de Costos Totales, Inversión en LDES y Valor LDES.

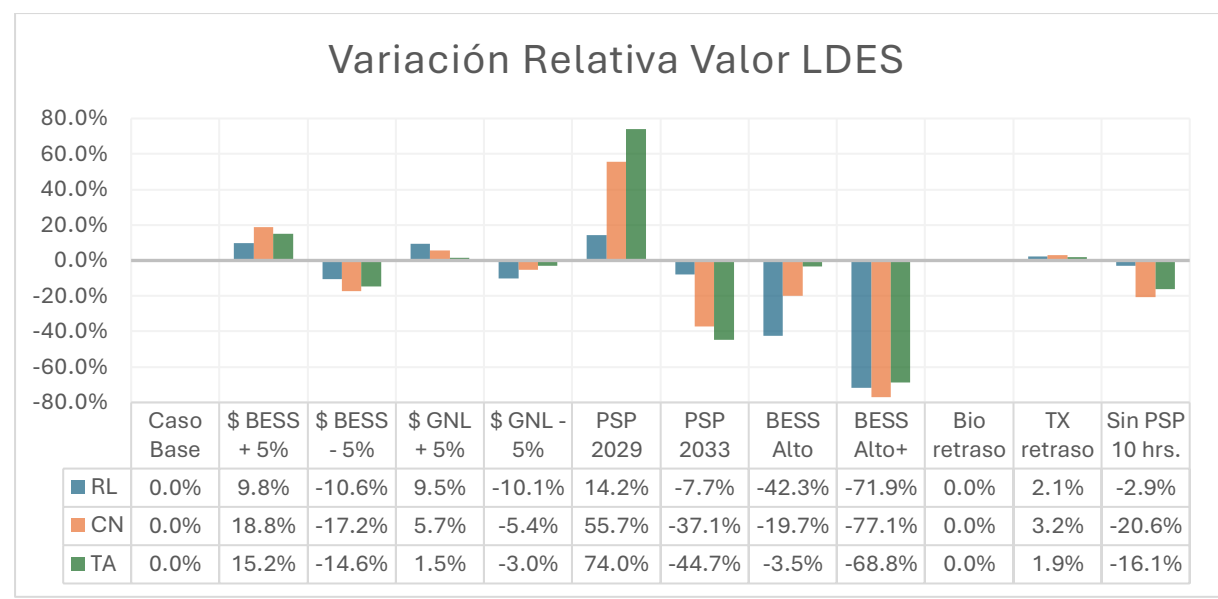


Figura 33: Variaciones del valor sistémico LDES en los distintos casos de sensibilidad estudiado.

C. RENTABILIDAD E INGRESOS DE LOS LDES

La simulación operacional evidenció que la inversión en LDES resulta financieramente atractiva para el sector privado bajo la metodología de despacho utilizada. En particular, se demuestra que, si el CEN adoptara una lógica operativa basada en una optimización matemática explícita del despacho y predespacho con un horizonte semanal, en reemplazo de las listas de mérito tradicionales, las remuneraciones obtenidas en los mercados de energía y potencia generarían señales económicas suficientes para incentivar la inversión en infraestructura de almacenamiento de larga duración. En la [Tabla 11](#) se puede ver como todos los proyectos analizados cuentan con un VPN positivo. Mientras que los proyectos seleccionados ([Tabla 12](#)) proyectan una TIR del 16% y tiempos de recuperación de la inversión (*Payback*) de alrededor de 8 años. La estabilidad de esta rentabilidad se basa en que la mayor parte de sus ingresos, un 70%, proviene del mercado de energía, y el resto del mercado de potencia.

Proyecto de Generación	Año de Construcción	Tr VPN (MMUSD)	Tr VPN Descontado al 2024 (MMUSD)
Bomb_Antofagasta2_10h	2031	128.63	80.10
Bomb_Arica_10h	2031	138.29	86.12
Bomb_Arica_8h	2031	3.08	1.92
Bomb_Atacama2_10h	2031	150.44	93.69
Bomb_Atacama_10h	2031	93.67	58.33
Bomb_Coquimbo_10h_v1	2031	792.56	493.56
Bomb_Coquimbo_10h_v2	2050	600.26	103.36
Bomb_Maule_10h	2031	6.48	4.03
Bomb_Tarapaca2_10h	2031	210.49	131.08
Bomb_Tarapaca_10h	2031	732.94	456.44
Bomb_Valparaiso_10h	2050	335.52	57.77
TES_LosChangos220_250_6h	2050	384.79	66.26
TES_NuevaPozoAlmonte220_250_6h	2050	212.22	36.54
TES_Parinacota220_250_6h	2050	195.86	33.72
Total	-	-	1702.92

Tabla 11: VPN para cada proyecto LDES al año de construcción y al 2024.

Indicador	Bomb_Coquimbo_10h_v1	Bomb_Tarapaca_10h
Tecnología	Bomb	Bomb
Potencia Instalada (MW)	519,85	471,88
Duración (Hrs)	10	10
VAN (MMUSD)	792,55	732,94
VAN/Energía (MMUSD/MWh)	0,15	0,16
VAN Energía (MMUSD)	1.245,60	1.108,05
VAN Energía (Días típicos) (MMUSD)	993,21	878,57
VAN Energía (Cuatri días) (MMUSD)	252,38	229,48
VAN DTP Energía (USD/día)	226.761,15	200.586,81
VAN CP Energía (USD/día)	38.414,56	34.927,97
VAN Potencia (MMUSD)	446,94	441,29
Relación VPN/Capex	1,09	1,07
Payback (años)	8	8
TIR (%)	16,37	16,58

Tabla 12: Indicadores financieros para el análisis de desempeño económico para centrales PSP seleccionadas.

La rentabilidad a total acumulada observada en los proyectos LDES se cuantificó en \$1.400 millones de dólares, una cifra que supera de manera significativa el valor identificado en el modelo de planificación, confirmando que la estructura de mercado simulada provee una remuneración más que suficiente para incentivar su inversión.

Otro hallazgo relevante de nuestro estudio de operación, y que resultó ser contrario a la intuición inicial, es la fuente de ingresos de los almacenamientos de larga duración (LDES) en el mercado de energía.

Detectamos que los ingresos generados en "**días típicos**", días sin variabilidad notoria del recurso renovable entre ellos, fueron aproximadamente **siete a ocho veces mayores** que los ingresos obtenidos durante "**eventos de variabilidad**" (series de cuatro días con dos de abundancia y dos de escasez renovable).

La explicación de este fenómeno se debe a dos factores que se combinan:

1. **Operación en "Días Típicos" (Arbitraje Diario):** En un día común, los LDES operan en un ciclo de arbitraje diario casi completo. Utilizan sus 8 horas de duración para cargarse cuando el costo marginal es prácticamente cero (alta abundancia solar) y se descargan estratégicamente durante las rampas de la tarde y en la mañana, cuando el costo marginal es alto. Es un ciclo repetitivo de "comprar barato y vender caro" que aprovecha un *spread* de precios diario muy significativo.

2. **Operación en "Eventos de Variabilidad" (Reserva Estratégica):** Durante los eventos de cuatro días, la lógica del LDES cambia. Su objetivo principal pasa a ser guardar energía para los días de escasez, por lo que **limita su arbitraje diario**. Esto tiene dos efectos que pueden observarse claramente en la [Figura 34](#), en la que se presenta el desglose de la operación del sistema por tecnología, los costos marginales experimentados y también el estado de carga de una central PSP:

- **Vende menos energía:** Se vende aproximadamente tres a cuatro veces menos energía en este período, ya que la venta se concentra en el traspaso de energía desde los días de abundancia a los de escasez.
- **El spread de precios es menor:** Durante los días de escasez, los costos marginales suben incluso en horas con sol. Esto "achata" la diferencia entre los costos de carga y descarga, haciendo que el arbitraje que sí se realiza sea menos rentable que en un día típico.

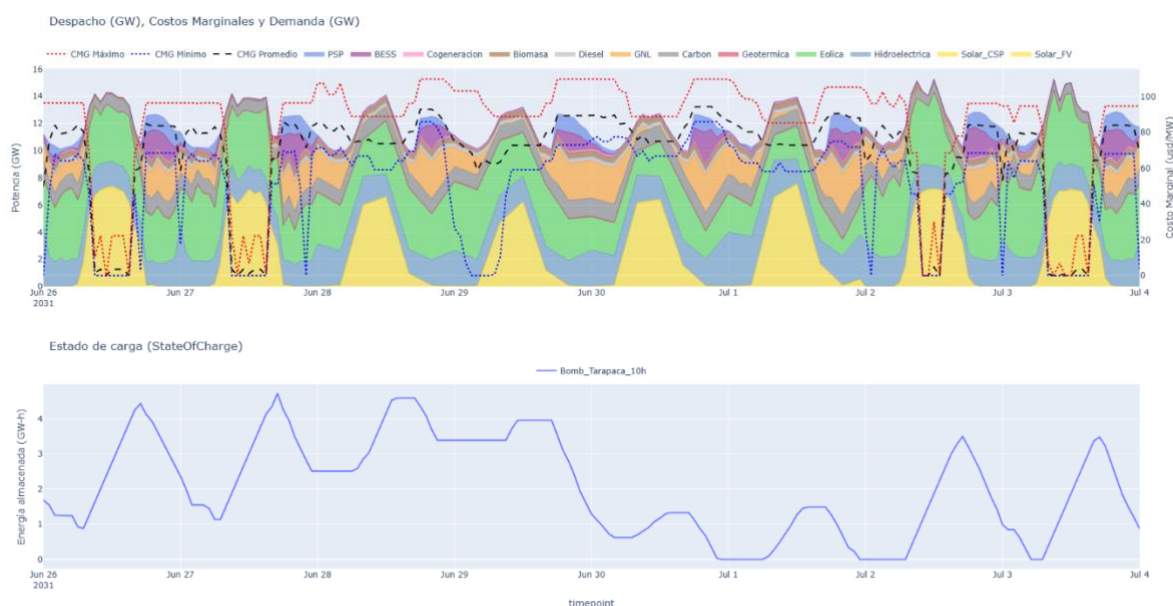


Figura 34: Desglose de la operación del SEN en una semana de invierno del año 2031, Escenario de Carbono Neutralidad.

