



UNIVERSIDAD TÉCNICA
FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO
DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Análisis técnico-económico del impacto de los sistemas de almacenamiento de energía en los servicios complementarios y la potencia de suficiencia

Autor:
Valentín Moreno S. . . 201604149-4

Profesor guía:
Patricio Valdivia L.
Profesor correferente:
Alfredo Cárdenas
Profesor patrocinante:
Aldo Barrueto G.

Invierno 2025



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): Memoria o trabajo de título; Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: Análisis técnico-económico del impacto de los sistemas de almacenamiento en los servicios complementarios y potencia de suficiencia

Nombre del candidato(a): Valentín Javier Moreno Soza

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica

Campus: Santiago San Joaquín ; **Departamento:** Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, _____, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

El trabajo **NO contiene información que amerite confidencialidad** y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

6 meses; 12 meses; 2 años; 3 años; 5 años; 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

PATRICIO
VALDIVIA
LEFORT

Firmado digitalmente
por PATRICIO
VALDIVIA LEFORT
Fecha: 2025.09.10
14:30:12 -03'00'

Fecha: _____ ; **Firma:** _____

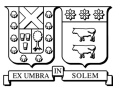
Estudiante o Candidato(a):

Fecha: _____ ; **Firma:** _____

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

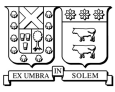
BIB-FO2385 01



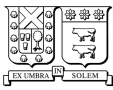


Índice

1. Objetivos	2
1.1. Objetivo principal	2
1.2. Objetivos secundarios	2
2. Introducción	2
3. Estado del arte	5
3.1. Energías Renovables	5
3.2. Sistemas de Almacenamiento de Energía como Complemento a las Energías Renovables	7
3.3. Sistemas de Almacenamiento de Energía	7
3.3.1. SAE Mecánicos	8
3.3.2. SAE Eléctricos	9
3.3.3. SAE Electroquímicos	11
3.3.4. SAE Químicos	11
3.3.5. SAE Térmicos	12
3.4. Mercado Eléctrico Nacional	13
3.4.1. Servicios complementarios	13
3.4.2. Potencia de Suficiencia	14
3.5. Experiencia Internacional: Servicios Complementarios y Mecanismos de Suficiencia	15
3.5.1. <i>Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection</i>	15
3.5.2. España	18
3.6. Análisis Técnico	23
3.7. Análisis Económico	24
4. Marco Teórico	25
4.1. Sistemas de Almacenamiento	25
4.2. Estudio estadístico	26
4.2.1. Medidas de Tendencia Central	26
4.3. Servicios Complementarios	26
4.3.1. Control de Frecuencia	27
4.3.2. Control de Tensión	28
4.3.3. Control de Contingencias	28
4.3.4. Plan de Recuperación de Servicios	30
4.3.5. Mecanismo de Asignación	30
4.3.6. Remuneración	32
4.4. Potencia de Suficiencia	33
4.5. <i>Analytic Hierarchy Process</i>	35
5. Metodología	38
5.1. Evaluación Técnica	38
5.2. Evaluación Económica	39
6. Resultados	44
7. Discusión y Conclusiones	82



Referencias	90
Anexo	91
A. Tabla Periódica de los Elementos	91
B. Ofertas de SSCC	92



Resumen

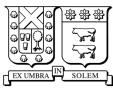
La mancomunidad de los esfuerzos de diferentes organizaciones mundiales para mitigar los efectos del calentamiento global ha encontrado en el alto volumen de las emisiones de CO₂, un problema que debe ser solventado, especialmente en las industrias que registran un mayor volumen de emisiones, como la energética; esto ha desembocado en un auge de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, señalados como una tecnología central en la transición energética a la carbono neutralidad, debido a su capacidad de almacenar la energía en un determinado momento para luego ser inyectarla. Otra tecnología de vital importancia para la transición energética son las tecnologías de generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables no convencionales, las que ya han demostrado poder contribuir a la reducción de las emisiones en comparación con las tecnologías de generación cuyos insumos son combustibles fósiles; sin embargo, también han complicado la mantención de los estándares de seguridad y calidad del suministro de energía eléctrica causado por la alta variabilidad del insumo del cuál se sirven las *tecnologías renovables*. En consecuencia, se ha visualizado en la capacidad de carga y descarga de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, la posibilidad de complementar y solventar el defecto de la intermitencia de las centrales de generación renovables no convencionales.

Las empresas interesadas en estudiar la implementación de estos proyectos han encontrado en la normativa chilena existente un marco legal definido que faculta el estudio de la viabilidad de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en el mercado eléctrico de Chile. En consecuencia, es posible estudiar su desempeño no solo en el mercado mayorista de energía, sino que también se puede extender su modelo de negocio hasta el mercado de servicios complementarios y potencia de suficiencia, mercados fundamentales para garantizar la seguridad y calidad del servicio eléctrico y principalmente dominados por las tecnologías convencionales.

En el presente trabajo se evaluaron técnicamente 18 Sistemas de Almacenamiento de Energía diferentes, para luego visualizar el desempeño económico de los 6 artefactos que resultaron mejor evaluados en la etapa previa y así poder dilucidar la viabilidad de estos proyectos en Chile mediante una proyección de ingresos, en consecuencia, se procedió a recabar información sobre los diferentes Sistemas de Almacenamiento existentes, ya sea sobre sus variables técnicas o sobre sus aspectos económicos, también se procedió a reunir información para elegir una técnica adecuada que permita tomar una decisión sobre los mejores y peores artefactos en evaluación, optando por el *Analytic Hierarchy Process*, mientras que la técnica adoptada para evaluar el desempeño económico fue el flujo de caja, donde se optó por los indicadores Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno; además, para poder estimar los ingresos futuros de los proyectos en evaluación, se ecogieron 6 barras del Sistema Eléctrico Nacional: Crucero, Diego de Almagro, Pan de Azúcar, Polpaico, Charrúa y Puerto Montt, todas en 220 kV.

Los resultados obtenidos son coherentes con la actualidad chilena e internacional: los Sistemas de Almacenamiento de Energía de larga escala con mejor desempeño fueron las baterías de *Li-Ion* y las centrales de bombeo hidráulico, siendo estos los Sistemas de Almacenamiento con mayor demanda a nivel mundial, mientras que en pequeña escala destacaron los supercapacitores y el almacenamiento magnético por superconductores.

En este mismo trabajo también se realizó una indagación del contexto internacional en el mercado de servicios complementarios y potencia de suficiencia, destacándose las similitudes en los mecanismos de asignación en el mercado de servicios complementarios y la importancia de los ingresos provenientes del mecanismo de suficiencia para viabilizar los proyectos de almacenamiento de energía.



1. Objetivos

1.1. Objetivo principal

- Evaluar la factibilidad técnica-económica de los sistemas de almacenamiento en el mercado de los servicios complementarios y potencia de suficiencia.

1.2. Objetivos secundarios

- Estudiar el mercado de los servicios complementarios y potencia de suficiencia, en que participarán los sistemas de almacenamiento y su modelo de remuneración.
- Contrastar el mercado de los servicios complementarios y potencia de suficiente con respecto a la experiencia internacional en la materia.
- Estudiar y dimensionar parámetros técnicos y costos de sistemas de almacenamiento disponibles en el mercado chileno, mediante distintos escenarios de simulación.
- Evaluar efectos del actual reglamento de transferencia de potencia en sistemas de almacenamiento.

2. Introducción

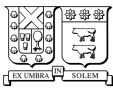
Jurídicamente vinculante:
derechos y deberes.

El *Acuerdo de París* corresponde a un tratado internacional sobre el Cambio Climático, el cual es jurídicamente vinculante para las 196 partes que lo suscribieron, con fecha 12 de Diciembre de 2015 y entrando en vigencia el 4 de Noviembre de 2016, instando a las naciones a reducir sus emisiones de carbono [1]. En virtud de ello, el Estado de Chile ha impulsado “Energía 2050”, la política energética que busca gestar el cambio en la matriz energética chilena, aumentando la generación renovable, a la vez que disminuye la generación térmica, permitiendo la reducción de la emisión de carbono a la atmósfera [2]. Sin embargo, esta migración energética se ha visto mermada por la variabilidad de la generación renovable, lo que ralentiza la transición energética chilena. Ahora bien, este problema ha encontrado en el almacenamiento de energía, una tecnología capaz de volver a estimular dicha transición.

Un estudio colaborativo de la Consultora *SPEC* y el Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería sugiere que Chile necesita aumentar la cantidad de proyectos de almacenamiento de energía para lograr un suministro de energía 100 % renovable [3], debido a que las centrales térmicas a retirar aportan energía en forma estable. Es ahí donde los sistemas de almacenamiento lucen sus mayores virtudes, al compatibilizar su flexibilidad con la variabilidad de los recursos renovables, característica vital que explica el auge de los proyectos de almacenamiento de energía; situación que se ha visto favorecida por la promulgación de la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad en el 2022 [4].

La gestión de la energía producida a partir de fuentes renovables requiere desarrollo de la infraestructura eléctrica, tal como sistemas de almacenamiento de energía, y es por esta razón que se busca evaluar las condiciones existentes en el mercado eléctrico chileno a la cuáles están subyugados los proyectos de almacenamiento de energía; sin embargo, estas condiciones mitigan el atractivo económico de los mencionados proyectos, debido a los altos costos de inversión frente al lento retorno de esta.

Lo anterior implica un desincentivo a la inversión, y a su vez un problema para la planificación eléctrica de Chile que debe ser solventado debido a la importancia que debería adquirir el almacenamiento de energía en el Sistema Eléctrico Nacional. En consecuencia, es imprescindible investigar alternativas de mercado para la infraestructura de almacenamiento de energía que favorezcan su inversión. Por ejemplo, Australia se enfrentó



a este desafío, determinando la utilización de contratos a largo plazo para remunerar el uso de baterías en servicios complementarios [5].

Los servicios complementarios representan el elemento central de la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico, esencialmente variables y necesariamente controlados, se exhiben como una oportunidad de negocio para los sistemas de almacenamiento, oportunidad favorecida por el retiro de centrales térmicas, típicamente encargadas de estos servicios, que cambia las condiciones del mercado de servicios complementarios. En virtud de ello, es de especial interés realizar un análisis técnico-económico del impacto que tendrían los sistemas de almacenamiento de energía en el mercado de los servicios complementarios de Chile. Además, la disponibilidad de esta infraestructura facultaría su participación en el mercado de la potencia de suficiencia, logrando aumentar el atractivo de inversión en estos proyectos, situación que motiva ampliar el análisis técnico-económico al mercado de la potencia de suficiencia.

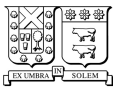
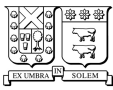


Tabla 1: Acrónimos y abreviaciones utilizados en este trabajo.

Acrónimo	Significado	Acrónimo	Significado
SAE	Sistema de almacenamiento de Energía	COP	Conference of the Parties
IRENA	International Renewable Energy Agency	PIB	Producto Interno Bruto
CO ₂	Dióxido de Carbono	G7	Group of Seven
SEEP	Sustainable Energy and Environmental Protection	CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
Li	Litio	MH	Metal-Hidruro
Pb	Plomo	Na	Sodio
Ni	Níquel	S	Azufre
Cl	Cloro	Cd	Cadmio
FBES	Flow Battery Energy Storage	PSB	Polisulfuro-Bromo
VRFB	Vanadium-Redox Flow Battery	Zn	Zinc
Br	Bromo	ScES	Supercapacitor Energy Storage
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage	STES	Sensible Thermal Energy Storage
PCM	Phase Changing Materials	TCS	Thermal Chemical Storage
FES	Flywheel Energy Storage	CAES	Compressed Air Energy Storage
PHS	Pump Hydro Storage	CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
PELP	Planificación Energética de Largo Plazo	DC	Direct Current
AC	Alternate Current	ISO	Independent System Operator
GenCos	Generation Companies	NT	Norma técnica
HVDC	High Voltage Direct Current	SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SSCC	Servicios Complementarios	NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
I-SSCC	Informe de Servicios Complementarios	BESS	Battery Energy Storage System
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga	PMGD	Pequeños Medios de Generación Distribuida
NTCO	Norma Técnica de Coordinación y Operación	CNE	Comisión Nacional de Energía
PJM	<i>Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection</i>	DAM	<i>Day-Ahead Market</i>
RTM	<i>Real-Time Market</i>	PFR	<i>Primary Frequency response</i>
AGC	<i>Automatic Generation Control</i>	ACE	<i>Area Control Error</i>
RPM	<i>Reliability Pricing Model</i>	VRR	<i>Variable Renewable Resource</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de la Electricidad	REE	Red Eléctrica de España
OMI	Operador del Mercado Ibérico	OMIE	Operador del Mercado Ibérico Polo Español
OMIP	Operador del Mercado Ibérico Polo Portugués	II	Incentivo a la Inversión
IC	Índice de Cobertura	AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i>
TIR	Tasa Interna de Retorno	VAN	Valor Actual Neto
CF	Control de Frecuencia	SI	Sistema interconectado
CRF	Control Rápido de Frecuencia	CPF	Control Primario de Frecuencia
CSF	Control Secundario de Frecuencia	CTF	Control Terciario de Frecuencia
CI	Cargas Interrumpidas	CT	Control de Tensión
CCs	Control de Contingencias	EDAC	Esquema de Desconexión Automática de Carga
DMC	Desconexión Manual de Carga	EDAG	Esquema de Desconexión Automática de Generación
ERAG	Esquema de Reducción Automática de Generación	PDCE	Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas
PDCC	Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas	PRS	Plan de Recuperación de Servicios
PA	Partida Autónoma	AR	Aislamiento Rápido
EV	Equipos de Vinculación	RSI	<i>Residual Supply Index</i>
DNV	<i>Det Norske Veritas</i>	OM	Operación y Mantenimiento



3. Estado del arte

En la presente sección se exponen los resultados de la investigación formal sobre los Sistemas de Almacenamiento de Energía (en adelante, SAE), el mercado eléctrico chileno y los criterios a utilizar para realizar un análisis técnico-económico.

Con el objetivo de facilitar la comprensión de las ideas planteadas en el presente trabajo, la Tabla 1 muestra los acrónimos utilizados en la redacción de este texto.

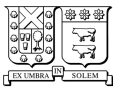
3.1. Energías Renovables

El *Acuerdo de París* es un tratado internacional sobre el cambio climático, el cual fue adoptado por 196 Partes en la celebración de la *COP 21*, entre el 30 de Noviembre de 2015 y el 12 de Diciembre del mismo año, en París. Su objetivo es limitar el calentamiento mundial a muy por debajo de $2^{\circ}C$, preferiblemente a $1.5^{\circ}C$, valor comparable con los niveles preindustriales. Para alcanzar este objetivo de temperatura a largo plazo, los países se proponen lograr el mínimo de las emisiones de gases de efecto invernadero lo antes posible para lograr un planeta con clima neutro a mediados de siglo. El Acuerdo de París es un hito en el proceso multilateral del cambio climático porque, por primera vez, un acuerdo vinculante hace que todos los países se unan en una causa común para emprender esfuerzos ambiciosos con la finalidad de combatir el cambio climático y adaptarse a sus efectos [1].