Esto nos lleva a la paradoja de los LDES: el modelo de planificación de expansión selecciona estas tecnologías precisamente por su capacidad para resolver los eventos de variabilidad (los "cuatridías") y reducir los costos operativos del sistema en momentos de escasez renovable.

Sin embargo, el análisis de ingresos demuestra que el mercado de energía no los remunera eficientemente por dar ese servicio de flexibilidad interdiaria. En cambio, los LDES **obtienen la gran mayoría de sus ingresos (7 a 8 veces más) al realizar arbitraje diario**, un servicio donde compiten directamente con las baterías de corta duración (BESS).

En resumen, los LDES **son seleccionados para la expansión por una razón** (su valor estratégico de largo plazo), **pero se pagan por otra** (su operación de arbitraje de corto plazo).

D. COMPOSICIÓN DEL SISTEMA Y PATRÓN OPERATIVO DE LDES

Otro de nuestros hallazgos fundamentales es, precisamente, la evolución del patrón operativo de los LDES en función de la madurez y composición del sistema eléctrico. Descubrimos que el patrón de operación de los LDES, donde los LDES limitan su arbitraje diario para traspasar estratégicamente energía entre días, **es menos marcado a medida que disminuye la dependencia de centrales térmicas y aumenta la penetración de generación renovable**, especialmente la solar.

La razón es que, en un sistema con alta capacidad solar (como el escenario 2050 y especialmente en condiciones de verano), la generación diurna es tan abundante que es capaz de recargar los almacenamientos de larga duración (ej. 8 horas) casi en su totalidad cada día. Esto ocurre incluso durante períodos de escasez de otros recursos variables, como la eólica.

Como resultado, los LDES no se ven forzados a retener energía por varios días y pueden **mantener un patrón de arbitraje diario mucho más marcado y rentable**. En efecto, una mayor instalación solar reduce la necesidad de que los LDES sean la principal herramienta para resolver la escasez interdiaria del recurso eólico; el sistema lo resuelve en gran medida con la propia generación solar, y los LDES se reenfochan en el arbitraje. Si bien aún puede existir una leve transferencia neta de energía entre días, esta no es tan notoria ni definitoria como en los momentos en los que el sistema tiene una alta dependencia térmica, como en los años iniciales de la transición energética, o en inviernos.

En la [Figura 35](#) se evidencia lo mencionado. Esta figura muestra, para una semana de enero del año 2050, la operación del sistema eléctrico desglosada por tecnología y el **estado de carga (GWh)** de una central PSP (*'Bomb_Tarapaca_10h'*) durante esos mismos días.

Al analizar el gráfico del estado de carga de la central, se observa un patrón de **arbitraje diario adaptativo** que difiere marcadamente del patrón de operación visto en el ejemplo de invierno de 2031:

1. **Días Normales (21-22 Ene):** En los dos primeros días, la central opera un ciclo de arbitraje diario completo. El "valle" (descarga) llega a 0 GWh, indicando que se vacía por completo cada día.
2. **Días Pre-Escasez (23-24 Ene):** A medida que se acerca el evento de escasez eólica, la estrategia cambia. La central continúa realizando el arbitraje diario,

pero **ya no se descarga por completo**. El valle del día 23 se mantiene en un nivel base (cercano a 0.7 GWh) y el del día 24 sube esa base a cerca de 1 GWh. Para lograr esto, la central se carga a "picos" *más altos* que en los días previos, acumulando energía mientras sigue participando en el mercado diario.

- Días de Escasez (25-26 Ene):** Durante los días de escasez eólica, la central utiliza la energía acumulada y sus valles vuelven a 0 GWh, descargándose totalmente para proveer la energía necesaria. A pesar de la escasez eólica, la alta penetración solar del sistema permite recargar la central durante el día, aunque (como se observa el 26 de enero) el "pico" de recarga es inferior al alcanzado en los días de abundancia.

Este comportamiento demuestra cómo, en un sistema con alta penetración renovable, el LDES puede mantener su arbitraje diario (gracias a la recarga solar) y, al mismo tiempo, gestionar la escasez interdiaria "adaptando" su nivel de carga base, en lugar de renunciar por completo al arbitraje como ocurría en 2031.



Figura 35: Desglose de la operación del SEN en un verano del año 2050, Escenario de Carbono Neutralidad.

E. GAP ENTRE MODELOS DE PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN

Uno de los hallazgos más relevantes del estudio es la **significativa diferencia (gap)** entre el valor sistémico de los LDES, cuantificado por el modelo de planificación, y la mayor rentabilidad agregada que estos mismos proyectos demuestran en el modelo de operación.

La existencia de esta brecha, que fue considerablemente mayor a lo esperado, no parece tener una causa única. Por el contrario, **sugerimos que podría ser el resultado de una combinación de factores** que diferencian ambos modelos. Entre las posibles hipótesis que explicarían este *gap*, se encuentran:

1. **Diferencias en el Detalle Operativo:** El modelo de operación simula el despacho incorporando restricciones operacionales críticas (como decisiones de *Unit Commitment*, mínimos técnicos, rampas, etc.) que el modelo de planificación, por su naturaleza, tiende a simplificar o "relajar". La inclusión de estas restricciones en la operación aumenta la necesidad de flexibilidad, elevando el valor de los LDES.
2. **Modelado de la Incertidumbre:** El análisis de operación incorpora la incertidumbre (ej. en la generación renovable), mientras que el modelo de planificación utilizado tuvo un enfoque determinista. La incertidumbre inherentemente incrementa el valor de activos flexibles capaces de gestionarla.
3. **Metodología de Remuneración:** Es posible que el pago por capacidad en el análisis de rentabilidad esté magnificando los ingresos de los LDES, en comparación con el valor puramente sistémico calculado en la planificación.
4. **Muestreo de la Operación:** La selección de los días o semanas analizadas en el modelo de operación, aunque diseñada para ser representativa, podría haber incluido condiciones en las que los LDES son particularmente valiosos, influyendo en la rentabilidad agregada.

Por lo tanto, se concluye que la existencia de esta brecha **resalta la necesidad de un análisis más profundo** para aislar y cuantificar la contribución de cada uno de estos factores. Avanzar hacia una planificación que logre integrar de manera más explícita estas variables (especialmente las restricciones operativas y la incertidumbre) es fundamental. Hacerlo permitiría que las señales de planificación a largo plazo reflejen de forma más precisa el verdadero valor que los activos flexibles como los LDES aportan al sistema, alineando mejor las proyecciones de expansión con las señales económicas del mercado.

METODOLOGÍA LÍNEA 2

La metodología general de la segunda línea de investigación del estudio se centró en un enfoque de modelación y simulación computacional (ABM en AnyLogic) para evaluar la viabilidad y los riesgos de negocios complementarios a una planta PSP en el Norte de Chile.

La investigación se desarrolló siguiendo las fases progresivas ilustradas en la [Figura 36](#). La etapa inicial, correspondiente a los "Antecedentes del problema", consistió en la identificación y conceptualización del estudio, sentando las bases teóricas mediante una revisión de literatura sobre tecnologías LDES, la identificación de modelos de negocio potenciales y la selección de la Región de Antofagasta como el sitio ideal. Posteriormente, en la fase de "Estudio y diseño de agentes", se tradujeron los conceptos en modelos funcionales, lo que incluyó la "Construcción de entornos físicos" simulados y la "Georreferenciación" para el sitio específico de Punta Blanca. A partir de estos modelos, se procedió a la "Confección de escenarios", diseñando en AnyLogic tres casos de negocio principales: venta de agua (a minería y consumo humano), desarrollo agrícola (oasificación) y turismo. Finalmente, las etapas de "Simulación" y "Análisis de datos" se centraron en la evaluación de riesgos y viabilidad. Para ello, los modelos fueron integrados en un módulo de control central y sometidos a pruebas de estrés (escenarios fatalistas y optimistas) mediante la introducción de variables de riesgo. Este análisis permitió identificar los umbrales de rentabilidad, los factores críticos de viabilidad y formular las conclusiones estratégicas finales sobre la resiliencia y la priorización de los modelos de negocio.