Con el objetivo de alcanzar las metas pactadas en el *Acuerdo de París*, El "*World Energy Transitions Outlook*" 2023 de la *International Renewable Energy Agency* (en adelante, *IRENA*) subraya la urgencia de incluir centrales/unidades generadoras capaces de producir energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable tales como:

- Solar
- Eólica
- Bioenergía
- Hidrógeno Verde

Es decir, enfocándose en soluciones sostenibles. Así mismo, también se declaran los requerimientos de mejorar la eficiencia energética y aumentar los niveles de electrificación en sectores como transporte, industria y construcción (siendo estos sectores los indicados como prioridad) para cumplir con el objetivo de $1.5^{\circ}C$. Un conflicto de carácter internacional como la Guerra en Ucrania ha vuelto a resaltar la volatilidad de algunos insumos básicos obtenidos mediante las transacciones entre diferentes naciones, hecho que, a su vez ha demostrado cuán importante es la independencia energética si se consideran las variaciones en el precio de los combustibles fósiles. Esto remarca la importancia de la cooperación global y las inversiones financieras, ya que se destaca el papel de las asociaciones público-privadas como relaciones bilaterales con un importante potencial para lograr las mejoras en los mencionados requerimientos de eficiencia energética y electrificación, al mismo tiempo que serían capaces de abordar los riesgos de los activos varados en los combustibles fósiles. Sin embargo, no solo destacan los posibles roles que tomarían los actores de la alianza público-privada, sino que también mencionan como sus inversiones impulsarían el Producto Interno Bruto (en adelante, PIB) global, entre otros beneficios. En el mismo documento se realiza un análisis a los impactos de la transición energética en base a métricas propias, con lo cual concluyen que el proceso podrá impulsar el crecimiento económico, reducirá las emisiones de dióxido de carbono (en adelante, CO_2), disminuirá los niveles de otros tipos de contaminación y mejorará el bienestar social [6].



En el artículo "*Green Growth and Low Carbon Emission in G7¹ Countries: How Critical the Network of Environmental Taxes, Renewable Energy, and Human Capital Is?*" publicado en la revista *Science of the Total Environment*, se analiza la tendencia del volumen de emisiones de CO_2 de los países que conforman el G7: Alemania, Canadá, Francia, Italia, Japón, Estados Unidos y Reino Unido, frente a la implementación de técnicas como:

- Crecimiento verde.
- Innovación ecológica.
- Implementación de impuestos ambientales.

El estudio logra revelar una fuerte correlación entre economía y medio ambiente: El desarrollo económico, medido a través del crecimiento del PIB, contribuye a la degradación ambiental debido a las cantidades de emisiones de gases de efecto invernadero en las que incurren las industrias para poder llevar a cabo las actividades que en suma contribuyen al PIB de las naciones en estudio; sin embargo, en el mismo estudio se reconoce a las prácticas de desarrollo sostenible como una solución a este desafío. Algunas de estas prácticas son:

- La adopción de energías renovables.
- La inversión en capital humano.
- El desarrollo de políticas internacionales.

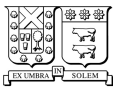
Llegando a ser señalados como factores clave para mitigar este impacto. Los autores finalizan su trabajo recomendando a los responsables de políticas que promuevan la innovación ecológica, con el objetivo de reducir el consumo de energía no renovable y avanzar hacia un desarrollo sostenible en los países del G7 [7].

En el artículo "*Per-capita carbon emissions in 147 countries: The effect of economic, energy, social, and trade structural change*" publicado en la revista *Sustainable Production and Consumption* se examina la ingerencia de los cambios estructurales en las variaciones de las emisiones de carbono en función de cuatro categorías de la ciencia: energía, comercio, sociedad y economía. Las emisiones de carbono estudiadas corresponden a las efectuadas por 147 países y cuatro grupos de ingresos económicos: Bajos, medio-bajos, medio-altos y altos; concluyendo que el crecimiento económico y la intensidad energética² contribuyen significativamente a los altos niveles de CO_2 en la atmósfera, mientras que el consumo de energía renovable, la apertura comercial y la reestructuración económica lo reducen; además, se logró establecer relaciones entre los grupos de ingresos económicos y las emisiones de carbono. Los investigadores concluyen su labor al afirmar que las políticas deben centrarse en reducir la intensidad energética, subsidiar la energía renovable, optimizar las estructuras económicas, invertir en tecnologías bajas en carbono y mejorar la infraestructura urbana para controlar las emisiones y así cumplir con los objetivos acordados en el Acuerdo de París [9].

El artículo "*Renewable energy and climate change*" publicado en la revista *Renewable and Sustainable Energy Reviews* cubre las discusiones del *Sustainable Energy and Environmental Protection* (en adelante, *SEEP*) del año 2018 sobre celdas de combustible, bioenergía, energía hidroeléctrica, captura de CO_2 y eficiencia energética para reducir las emisiones de carbono. También se enfatizó en la importancia de los sistemas energéticos inteligentes y la conectividad de la red. También se discutió con respecto al papel de las políticas económicas, la colaboración público-privada y las barreras tecnológicas para el despliegue de energías renovables. El crecimiento de la energía solar, junto con los avances en almacenamiento de energía, se destacó como crucial para lograr un futuro energético sostenible. Las celdas de combustible, especialmente en el transporte, y la

¹Por sus siglas en inglés: Group of Seven

²La intensidad energética se define como la cantidad de energía requerida para el desarrollo de productos o actividades [8].



captura de CO_2 fueron identificadas como tecnologías vitales para combatir el cambio climático, junto con el necesario apoyo regulatorio y político para el despliegue de energías renovables [10].

3.2. Sistemas de Almacenamiento de Energía como Complemento a las Energías Renovables

En el artículo “*Empowering smart grid: A comprehensive review of energy storage technology and application with renewable energy integration*” de la revista *Journal of Energy Storage* se revisa detalladamente las tecnologías de almacenamiento de energía y su papel clave en la integración de fuentes de energía renovable en la red eléctrica. Aunque las fuentes de energía renovable, tales como la eólica y solar, son ecológicas y escalables, la intermitencia de la materia prima genera desafíos para industrias de alta demanda energética. SAE tales como: Baterías, supercapacitores, sistemas de almacenamiento térmico y termoquímico aseguran un suministro de energía constante al almacenar el excedente de generación en los momentos de mayor disponibilidad del recurso. Estos sistemas regulan la energía, el voltaje, la frecuencia, y apoyan servicios como arbitraje energético, pico de carga, reserva giratoria, arranque en negro y regulación de frecuencia, en consecuencia, el arbitraje energético se está volviendo una oportunidad de mercado, impulsado por los avances en SAE. A pesar de estos beneficios, persisten desafíos como la degradación de baterías, la intermitencia energética y las barreras financieras. El artículo destaca el potencial de futuras innovaciones en SAE para satisfacer las crecientes demandas energéticas y garantizar la estabilidad de la red [11].

3.3. Sistemas de Almacenamiento de Energía

Entiéndase por SAE aquellos artefactos que permiten separar la generación de energía eléctrica del consumo de esta, al poder acumular cantidades de energía para su ulterior uso [12]. Estos artefactos pueden ser clasificados en cinco grupos [13]:

1. Electroquímicos: Este grupo congrega a las baterías Ión-Litio (*Li-ion*), Plomo-Ácido (*Pb-Acid*), Níquel-Metalhidruro (*Ni-MH*), Sodio-Sulfuro (*Na-S*), Níquel-Cadmio (*Ni-Cd*), Sodio-Cloruro de Níquel (*NaNiCl₂*) y Baterías de flujo (*FBES*) de Polisulfuro-Bromo (*PSB*), Vanadio-Redox (*VRFB*) y Zinc-Bromo (*Zn-Br*).
2. Eléctricos: Almacenamiento de Energía por Súpercapacitores (en adelante, *ScES*³), Almacenamiento de Energía Magnética por Superconductores (en adelante, *SMES*⁴).
3. Térmicos: Almacenamiento Térmico Sensible (en adelante, *STES*⁵), Materiales de cambio de fase (en adelante, *PCM*⁶) y Almacenamiento Termoquímico (en adelante, *TCS*⁷).
4. Químicos: Hidrógeno producido por hidrólisis (gris, azul, verde, rosa, negro y/o marrón).
5. Mecánicos: Volantes de Inercia (en adelante, *FES*⁸), Sistemas de Aire Comprimido (en adelante, *CAES*⁹) y Centrales de bombeo (en adelante, *PHS*¹⁰)

Además, en los reportes mensuales de Proyectos Declarados en Construcción, publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, CEN o Coordinador) [14], es posible apreciar el auge de proyectos de generación renovable de energía en contraposición de los escasos, si no nulos, proyectos tradicionales de generación

³Por sus siglas en inglés: *Supercapacitors Energy Storage*

⁴Por sus siglas en inglés: *Superconducting Magnetic Energy Storage*

⁵Por sus siglas en inglés: *Sensible Thermal Energy Storage*

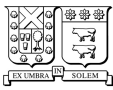
⁶Por sus siglas en inglés: *Phase Changing Materials*

⁷Por sus siglas en inglés: *Thermal Chemical Storage*

⁸Por sus siglas en inglés: *Flywheel Energy Storage*

⁹Por sus siglas en inglés: *Compressed Air Energy Storage*

¹⁰Por sus siglas en inglés: *Pump Hydro Storage*



térmica, hecho que allana el camino a la carbono-neutralidad, escenario energético promovido mediante la Planificación Energética a Largo Plazo [15] (en adelante, PELP) por el Ministerio de Energía, estrategia desarrollada quinquenalmente conforme a lo dispuesto en el Artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos, con el objetivo de llevar a cabo un proceso de Planificación Energética de Largo Plazo para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo [16]. En virtud de ello, los SAE de mayor interés para este trabajo son aquellos que puedan desempeñar una mejor vinculación con las fuentes de energía renovables, por lo tanto se procede a realizar una breve descripción de las 5 categorías de sistemas de almacenamiento propuestas.

3.3.1. SAE Mecánicos

El almacenamiento de energía mecánica captura energía en su forma cinética, potencial gravitatoria o potencial elástica:

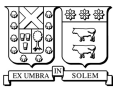
1. La **energía cinética** de una partícula es igual a la cantidad de trabajo necesario para acelerarla desde el reposo hasta una determinada rapidez. También es igual al trabajo que la partícula puede efectuar en el proceso de detenerse [17].
2. La **energía potencial gravitatoria** refleja la posibilidad de efectuar trabajo, mediante la fuerza de gravitación, sobre un cuerpo másico y ubicado por sobre el nivel del suelo [17].
3. La **energía potencial elástica** refleja la posibilidad de efectuar trabajo, mediante fuerzas de compresión o estiramiento, sobre cuerpos idealmente elásticos (aquellos que pueden recuperar su forma luego de ser deformados) [17].

Dicho de otra forma, los mencionados tipos de energía están asociados al movimiento, peso y compresión de materiales respectivamente. Los dispositivos utilizados para el almacenamiento de energía cinética incluyen sistemas de volante, que se valen del movimiento rotacional de un cuerpo rígido; mientras que los mecanismos utilizados para almacenar energía potencial gravitatoria incluyen almacenamiento hidroeléctrico bombeado, donde se eleva agua para almacenar energía potencial, a la vez que los artificios en uso para la captura de energía potencial elástica de los resortes, aprovechan la fuerza de restauración de estos como otra forma de almacenamiento. El almacenamiento de energía en aire comprimido y los sistemas hidráulicos, incluidos los métodos basados en presión de fluidos, almacenan energía mecánica para su uso posterior. La energía se libera como energía cinética para accionar turbinas y generar electricidad, ofreciendo alta eficiencia energética. Los sistemas de almacenamiento mecánico son clave para la estabilización de redes y el equilibrio de energía a largo plazo, pero están limitados por la escala de la infraestructura, como grandes embalses y cámaras selladas, lo que los hace más adecuados para aplicaciones industriales o a nivel de servicios públicos [12].

Sistemas de Almacenamiento de Energía de Aire Comprimido CAES

El almacenamiento de energía mediante aire comprimido (CAES) utiliza electricidad para comprimir el aire y almacenarlo en una construcción subterránea o en un sistema de contenedores o tuberías en la superficie. Las opciones de almacenamiento subterráneo incluyen túneles, acuíferos y minas abandonadas. Si bien, el CAES tiene una gran capacidad, presenta desventajas como un bajo rendimiento en el ciclo completo (menos del 50 %) y restricciones geográficas [18].

El almacenamiento de energía realiza trabajo sobre el aire ambiente para comprimirlo a una presión más alta, momento en el cual se almacena (a una temperatura cercana a la ambiente) durante un período de tiempo antes de expandirse de nuevo a las condiciones ambientales para generar electricidad [19]. A partir del proceso de expansión del aire, es posible encontrar 3 tipos de modelos diferentes de almacenamiento de aire comprimido:



1. Planta diabática (D-CAES): Las plantas diabáticas descartan el calor de la compresión porque almacenan el aire enfriado, el cual es recalentarlo previo a la descompresión. En estos casos, el precalentamiento del aire se realiza mediante la quema de gas natural [19].
2. Planta adiabática (A-CAES): Los sistemas A-CAES minimizan la transferencia de calor entre el aire y su entorno. En la compresión adiabática, el calor se extrae del aire después de la compresión y se almacena en almacenes de energía térmica [19].
3. Planta isotérmica (I-CAES): En los sistemas I-CAES, el aire se comprime y se expande casi de forma isotérmica mediante el uso de transferencia de calor efectiva. En una implementación exitosa, casi no se pierde exergía, ya que cualquier calor extraído del aire está cerca de la temperatura ambiente y, por lo tanto, tiene un contenido exergético insignificante [19].

Sistemas de Almacenamiento de Energía Tipo Volante de Inercia *FES*

Los SAE tipo *Flywheel*, o SAE tipo volante de inercia, son artefactos que almacenan energía mecánicamente mediante la rotación de un rotor a altas velocidades. Esta tecnología se compone de un gran cilindro (o un aro unido a un eje) sostenido por un estator a través de cojinetes magnéticos. La energía se almacena debido a la energía cinética generada por la masa del rotor girando a velocidades muy altas. La energía almacenada puede ser reutilizada disminuyendo la velocidad del volante mediante un par, mientras que la energía cinética se devuelve al motor eléctrico, que actúa como generador. El rendimiento de un sistema de almacenamiento *Flywheel* depende de la velocidad del volante, que puede operar tanto a bajas velocidades (600 rpm) como a altas velocidades (50,000 rpm). Estos sistemas son útiles para aplicaciones que requieren suministro de energía de corta duración pero alta potencia, como estabilización de corriente [20] y regulación de frecuencia. Además, los sistemas *Flywheel* presentan una larga vida útil, alta eficiencia y baja degradación con el tiempo [13].

Sistemas de Almacenamiento de Energía Tipo Bombeo de Agua *PHS*

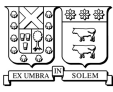
Los SAE por bombeo (en adelante, *PHS*¹¹) son una forma de almacenamiento de energía a gran escala que utiliza la energía potencial del agua. Funcionan bombeando agua desde un embalse inferior a uno superior cuando la demanda de electricidad es baja, utilizando el exceso de energía eléctrica disponible. Luego, cuando la demanda de electricidad es alta, el agua se libera desde el embalse superior al inferior a través de turbinas, generando electricidad en el proceso. Los componentes clave de un sistema *PHS* incluyen una turbina, motor, generador, tuberías, válvulas de entrada y salida, y los embalses superior e inferior. Estos sistemas son capaces de almacenar grandes cantidades de energía y proporcionar energía de forma rápida para cubrir picos temporales en la demanda o en caso de fallos en otras plantas de energía [20].

Los *PHS* son eficientes, con valores típicos entre el 70 % y el 80 %, pueden operar durante largos periodos de hasta 70-100 años, además, los *PHS* pueden integrarse con fuentes de energía renovable, como la eólica y la solar, para ayudar a gestionar la intermitencia de estas fuentes y mejorar la estabilidad y la confiabilidad de la red eléctrica; sin embargo, presentan limitaciones como el alto costo de capital y la necesidad de condiciones topográficas adecuadas para su implementación [11].

3.3.2. SAE Eléctricos

Los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica captura la energía eléctrica en términos del trabajo realizado por el campo eléctrico sobre una carga que se mueve en él [17]. Este tipo de energía permite su captura en dos formas distintas:

¹¹Por sus siglas en inglés: *Pumped Hydro System*



1. El **almacenamiento de corriente**, que incluye inductores y almacenamiento de energía magnética superconductora (SMES), convierte la energía eléctrica en energía magnética, con superconductores minimizando las pérdidas por resistencia y autodescarga [12].
2. El **almacenamiento de voltaje** se basa en capacitores que separan cargas para almacenar energía, y los supercapacitores ofrecen mayor capacidad a través de la capacitancia de doble capa y la pseudocapacitancia. Los bancos de capacitores agregan estos componentes para una mayor capacidad [12].