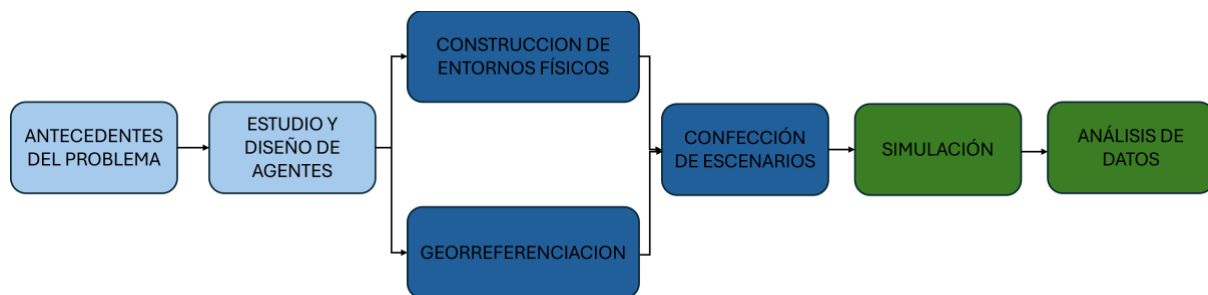


Figura 36: Diagrama basado en la metodología de trabajo, desde el planteamiento de problemas hasta los resultados de la simulación basada en agentes.

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE VIABILIDAD Y RIESGOS DE MODELOS DE NEGOCIOS COMPLEMENTARIOS

Con el objetivo de proveer mayor nivel de detalle respecto a la metodología que se implementó para realizar la evaluación de viabilidad y riesgos de los modelos de negocios complementarios para la planta PSP a estudiar, a continuación, se presenta el marco de trabajo completo, cuyo flujo se ilustra en la [Figura 37](#).

La metodología de evaluación se centra en una simulación multi-paradigma desarrollada en AnyLogic, la cual es alimentada por un conjunto de Datos de Entrada bien definidos. Estos parten de los Parámetros Base que establecen las condiciones técnicas, operativas y de mercado del caso de estudio en Punta Blanca. Sobre esta base, se implementa un Análisis de Riesgo Basado en Simulación de Escenarios Extremos, que somete al sistema a condiciones adversas para evaluar su robustez y determinar su viabilidad real.

Para ejecutar este análisis, se desarrolló un módulo de control en AnyLogic que gestiona los modelos de negocio simultáneamente e introduce herramientas interactivas para simular eventos negativos:

- **Botones de acción:** Activan shocks externos y temporales con duraciones pre-programadas (ej. una veda de succión de agua por dos meses o problemas sociopolíticos que restringen el turismo).
- **Barras de porcentaje:** Permiten introducir cambios graduales o permanentes en variables clave para ajustar la intensidad de riesgos como el aumento de costos o la pérdida de clientela.

El núcleo de la simulación combina dos enfoques: un Modelo Transversal de Dinámica de Sistemas (SD) que gestiona los flujos físicos (balance de agua y energía) y económicos (costos e ingresos), y los ABM, que representan a consumidores, turistas y productores para generar una demanda dinámica. La interacción entre ambos permite que las decisiones de los agentes afecten los recursos del sistema y viceversa.

Como resultado, la simulación genera series de tiempo con datos diarios sobre el desempeño del sistema (consumo, ingresos, utilidad neta, etc.), los cuales pasan a una etapa de Post-Procesamiento y Análisis. La principal salida de esta etapa es un análisis comparativo, tanto gráfico como numérico, de la utilidad total del sistema en el escenario pesimista versus el optimista. Al contrastar ambos resultados, se aplica la Metodología de Valores Críticos para identificar los umbrales operativos o puntos de quiebre del sistema, como el costo de producción que no debe ser superado o la base mínima de clientes necesaria, y aislar con precisión las variables con mayor impacto en la viabilidad, como el costo de distribución del agua. Este proceso permite formular estrategias de mitigación concretas y, finalmente, los riesgos identificados se

formalizan utilizando una matriz de riesgo clásica (probabilidad x impacto) y el marco de la norma ISO 31000 para presentar conclusiones estructuradas.

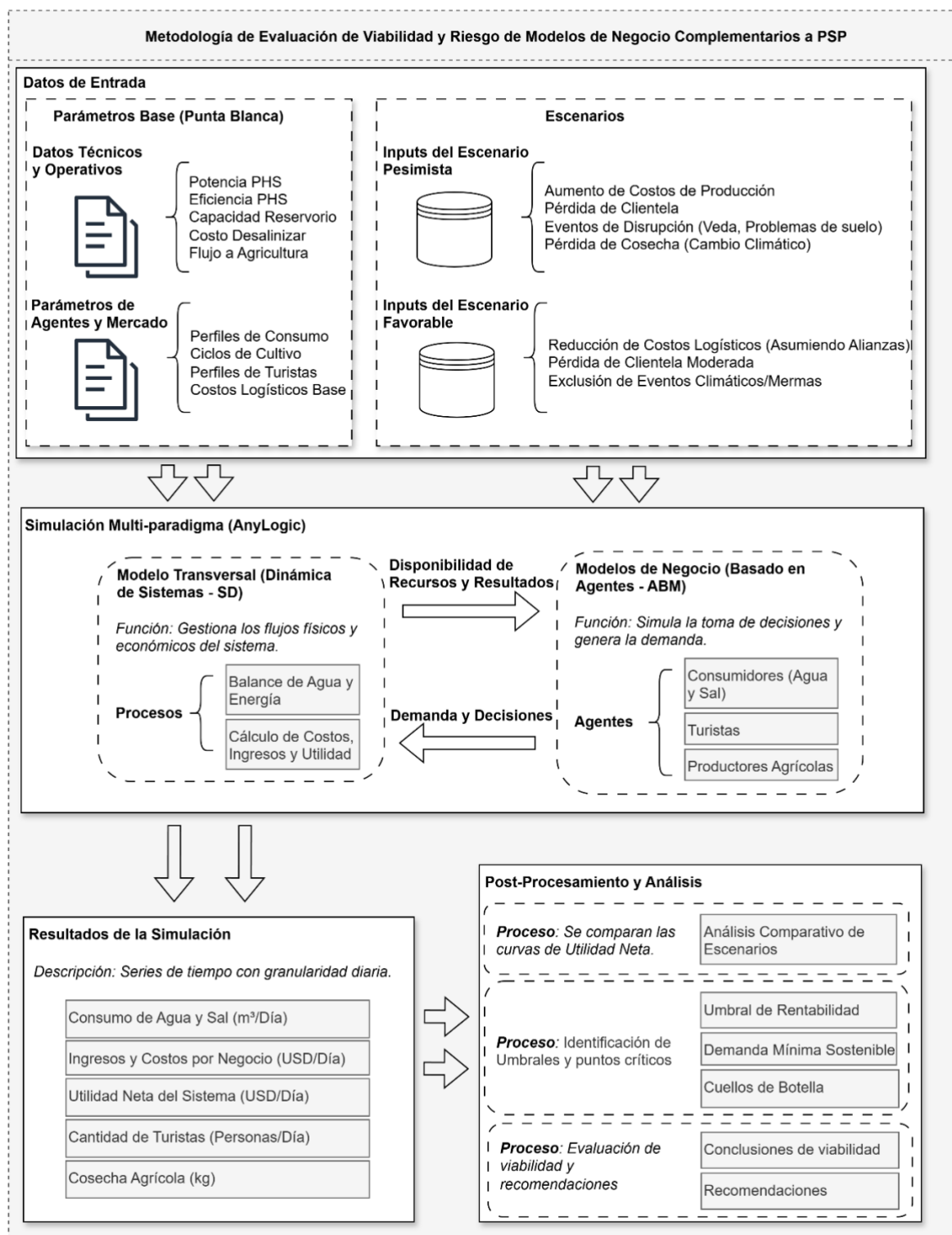


Figura 37: Diagrama sobre la Metodología de Evaluación de Viabilidad y Riesgo de Modelos de Negocio Complementarios a PSP.

La elección de AnyLogic fue fundamental para la investigación. Esta herramienta como se visualiza en la [Figura 18](#) permite ir más allá del modelado simple, combinando métodos avanzados como agentes y sistemas dinámicos para recrear escenarios complejos de manera precisa. Su capacidad de integrar programación en Python asegura que las simulaciones sean personalizables, abriendo un nivel más de medición. En la práctica, esto significa que es posible probar rigurosamente la resiliencia y el éxito de los modelos de negocio frente a diferentes variables y condiciones reales del mercado energético chileno.

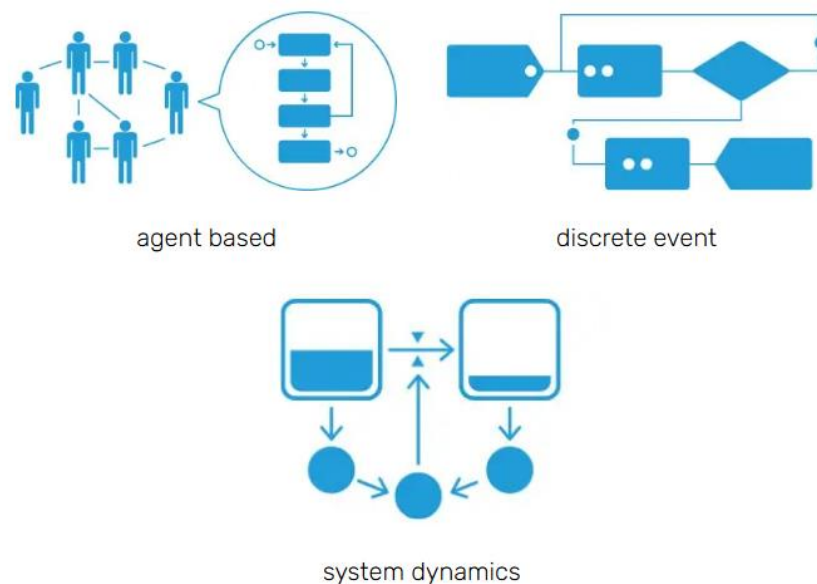


Figura 38: Esquema de las herramientas de AnyLogic.

El modelo en AnyLogic utiliza Dinámica de Sistemas (SD) para simular los flujos físicos y económicos del sistema integrado PSP-desalinizadora, y funciona como el núcleo operativo del entorno virtual. Este modelo se estructura en sub-módulos interconectados de "stocks" (reservorios de agua, energía acumulada) y "flows" (caudales, tasas de generación, costos e ingresos). Para mantener un balance de recursos, se define una regla de distribución clave: del agua captada y almacenada en el reservorio principal, un 70% se destina al módulo de generación de energía, mientras que el 30% restante alimenta el módulo de la planta desalinizadora. La interacción con los modelos de negocio (construidos como Modelos Basados en Agentes) se logra mediante variables que conectan ambos paradigmas: la demanda generada por un agente (ej. un consumidor minero que requiere agua) se convierte en un parámetro que regula dinámicamente la tasa de salida (el "flow") del stock de agua correspondiente en el modelo SD. De esta forma, el modelo SD gestiona el balance de masa y energía del sistema físico, y las decisiones de los agentes (la demanda) actúan como señales de control que ajustan los flujos de recursos y calculan los resultados económicos (costos e ingresos) en tiempo real, lo que crea un sistema de retroalimentación coherente.

MODELOS DE NEGOCIOS COMPLEMENTARIOS

A continuación, se presentan los tres modelos de negocio complementarios desarrollados en este estudio. Para cada uno, se detalla el enfoque de modelación implementado y se exponen los supuestos clave que sustentan el análisis de su viabilidad.

1. MODELO DE NEGOCIO: DESALINIZACIÓN Y VENTA DE AGUA

Este modelo busca representar la viabilidad técnica y económica de un sistema de producción y comercialización de agua, aprovechando el recurso hídrico de la planta PHS. La simulación se enfoca en analizar la compleja interacción entre los costos fijos de producción (desalinización, remineralización y potabilización) y los altos costos variables de la distribución logística hacia sectores clave como la minería y los asentamientos humanos. El objetivo es determinar el umbral de rentabilidad del negocio, identificando cómo la demanda de diferentes tipos de clientes y las dificultades geográficas del entorno impactan en la sostenibilidad financiera del modelo.

Variables de la Simulación

Las variables consideradas para este modelo se agrupan en costos, consumo e ingresos:

Costo de distribución:

- **Distribución hacia canteras mineras:** Modelado como un rango variable. Considera distancias de 220 a 300 km, con entrega mediante camiones y un costo de transporte por kilómetro recorrido de entre \$1.3 y \$3.0 USD por metro cúbico.
- **Distribución hacia asentamientos humanos:** Modelado como una variable. Considera distancias de 70 a 150 km, con entrega por tuberías y bombas, y un costo de transporte por kilómetro de entre \$0.52 y \$1.5 USD por metro cúbico.

Costos de producción:

- **Producción de agua desalinizada:** Modelado como un costo fijo, con un valor promedio de \$0.50 USD por metro cúbico.
- **Producción de agua remineralizada:** Modelado como un costo fijo, con un valor promedio de \$0.78 USD por metro cúbico.
- **Producción de agua potable:** Modelado como un rango variable que va de \$0.30 a \$1.5 USD.

Consumo del agua producida:

- **Consumo humano:** Modelado como una variable definida por un agente mediante una distribución aleatoria.
- **Consumo por procesos mineros:** Modelado como una variable definida por un agente, considerando procesos de chancado, molienda y transporte.
- **Consumo agrícola:** Modelado como un valor fijo, correspondiente al 5% del caudal total de la planta principal.

Ingresos por venta:

- **Ingreso por venta de agua potable:** Variable definida por un agente mediante una distribución aleatoria del precio de venta por metro cúbico.
- **Ingreso por venta de agua desalinizada:** Variable definida por un agente mediante una distribución aleatoria del precio de venta por metro cúbico.
- **Ingreso por venta de sales minerales extraídos:** Variable definida por un agente mediante una distribución aleatoria del precio de venta por kilogramo.

Agentes Modelados

Los agentes que gobiernan la lógica del modelo y su funcionamiento son cuatro:

MiningConsumer:

- **Función:** Modela el uso de agua en operaciones mineras y el tiempo promedio de consumo, funcionando de manera cíclica.
- **Resultado:** Calcula la utilidad (Money_Mining) a partir del consumo de agua del agente y los ingresos generados por cada metro cúbico vendido.

PersonConsumer:

- **Función:** Representa el consumo diario de agua para tres tipos de hogares (soltero, pareja y familia) con una distribución probabilística del 33% para cada uno.
- **Resultado:** Calcula la utilidad (Money_Person) a partir del consumo y los ingresos por metro cúbico de agua vendida.

OtherConsumer:

- **Función:** Simula el consumo de agua destinado a actividades agrícolas.
- **Resultado:** Calcula la utilidad (Money_Other) basándose en el consumo del agente y los ingresos por venta de agua para este fin.

SaltConsumer:

- **Función:** Modela los procesos industriales que requieren sal, sus cantidades y tiempos de operación.
- **Resultado:** Calcula la utilidad (Money_Salt) a partir del consumo del agente y el precio por tonelada de sal vendida.

2. MODELO DE NEGOCIO: IMPULSO AL TURISMO

Este modelo se ha diseñado para representar el ecosistema económico que podría generarse en torno a la actividad turística en la zona de Punta Blanca, como consecuencia de la instalación de la planta PSP. La simulación busca evaluar cómo el flujo de visitantes, segmentados por su poder adquisitivo y comportamiento estacional, impacta en la rentabilidad de los distintos servicios turísticos (alojamiento, alimentación, tours y souvenirs). El propósito es comprender la dinámica de ingresos y costos para determinar la viabilidad del turismo como negocio complementario y su sensibilidad a factores externos como la estacionalidad y la capacidad de gasto de los visitantes.

Variables de la Simulación

Las variables para el modelo turístico se dividen en costos e ingresos, definidos por el comportamiento de los agentes:

- **Costo por Tours:** Modelado como un rango. Incluye distancias, mantenimiento de rutas y vehículos, y entradas a recintos.
- **Costo por Hospedaje:** Modelado como una variable. Depende del presupuesto del agente, con precios de estancia por noche y una cantidad de noches definida por una distribución aleatoria.
- **Costos por alimentación:** Considera la demanda (completa o incompleta según la temporada) en los 120 establecimientos disponibles en la zona.
- **Costo por souvenirs:** Incluye los costos de producción y distribución de souvenirs, tanto de fabricación nacional como internacional.
- **Ingreso por Tours:** Modelado como una variable. Se basa en una distribución generada por el agente según tres opciones de tours disponibles.
- **Ingreso por Hospedaje:** Se basa en la distribución de los agentes y el número de integrantes, considerando el total ingresado entre los 70 establecimientos hoteleros.
- **Ingresos por Alimentación:** Estima la demanda (baja, media, alta) según la temporada y suma la totalidad de ingresos de los 120 establecimientos.

- **Ingreso por souvenirs:** Considera la suma total obtenida por las ventas de souvenirs, sin importar su procedencia.

Agentes Modelados

Para este modelo se definieron cinco agentes principales:

Turistas:

- **Función:** Modela el comportamiento estacional de los turistas con una función sinusoidal (máximo en enero, mínimo en julio) y un crecimiento logarítmico del promedio mensual.
- **Resultado:** Calcula el número de turistas en cada momento, variable que influye en todo el modelo.

Hotelería:

- **Función:** Calcula los beneficios hoteleros utilizando el RevPAR (ingreso por habitación disponible) y la estancia media de los turistas.
- **Resultado:** Genera el cálculo de los beneficios (Beneficios_Hoteleros).

Restaurantes/Comida:

- **Función:** Divide a los turistas en tres clases (baja, media, alta) con presupuestos específicos y calcula los beneficios basándose en un porcentaje de dicho presupuesto.
- **Resultado:** Calcula los beneficios por comida (Ben_Restaurant).

Souvenirs:

- **Función:** Utiliza la misma división de turistas que el agente de restaurantes y calcula los beneficios por ventas como un porcentaje del presupuesto destinado a compras.
- **Resultado:** Calcula los beneficios por souvenirs (Ben_Compras).

Tours:

- **Función:** Organiza a los turistas en tours diurnos y nocturnos, considerando su solvencia económica después de otros gastos y la capacidad limitada de los buses.
- **Resultado:** Calcula los beneficios por tours (Ben_Tours).