La eficiencia energética y la estabilidad de la red son factores cruciales, garantizando una mínima pérdida de energía y un suministro confiable durante los picos de demanda. Los sistemas para aplicaciones de alta potencia y corta duración, suelen contar con convertidores *DC/AC* para gestionar los flujos de energía. Estos sistemas también son esenciales para el almacenamiento de energía a largo plazo, enfocándose en mantener la energía en el tiempo más que en entregar picos de potencia [12].

Los sistemas de almacenamiento de energía por capacitores, también conocidos como supercapacitores o ultracapacitores (UC), son una forma de almacenamiento de energía eléctrica. Estos dispositivos almacenan energía mediante la separación de cargas eléctricas en dos electrodos opuestos, creando un campo eléctrico.

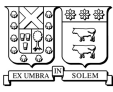
Sistemas de Almacenamiento de Energía de Supercapacitores *ScES*

Los supercapacitores ofrecen ventajas significativas, como una alta eficiencia de almacenamiento, que puede superar el 95 %, y una vida útil prolongada, capaz de alcanzar más de un millón de ciclos de carga y descarga. Sin embargo, los capacitores también tienen algunas limitaciones, como la posibilidad de autodescarga y la restricción en los voltajes de operación, que no pueden exceder el potencial de las reacciones químicas involucradas. Los supercapacitores se utilizan en aplicaciones donde se requiere una alta densidad de potencia y la capacidad de manejar múltiples ciclos de carga y descarga sin degradación significativa. Los capacitores de doble capa eléctrica (EDLC) son una subcategoría de los supercapacitores que almacenan energía mediante la separación de cargas en la interfaz entre un electrolito y una superficie de electrodo. Tienen características como la ausencia de reacciones químicas, lo que resulta en una vida útil extremadamente larga y una alta eficiencia operativa. Su eficiencia puede estar en el rango de 95-99 % [11].

Los sistemas de almacenamiento de energía por capacitores almacenan energía en forma de electricidad. Consisten en dos placas metálicas separadas por una capa no conductora llamada dieléctrico. Durante la operación, una de las placas se carga con electricidad proveniente de una fuente de corriente continua, mientras que la otra placa se carga con una carga opuesta. La energía se almacena en la superficie de las placas metálicas o en películas plásticas metalizadas. Aunque la densidad de energía de los capacitores es baja, pueden entregar y aceptar altas corrientes, pero solo durante periodos extremadamente cortos [20].

Sistemas de Almacenamiento de Energía Magnética de Superconductores *SMES*

Los sistemas de almacenamiento de energía magnética de superconductores (SMES) almacenan energía en un campo magnético creado por el flujo de corriente continua en una bobina superconductora, la que está enfriada criogénicamente a una temperatura muy baja para mantener su superconductividad. Durante el proceso de almacenamiento de energía, el SMES puede liberar la energía almacenada al sistema al descargar la bobina [20]. Una de las ventajas principales de los SMES es que, debido a que los superconductores no ofrecen resistencia al flujo de electrones, las pérdidas de energía en la bobina son prácticamente nulas. Aunque parte de las pérdidas de energía están asociadas al sistema de enfriamiento que mantiene la temperatura criogénica, los SMES pueden descargar grandes cantidades de energía en una fracción de segundo y soportar un número ilimitado de ciclos de carga y descarga con alta eficiencia. Los parámetros críticos de diseño de un SMES incluyen la configuración de la bobina, la capacidad de potencia, la temperatura de operación y el diseño del sistema. Los



SMES pueden utilizarse para diversas aplicaciones, como la estabilidad del sistema, el nivelado de carga, el control de frecuencia, la regulación automática de generación y las mejoras en la calidad de la energía [11].

3.3.3. SAE Electroquímicos

Los sistemas de almacenamiento de energía electroquímica se basan en reacciones *redox* dentro de una celda para transferir electrones e iones entre un ánodo y un cátodo, separados por un electrolito. El separador evita que los electrones pasen directamente entre los electrodos. Durante la carga, los electrones se mueven del ánodo al cátodo, mientras que los iones viajan a través del electrolito. Este proceso es reversible, permitiendo recuperar la energía almacenada. Algunos ejemplos incluyen baterías de plomo-ácido, ion-litio y de flujo *redox*, cada una con diferente vida útil, eficiencia de ciclo y estado de carga (*SoC*). Existen dos clases de baterías:

1. Las **baterías primarias**, o no recargables, son aquellas que están imposibilitadas de ser recargadas.
2. Las **baterías secundarias**, o recargables, son aquellas que si pueden ser recargadas.

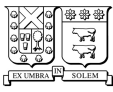
Siendo estas últimas las únicas que pueden ser utilizadas para almacenar energía. Los sistemas de almacenamiento electroquímico son fundamentales para las energías renovables, vehículos eléctricos y dispositivos móviles, ofreciendo soluciones de almacenamiento flexibles y escalables [12].

3.3.4. SAE Químicos

Los sistemas de almacenamiento de energía química utilizan reacciones que convierten reactivos en productos estables, proporcionando soluciones de almacenamiento de energía a gran escala y a largo plazo. El hidrógeno, producido por electrólisis, y el metano, generado a través de la metanización, son combustibles clave en estos sistemas. El metano ofrece alta transportabilidad y baja autodescarga, aunque su eficiencia de conversión y su densidad energética es menor que la del hidrógeno. Estos sistemas son óptimos para el almacenamiento de energía que requiera ser reservado en el transcurso de un amplio periodo de tiempo, manteniendo la energía durante meses con pérdidas mínimas. Los sistemas de cogeneración mejoran la eficiencia al utilizar el calor residual de las reacciones químicas, mientras que las plantas de biogás proporcionan una fuente renovable de metano. Las pilas de combustible ofrecen una alternativa altamente eficiente a la combustión, convirtiendo la energía química en electricidad con menos pérdidas, lo que hace que el almacenamiento químico sea fundamental para aplicaciones a gran escala en el transporte, la industria y las energías renovables [12].

Sistemas de Almacenamiento de Energía de Hidrógeno *HES*

Los sistemas de almacenamiento de energía de hidrógeno se sirven de la captura y almacenamiento de energía en forma de hidrógeno. Este proceso es clave en la transición energética hacia una sociedad neutra en carbono, ya que el hidrógeno puede ser producido a partir de fuentes de energía renovables no convencionales como la solar o la eólica mediante electrólisis del agua, es decir, un proceso que separa el agua en hidrógeno y oxígeno. Una de las principales ventajas del hidrógeno es su capacidad para almacenar grandes cantidades de energía durante largos periodos, hecho que lo convierte en una solución viable para atenuar los inconvenientes producidos por la intermitencia en la generación de energía por centrales cuya fuente de insumo es renovable. El hidrógeno almacenado puede ser utilizado posteriormente como combustible en celdas de combustible para generar electricidad; además, se puede transportar fácilmente, ya sea en forma comprimida o licuada, lo que facilita su integración en la generación eléctrica [21] [11].



3.3.5. SAE Térmicos

Los sistemas de almacenamiento térmicos capturan energía en forma de calor o frío. Generalmente, estos sistemas constan de elementos de almacenamiento y dispositivos que inyectan o extraen calor del medio de almacenamiento. El medio de almacenamiento puede variar desde estructuras hechas de suelo hasta contenedores diseñados para minimizar pérdidas de calor y, a veces, añadir calor del ambiente. Existen tres modos principales de almacenamiento de energía térmica: latente, sensible y termoquímico.

1. Latente: Aprovecha el calor latente de un cambio de fase, como la transición de sólido a líquido.
2. Sensible: Almacena calor mediante el aumento de la temperatura del medio de almacenamiento, como el agua o el aire.
3. Termoquímico: Utiliza reacciones químicas para almacenar y liberar energía térmica.

Estos sistemas son utilizados en aplicaciones como la calefacción o refrigeración de edificios, la optimización de sistemas solares y otras energías renovables [11].

Sistemas de Almacenamiento de Energía con Materiales de Cambio de Fase *PCM*

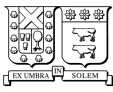
Los sistemas de almacenamiento de energía con materiales de cambio de fase funcionan almacenando energía térmica mediante la absorción o liberación de calor cuando un material cambia de estado, generalmente entre sólido y líquido. Los PCM son capaces de almacenar grandes cantidades de energía debido a la alta cantidad de calor latente que se libera o absorbe durante el cambio de fase, característica que los vuelve más eficientes en comparación con los sistemas de almacenamiento térmico sensible. Este tipo de almacenamiento es particularmente útil en aplicaciones donde se busca mantener temperaturas estables, como en sistemas de calefacción o refrigeración de edificios. Además, los PCM se pueden integrar con tecnologías de energías renovables, como la solar térmica, permitiendo almacenar el exceso de calor generado durante el día y liberarlo cuando sea necesario, mejorando la eficiencia energética [11].

Sistemas de Almacenamiento Térmico Sensible *STES*

El almacenamiento térmico sensible funciona mediante el almacenamiento de energía en un material cuando cambia su temperatura, sin alterar su estado físico. Este tipo de almacenamiento aprovecha la capacidad del material para absorber o liberar calor, dependiendo de si el sistema está en modo de carga o descarga. Los sistemas de almacenamiento térmico sensible suelen utilizar materiales como agua, rocas o suelos, que tienen una alta capacidad calorífica y pueden retener grandes cantidades de calor o frío. Estos sistemas se utilizan en aplicaciones donde se requiere almacenar energía térmica a corto o largo plazo, como en calefacción o refrigeración de edificios, y se pueden integrar con fuentes de energía renovable, como la solar térmica, para maximizar su eficiencia [11].

Sistemas de Almacenamiento Termoquímico *TCS*

Los sistemas de almacenamiento de energía termoquímico (TCS) almacenan y liberan energía a través de reacciones químicas reversibles que implican la absorción o liberación de calor. Estos sistemas utilizan materiales que, al someterse a una reacción química, pueden almacenar grandes cantidades de energía en forma de enlaces químicos. Los sistemas TCS tienen una alta densidad de almacenamiento de energía en comparación con otros sistemas térmicos, lo que los hace adecuados para aplicaciones a largo plazo y en situaciones donde el espacio es limitado. Además, son particularmente útiles en aplicaciones de energía renovable, ya que permiten almacenar energía durante periodos de baja demanda y liberarla durante picos de consumo [11].



3.4. Mercado Eléctrico Nacional [Contrato bilateral -> compraventa](#)

En forma general, el mercado eléctrico en Chile se ha establecido en base a un modelo de sistema tipo *pool* que determina las transacciones de energía, inyecciones y retiros, mediante la celebración de contratos bilaterales financieros entre los participantes del mercado mayorista de electricidad, es decir, las empresas generadoras [22]. Los precios asociados a dichas transacciones son valorizados en función de los costos marginales de las barras del sistema y el balance de transferencias físicas de energía y potencia [23], dando forma al mercado de corto plazo o *spot*. Los precios marginales nodales o locales de la energía reflejan el costo incremental de suministro en cada punto de la red de transmisión [22]; sin embargo, el mercado eléctrico chileno ha estado desarrollándose en aras de alcanzar un modelo de mercado mayorista de tipo *ISO*¹², donde un coordinador independiente está a cargo de la operación del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, SEN) [24].

El mercado de corto plazo es el conjunto de transacciones de energía del sistema eléctrico, valorizadas al costo marginal real de la barra en la cual se inyecta o retira la energía, con el objeto de abastecer sus contratos destinados a clientes finales o permitir los procesos de almacenamiento de energía, la prestación de Servicios Complementarios (en adelante, SSCC), la capacidad de inyección compatible con la suficiencia del sistema y los compromisos de demanda de punta asociados al suministro de dichos clientes, dando cumplimiento a los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente [23].

El mercado mayorista permite la participación de diferentes empresas generadoras (en adelante, *GenCos*¹³) con el objetivo de fomentar la competencia entre estas; además, que el mercado sea del tipo *ISO* indica que es operado de forma centralizada por una organización independiente constituida para garantizar que la operación del sistema eléctrico sea de forma imparcial, eficiente y confiable [25].

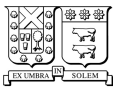
Dado que para satisfacer varias de estas exigencias en sistemas interconectados se requiere una adecuada coordinación de los diferentes agentes involucrados, en esta Norma Técnica (en adelante, NT) se establecen exigencias particulares que deben cumplir los concesionarios de cualquier naturaleza, propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien explote, a cualquier título, centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel nacional, zonal, para polos de desarrollo y dedicados; líneas de interconexión entre sistemas interconectados; enlaces *HVDC*; equipos de compensación de energía; instalaciones que provean servicios complementarios; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumos de usuarios no sometidos a fijación de precios abastecidos directamente desde el sistema de transmisión, sujetos a la coordinación de la operación del Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional. Lo expuesto es sin perjuicio de otra normativa que efectúe exigencias particulares a los distintos agentes antes mencionados [26].

3.4.1. Servicios complementarios

El Decreto 130 de 2012 del Ministerio de Energía de Chile establece las disposiciones aplicables a los SSCC, entendiéndose por éstos como los recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema, conforme al Artículo 137 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Los operadores de instalaciones interconectadas deben cumplir con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (en adelante, NTSyCS) para asegurar el correcto funcionamiento del suministro eléctrico en el sistema eléctrico. El centro de despacho económico de carga define los equipos necesarios en el Informe de Servicios Complementarios (en adelante, I-SSCC) del periodo actual. Los servicios abarcan el control de frecuencia y tensión, recuperación de servicio y desprendimiento de carga. La remuneración cubre los costos de inversión, operación y mantenimiento, con auditorías para verificar dichos costos [27].

¹²Por sus siglas en inglés: *Independent System Operator*

¹³Por sus siglas en inglés: *Generation Companies*



Con el objetivo de robustecer el suministro del servicio eléctrico en el SEN. El Coordinador emite el I-SSCC anualmente, en donde definen los recursos y mecanismos para implementar en los servicios; además, en la misma norma tanto se especifica que los SSCC pueden ser apoyados por los SAE, como que existe una verificación de instalaciones para asegurar el cumplimiento de los estándares de la industria. Con respecto a la operación del sistema, el informe indica: El Control Automático de Generación y el Plan de Defensa Contra Contingencias protegen la operación. Finalmente, se fomenta la competencia entre empresas mediante la participación en subastas, sin el perjuicio de la estabilidad del sistema y el control económico [28].

En el artículo “*Energy Management and Operational Control Methods for Grid Battery Energy Storage Systems*” de la revista *Journal of Power and Energy* se revisan los métodos de gestión energética y control operativo para sistemas de almacenamiento de energía en baterías (en adelante, BESS¹⁴) a nivel de red, esenciales para la flexibilidad, economía y seguridad del sistema eléctrico, debido a que considera a los BESS a gran escala como elementos claves que pueden aportar a estabilizar la energía renovable y mejorar la regulación de frecuencia mediante sistemas de gestión energética, utilizando baterías de *Li-Ion*, *Pb* y *Na-S*; no obstante, identifica a la colaboración multiobjetivo, estrategias de control inteligente y el control de inercia virtual como técnicas cruciales para la integración a gran escala de los BESS. Las aplicaciones clave incluyen la regulación de picos de demanda, respuesta ante emergencias y la optimización del flujo de energía. Los BESS apoyan el suministro y distribución de energía eléctrica, garantizando la mejora de la calidad de la energía; sin embargo, en este documento ya se visualizan los desafíos de esta tecnología, tales como la reducción de costos y la mejora de la eficiencia de las baterías [29].

3.4.2. Potencia de Suficiencia

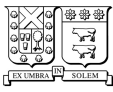
El Decreto 62 de 2006 del Ministerio de Economía de Chile, que aprueba el Reglamento de Transferencias de Potencia Entre Unidades Generadoras bajo el marco de la Ley General de Servicios Eléctricos, establece las siguientes exigencias generales:

1. Funciones y atribuciones de los Centros de Despacho Económico de Carga (en adelante, CDEC).
2. Mecanismos y procedimientos de acreditación que corresponda aplicar a los medios de generación con autodespacho (PMGD).
3. Procedimientos y condiciones de aplicación para el control estadístico de las unidades generadoras.
4. Términos en los cuales se verificará la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras.

Estas exigencias facilitan la coordinación de instalaciones eléctricas, y así garantizar la seguridad del servicio eléctrico. Inclusive, el Decreto 70 de 2024 del Ministerio de Energía de Chile fija normas sobre el precio de nudo y la metodología adoptada para la valorización de las transferencias de potencia entre los participantes del balance de potencia [30].

En el artículo “*Can we phase-out all of them? Probabilistic assessments of security of electricity supply for the German case*” de la revista *Applied Energy* se evalúa la seguridad del suministro de energía eléctrica de Alemania durante su transición energética, centrándose en la eliminación de la energía proveniente de fuentes nucleares y la ley de salida del carbón (las que deberían haberse llevado a cabo en el año 2023 y 2020, respectivamente). En el estudio se utilizó el modelo *JERICHO*, el cual simula escenarios de suministro para 2020, 2022 y 2023, prediciendo un aumento del *LoLE* y *EENS* debido a las intermitencias del suministro por parte de las fuentes renovables, hecho que resalta la necesidad de disponer de una capacidad de respaldo, especialmente en los escenarios de reducción de carbón (5[GW] y 8[GW]). La dependencia de la *Net Transmission Capacity* para importaciones de energía aumenta a medida que las condiciones meteorológicas impactan en la seguridad

¹⁴Por sus siglas en inglés: *Battery Energy Storage System*



del suministro, medida por el *Renewable Energy System Index*. Las estimaciones de *LoLP* muestran posibles déficits de capacidad. El Pronóstico de Adecuación a Mediano Plazo y el análisis de sensibilidad revelan que las decisiones políticas de los países vecinos y los escenarios de reducción de CO₂ influyen en la seguridad, subrayando la necesidad de cooperación energética internacional [31].

En el artículo “*Security of supply as a political bargaining issue: Why Germany opted against capacity markets*” de la revista *Energy Research & Social Science* se analiza la reforma del mercado eléctrico de Alemania en 2016, que reforzó el mercado de energía y añadió una reserva estratégica, evitando la introducción de pagos por capacidad. Por un lado, el país se encontraba en un proceso electoral, hecho que explica cómo las dinámicas políticas o las presiones de los productores de electricidad convencionales, influyeron en la decisión; por otro lado, factores técnicos como la sobrecapacidad y las exportaciones netas de electricidad de Alemania en ese momento, redujeron la urgencia de realizar cambios drásticos, aunque las preocupaciones sobre la estabilidad del suministro, dado el aumento en la capacidad instalada de energías renovables, mantenía abierto el debate. La decisión de no adoptar un mercado de capacidad plena reflejó un compromiso político que equilibró los intereses públicos e industriales [32].

3.5. Experiencia Internacional: Servicios Complementarios y Mecanismos de Suficiencia

La Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE) junto con Dictuc-Vinken han definido 3 sistemas eléctricos internacionales como referencia de estudio [33]:

1. *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection*
2. España
3. Nueva Zelanda

No obstante, la revisión de la experiencia internacional estará focalizada en los primeros 2 sistemas eléctricos.

3.5.1. *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection*

Estados Unidos posee diferentes sistemas eléctricos, los que a su vez cuentan con su propio operador independiente, destacándose el sistema *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection* (en adelante, *PJM*) debido a la extensión del territorio abarcado (ver Figura 1) y la operación de una red eléctrica que abastece a cerca de 65 millones de personas con suministro eléctrico [34].

El *PJM* opera el sistema basándose en un esquema de ofertas y liquidación múltiple que se resuelve mediante la co-optimización de energía y reservas, destacando especialmente la implementación de mecanismos para mitigar el poder de mercado. Este sistema tiene una amplia experiencia en la aplicación y operación de este tipo de esquemas, adaptándose de manera continua a las nuevas necesidades del sistema y enfrentando diversos desafíos que requieren un monitoreo de mercado eficaz. El mercado eléctrico operado por el *PJM* se divide en 2 grandes categorías [33]:

- El **Day-Ahead Market** (en adelante, DAM) es un mercado “a plazo” en el que se establecen precios de la energía para su entrega futura, generalmente al día siguiente. Los precios horarios se calculan en función de las ofertas de los generadores, las pujas de los consumidores de energía (como las compañías eléctricas) y las transacciones financieras relacionadas con el mercado. *PJM*, como operador del mercado, empareja las ofertas de los vendedores, desde la más baja hasta la más alta, hasta satisfacer la demanda de electricidad pujada, incluyendo ciertas reservas. Todas las pujas y ofertas “liquidadas” en el mercado de día siguiente establecen posiciones financieras que se ajustan posteriormente en el *Real-Time Market* si hay desviaciones [35].

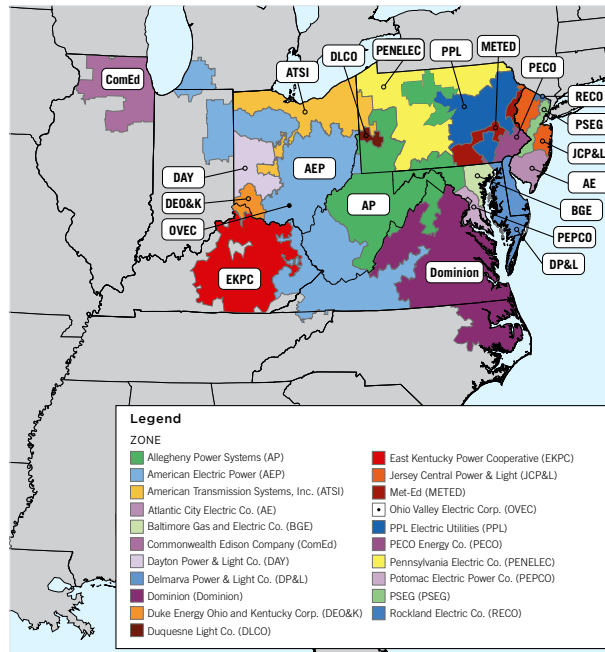


Figura 1: Territorio cubierto por los servicios del *PJM* en Estados Unidos [34].

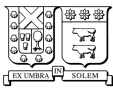
- El **Real-Time Market** (en adelante, RTM) sirve para cubrir las necesidades de electricidad en tiempo real, ya que las condiciones de oferta y demanda pueden variar respecto al pronóstico del *DAM*. Es un mercado “spot” donde se adquiere electricidad para entrega inmediata. Los precios se calculan cada cinco minutos en función de las condiciones operativas reales de la red. *PJM* ajusta la generación, la demanda y la transmisión de manera continua, enviando señales electrónicas para indicar a los proveedores cuál debe ser su nivel de producción de energía en ese momento. Los proveedores son compensados con el precio de mercado de tiempo real por cualquier generación que exceda la cantidad planificada en el mercado de día siguiente [35].

Distribuidoras, públicas y privadas, compran electricidad en el *DAM* para el día siguiente en función de lo que anticipan que necesitarán para satisfacer las demandas de electricidad de sus clientes. Al día siguiente, si los proveedores se dan cuenta de que no tienen suficiente electricidad para satisfacer las necesidades de los consumidores, pueden comprar electricidad en el *RTM* para satisfacer sus obligaciones con sus clientes [33].

Servicios Complementarios

El *PJM* opera los mercados para cuidar la prestación de dos importantes servicios complementarios: Regulación (solo disponible en el *Real-Time Market*) y Reserva (disponible en el *Day-Ahead Market* y el *Real-Time Market*). El primero es usado para controlar pequeñas perturbaciones que puedan alterar el equilibrio entre generación y carga, mientras que el segundo ayuda a recuperar el balance del sistema cuando existen graves deficiencias en la generación [36]. La prestación de estos servicios es asignada mediante un sistema de subastas y remunerada, con el método *pay-as-clear* o criterio marginalista, tanto la energía (USD/Mwh) como la potencia (USD/MW) [33].

El *PJM* reconoce los siguientes SSCC:



- Los **servicios de control de frecuencia** son aquellos que buscan corregir los desbalances entre la generación y la demanda, y se encuentran subdivididos en función del tiempo de respuesta requerido para su despliegue, dando lugar a 3 subcategorías [37] [33]:
 1. La **respuesta primaria de frecuencia** (en adelante, *PFR*¹⁵) es una respuesta a una perturbación basada en una detección local de frecuencia y el funcionamiento de configuraciones locales de control. Comienza dentro de unos segundos y se extiende hasta un minuto. El propósito de la *PFR* es estabilizar el sistema hasta la activación de otras medidas de control (control secundaria y terciaria de frecuencia).
 2. El **control secundario de frecuencia** o **Regulation** está controlado por el *PJM*, el cual detecta la frecuencia de la red, calcula una señal de contrapeso, y transmite esa señal a todos los recursos de regulación, como el *Automatic Generation Control* (en adelante, *AGC*) por el cual se corrigen las desviaciones mediante una señal de control global, que recibe el nombre de *Area Control Error* (en adelante, *ACE*). Dada la alta diversidad de tecnologías participantes en el *PJM*, la señal *ACE* es descompuesta en dos señales: Una de alta frecuencia (*RegD*) y otra de baja frecuencia (*RegA*), implementación que se llevó a cabo para dar ventajas competitivas a tecnologías flexibles, donde la primera apunta a tecnologías de respuesta rápida, como baterías, y la segunda apunta a recursos de más lento despliegue, como centrales térmicas. Esta subcategoría del control de frecuencia empieza a tomar efecto dentro de 10 a 15 segundos y puede mantenerse durante varios minutos hasta una hora en algunos casos.
 3. El **control terciario de frecuencia** o **Primary Reserve** también está controlado por el *PJM* y está conformado por reservas sincronizadas y no sincronizadas que pueden ser activadas en 10 minutos; además, el *PJM* define una **Reserva Secundaria** o **Secondary Reserve** que pueden ser activadas en 30 minutos. Aunque el *PJM* define un requisito de reserva secundaria, no tiene el objetivo de mantener este requisito de reserva en tiempo real, es decir, no tiene un mercado en tiempo real como el existente en su mercado de energía que corrige desviaciones del programa, ya que este no tiene reservas estimadas, sino un requerimiento fijo que se asigna con anterioridad.
- Los **servicios de suministro de reactivos y control de voltaje** son de carácter obligatorio, siendo remunerados aquellos que hubieran sido programados y los que efectivamente hubieran operado, se remuneran con precios regulados establecidos por el operador, no tienen procesos de subasta y se asignan en la medida que sean necesarios [37] [33].
- Los **Servicios de recuperación de servicio** o **Black Start** se proporcionan sobre la base de tarifas o costo formulado de manera administrativamente [37] [33].

Mecanismo de Suficiencia

El mercado de capacidad del *PJM* es administrado en función del Modelo de Precios de Fiabilidad (en adelante, *RPM*¹⁶) para garantizar la suficiencia de recursos tal que permita satisfacer la demanda eléctrica y asegurar la fiabilidad del sistema eléctrico. Con el objetivo de asegurar que los recursos estén disponibles cuando se necesiten, alineando el costo y la disponibilidad de la capacidad con los requisitos de fiabilidad del sistema, el *RPM* realiza una planificación y adquisición de recursos de capacidad a través de un proceso de subastas base de 3 años de antelación y complementado por 3 subastas incrementales de 20, 10 y 3 meses de antelación [33] [38].

¹⁵Por sus siglas en inglés: *Primary Frequency response*

¹⁶Por sus siglas en inglés: *Reliability Pricing Model*

El *RPM* está compuesto principalmente por una curva de recurso variable (en adelante, *VRR*) y precios locales de capacidad; la primera refleja la variación del valor de la capacidad adicional en relación con las necesidades de fiabilidad, permitiendo precios más altos cuando hay escasez de recursos y precios más bajos cuando hay excedentes de recursos; mientras que el segundo contempla la situación de la red de transmisión al valorar precios de capacidad específicos por ubicación, para asegurar que la capacidad se valora de manera adecuada donde más se necesita dentro del sistema del *PJM*, promoviendo inversiones donde existen limitaciones [33] [38].

3.5.2. España

España junto a Portugal dan forma al Mercado Ibérico de la Electricidad (en adelante, MIBEL) a partir de un acuerdo de colaboración de 2001, tras la entrada en vigor de la primera Directiva comunitaria [39]. Posteriormente, se firmaron el Acuerdo de Santiago de Compostela en el 2004 y el Convenio de Braga en el 2008 para avanzar en su desarrollo; sin embargo, y a pesar de la existencia del MIBEL, España también posee su propio mercado de electricidad, el cuál es operado por Red Eléctrica de España (en adelante, REE), tanto en la península como en los sistemas insulares y extrapeninsulares [40], y se encarga de suministrar el servicio eléctrico a una población española de cerca de 49 millones de personas [41], mientras que el Operador del Mercado Ibérico (en adelante, OMI) lleva a cabo la gestión del MIBEL, gestiona el mercado ibérico al contado (mercado spot), que está encomendada a OMI-Polo Español, S.A. (en adelante, OMIE), y administra la Plataforma de Negociación del mercado de derivados (mercado a plazo), que es responsabilidad de OMI-Polo Portugués, S.A. (en adelante, OMIP) [40].

La Figura 2 ilustra el territorio cubierto por los servicios del REE junto con las áreas de servicio de las compañías de distribución presentes en España.

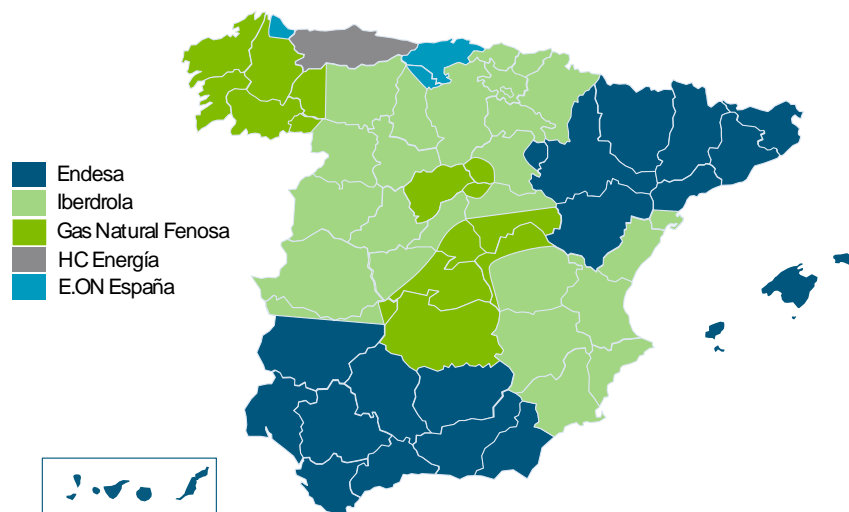


Figura 2: Mapa de las zonas de distribución de la REE [40].

El MIBEL está compuesto por el mercado diario y el mercado intradiario, a la vez que el mercado eléctrico español está compuesto por un Mercado de Restricciones Técnicas y un Mercado de Gestión de Desvíos. La Figura 3 esquematiza la forma en la que interactúan los operadores con los mercados en los que generación y demanda intercambian energía y reservas para distintos plazos. Adicionalmente, el mercado eléctrico español considera un mercado de capacidad consistente en un mecanismo de pagos por capacidad [40] [33].