3. MODELO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN AGRÍCOLA Y OASIFICACIÓN

Este modelo tiene como propósito simular la viabilidad de un proyecto de oasisificación agrícola en una zona árida, utilizando un porcentaje limitado (5%) del agua generada por la planta desalinizadora. La simulación representa el ciclo productivo completo de tres cultivos con diferentes temporalidades (zanahoria, maíz y olivo), desde la gestión del riego y la asignación de tierras hasta la cosecha y la venta. El objetivo es analizar la dinámica de costos e ingresos para evaluar si este modelo puede ser económicamente sostenible, considerando que los retornos son esporádicos (vinculados a las cosechas) y que se requiere capital para mantener la operación durante los largos períodos improductivos.

Variables de la Simulación

El análisis de este modelo se centra en dos variables generales que engloban toda la operación:

- **Costo General:** Modelado como un rango. Considera todos los costos simultáneos de producción, crecimiento y cosecha para los tres cultivos (olivo, maíz, zanahoria). Los costos de agua son mínimos, ya que provienen de la propia planta productora.
- **Ingreso General:** Modelado como una variable. Se calcula en función de la venta de todos los productos cosechados, teniendo en cuenta los tiempos de plantación y cosecha de cada uno.

Agentes Modelados

El modelo agrícola es gestionado por siete agentes que controlan desde el recurso hídrico hasta la rentabilidad:

Sistema_de_riego:

- **Función:** Regula y distribuye el flujo diario de agua que proviene de la planta desalinizadora entre los tres cultivos.
- **Resultado:** Calcula la cantidad total de agua usada para riego cada día (Agua_Riego), permitiendo medir la eficiencia hídrica.

Cultivo_zanahoria:

- **Función:** Simula el ciclo agrícola de 117 días de la zanahoria y su consumo de agua, considerando coeficientes de cultivo (K_c) y evapotranspiración (ETo).
- **Resultado:** Determina la cantidad de agua requerida diariamente y permite estimar la producción por hectárea.

Cultivo_maíz:

- **Función:** Similar al de la zanahoria, pero con un ciclo de 105 días e incorporando un periodo de descanso del suelo entre siembras.
- **Resultado:** Calcula el requerimiento hídrico diario y se vincula a la asignación de terreno, afectando la producción anual.

Cultivo_olivo:

- **Función:** Simula un cultivo perenne con un ciclo continuo de 365 días que no requiere descanso del suelo.
- **Resultado:** Genera un flujo de uso de agua constante, lo que facilita la estabilidad de la operación y el análisis financiero anual.

Asignador_de_tierra:

- **Función:** Controla la distribución de las hectáreas disponibles entre los tres tipos de cultivos.
- **Resultado:** Determina la cantidad de agua necesaria cada día según el terreno asignado a cada cultivo.

Modulo_cosecha:

- **Función:** Administra los tiempos de cosecha, la capacidad y rendimiento de la maquinaria, e incluye periodos de espera para la rotación de cultivos.
- **Resultado:** Define los días en que no hay riego durante la cosecha, lo que afecta la continuidad de la producción.

Módulo_económico:

- **Función:** Estima los ingresos generados a partir del rendimiento por hectárea y los precios de mercado de cada producto (actualmente no considera costos).
- **Resultado:** Calcula los ingresos totales por cultivo en USD, sirviendo para evaluar la rentabilidad del modelo.

CASO DE ESTUDIO LÍNEA 2

CASO DE ESTUDIO: MODELOS DE NEGOCIOS COMPLEMENTARIOS

Esta sección define el caso base y los parámetros del modelo de simulación para el caso de estudio en Punta Blanca, Región de Antofagasta. Estos datos representan la base técnica y económica sobre la cual se evalúan los escenarios de riesgo, asumiendo que la planta PSP y los negocios complementarios ya se encuentran en su fase operativa.

DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA PSP Y DESALINIZACIÓN

La planta PSP simulada se basa principalmente en las características del proyecto "Espejo de Tarapacá" que se presentan en la [Tabla 13](#).

- **Potencia y Eficiencia:** La potencia de generación es de 300 MW y la eficiencia energética del ciclo de bombeo y generación es del 90%.
- **Capacidad de Almacenamiento:** El reservorio principal tiene una capacidad de almacenamiento de 54,000,000 m³.
- **Distribución del Agua:** Se establece una regla fija donde el 70% del agua del reservorio se destina a la generación de energía y el 30% restante se dirige a la planta desalinizadora para los negocios complementarios.
- **Costos de Producción de Agua:** El costo fijo de producción para el agua desalinizada mediante ósmosis inversa es de \$0.50 USD por metro cúbico. Para el agua remineralizada es de \$0.78 USD/m³ y para el agua potable varía en un rango de \$0.30 a \$1.5 USD/m³.

Característica	Tr	Cultana	Tr	Central Yanbaru	Tr	Espejo de Tarapacá
Lugar / Año		Australia, 2020		Japón, 2007		Chile, 2018
Potencia Emitida		225 [MW]		30 [MW]		300 [MW]
Potencia Bombeo		240 [MW]		No data		No data
Altura Caída		260 [m]		152 [m]		600 [m]
Caudal		120 [m³/s]		26 [m³/s]		45 [m³/s]
Turbinas		200%		No data		300%
Tipo Turbina		Francis reversible		Reversible		Francis reversible
Almacenamiento (Volumen)		3.500.000 [m³]		564.000 [m³]		54.000.000 [m³]
Largo Tuberías		3,3 [km]		No data		No data
Formato Tuberías		Superficiales y subterráneas		Subterráneas		Subterráneas
Diámetro Tuberías		3,3 [m]		No data		No data
Vida Útil		+100 años		75 años		+100 años
Eficiencia Energética		75%		75%		90%
Máxima Generación Continua		8 [hrs]		No data		18 [hrs]
Operaciones		En Desarrollo		Fuera de servicio		Fuera de servicio

Tabla 13. Cuadro comparativo de características y funcionamiento de tres estaciones PHS.

COSTOS FIJOS Y VARIABLES BASE

Costos de Inversión (CAPEX): El análisis de la simulación no incluye los costos de inversión inicial, construcción ni puesta en marcha, ya que el modelo parte de la hipótesis de que la planta ya está operativa.

Costos de Distribución de Agua (Base): Los costos logísticos variables se definen por la distancia y modalidad:

- **Minería (camiones cisterna):** El costo base varía entre \$1.3 y \$3.0 USD por m³ para distancias de 220 a 300 km.
- **Asentamientos Humanos (tuberías):** El costo base varía entre \$0.52 y \$1.5 USD por m³ para distancias de 70 a 150 km.

ESCENARIOS

MODELO DE NEGOCIO: DESALINIZACIÓN Y VENTA DE AGUA

Para este modelo se consideraron tres escenarios distintos a lo largo de un horizonte de simulación de cuatro años para evaluar su viabilidad bajo diferentes niveles de presión.

Escenario de Bajo Desempeño: Este fue el análisis principal, donde se introdujeron progresivamente eventos negativos para medir la resistencia del modelo.

- **Año 1:** Se finalizó el primer año con un incremento del 15% en los costos de producción.
- **Año 2:** Se simuló una pérdida del 40% de la clientela, distribuida equitativamente entre el sector minero y el de consumo humano.
- **Año 3:** A mediados de año, se aplicó una prohibición (veda) de succión de agua que duró dos meses, seguida de otro incremento del 15% en los costos de producción.
- **Año 4:** Se utilizó para observar la capacidad del modelo para estabilizarse después de los impactos sufridos en los años anteriores.

Escenario Fatalista: Se ejecutó una simulación adicional con condiciones aún más severas para encontrar el punto de quiebre del sistema.

- Se aplicó una pérdida del 80% de la base de clientes.
- Simultáneamente, se impuso un aumento del 50% en los costos de producción.

Escenario Optimista: Para fines de contraste, se simuló un escenario donde se mitigaba el riesgo más crítico identificado en los análisis previos.

- La condición clave fue una reducción de dos tercios en los costos de transporte de agua, asumiendo alianzas con otras empresas.
- Se mantuvieron otros supuestos negativos, pero más moderados, como una pérdida del 30% de la clientela a partir del segundo año y un aumento del 20% en los costos generales desde el tercer año.

MODELO DE NEGOCIO: IMPULSO AL TURISMO

Para el modelo turístico, se diseñó una simulación principal de bajo desempeño a lo largo de cuatro años y se contrastó con un escenario optimista en la simulación conjunta.

Escenario de Bajo Desempeño: Se partió de una base estable durante los primeros diez meses y luego se introdujeron una serie de eventos negativos para evaluar el impacto acumulado.

- **Mes 11:** Se simuló una caída del 35% en la llegada de turistas a la zona.
- **1 año y 4 meses:** Se aplicó un aumento del 15% en los costos operacionales.
- **2 años y 2 meses:** Se restringieron los tours mineros como consecuencia de conflictos sociopolíticos.
- **Inicio del 3er año:** Se simuló la ruptura de convenios con empresas asociadas, lo que redujo la oferta turística.
- **3 años y 6 meses:** Se aplicó un aumento final y generalizado del 10% en los costos de todas las áreas.

Escenario Optimista: En este caso, la condición simulada fue la ausencia de los peores eventos externos, como cierres regionales o la ruptura de relaciones comerciales, permitiendo observar la tendencia natural del negocio hacia la estabilización.

MODELO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN AGRÍCOLA Y OASIFICACIÓN

El modelo agrícola se analizó principalmente a través de un escenario extremo de cuatro años, enfocado en los riesgos productivos y climáticos.