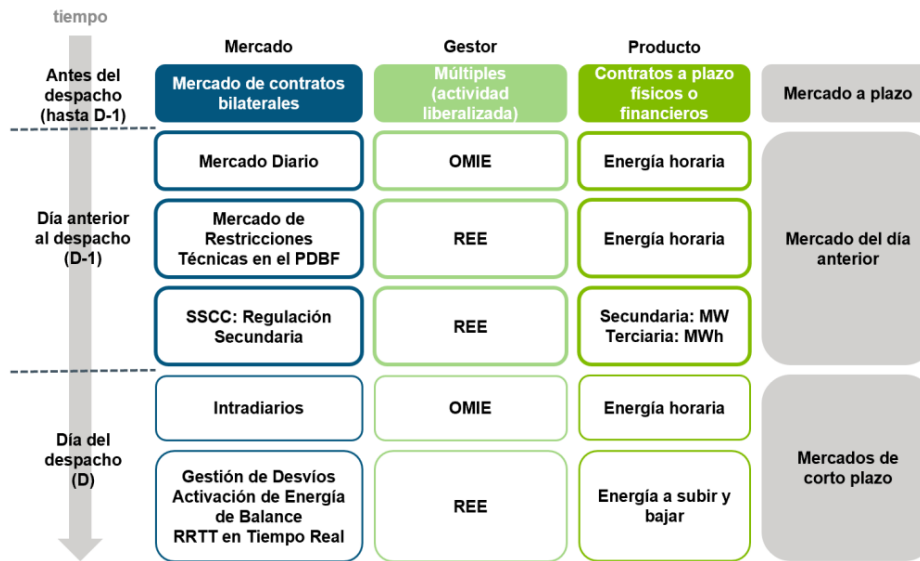


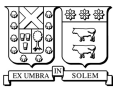
Figura 3: Secuencia de mercados en el MIBEL [40].

Por un lado, el mercado diario es de tipo marginalista y de nodo único, además, tiene por objeto asignar los precios y volúmenes de energía para las 24 horas del día siguiente, en donde los agentes de España y Portugal presentan sus ofertas de compra y venta, para cada hora del día siguiente. Una vez presentadas las ofertas correspondientes, se conforma la curva de oferta del mercado para cada hora del día siguiente. En este mercado todas las unidades de generación en España y Portugal (que no se encuentren afectas a contratos bilaterales físicos) tienen la obligación de presentar ofertas de energía, respecto a las cantidades a ofertar existen normas tanto para cantidades mínimas y máximas que dependen de las características y parámetros individuales de cada unidad. Respecto a los precios mínimos y máximos que se pueden ofertar van entre los EUR 500/MWh y EUR 3.000/MWh [42] [33].

Por otro lado, el Mercado Intradiario se resuelve en seis sesiones de casación, similares a las descritas para el Mercado Diario. En estas sesiones, se permite a compradores y vendedores reajustar sus compromisos de compra y venta hasta 4 horas antes de la operación en tiempo real, de acuerdo a la mejor información con la que cuentan los agentes a medida que se acercan a la operación en tiempo real y así realizar una adecuada gestión de sus desbalances. Los mercados intradiarios son de participación voluntaria y se dividen en dos grupos [33]:

- El Mercado Intradiario de Subastas, el cual está compuesto por 6 etapas sucesivas de casación de ofertas, teniendo como objetivo resolver los desbalances de energía respecto al programa diario viable definitivo utilizando recursos del mercado local.
- El Mercado Intradiario Continuo, que al igual que el de subastas entrega a los agentes la posibilidad de gestionar sus desbalances de energía, con la diferencia de que permite la participación de agentes de todos los mercados de las otras áreas de Europa y que permite hacer ajustes hasta 1 hora antes del despacho de energía.

Después de cada sesión del Mercado Diario e Intradiario, el OMIE lleva a cabo el proceso de solución de restricciones técnicas. Para ello, los agentes deben presentar ofertas de energía tanto al alza como a la baja. Así, se re-despachan las unidades de generación y consumo (incluyendo los SAE), tomando en cuenta las restricciones técnicas y las contingencias. Este proceso garantiza la disponibilidad de reservas de potencia del



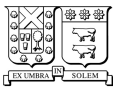
sistema y su adecuada programación a través de la gestión de desvíos. Además, se contempla la asignación de ofertas de regulación terciaria, que forman parte del Mercado de SSCC, el cuál comprende la regulación de frecuencia, el control de voltaje, la gestión de la demanda de interrumpibilidad, la gestión de desvíos, la partida en negro y otros servicios de resolución de restricciones técnicas que ameriten el cambio en las programaciones del sistema [33].

La implementación de múltiples etapas de ajuste en el proceso de asignación ha permitido a los agentes gestionar de manera más efectiva los riesgos asociados a su participación en el mercado, ajustando sus posiciones a medida que se revela la incertidumbre relacionada con las condiciones de operación reales. Esto es especialmente relevante para las unidades de generación de Energías Renovables Variables. En estos esquemas, los agentes son incentivados a casar sus compromisos de energía en las primeras etapas del mercado para acceder a mejores precios, en función de una mayor disponibilidad de recursos. Así, se ha observado una tendencia hacia la producción de pronósticos más precisos por parte de agentes con activos de generación solar o eólica, lo que reduce la cantidad de desvíos respecto al Mercado Diario y disminuye la necesidad de participación en las últimas etapas del mecanismo [33].

Servicios Complementarios

Los SSCC, ofrecidos por los generadores y gestionados por el operador del sistema, tienen como objetivo que el suministro se realice en condiciones de seguridad y fiabilidad en todo momento, a la vez que se puedan resolver desequilibrios entre la generación y la demanda en tiempo real [40]. Existen tres servicios complementarios básicos:

- La **Reserva de Regulación Primaria** se define como el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, mediante la actuación de su regulador de velocidad, en caso de producirse un desvío de frecuencia [43]. Su objetivo es la corrección automática y casi instantánea (su horizonte temporal de actuación alcanza hasta los 30 segundos) de los desequilibrios de frecuencia. Este servicio es obligatorio, no tiene una remuneración adicional y debe mantenerse hasta poder ser reemplazado por la regulación secundaria [40].
- Se define la **Reserva de Regulación Secundaria** del sistema como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema peninsular español puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de todas las unidades de programación proveedoras de este servicio, a través de sus zonas de regulación [43]. Permite al operador del sistema disponer de una reserva de capacidad disponible muy flexible (comienzo de la respuesta en no más de 30 segundos y con capacidad de mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta poder ser reemplazada por la regulación terciaria) para resolver de forma automática desequilibrios significativos entre generación y demanda [40]. Este es un servicio de carácter voluntario que remunera la potencia y la energía utilizada y en que la demanda no participa [33].
- La **Reserva de Regulación Terciaria** está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de todas las unidades de programación proveedoras de este servicio que puede ser movilizada en un tiempo no superior a quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 30 minutos, con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria [43]. Este servicio es de carácter obligatorio para las unidades de producción que pueden ofrecerlo. Así, todas las unidades de generación del sistema que pueden variar su producción en un tiempo no superior a 15 minutos y mantener la variación durante 2 horas deben ofrecer toda su capacidad excedentaria (no contratada en otros mercados o servicios) al operador del sistema [40] [33].



Mecanismo de Suficiencia

El Sistema Eléctrico Español considera pagos por capacidad con el objetivo de reducir la parte de coste fijo que las centrales han de recuperar mediante la diferencia entre el precio del mercado recibido y los costos variables incurridos durante la generación de energía, lo que se conoce como “margen de mercado”. En virtud de ello, se incentiva la inversión en nueva capacidad de generación a la vez que se reducen las probabilidades de déficit de capacidad y precios elevados [33].

Si los costos fijos se recuperasen únicamente a través de este margen, dando forma a un “mercado de sólo energía”, la capacidad de generación disponible sería necesariamente menor que la demanda máxima de potencia en el sistema [40]. En consecuencia, durante algunas horas del año:

- No todos los consumidores podrían ser totalmente abastecidos.
- El precio del mercado podría ser mucho mayor que la oferta de una central de punta, ya que reflejaría el valor que los consumidores estarían dispuestos a pagar para garantizar la disponibilidad del suministro eléctrico.

Sin embargo, es posible que para un regulador no sea aceptable tener un cierto número de horas al año en las que no todos los consumidores son abastecidos y/o el precio del mercado es muy elevado. En este caso, y con el objetivo de reducir (o incluso eliminar) el número de horas al año en las que hay déficit de capacidad y precios muy elevados, el regulador puede optar por introducir los pagos por capacidad [40]. La Tabla 2 demuestra este proceso.

Los pagos por capacidad incorporan los conceptos de **incentivo a la inversión (II) en capacidad a largo plazo** y **servicio de disponibilidad** [44]. Por un lado, la remuneración del primer concepto depende del índice de cobertura (IC), que es el cociente entre la potencia disponible y la demanda horaria máxima. El pago a las unidades se calcula como el producto del IC por su capacidad en [MW]. De esta forma, el pago no depende de las características individuales de cada central, sino del valor del IC obtenido a partir de las condiciones del sistema en un año determinado [45]. El II se calcula de la siguiente forma [33]:

$$\text{Si } IC < 1.1 \rightarrow II = 26,000[\text{EUR}/\text{MW}/\text{año}] \quad (1)$$

$$\text{Si } IC \geq 1.1 \rightarrow II = 193,000 - 150,000 \cdot IC[\text{EUR}/\text{MW}/\text{año}] \quad (2)$$

Por otro lado, la remuneración del **servicio de disponibilidad** busca fomentar la capacidad de producción a medio plazo, y consiste en poner a disposición del operador del sistema una determinada potencia en un horizonte temporal definido [33] [45]. Se define de la siguiente manera:

$$RSD(i, j) = a \cdot ind(j) \cdot PN(i) \quad (3)$$

En donde, a corresponde a la retribución anual e $ind(j)$ al índice de disponibilidad tecnológica j , definidos a partir de valores de disponibilidad histórica, siendo ambos establecidos de forma administrativa. Finalmente, $PN(i)$ corresponde a la potencia neta en [MW] del grupo correspondiente i , la que se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en marcha continuada durante al menos cien horas. Adicionalmente, para que el servicio de disponibilidad se considere satisfecho, las instalaciones de generación deberán acreditar una potencia media disponible anual equivalente al 90 % de su potencia neta en horas de periodos tarifarios específicos, es decir, días y horarios definidos, no contabilizando las indisponibilidades programadas, las que no podrán superar en ningún caso el 33 % de las horas de estos periodos [33] [45].

Tabla 2: En un “mercado de solo energía”, ¿Cuál es el equilibrio, exceso o déficit de capacidad? [40].

Posible equilibrio: Exceso de capacidad	Posible equilibrio: Déficit de capacidad
En situación de oferta y demanda máximas	
<p>Al ser siempre oferta > demanda, todos los consumidores podrán ser abastecidos todas las horas del año (incluso en aquellas horas de mayor demanda)</p> <p>Así, en las horas de demanda alta el precio del mercado lo fijará la oferta de las centrales de punta</p> <p>La oferta de una central es igual a su coste de oportunidad, el cual no incluye su coste fijo</p> <p>Luego, si siempre oferta > demanda, entonces las centrales de punta no recuperarán sus costes fijos</p> <p>De hecho, se puede demostrar matemáticamente que ninguna central (incluso las de base) recuperarán sus costes</p> <p>Ante la expectativa de no recuperar los costes fijos, nadie invertirá en nueva capacidad de generación. Dado que la demanda seguirá creciendo, irremediablemente se pasa de Exceso de Capacidad a Déficit de Capacidad (ver columna derecha)</p>	<p>En las horas del año de mayor demanda no todos los consumidores podrán ser totalmente abastecidos; habrá “competencia” entre ellos por no ser los que se queden sin suministro</p> <p>Esta competencia hace que el precio del mercado incremente hasta el valor que los consumidores dan a la energía: muy por encima de la oferta de una central de punta</p> <p>Luego, en estas horas una central de punta obtiene un margen con el que recuperar su coste fijo. Se puede demostrar matemáticamente que este margen es necesario para que cualquier central (incluso las de base) recupere su coste fijo</p> <p style="text-align: center;">-</p> <p>Para recuperar la totalidad del coste fijo es necesario un cierto número de horas/año en las que demanda > oferta, el cual viene dado por la relación (coste fijo de una central de punta) / (valor que los consumidores dan a la energía en cada hora)</p> <p>Luego, habrá inversión en nueva capacidad de generación, pero manteniendo el número de horas al año en las que demanda > oferta que sea necesario para recuperar el coste fijo</p>
Por tanto, en un “mercado de sólo energía” inevitablemente habrá un Déficit de Capacidad	

La Tabla 3 presenta un resumen de las principales características de los mercados de SSCC, mercados de suficiencia y otros mercados complementarios en los sistemas eléctricos de referencia: El PJM y el España.

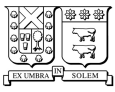
Tabla 3: Resumen de las principales características de los mercados de SCCC, suficiencia, y otros mecanismos de cobertura de los sistemas de referencia [33].

Sistema	PJM	Iberia
SSCC	Servicios de control de frecuencia: Respuesta inercial; Respuesta Primaria de Frecuencia; Regulación (AGC con señales de nombres: RegA y RegD); Reserva Primaria. Suministro de reactivos, control de voltaje y recuperación de servicio	Control Primario de frecuencia de carácter: i) obligatorio, y ii) no remunerado. Mercados de Reserva Secundaria, Reserva Terciaria, Potencia Interrumpible y Potencia al Alza o a la Baja.
Mecanismo de suficiencia	Capacity Market: Asegura por medio de subastas de capacidad la seguridad de suministro.	Pagos por Capacidad: Remunera un Incentivo a la Inversión (II) y un Servicio por Disponibilidad (SD) (En transición). (En diseño Mercado de Capacidad)
Otros mecanismos de cobertura	Financial Transmission Rights Markets: Permiten a participantes compensar cargos de congestión de transmisión.	OMIP (Operador del Mercado Regulado): Bolsa de derivados del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). Mercado de futuros organizado con contratos estandarizados y cámara de compensación encargada de las liquidaciones económicas resultantes.

3.6. Análisis Técnico

El artículo “*Analytical Hierarchy Process: Revolution and Evolution* publicado en la revista *Annals of Operations Research*” revisa el Proceso Analítico Jerárquico (en adelante, *AHP*¹⁷): Técnica de toma de decisiones multicriterio que permite descomponer un problema complejo, y luego continuar con una categorización jerárquica de los miembros del problema descompuesto, en función de la importancia que tienen para la decisión en cuestión, proporcionando así una estructura clara y sistemática para la toma de decisiones. En el documento se aborda el *AHP* desde su inserción en la toma de decisiones multicriterio hasta sus posteriores desafíos; además,

¹⁷Por sus siglas en inglés: Analytic Hierarchy Process



la revisión de esta técnica también incluye propuestas y análisis de métodos híbridos que buscan simplificar el proceso *AHP* [46].

El artículo “*Delphi/AHP-Based Method for Biomass Sustainable Assessment in the Sugar Industry*” publicado en la revista *Multidisciplinary Digital Publishing: Engineering* evalúa, a partir de un enfoque multidisciplinario que incluye criterios técnicos, económicos, ambientales y sociales, la sostenibilidad de la biomasa en la industria azucarera utilizando los métodos Delphi y el *AHP*. La biomasa a estudiar está clasificada en 4 grupos distintos, aunque también considera mezclas entre los mismos grupos, y así identificar cuál de estas formas de biomasa es más sostenible y eficiente para su uso como combustible en la generación de energía dentro de la industria azucarera. El estudio finaliza con un análisis de sensibilidad que valida los hallazgos hechos, subrayando la eficacia del método *AHP* en la evaluación de la sostenibilidad de la biomasa [47].

El artículo “*A Hierarchical Analysis Method for Evaluating the Risk Factors of Pile Foundation Construction for Offshore Wind Power*” publicado en la revista *Multidisciplinary Digital Publishing: Sustainability* aplica el *AHP* para la evaluación sistemática de riesgos en la construcción de cimientos de pilotes para la energía eólica *off-shore*, asegurando la estabilidad de las turbinas eólicas. El empleo del método *AHP* emerge como una solución a la problemática de tomar decisiones ante la identificación de múltiples factores de riesgo asociados a la construcción de aerogeneradores *off-shore*. Los autores concluyen que el método *AHP* proporciona un enfoque integral para mejorar las medidas de seguridad en la construcción del parque eólico *off-shore* [48].