Escenario Extremo: La simulación se estructuró con los siguientes eventos críticos para evaluar su impacto en la rentabilidad.

- **Mes 7 a 1 año y 6 meses:** Se simuló un largo periodo con problemas en el uso del suelo que impidieron la cosecha normal.
- **1 año y 6 meses:** Inmediatamente después del periodo improductivo, se aplicó un aumento del 20% en los costos de producción.
- **2 años y 4 meses:** Se simuló una pérdida catastrófica del 70% de la cosecha debido a efectos del cambio climático.
- **3 años y 6 meses:** Se añadió una pérdida del 30% de los productos ya cosechados debido a la falta de comercialización (merma).

Escenario Optimista: Dentro de la simulación conjunta, las condiciones favorables para este modelo implicaron la anulación de los riesgos más significativos.

- No se consideraron pérdidas de cultivo, ni por efectos del cambio climático ni por merma.
- Se asumió el aprovechamiento total de las hectáreas disponibles para la siembra

HALLAZGOS LÍNEA 2: PROYECTOS CON VALOR COMPARTIDO

La segunda línea de trabajo evaluó la rentabilidad y los riesgos asociados a modelos de negocio complementarios al energético para las Centrales Hidráulicas de Bombeo (PSP) en el norte de Chile. Estos modelos incluyen la desalinización y venta de agua, el desarrollo de actividades turísticas y el uso de agua para producción agrícola y oasisificación. A continuación, se presentan los principales hallazgos:

MODELO 1: DESALINIZACIÓN Y VENTA DE AGUA

El modelo de venta de agua, en las condiciones base simuladas, no es financieramente viable ni sostenible. Las simulaciones, tanto en escenarios de bajo desempeño como fatalistas, mostraron que el negocio no alcanza el umbral mínimo de rentabilidad y tiende a generar pérdidas netas. Solo se vuelve rentable si se modifican drásticamente sus condiciones estructurales.

El hallazgo más determinante es que los costos logísticos de distribución superan a los costos de producción. Debido a la geografía, las grandes distancias y la infraestructura deficiente, el transporte del agua a los centros mineros y urbanos es el principal factor que impide la rentabilidad del modelo.

Resultados Cuantitativos Clave

- **Umbral de Rentabilidad:** Se estableció un costo promedio de producción de 273.743 USD, valor que los ingresos deben igualar o superar para que el sistema sea rentable. En los escenarios negativos, este umbral no se alcanzó.
- **Base Mínima de Clientes:** Para asegurar la sostenibilidad, el modelo necesita mantener al menos un 40% de las ventas proyectadas.
- **Límite de Aumento de Costos:** Los análisis sugieren que se deben evitar incrementos superiores al 15% en los costos de producción durante los primeros años de operación para no comprometer la viabilidad.
- **Capital Inicial Requerido:** Se concluye que el modelo no es sostenible sin un capital previo que asegure el funcionamiento de la planta por al menos 6 meses.

La única forma en que este modelo de negocio puede ser viable es si se mitiga activamente el riesgo logístico. Esto implica necesariamente establecer alianzas estratégicas con socios (públicos o privados) que puedan absorber o compartir los elevados costos de distribución.

Aunque tiene un alto impacto estratégico por su potencial para abastecer a la minería y a la población, el modelo de venta de agua presenta un riesgo financiero muy alto. Su implementación solo debe considerarse si se aseguran previamente acuerdos logísticos robustos que garanticen la reducción de los costos de distribución.

MODELO 2: IMPULSO AL TURISMO

El modelo turístico se considera marginalmente viable, pero con una escala acotada y una inversión limitada. A diferencia del modelo de venta de agua, este sí puede generar beneficios, aunque su sostenibilidad es frágil y depende en gran medida de factores externos.

El éxito del modelo depende fundamentalmente del flujo de visitantes y la capacidad de mantener una afluencia mínima constante. Es el modelo más volátil y dependiente de factores exógenos como el clima, la estabilidad regional o posibles cierres zonales por conflictos o pandemias.

Resultados Cuantitativos Clave

- **Afluencia Mínima de Turistas:** Se estima que se necesita un mínimo de 1.000 turistas por temporada para mantener la operación en niveles sostenibles.
- **Proyección Realista de Turistas:** Aunque la simulación consideró escenarios optimistas, se destaca que la afluencia promedio real en la zona es de unos 3.000 turistas anuales, lo que limita el potencial de crecimiento.
- **Tendencia a Largo Plazo:** Las simulaciones mostraron una tendencia a la disminución del interés turístico con el tiempo, similar a lo ocurrido en otros proyectos energéticos que inicialmente atrajeron visitantes por su novedad.

Para ser sostenible, el modelo debe enfocarse en formatos de bajo costo y evitar una sobreinversión en infraestructura que no se justifique con la afluencia realista de visitantes. Además, debe contar con planes de contingencia para enfrentar la alta volatilidad y los riesgos de cierres regionales.

El turismo tiene un valor simbólico y contribuye al desarrollo territorial, pero no debe ser el pilar del proyecto. Se recomienda implementarlo como una actividad secundaria, enfocada en visitas técnicas, educación ambiental y actividades de bajo costo, en lugar de aspirar a un turismo masivo.

MODELO 3: PRODUCCIÓN AGRÍCOLA Y OASIFICACIÓN

Este modelo es considerado viable, y además es el más resiliente y controlable de los tres. Aunque sus retornos económicos iniciales no son significativos, su principal valor radica en el impacto social, la diversificación productiva y el desarrollo territorial que puede generar.

Los principales desafíos son la alta dependencia de capital inicial para sostener la operación durante los largos ciclos improductivos entre la siembra y la cosecha. Y la limitación del recurso hídrico, ya que solo se destina el 5% del agua de la planta, lo que permite irrigar únicamente 40 hectáreas.

Resultados Cuantitativos Clave

- **Limitación de Agua y Superficie:** El modelo opera con una restricción del 5% del agua mineralizada de la planta desalinizadora, lo que se traduce en una superficie cultivable de solo 40 hectáreas.
- **Riesgo Climático:** La simulación consideró un riesgo de pérdida de hasta un 70% de la cosecha debido a fenómenos asociados al cambio climático, lo que exige una planificación adaptativa.
- **Ciclos de Ingresos:** Los ingresos se presentan en picos que coinciden con las cosechas, pero existen períodos prolongados sin beneficio neto observable, lo que refuerza la necesidad de capital de trabajo.

El hallazgo más importante para asegurar la viabilidad y rentabilidad del modelo es la implementación de una estrategia de monocultivo con rotación desfasada en el tiempo. Enfocarse en un solo cultivo y escalonar las siembras permitiría una gestión más eficiente y, crucialmente, generaría un flujo de ingresos más continuo a lo largo del año.

A pesar de su rentabilidad inicial más baja, el modelo agrícola es el que presenta la mayor estabilidad y potencial de impacto a largo plazo. Se recomienda que sea el eje estructurante del desarrollo local asociado a la planta PHS, priorizando una planificación sólida y una gestión agrícola inteligente.

A pesar de la alta resiliencia del modelo agrícola, las simulaciones confirman la conclusión más importante: ninguno de los modelos de negocio es viable bajo escenarios pesimistas sin una intervención y planificación estratégica.

MARCO ESTRATÉGICO Y REGULATORIO

Las recomendaciones y consideraciones estratégicas emanadas del estudio se estructuran en torno a las dos líneas de investigación abordadas: el valor sistémico y el desempeño económico de los LDES en el SEN, y la viabilidad de modelos de negocios complementarios para proyectos PSP. Se subrayan la necesidad de cambios regulatorios profundos para que los mecanismos de planificación y despacho capturen adecuadamente el valor de la flexibilidad y la duración interdiaria de los LDES. Adicionalmente, se ofrecen consideraciones estratégicas para gestionar la creciente competencia con las tecnologías de almacenamiento de corta duración (BESS) y para asegurar la sostenibilidad y resiliencia de los proyectos multipropósito mediante la priorización de modelos como la oasificación y la búsqueda de alianzas logísticas y financieras.

RECOMENDACIONES REGULATORIAS

RECOMENDACIONES LINEA 1

Se recomienda mejorar el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) liderado por el Ministerio de Energía de Chile, de manera que informe de manera adecuada a los agentes del mercado acerca del valor sistémico que pueden aportar las tecnologías de almacenamiento de larga duración (LDES).

En particular, se identifican tres ámbitos prioritarios de mejora metodológica:

1. **Representar la operación mediante cuatridías o semanas típicas:** Para capturar con mayor precisión las necesidades de flexibilidad intradiaria e interdiaria, es necesario abandonar la representación basada exclusivamente en días típicos aislados. La adopción de bloques temporales más largos, como cuatridías o semanas típicas, permitiría evidenciar de forma más realista el valor de tecnologías capaces de desplazar energía entre días, como los LDES. La gestión interdiaria de energía es un recurso de alto valor para la operación eficiente y segura de sistemas con alta penetración de generación eólica, dado que esta presenta periodos de variación relevantes superiores a las 24 horas.
2. **Incluir escenarios extremos o casos de cola de baja probabilidad y alto impacto:** Los LDES tienen un valor especialmente alto en situaciones críticas que, si bien ocurren con poca frecuencia, pueden comprometer la seguridad del suministro o generar altos costos por energía no suministrada. Se recomienda incorporar en la PELP escenarios de estrés, como eventos de baja generación renovable prolongada o fallas simultáneas de infraestructura asociadas a catástrofes naturales, para evaluar de forma más robusta la necesidad de activos que otorguen resiliencia y flexibilidad.