3.7. Análisis Económico

El artículo “*Financial and economic modeling of large-scale gravity energy storage system*” publicado en la revista *Renewable Energy* examina los aspectos financieros y económicos de los sistemas de almacenamiento de energía por gravedad mediante un modelo de flujo de caja descontado. La evaluación del rendimiento financiero abarcó: Estructura Financiera del Proyecto, Análisis del Costo Promedio Ponderado del Capital (en adelante, $WACC^{18}$), Tasa Interna de Retorno (en adelante, TIR), Valor Actual Neto (en adelante, VAN), Costo Nivelado de Almacenamiento (en adelante, $LCOS^{19}$), VAN de Equidad, Índice de Cobertura de Vida del Préstamo (en adelante, $LLCR^{20}$), Índice de Cobertura Anual del Servicio de la Deuda (en adelante, $ADSCR^{21}$) y Análisis de Sensibilidad. Además, compara diferentes SAE como: *PHS*, *CAES*, *NAS* y baterías Li-ion, evaluando la viabilidad económica y el Gasto de Capital (en adelante, $CAPEX^{22}$). El estudio finaliza con la confirmación de la viabilidad financiera de los sistemas de almacenamiento de energía por gravedad, ofreciendo perspectivas sobre sus beneficios económicos y financieros en este campo emergente [49].

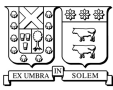
El artículo “*Does the Net Present Value as a Financial Metric Fit Investment in Green Energy Security?*” publicado en la revista *Multidisciplinary Digital Publishing: Energies* pregona una crítica a la utilización del VAN en las inversiones en energía verde de mercados emergentes. El estudio realiza un análisis comparativo entre diferentes países, tanto de economías estables como de mercados emergentes, para evaluar la efectividad del VAN como métrica financiera en inversiones en energía verde. En el estudio se distingue que los mercados emergentes pueden llegar a manifestar una alta volatilidad en los parámetros financieros, mientras que el VAN tradicional asume una tasa de descuento constante, antítesis que puede llevar a decisiones equivocadas. Por lo tanto, los autores proponen una fórmula modificada del VAN, adaptada a las realidades financieras de las empresas participantes en el rubro de la energía, con el objetivo de mejorar las decisiones de inversión en el sector verde. La publicación concluye al destacar la necesidad de mejorar las metodologías que las empresas utilizan para evaluar, seleccionar y gestionar inversiones a largo plazo para reducir los riesgos financieros en el

¹⁸Por sus siglas en inglés: Weighted Average Cost of Capital

¹⁹Por sus siglas en inglés: Levelized Cost Of Storage

²⁰Por sus siglas e inglés: Loan Life Coverage Ratio

²¹Por sus siglas en inglés: Annual Debt Service Coverage Ratio



contexto de la energía verde [50].

4. Marco Teórico

4.1. Sistemas de Almacenamiento

Con el objetivo de llevar a cabo la evaluación técnica-económica de cualquier SAE, es menester reunir información sobre sus características técnicas y sus parámetros económicos, tales que permitan identificar adecuadamente cada artefacto en estudio. La Tabla 4 muestra los elementos elegidos para identificar los SAE.

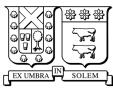
Tabla 4: Características técnicas y aspectos económicos elegidos para identificar el desempeño de cada SAE.

Características Técnicas	Aspectos Económicos
Energía Específica	Costo de Inversión
Potencia Específica	Operación y Mantenimiento
Eficiencia	Reinversión
Vida Útil	Costo Variable
Densidad de Energía	Costo Fijo
Densidad de Potencia	-
Potencia	-

Además, se proponen las siguientes definiciones para comprender los aspectos elegidos:

- La **energía** en su sentido más clásico, el mecánico, se entiende como la capacidad de producir trabajo²³ [51]; sin embargo, en un contexto de electromagnetismo, la **energía** se refiere a la capacidad de los campos eléctricos y magnéticos para realizar trabajo al interactuar con cargas eléctricas o corrientes [52].
- La **potencia** en su sentido más clásico, el mecánico, se entiende como la rapidez con la que se efectúa trabajo [17]; sin embargo, en un contexto electromagnético, la **potencia** describe cómo fluye la energía a través del espacio o en un sistema [52].
- La **energía específica** es la energía por unidad de masa [53].
- La **potencia específica** es la potencia por unidad de masa [54].
- La **eficiencia de ciclo** en los sistemas de almacenamiento de energía se refiere a la relación entre la cantidad de energía que se puede recuperar de un sistema de almacenamiento en comparación con la cantidad de energía que se almacenó inicialmente [55].
- La **vida útil** es la duración estimada que un objeto puede tener, cumpliendo correctamente con la función para el cual ha sido creado [56].
- La **densidad de energía** representa la cantidad de energía acumulada en una materia dada o en una región del espacio, por unidad de volumen [57].
- La **densidad de potencia** es una medida de la cantidad de potencia generada o consumida por unidad de volumen o masa de un sistema o dispositivo [58].

²³El **trabajo** corresponde a la fuerza aplicada a un cuerpo durante su desplazamiento [17].



4.2. Estudio estadístico

Estadística es una colección de métodos para planear experimentos, obtener datos, y después organizar, resumir, presentar, analizar, interpretar y llegar a conclusiones basadas en los datos [59].

4.2.1. Medidas de Tendencia Central

Las medidas de tendencia central son herramientas estadísticas que permiten identificar el valor central o más típico de un conjunto de datos. Las principales medidas de tendencia central son la media, la mediana y la moda [59].

Media Aritmética

La media aritmética se calcula sumando todos los valores de un conjunto de datos y dividiendo el resultado entre el número de observaciones [59]. Se representa por la fórmula:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (4)$$

Mediana

La mediana es el valor que divide a un conjunto de datos en dos partes iguales. Cuando el número de observaciones es impar, la mediana es el valor que se encuentra en el centro de los datos ordenados. Si el número es par, se calcula como el promedio de los dos valores centrales. A diferencia de la media, la mediana es resistente a valores atípicos, lo que la hace útil en distribuciones sesgadas [59].

Moda

La moda es el valor que ocurre con mayor frecuencia en un conjunto de datos. En algunas situaciones, pueden existir más de una moda (bimodal o multimodal). Esta medida es especialmente útil cuando se trabaja con datos categóricos [59].

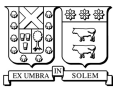
Comparación de Medidas

Cada una de las medidas de tendencia central tiene sus ventajas y desventajas dependiendo de la naturaleza del conjunto de datos. Por ejemplo, la media es útil cuando se desea tener en cuenta todos los valores, pero es sensible a los valores extremos. La mediana es preferida en conjuntos de datos con valores atípicos, y la moda es la única medida aplicable para datos a nivel nominal [59].

4.3. Servicios Complementarios

Si bien los SSCC son definidos por la CNE, el CEN es el ente encargado de la operación del SEN, es por ello que son estos últimos quienes determinan los SSCC a prestar junto con los recursos necesarios para llevar a cabo las labores que permitan el correcto funcionamiento del sistema, esta información es expuesta anualmente en el Informe de Servicios Complementarios de cada periodo. Los SSCC pueden ser categorizados según la función que deben cumplir, obteniendo cuatro categorías:

- Control de Frecuencia
- Control de Tensión



- Control de Contingencias
- Plan de Recuperación de Servicios

A continuación se realiza una descripción de cada una de las categorías de servicios complementarios.

4.3.1. Control de Frecuencia

Se denomina Control de Frecuencia (en adelante, CF) al conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el Sistema interconectado (en adelante, SI) [60]. Esto implica la posible existencia de eventos que sean capaces de alterar el valor de la frecuencia del sistema; en virtud de ello, el I-SSCC detalla los requerimientos de cinco subcategorías del CF:

1. Control Rápido de Frecuencia (en adelante, CRF): Acciones que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Su tiempo total de activación será de 1 [s], y su tiempo mínimo de entrega será de 5 [min] [60].
 - a) Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (en adelante, CRF+): Acción del CRP requerida cuando el valor de la frecuencia, posterior a la perturbación, es inferior a su valor de referencia.
 - b) Control Rápido de Frecuencia por Sobrefrecuencia (en adelante, CRF-): Acción del CRP requerida cuando el valor de la frecuencia, posterior a la perturbación, es superior a su valor de referencia.
2. Control Primario de Frecuencia (en adelante, CPF): Acciones locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Su tiempo total de activación será de 10 [s], y su tiempo mínimo de entrega será de 5 [min] [60].
 - a) Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (en adelante, CPF+): Acción del CPF requerida cuando el valor de la frecuencia, posterior a la perturbación, es inferior a su valor de referencia.
 - b) Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (en adelante, CPF-): Acción del CPF requerida cuando el valor de la frecuencia, posterior a la perturbación, es superior a su valor de referencia.
3. Control Secundario de Frecuencia (en adelante, CSF): Acciones destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Su tiempo total de activación será de 5 [min], y su tiempo mínimo de entrega será de 15 [min] [60].
 - a) Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (en adelante, CSF+): Acción del CSF requerida cuando el valor de la frecuencia, posterior a la perturbación, es inferior a su valor de referencia.
 - b) Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (en adelante, CSF-): Acción del CSF requerida cuando el valor de la frecuencia, posterior a la perturbación, es superior a su valor de referencia.
4. Control Terciario de Frecuencia (en adelante, CTF): Acciones instruidas por el Coordinador, en la operación en tiempo real, destinadas a restablecer las reservas del CSF o incorporar reservas adicionales con el objeto de preparar el sistema eléctrico para responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de Control de Frecuencia sean insuficientes. Su tiempo de inicio de activación será de 5 [min] a partir de la instrucción del Coordinador, su tiempo total de activación es de 15 [min] y su máximo tiempo de entrega será de 1 [h]. [60].
 - a) Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (en adelante, CTF+): Acción del CTF requerida cuando el valor de la frecuencia, posterior a la perturbación, es inferior a su valor de referencia.
 - b) Control Terciario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (en adelante, CTF-): Acción del CTF requerida

cuando el valor de la frecuencia, posterior a la perturbación, es superior a su valor de referencia.

5. Cargas Interrumpibles (en adelante, CI): Reducción de demanda neta de uno o un grupo de usuarios finales, medida desde el punto de conexión de este al sistema eléctrico y bajo instrucción del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros. El tiempo total de activación será de 30 [min] a partir de la instrucción del Coordinador y el mínimo tiempo de entrega será de 2 [h] [60].

La Figura 4 ilustra la operación de cualquier técnica del CF mediante señales del tipo rampa y escalón, mientras que la Figura 5 expone un esquema que resume la secuencia de operación de las subcategorías del CF.

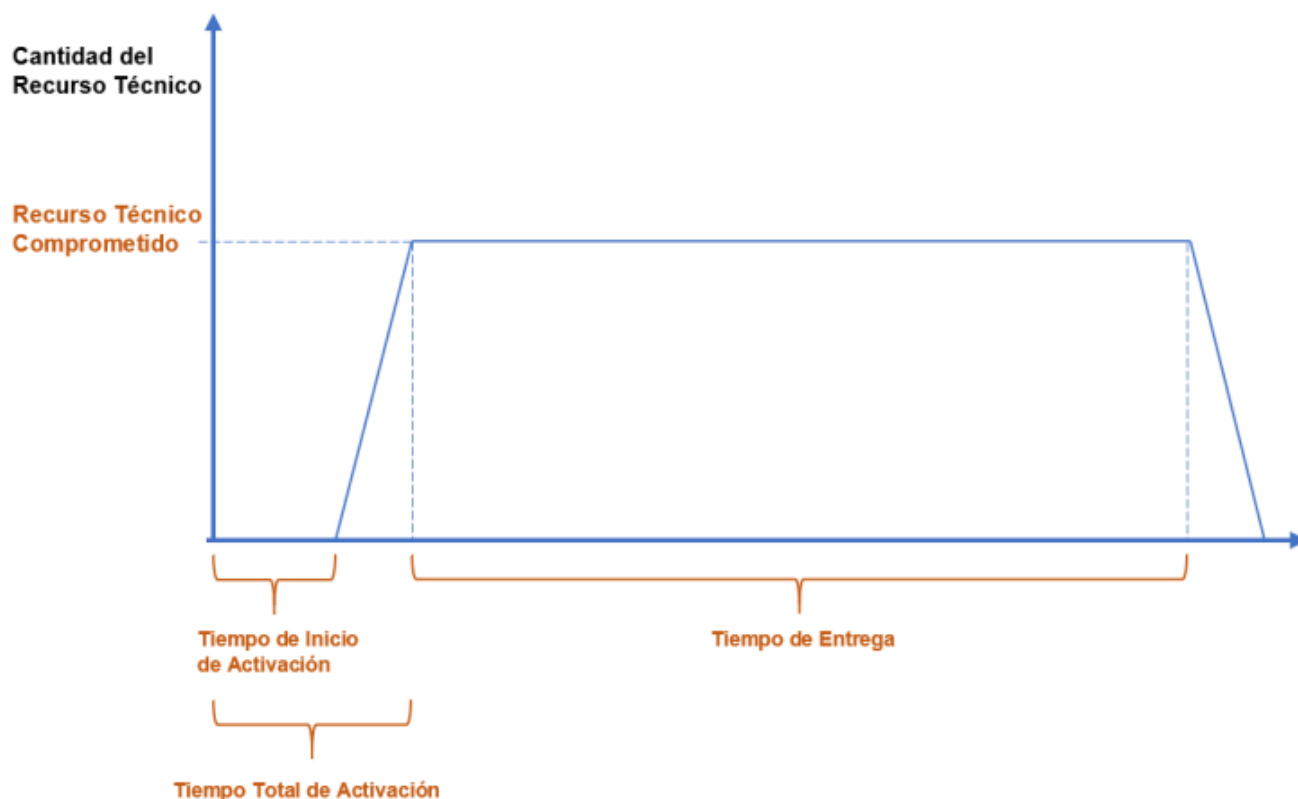


Figura 4: Representación de la operación de cualquier técnica del CF [60].

4.3.2. Control de Tensión

Se denomina Control de Tensión (en adelante, CT) al conjunto de acciones que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico dentro de los niveles admisibles establecidos en la NT SSCC [28] [60].

4.3.3. Control de Contingencias

Se denomina Control de Contingencias (en adelante, CCs) al conjunto de acciones que ante la detección de contingencias críticas o extremas, produzca el desmembramiento o desconexión controlada de algunos elementos del SEN, tal que, permita mantener la estabilidad de éste o de las islas eléctricas originadas por la propia contingencia o de islas eléctricas inducidas, con el objeto de evitar un apagón parcial o total [28]. Al

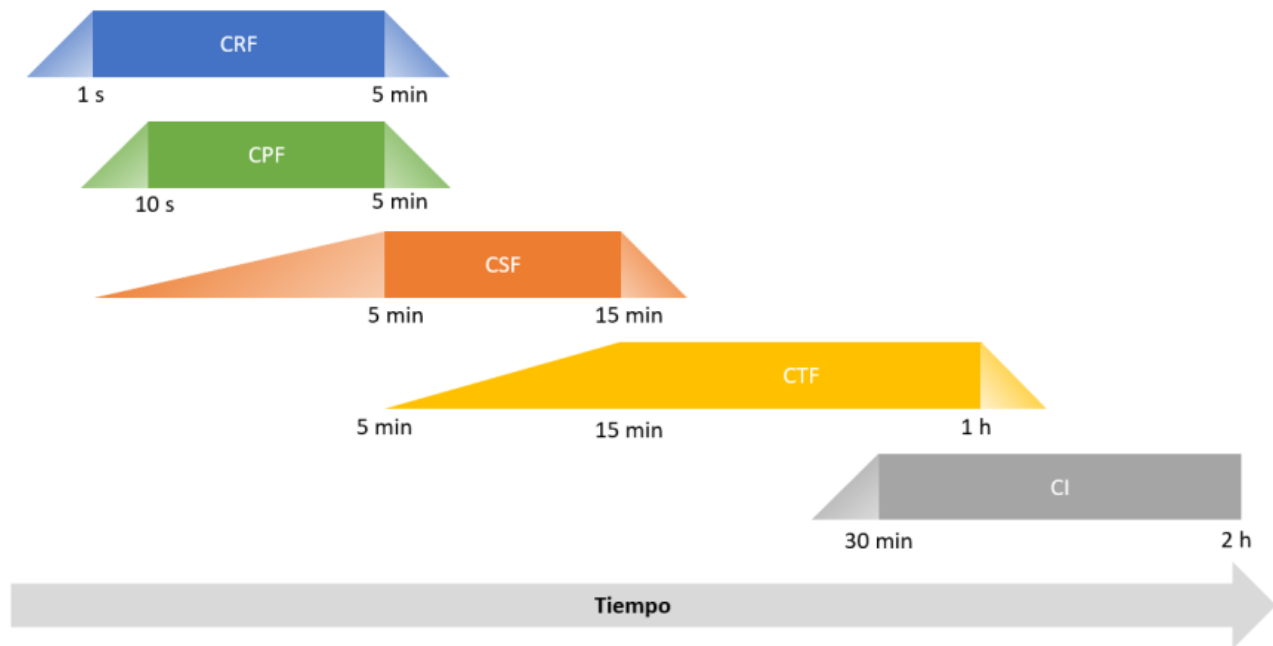
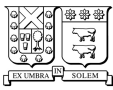


Figura 5: Esquematación de la cadena de reservas del CF definida para el año 2025 [60].

igual que en el caso del Control de Frecuencia, la posible contingencia capaz de activar este mecanismo requiere técnicas distintas que puedan abordar el problema ocasionado en el sistema; en virtud de ello, el Informe de SSCC detalla tres subcategorías del CCs:

1. Desconexión de Carga: Por autológica, se entiende como desprendimiento de carga, el cual puede realizarse en forma manual o automática, características que permiten una división de esta subcategoría en:
 - a) Esquema de Desconexión Automático de Carga (en adelante, EDAC): Esquema que opera automáticamente emitiendo orden de desenganche sobre interruptores asociados a consumos [60]; sin embargo, la posible contingencia gatillante de este servicio complementario alteraría críticamente los valores de referencia de dos de las variables nominales del sistema: Frecuencia y Tensión; por lo tanto, el CEN reconoce una técnica diferente del EDAC para cada variable que esté desequilibrada y una tercera que es gatillada por la naturaleza de la contingencia, las cuales son:
 - i) EDAC por Subfrecuencia: Activado cuando la frecuencia del sistema se encuentra por debajo del límite aceptable.
 - ii) EDAC por Subtensión: Activado cuando la tensión del sistema se encuentra por debajo del límite aceptable.
 - iii) EDAC por Contingencia específica: Activado bajo la detección de una contingencia particular en el sistema.
 - b) Desconexión Manual de Carga (en adelante, DMC): Instrucción que determina e imparte el Coordinador, según corresponda, el desprendimiento o limitación de consumo en las instalaciones de distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios [60].
2. Desconexión de Generación: Por autológica, se entiende como la desconexión de generación, aunque



también incluye la reducción de la misma, todo de forma automática. Los Esquemas de Desconexión o Reducción Automática de Generación (en adelante, EDAG o ERAG) operan emitiendo orden de desenganche sobre interruptores u órdenes para reducir la generación de unidades o inyección de sistemas de almacenamiento [60] frente a niveles por encima de lo aceptable de frecuencia o en caso de detectar una contingencia específica, originando dos técnicas distintas:

- a) EDAG o ERAG por Sobrefrecuencia: Activado cuando la frecuencia del sistema se encuentra por encima del límite aceptable.
 - b) EDAG o ERAG por Contingencia Específica: Activado bajo la detección de una contingencia particular en el sistema.
3. Plan de Defensa Contra Contingencias: Conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar un apagón total o parcial del sistema eléctrico ante la ocurrencia de una contingencia extrema o crítica según corresponda [60]. Debido a que en el apagón puede ser total o parcial, se declaran dos técnicas distintas:
- a) Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (en adelante, PDCE): Activado para evitar un apagón total en el sistema.
 - b) Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas (en adelante, PDCC): Activado para evitar un apagón parcial en el sistema.

4.3.4. Plan de Recuperación de Servicios

Se denomina Plan de Recuperación de Servicios (en adelante, PRS) al conjunto de acciones que permiten restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible, una vez ocurrido un apagón parcial o total del sistema eléctrico [60]. Al igual que en el caso anterior, el apagón que podría activar este mecanismo también requiere técnicas distintas que puedan abordar el problema ocasionado en el sistema; en virtud de ello, el Informe de SSCC detalla tres subcategorías del Plan de Recuperación de Servicios:

1. Partida Autónoma (en adelante, PA): Capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento que, encontrándose fuera de servicio, puede iniciar el proceso de partida de sus instalaciones, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema, sin contar con suministro de electricidad externo [60].
2. Aislamiento Rápido (en adelante, AR): Capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento para continuar operando en forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del sistema a consecuencia de un Apagón Total o Parcial [60].
3. Equipos de Vinculación (en adelante, EV): Prestación que dan los equipos que permiten sincronizar dos zonas del sistema eléctrico que se hayan mantenido operando en forma de islas independientes [60].

La Figura 6 resume los SSCC expuestos, aunque sin llegar a ilustrar las divisiones de las subcategorías.

4.3.5. Mecanismo de Asignación

Con el objetivo de definir cuál de los tres mecanismos disponibles (Subasta o Licitación o Instrucción Directa) se utilizará para asignar la prestación de los SSCC a los interesados en llevar a cabo esta labor, el CEN debe definir plazos en los que son requeridos cada servicio complementario, las condiciones de competencia del mercado y los recursos necesarios para llevar a cabo la prestación de los SSCC.

- Plazo de necesidad del servicio: Se llevarán a cabo **subastas** si los servicios son requeridos a cortísimo plazo, en cambio, se optará por **licitaciones** si los servicios son requeridos a largo plazo.

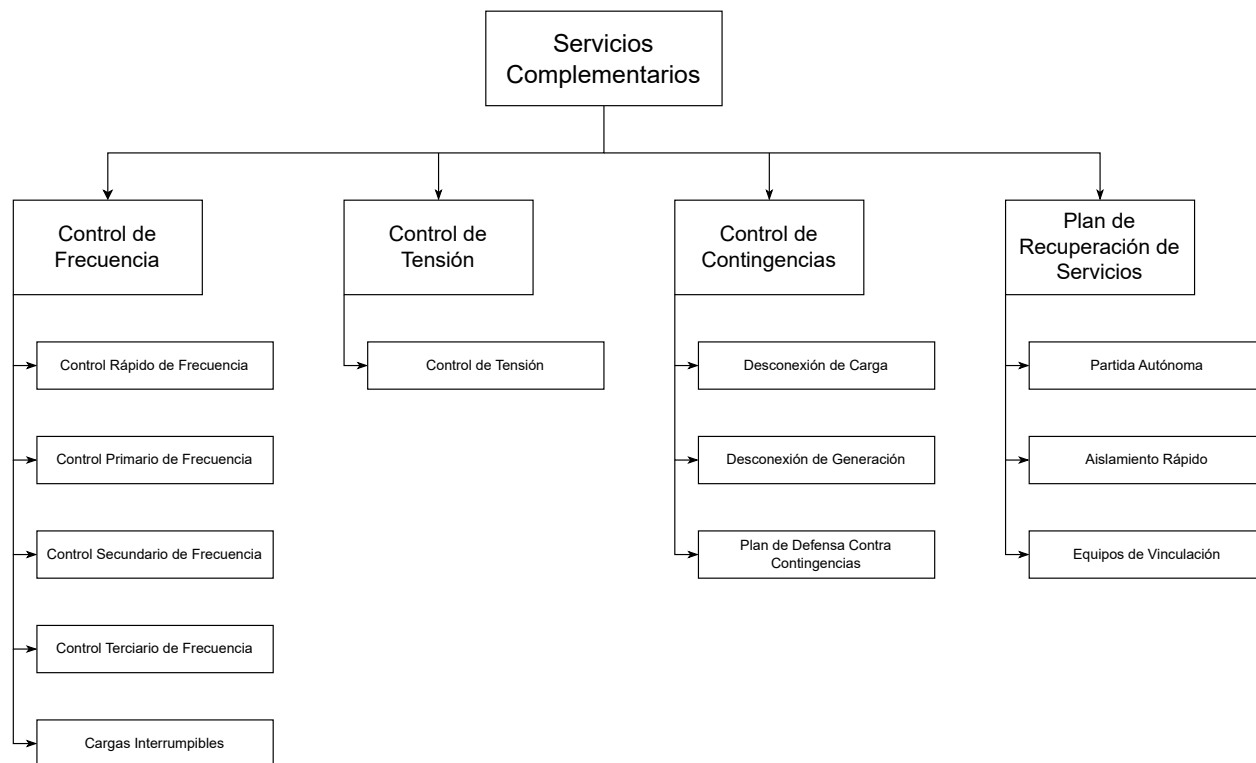


Figura 6: Servicios Complementarios definidos en el informe de SSCC 2025.

- Condiciones de competencia del mercado: Si existe competencia suficiente en el mercado de SSCC, el CEN deberá servirse de **subastas** o **licitaciones**, en caso contrario, se optará por la **instrucción directa**.
- Recursos necesarios del servicio: Si solo se requiere la disponibilidad de recursos existentes la opción más adecuada es la **subasta**, en cambio, si se requiere la incorporación de nueva infraestructura, el mecanismo idóneo es la **licitación**.

Sin embargo, existen ocasiones en donde la licitación o subasta no es posible adjudicar, en consecuencia, el mecanismo es declarado desierto y el CEN está facultado para asignar el servicio requerido mediante **Instrucción Directa**.

La Figura 7 ilustra la forma en la que utilizan los mecanismos de asignación de SSCC en función de los argumentos previamente expuestos, mientras que la Tabla 5 agrupa los SSCC en función de los mecanismos de adjudicación indicados en el Informe de SSCC 2025.

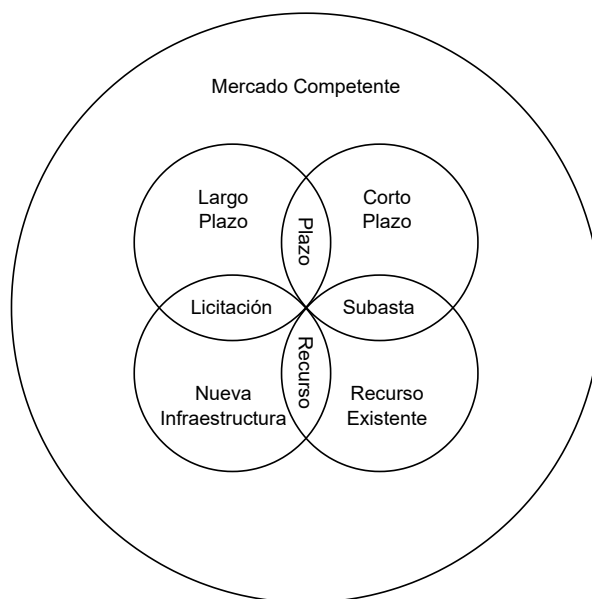


Figura 7: Mercado de Servicios Complementarios en un entorno competente.

Tabla 5: Mecanismo de Asignación designado para cada servicio complementario [60].

Servicio Complementario	Categoría	Subcategoría	Mecanismo de Pago		
			Subasta	Licitación	Instrucción Directa
Control de Frecuencia	Control Primario (CPF)	Subfrecuencia (CPF+)	No	No	Si
		Sobrefrecuencia (CPF-)	Si	No	No
	Control Secundario (CSF)	Subfrecuencia (CSF+)	Si	No	No
		Sobrefrecuencia (CSF-)	Si	No	No
	Control Terciario (CTF)	Subfrecuencia (CTF+)	Si	No	No
		Sobrefrecuencia (CTF-)	Si	No	No
Control de Tensión	Control de Tensión	Control de Tensión	No	Si	Si
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC	No	No	Si
		DMC	No	No	Si
	Desconexión de Generación	EDAG	No	No	Si
		PDC	PDCC	No	No
	PDCE	No	No	Si	
Plan de Recuperación de Servicios	Partida Autónoma (PA)	PA	No	No	Si
	Aislamiento Rápido (AR)	AR	No	No	Si
	Equipos de Vinculación (EV)	EV	No	No	Si

4.3.6. Remuneración

A partir de la misma Tabla 5, se puede apreciar la imposibilidad de asegurar la participación de los SAE en cualquiera de las subcategorías de SSCC, dada la dificultad ya sea de prever una asignación directa o proveer algunos SSCC dado el objetivo de estos o ambas. Es por ello que, solo se indaga en la remuneración de los SSCC relacionados al Control de Frecuencia, tales como: CPF-, CSF+, CSF-, CTF+, CTF-.



La Resolución Exenta N° 443 de 2020 emitida por la CNE, indica que en el caso de existir un mercado competente, existe un límite superior para los valores ofertados en las subastas de SSCC, el *Valor Máximo de Reserva*. La determinación de este margen superior busca evitar precios excesivos al evaluar la concentración de oferta en función de los recursos técnicos disponibles de los tres grupos empresariales con mayor capacidad para proveer el servicio; en virtud de ello, se utiliza el Índice de Oferta Residual (en adelante, *RSI*²⁴) para indicar si las ofertas de los grupos mencionados deben ajustarse a un valor establecido en el reglamento, asegurando que estas ofertas no superen los valores máximos definidos [61]. Empero, cuando las ofertas están por debajo del nivel establecido mediante el Valor Máximo de Reserva, el valor a remunerar corresponde al Valor Adjudicado, el cuál equivale a la suma de los conceptos Valor Ofertado, Costo de Oportunidad Real, Operación a un Costo Variable mayor al Costo Marginal Real y Operación Adicional Real, a continuación se detallan los conceptos mencionados:

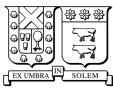
- El **Valor Ofertado** representa el precio propuesto por las unidades generadoras para prestar los SSCC, tanto en los servicios de subida (CSF+ y CTF+) como en los de bajada (CPF-, CSF-, CTF-) [62].
- El **Costo de Oportunidad Real** corresponde a la pérdida económica que enfrenta una instalación generadora por no poder vender energía en el mercado de corto plazo debido a su asignación para prestar un servicio complementario. Este costo es calculado considerando la diferencia entre el costo marginal y el costo variable de la unidad, así como la energía que se hubiese generado sin prestar el SSCC [62].
- El concepto de **Operación a un Costo Variable mayor al Costo Marginal Real** se refiere al sobrecosto incurrido por una instalación cuando el costo marginal del sistema no cubre el costo variable de operación de la unidad generadora al prestar un SSCC. Este sobrecosto se remunera en función de la diferencia entre el costo variable de operación y el costo marginal, multiplicado por la energía generada para el servicio complementario [62].
- La **Operación Adicional Real** se refiere a los costos adicionales en que incurre una instalación al prestar un SSCC, ya que debe operar en un punto donde su rendimiento es inferior o su consumo de combustible es mayor que el previsto en una operación normal sin prestar el servicio. Este concepto cubre, por ejemplo, el uso adicional de recursos primarios en unidades no térmicas, o el consumo de combustible adicional en unidades térmicas [62].

4.4. Potencia de Suficiencia

El Decreto Supremo N° 62 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, establece las disposiciones y requisitos generales que las empresas generadoras, transmisoras y otros actores deben seguir para operar dentro del mercado de potencia [63]. Los artículos de interés para el cálculo de la potencia de suficiencia son los siguientes:

- Artículo 4º: Introduce el concepto de balance de inyecciones y retiros de potencia, basado en la Potencia de Suficiencia preliminar y definitiva, como parte del cálculo preliminar.
- Artículo 7º: Describe cómo se asigna la Potencia de Suficiencia definitiva a cada unidad generadora o sistema de almacenamiento de energía, y cómo se realiza el balance entre esta potencia y los retiros de potencia para determinar las transferencias.
- Artículo 9º: Establece el tratamiento metodológico para calcular la Potencia de Suficiencia preliminar y definitiva de los sistemas de almacenamiento de energía, equivalente al aplicado a las unidades generadoras, con algunas simplificaciones o agrupaciones para lograr un cálculo eficiente.

²⁴Por sus siglas en inglés: *Residual Supply Index*



- Artículo 37º: Detalla el procedimiento específico para asignar la Potencia Inicial a los sistemas de almacenamiento de energía, considerando la máxima potencia y la cantidad de horas de almacenamiento.