3. **Incorporar restricciones operacionales del predespacho en el modelo de planificación:** La valorización del aporte de los LDES aumenta significativamente cuando se consideran restricciones propias de la operación real del sistema, como rampas, tiempos de respuesta y restricciones de UC. Se sugiere avanzar hacia modelos de planificación que capturen de forma más fidedigna estas restricciones, de manera que el valor que los recursos flexibles aportan en la operación del sistema se vea reflejado adecuadamente en el modelo de planificación y la matriz eficiente resultante.

Se sugiere modernizar la metodología de despacho económico utilizada actualmente por el CEN para que permita operar y remunerar a los sistemas de gestión de energía como los LDES de manera justa, migrando del modelo actual que, debido al uso de horizontes de despacho de un día y las de listas de mérito, no captura de manera efectiva los costos de oportunidad de los almacenamientos, sobre todo los de larga duración. Nuestro estudio muestra que un enfoque de despacho con horizontes más amplios, restricciones detalladas de operación y optimización matemática explícita no solo mejora la valorización del almacenamiento (como LDES o BESS), sino que también solucionaría la brecha de ingresos (Missing Money) que actualmente obstaculiza la inversión, otorgando señales económicas claras a los desarrolladores.

En particular, se identifican tres ámbitos prioritarios de mejora metodológica:

1. **Adoptar una Metodología de Despacho Económico Basada en Optimización Explícita:** Se propone transitar desde el modelo de despacho actual hacia uno basado en la resolución de un modelo de optimización de dos fases (predespacho y despacho) que incorpore múltiples variables y restricciones operacionales detalladas que garanticen la seguridad y suficiencia del sistema, permitiendo una valorización precisa del aporte sistémico de los LDES. Así, esta propuesta permitiría superar las limitaciones del modelo de despacho actual, que depende del uso de las listas de mérito que ordenan el predespacho (Unit Commitment) de las unidades considerando únicamente su costo variable.
2. **Implementar un Enfoque de Horizonte Deslizante y Multi-Diario en la Optimización del Despacho:** Se propone que la optimización del despacho utilice un enfoque de horizonte deslizante de varios días (por ejemplo, siete, como en este estudio). Este cambio estructural es clave para resolver la miopía del enfoque de despacho actual, permitiendo al modelo anticipar ciclos de variabilidad renovable y reconocer el rol de los LDES en la suficiencia interdiaria del sistema. Al capturar esta dinámica, se valora correctamente el costo de oportunidad de la energía almacenada, lo que, según demuestra nuestro estudio, cierra la brecha de ingresos.

RECOMENDACIONES LINEA 2

Las recomendaciones regulatorias para los **modelos de negocios complementarios**, centrados en el almacenamiento por bombeo hidroeléctrico (PSP) con desalinización, buscan apoyar la viabilidad de plantas híbridas multipropósito en zonas áridas y promover el desarrollo territorial. Las principales son:

1. Establecer programas de apoyo público para la instalación de plantas híbridas (PSP + desalinización), especialmente en zonas áridas (oasificación).
2. Marco normativo para uso compartido de agua desalada, que permita facilitar concesiones y distribución hacia múltiples usuarios (agrícola, urbano, minero).
3. Incentivos tributarios para proyectos con impacto ambiental y social positivo en territorios vulnerables.
4. Fondos de riesgo climático para cubrir pérdidas en cultivos por eventos extremos, promoviendo la agricultura resiliente.
5. Planes territoriales participativos que articulen actores públicos y privados en torno al desarrollo de infraestructuras energéticas con valor compartido.

CONSIDERACIONES ESTRATÉGICAS

Competencia entre BESS y LDES

El modelo de planificación usado en este estudio identifica una alta integración eficiente de tecnologías LDES en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En términos generales se observa que la tecnología más competitiva de corta duración (<6 horas) son los BESS, mientras que los LDES muestran su competitividad en duración de 10 o más horas. Sin embargo, este trade-off entre BESS y LDES es muy dependiente de la fecha de entrada y de la infraestructura legada con la que cuenta el sistema. Luego, en escenarios con fuerte penetración de BESS, cuya primera ola de inversiones ya se ha materializado, el espacio competitivo para los LDES puede verse reducido significativamente. Como antecedente, en agosto del 2025 se estima que existen 1.546MW (6.150MWh) en operación, 561MW (2.109MWh) en pruebas, y en construcción 5.859MW (25.477MWh), según datos de ACERA. En el mercado local, el auge inicial de los BESS se destrabó luego de una serie de iniciativas orientadas a dar más certidumbre a la forma en que el almacenamiento es operado y remunerado en el mercado, como por ejemplo el que las tecnologías de almacenamiento fueran incluidas dentro de la lista del reconocimiento de pagos por potencia. Estos pagos son esenciales para el financiamiento tanto de BESS como de LDES, ya que estas tecnologías conceptualmente adolecen del mismo problema del missing money que la generación en el mercado. A lo anterior se suma que las condiciones de corto plazo del mercado chileno favorecen significativamente la operación de sistemas de almacenamiento en múltiples nodos debido a los fenómenos de desacople y periodos de costos marginales cero extendidos a lo largo del SEN. Estas son condiciones favorables para el florecimiento del almacenamiento, en particular los BESS, debido a su modularidad, menores restricciones geográficas, rápidos tiempo de construcción y, en algunos casos, su capacidad de relocalización.

Ventana reducida de oportunidad para LDES de gran escala

El estudio también evidencia que tecnologías LDES enfrentan una ventana de oportunidad acotada para su implementación. Dados sus largos plazos de desarrollo y requerimientos técnicos específicos, su incorporación efectiva al sistema exige decisiones tempranas y condiciones regulatorias claras. Estos proyectos podrían quedar desplazados en gran parte por soluciones de implementación más rápida, como los BESS, no por menor valor sistémico, sino por la incapacidad de integrarse al sistema a tiempo y falta de adaptabilidad en un entorno de incertidumbre sobre la evolución del sistema. La viabilidad de los LDES depende, por tanto, de reconocer su rol estratégico en la transición energética futura a tiempo en los modelos y procesos de decisión y proyección del sector, lo que es muy desafiante cuando se identifica que su mayor valor para el sistema ocurre cuando se instalan entre los años 2029 y 2031.

Modelos de Negocios Complementarios para PSP

Se recomienda priorizar el modelo agrícola (oasificación) como eje central del proyecto multipropósito, dada su mayor resiliencia y viabilidad técnica, lo que implica una planificación adaptativa con selección de cultivos resistentes al estrés hídrico y mecanismos de cobertura ante riesgos. La inversión debe centrarse en una planta PSP multipropósito que combine la generación energética con la desalinización de agua, diseñada de forma modular para permitir la escalabilidad y la combinación secuencial de los demás modelos de negocio (agricultura, turismo). Es fundamental buscar acuerdos con empresas mineras y operadores logísticos para compartir la infraestructura y reducir los altos costos de distribución de agua, además de establecer convenios con el gobierno regional, municipios y universidades para cofinanciamiento, investigación y formación. Finalmente, se subraya la necesidad de implementar un sistema de monitoreo en tiempo real y gestión adaptativa a través de un "dashboard operativo" con umbrales de alerta predefinidos (ej. pérdida de clientela >40%) para activar planes de contingencia. El modelo turístico debe ser abordado como una actividad secundaria de bajo costo y alto valor simbólico, enfocando los esfuerzos en visitas técnicas y programas de educación ambiental en lugar de competir en el turismo masivo.

CONCLUSIÓN

Chile ha apostado por una masiva integración de energías renovables variables, como la solar y la eólica. Sin embargo, esta transición ha traído consigo desafíos estructurales: la gestión de la variabilidad diaria de estas fuentes y la necesidad de asegurar el suministro durante períodos prolongados de baja generación. Si bien los BESS han experimentado un crecimiento explosivo, ofreciendo una solución para la flexibilidad de corto plazo (4-6 horas), no son suficientes para garantizar la estabilidad y suficiencia del sistema a largo plazo. En este contexto, los LDES emergen como una tecnología clave para gestionar la variabilidad interdiaria y habilitar una matriz 100% renovable.

A pesar de su potencial, el desarrollo de los LDES en Chile es prácticamente nulo, en parte debido a un marco regulatorio que no reconoce ni remunera adecuadamente los beneficios sistémicos que estas tecnologías aportan. Esta brecha entre el valor técnico y la rentabilidad privada ha limitado la inversión y ha dejado preguntas críticas sin responder sobre el verdadero rol y la viabilidad de los LDES en el sistema eléctrico chileno.

Para abordar estas interrogantes, la Cátedra de Investigación Industrial CENTRA–EDF power solutions Chile desarrolló un estudio estructurado en dos líneas de investigación. La primera línea se enfocó en evaluar el valor sistémico y el desempeño económico de los LDES. Utilizando el modelo de optimización Switch 2.0, se analizó la planificación de la expansión del SEN hasta el año 2060, bajo tres escenarios distintos: Recuperación Lenta, Carbono Neutralidad y Transición Acelerada. Una innovación metodológica clave fue la incorporación de "cuatridías" (períodos de 96 horas continuas) para capturar la variabilidad interdiaria de los recursos renovables, una condición esencial para valorar correctamente los LDES. Posteriormente, se simuló una operación futura del SEN con un despacho basado en una optimización matemática explícita y horizonte deslizante para evaluar la rentabilidad privada de los proyectos LDES.

La segunda línea de investigación exploró la viabilidad de modelos de negocio complementarios para una PSP en la Región de Antofagasta, específicamente en Punta Blanca, inspirada en el proyecto "Espejo de Tarapacá". A través de un ABM en la plataforma AnyLogic, se simuló los riesgos y sinergias de articular la venta de agua desalinizada (para minería y consumo humano), el desarrollo agrícola (oasificación) y el turismo. Este enfoque permitió evaluar la resiliencia de cada modelo de negocio frente a escenarios de estrés y condiciones extremas.

Los principales hallazgos del estudio son reveladores. En primer lugar, se confirmó que los LDES tienen un valor estratégico para Chile. Su integración en la planificación del SEN genera un ahorro sistémico neto de entre \$269 y \$632 millones de dólares, principalmente por la reducción de los costos de operación al desplazar a centrales

térmicas más caras. Factores como una entrada en operación temprana de los proyectos amplifican aún más este valor.

El estudio demostró que, bajo un esquema de despacho óptimo con un horizonte de optimización de varios días, los proyectos LDES son financieramente rentables para los inversionistas privados. Se proyectó una TIR promedio del 16% y un período de recuperación de la inversión de aproximadamente 8 años. Este hallazgo es crucial, ya que sugiere que el problema del *"Missing Money"* (la brecha entre el valor sistémico y la remuneración privada) podría resolverse con una modernización del sistema de despacho. Sin embargo, se identificó un riesgo clave: la sobreinstalación no planificada de sistemas BESS podría "canibalizar" los ingresos de los LDES al reducir los diferenciales de precios en el mercado de energía.

En cuanto a los modelos de negocio complementarios, el análisis concluyó que la opción de producción agrícola (oasificación) es la más resiliente y viable a largo plazo, a pesar de su menor rentabilidad inicial. Su valor radica en el impacto social y el desarrollo territorial. El modelo de venta de agua desalinizada no es viable en las condiciones actuales debido a los altísimos costos logísticos de distribución, y solo podría funcionar a través de alianzas estratégicas que mitiguen este riesgo. Finalmente, el turismo se considera una actividad secundaria y de escala acotada, con un valor más simbólico que económico. La conclusión general es que la viabilidad de estos negocios depende de una planificación estratégica y, fundamentalmente, de la formación de alianzas.

A partir de estos hallazgos, el informe propone recomendaciones regulatorias y estratégicas concretas. Es imperativo reformar la PELP para que incorpore horizontes temporales más largos (como cuatridías) y restricciones operacionales más realistas, de modo que se capture el verdadero valor de la flexibilidad interdiaria. Asimismo, es crucial modernizar el despacho económico del CEN, migrando hacia un modelo de optimización con un horizonte deslizante de varios días. Estas reformas son esenciales para cerrar la brecha de ingresos y enviar las señales de mercado correctas. Para los proyectos multipropósito, se recomienda que el Estado fomente plantas híbridas (PSP y desalinización) que prioricen el desarrollo agrícola, apalancadas en alianzas público-privadas.

Este informe subraya que los LDES no son una opción más, sino un activo estratégico e indispensable para el futuro del sistema eléctrico chileno. Su despliegue es fundamental para construir una matriz energética que no solo sea carbono neutral, sino también segura y eficiente en costos. Existe una ventana de oportunidad acotada para actuar antes de que soluciones de implementación más rápida, como los BESS, desplacen parcialmente a los LDES por la inercia del mercado y la falta de una visión a largo plazo. Para ello, es esencial que la regulación evolucione y envíe señales de mercado claras y coherentes, que reconozcan el valor diferenciado de cada tecnología.

REFERENCIAS

1. Fundación Terram. (2025). *Chile, país que más energía renovable genera, perdió el 20% de toda la generación eólica y solar de 2024*. Obtenido de <https://www.terram.cl/chile-pais-que-mas-energia-renovable-genera-perdio-el-20-de-toda-la-generacion-eolica-y-solar-de-2024/>
2. Chile. (2022). *Ley N° 21.505: Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad*. Diario Oficial de la República de Chile.
3. Chile. Ministerio de Energía. (2023). *Decreto N° 70 de 2023: Modifica Decreto Supremo N° 62 de 2006, que aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia entre empresas generadoras, y Decreto Supremo N° 125 de 2017, que aprueba Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional*. Diario Oficial de la República de Chile.
4. BNamericas. (2025). *La bonanza BESS de Chile: riesgos, regulaciones y perspectivas*. Obtenido de <https://www.bnamericas.com/es/entrevistas/la-bonanza-bess-de-chile-riesgos-regulaciones-y-perspectivas>
5. BNamericas. (2025). *La batalla de Chile contra el vertimiento de energía y el factor baterías*. Obtenido de <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/la-batalla-de-chile-contr-el-vertimiento-de-energia-y-el-factor-baterias>
6. Camus, J. A. (2019). *Discrepancias informe final Plan de Expansion anual del sistema de transmision 2019*. Volumen 2019.
7. Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía. (2017). *Resolución-711 EXENTA 18-DIC-2017*. Obtenido de <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1112591>
8. LDES Council. (2024). LDES Council. Obtenido de <https://ldescouncil.com/>
9. NREL. (2021). NREL: transforming energy. Obtenido de <https://www.nrel.gov/>
10. Science and technology committee. (2024). *Long – duration energy storage: get on with it*. Londres: House of Lords.
11. Clima Now. (2024). *Deep Dive Long Duration Energy Storage*. Obtenido de https://climanow.ch/media/cabinet/2024/04/ClimaNow_Deep_Dive_Long_Duration_Energy_Storage_202404.pdf
12. Deloitte. (2023). *Long-duration energy storage A decarbonization technology of growing importance*. Obtenido de <https://www.deloitte.com/content/dam/assets-zone4/br/pt/docs/about/2024/Deloitte-2023-GT-long-duration-energy-storage.pdf>
13. LDES Council y McKinsey & Company. (2021). *Net-zero power: Long duration energy storage for a renewable grid*. Obtenido de <https://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/business%20functions/sustainability/our%20insights/net%20zero%20power%20long%20duration%20energy%20storage>

[20storage%20for%20a%20renewable%20grid/net-zero-power-long-duration-energy-storage-for-a-renewable-grid.pdf](#)

14. Zhang Yu, Z. C. (2024). Key Technologies and Development Paths of Gravity Energy Storage in Large Scale Development of Renewable Energy Bases. IEEE Xplore. 3-4.
15. BloombergNEF. (4 de Junio de 2024). Lithium-Ion's Grip on Storage Faces Wave of Novel Technologies. Obtenido de <https://about.bnef.com/blog/lithium-ions-grip-on-storage-faces-wave-of-novel-technologies/>
16. VOITH. (2018). Reversible pump turbines, Ternary sets and motorgenerators, Pumped storage machines. Heidenheim: Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG.
17. Mitra Subholagno, M. A. (2021). Various methodologies to improve the energy efficiency of a compressed air energy storage system. Wiley. 1-16.
18. LDES Council, McKinsey & Company. (2022). Net-Zero Heat: Long Duration Energy Storage to accelerate energy system decarbonization. LDES Council.
19. SUSI Partners, Clean Horizon. (08 de Agosto de 2024). SUSI Partners. Obtenido de https://www.susi-partners.com/wp-content/uploads/2024/08/Decarbonising-Electricity-Grids-with-Investments-in-LDES_SUSI-Partners.pdf
20. NREL. (2024). NREL Transforming energy. Obtenido de Anual technology baseline: Pumped storage hydropower: https://atb.nrel.gov/electricity/2024/pumped_storage_hydropower
21. Schmidt, O. y Staffell, I. (2023). *Monetizing Energy Storage: A Toolkit to Assess Future Cost and Value*. Oxford: Oxford University Press.
22. Grupo de Trabajo Almacenamiento Térmico. (2025). Documento GT Almacenamiento Térmico. Obtenido de https://media.timtul.com/media/web_batteryplat/Documento%20GT%20Almacenamiento%20Termico%20v3_20250128104032.pdf
23. HeliosCSP – Portal de noticias de energía termosolar. (2023). *Pros and Cons of Concentrated Solar Power*. Obtenido de <https://helioscsp.com/pros-and-cons-of-concentrated-solar-power-2/>
24. SolarPACES. (2018). *How solar thermal energy storage works with concentrated solar*. Obtenido de <https://www.solarpaces.org/how-csp-thermal-energy-storage-works/>
25. Johnston, J., Henriquez-Auba, R., Maluenda, B., & Fripp, M. (2019). Switch 2.0: A modern platform for planning high-renewable power systems. *SoftwareX*, 10, 100251.
26. DataCebo, Inc. (2024). *Copulas* (Versión 0.10.0) [Software de Python]. Obtenido de <https://github.com/sdv-dev/Copulas>
27. Silva Ríos, C. (2016). Sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido dentro de formaciones geológicas en Chile. Disponible en <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/141114>