El Decreto Supremo N° 70 de 2024 del Ministerio de Energía, tiene como principal objetivo modificar el Decreto Supremo N° 62 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que regula las transferencias de potencia entre empresas generadoras según lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos [64]. Este decreto busca fomentar la integración de nuevas tecnologías de almacenamiento en el SEN al realizar las siguientes modificaciones:

- Incorporación de sistemas de almacenamiento de energía en las transferencias de potencia.
- Actualización del marco regulatorio para armonizarlo con leyes recientes, como la Ley N° 21.505, que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad.
- Ajustes en definiciones y regulaciones técnicas para incluir los sistemas de almacenamiento de energía en aspectos operativos y de suficiencia de potencia.
- Disposiciones transitorias establecen un período de 10 años para ajustar el cálculo de la potencia de suficiencia para los sistemas de almacenamiento de energía.

La NT de Transferencias de Potencia Entre Empresas Generadoras explica el proceso en el cual se incurre para llevar a cabo el pago por potencia a las centrales generadoras del SEN. Si bien, en la NT se explica el método propuesto para realizar el cálculo de la potencia de suficiencia a partir de la tecnología de cada central a evaluar, en este trabajo únicamente se indagará en el método adoptado para el reconocimiento de potencia de las centrales renovables no convencionales:

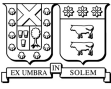
1. Identificación de la Potencia Máxima: Los artículos 22, 23 y 24 del Decreto Supremo 62 de 2006 indican cómo el CEN puede verificar el valor de Potencia Máxima de una unidad generadora o SAE; es decir, el valor de potencia máxima es informado por el propietario del activo y es el CEN el encargado de verificar el valor informado. Si el CEN no lleva a cabo esta labor, se puede asignar la potencia máxima informada por el propietario [63].
2. Determinación de la Potencia Inicial: El artículo primero transitorio del Decreto Supremo 70 de 2024 indica que la Potencia Inicial $P_{inicial}$ corresponde a una ponderación de la potencia máxima y el porcentaje de reconocimiento de Potencia Inicial, determinado de acuerdo a la siguiente Tabla [64]:

Tabla 6: Reconocimiento de potencia propuesto para los SAE [64].

Horas de Almacenamiento [h]	Porcentaje de Reconocimiento [%]
<1	0
1	36
2	65
3	85
4	95
>5	100

$$P_{inicial} = P_{m\acute{a}x} \cdot \text{mín}\{FP_{5años}, FP_{52Horas}\} \quad (5)$$

3. Determinación de la Potencia Preliminar: El artículo 50 del Decreto Supremo 62 de 2006 indica que



en primera instancia, se realiza una ponderación por un factor proporcional a los consumos propios, tal como se muestra en la siguiente ecuación [63],

$$P_{preliminar,a} = P_{inicial} \cdot (1 - Consumos Propios) \quad (6)$$

El artículo 51 del Decreto Supremo 62 de 2006 indica que en segunda instancia, se realiza otra ponderación por un factor proporcional al mantenimiento, tal como se muestra en la siguiente ecuación [63],

$$P_{preliminar,b} = P_{inicial} \cdot (1 - Consumos Propios) \cdot (1 - Mantenimiento) \quad (7)$$

El artículo 52 del Decreto Supremo 62 de 2006 indica que en segunda instancia, se realiza otra ponderación por un factor proporcional a la indisponibilidad forzada, tal como se muestra en la siguiente ecuación [63],

$$P_{preliminar} = P_{inicial} \cdot (1 - Consumos Propios) \cdot (1 - Mantenimiento) \cdot (1 - IFOR) \quad (8)$$

4. Determinación de la Potencia de Suficiencia: El artículo 59 del Decreto Supremo 62 de 2006 indica que se pondera la potencia de suficiencia preliminar por el factor único, tal como se muestra en la siguiente ecuación [63],

$$P_{Suficiencia} = P_{preliminar} \cdot Factor \ Único \quad (9)$$

4.5. Analytic Hierarchy Process

El *AHP* es un técnica robusta, versátil y estructurada para organizar y resolver problemas de toma de decisiones basados en matemáticas y psicología, al proporcionar un marco integral y lógico basado en la teoría de sistemas, que cuantifica y pondera cada elemento estructural de la toma de decisiones dentro de la jerarquización del problema. Esta técnica divide un problema de decisión complejo en otros más abordables, los que a su vez son priorizados en función de su injerencia en el problema, lo que permite evaluar distintas alternativas de solución en forma simultánea [46] [47] [48].

La forma en la que se definen las prioridades de las variables y el peso de cada una, en su interacción con el resto de variables, guarda una estrecha relación con los objetivos, conocimientos y experiencias de las personas encargadas de tomar las decisiones, hecho que resalta el impacto de los juicios subjetivos de estas personas en los resultados de la evaluación y la posterior conclusión [46]. A continuación, se muestra el algoritmo del *AHP*:

1. Identificar los objetivos que se desean cumplir.
2. Reconocer el problema que impide alcanzar el objetivo deseado.
3. Subdividir el problema identificado en otros que puedan ser matemáticamente evaluados.
4. Definir un conjunto de variables que permitan caracterizar el producto de la subdivisión del problema.
5. Comparar las variables y asignar sus pesos.
6. Caracterizar alternativas en función de las variables escogidas.
7. Evaluar las alternativas.

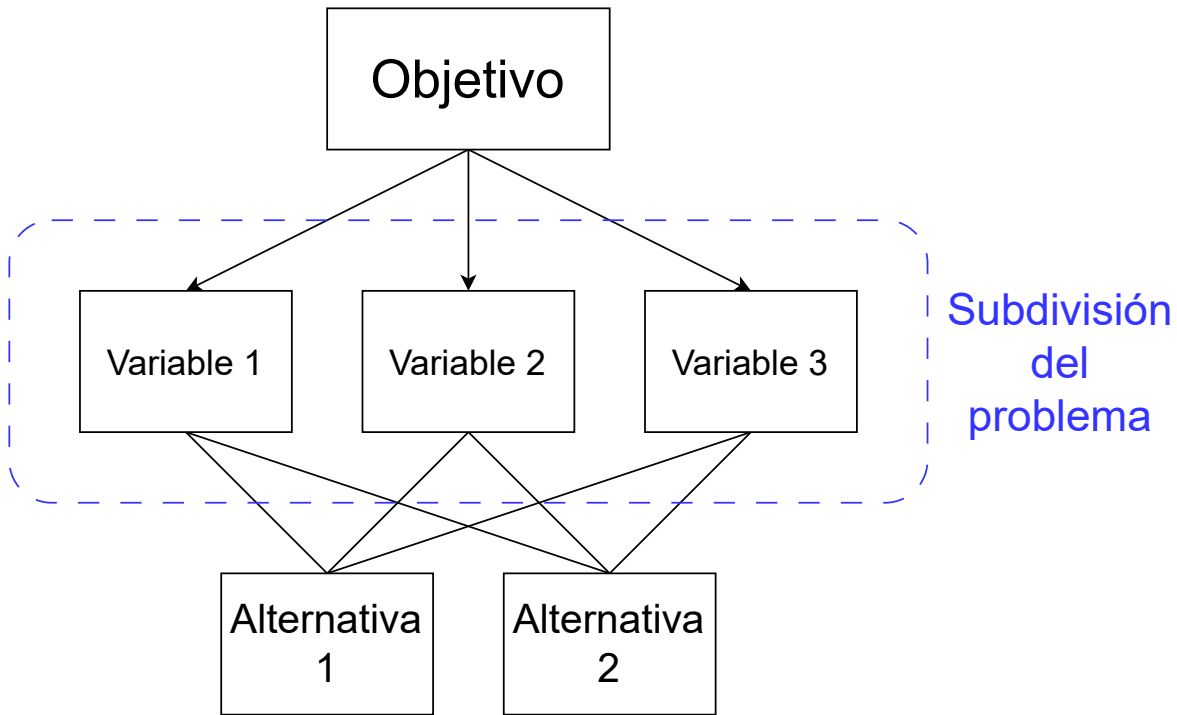


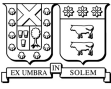
Figura 8: Ejemplo de estructura jerarquizada en la aplicación del *AHP*.

La Figura 8 esquematiza la técnica expuesta e ilustra la forma en la que interactúan las variables con el objetivo, la subdivisión del problema y las alternativas en evaluación.

Respecto a la comparación de las variables y su posterior asignación de pesos, el proceso inicia con la creación de una matriz cuadrada de orden $m = \text{Tamaño del conjunto de variables elegidas}$, en donde los elementos a_{ij} representan las variables elegidas, mientras que los elementos b_{ij} son los pesos asignados.

$$\begin{bmatrix} & a_{12} & \dots & a_{1j} \\ a_{21} & b_{22} & & \\ \vdots & & \ddots & \\ a_{i1} & & & b_{ij} \end{bmatrix} \quad (10)$$

Los pesos b_{ij} se asignan al relativizar la importancia de una variables de la fila a_{1j} frente a las variables de la columna a_{i1} (La variable a_{pq} es la misma que la varibale a_{qp}), en escala de 1 al 9, en donde 1 indica que las variables confrontadas son igualmente importantes y 9 señala que la variable a_{1j} es mucho más importante que la variable a_{i1} ; como se sabe que las variables de la primera fila son las mismas que variables en la primera columna de la matriz, el peso asignado a una comparación inversa corresponde a la inversa de la contrastación hecha en primera instancia.



$$\begin{bmatrix} & a_{12} & \dots & a_{1j} \\ a_{21} & 1 & \dots & b_{2j} = 1/b_{2i} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{i1} & b_{2i} & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad (11)$$

Adicionalmente, se obtiene la suma de los pesos b_{ij} en cada columna, dando origen al peso de la variable n w_n , valor que será utilizado para ponderar cada uno de los pesos asignados en la etapa previa

$$w_1 = b_{22} + b_{32} + \dots + b_{i2} \quad (12)$$

$$w_2 = b_{23} + b_{33} + \dots + b_{i3} \quad (13)$$

$$w_m = b_{2,m+1} + b_{3,m+1} + \dots + b_{i,m+1} \quad (14)$$

$$\begin{bmatrix} & a_{12} & \dots & a_{1j} \\ a_{21} & 1/w_1 & \dots & b_{2j}/w_m \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{i1} & b_{2i}/w_1 & \dots & 1/w_m \end{bmatrix} \quad (15)$$

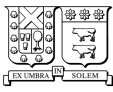
Esta nueva etapa concluye con la obtención de la suma de los pesos ponderados en cada fila de la matriz resultante x_n

$$x = \begin{bmatrix} b_{22}/w_1 + b_{23}/w_2 + \dots + b_{2j}/w_m = x_1 \\ b_{32}/w_1 + b_{33}/w_2 + \dots + b_{3j}/w_m = x_2 \\ \vdots \\ b_{i2}/w_1 + b_{i3}/w_2 + \dots + b_{ij}/w_m = x_3 \end{bmatrix} \quad (16)$$

Sobre la caracterización de las alternativas, esta etapa es valorizada a través de un cálculo similar al anterior, para generar una matriz conformada por los vectores de pesos de cada variable c_n , pero en función de los puntajes asignados según los parámetros técnicos de cada alternativa en evaluación.

$$c = \begin{bmatrix} c_{1A}/(c_{1A} + c_{1B} + c_{1C}) & c_{1B}/(c_{1A} + c_{1B} + c_{1C}) & c_{1C}/(c_{1A} + c_{1B} + c_{1C}) \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ c_{m_A}/(c_{m_A} + c_{m_B} + c_{m_C}) & c_{m_B}/(c_{m_A} + c_{m_B} + c_{m_C}) & c_{m_C}/(c_{m_A} + c_{m_B} + c_{m_C}) \end{bmatrix} \quad (17)$$

La evaluación de las alternativas es posible debido al cálculo del puntaje obtenido por cada alternativa en estudio y



$$y = \begin{cases} x_1 \cdot c_{1A} + x_2 \cdot c_{2A} + \dots + x_m \cdot c_{m_A} = y_A \\ x_1 \cdot c_{1B} + x_2 \cdot c_{2B} + \dots + x_m \cdot c_{m_B} = y_B \\ x_1 \cdot c_{1C} + x_2 \cdot c_{2C} + \dots + x_m \cdot c_{m_C} = y_C \end{cases} \quad (18)$$

Este proceso culmina con la elección de la alternativa que obtuvo una mayor puntuación, $máx\{y_A, y_B, y_C\}$, en función de sus características, es por ello que debe haber un cuidado especial en la elección de las variables, eligiendo siempre las variables que otorguen mayor puntaje a la característica deseada y un menor puntaje a la indeseada; además, debido a que en este trabajo se harán dos tipos distintos de evaluación en forma correlativa: Una técnica y otra económica, se procurará elegir un conjunto de variables adecuado para realizar la evaluación técnica con el método AHP, es decir, no se contemplarán variables económicas en la evaluación hecha con esta técnica.

5. Metodología

5.1. Evaluación Técnica

Recolección de Información

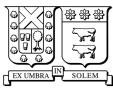
La evaluación técnica inició con una recopilación de información desde las fuentes indicadas en la Tabla 7, en donde se presentan las métricas de relevancia de cada uno de las fuentes utilizadas: *Journal Impact Factor* y *Journal Citation Indicator*, medidas por la *Web Of Science* [65], con el objetivo de reunir información de alto impacto en el área de investigación (Las referencias [66] y [67] no registran valores en los indicadores porque no están en la base de datos de la *Web Of Science*).

Tabla 7: Métricas de relevancia de las fuentes seleccionadas según la *Web Of Science*.

Referencia	<i>Journal Impact Factor</i>	<i>Journal Citation Indicator</i>
[11]	8.9	1.31
[13]	16.3	2.02
[20]	9	1.59
[68]	4.6	0.65
[66]	-	-
[69]	8	1.16
[67]	-	-
[70]	23.2	4.46

Además, debido a que los valores que permiten caracterizar en forma técnica a los SAE pueden diferir según la fuente utilizada, se optó por obtener un promedio de los datos expuestos en cada referencia, según las siguientes consideraciones:

1. Si el dato corresponde a un rango de valores, se calcula el promedio de este.
2. Si el dato corresponde a un único valor, se almacena íntegramente.
3. Si solo se obtiene un único dato, proveniente de un rango de valores, no se calcula su promedio y se almacena el rango de valores como 2 datos diferentes.



Sin embargo, como el promedio es una medida de tendencia central sensible a los valores extremos, también se optó por indicar la mediana y la moda del conjunto de datos, en la medida de lo posible.

Analytic Hierarchy Process

El desarrollo de la evaluación técnica mediante el método *AHP* requirió, en primera instancia, la priorización de las características técnicas de los SAE; luego, se utilizó una escala de importancia relativa, que permite expresar el juicio subjetivo de el autor del presente estudio. La Tabla 8 expone los criterios adoptados [71].

Tabla 8: Escala de importancia relativa utilizada en el método *AHP* [71].

Valor	Descripción
1	Los dos criterios son de igual importancia.
3	Un criterio es ligeramente más importante que el otro.
5	Un criterio es claramente más importante que el otro.
7	Un criterio es muy fuertemente más importante que el otro.
9	Un criterio es extremadamente más importante que el otro.
2, 4, 6, 8	Valores intermedios que permiten expresar opiniones matizadas.

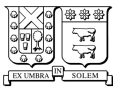
Cuando se comparó un criterio consigo mismo, la importancia asignada es siempre 1, ya que ambos tienen la misma relevancia. Una vez definida la escala de importancia relativa, se procedió al llenado de la matriz de comparación por pares, en cada casilla (i, j) de la matriz, se ingresa el valor que indica la importancia del criterio (j) , con respecto al criterio (i) , según la escala establecida. Si el criterio (j) es más importante que el criterio (i) , se ingresa un valor mayor que 1; si es menos importante, se ingresa el valor recíproco $(1/valor)$. Por ejemplo, si el criterio (A) es moderadamente más importante que el criterio (B) , en la posición (B, A) de la matriz se coloca un 3. De manera recíproca, en la posición (A, B) se coloca $1/3$. Este proceso se repite para todas las combinaciones de criterios, teniendo en cuenta que los elementos de la diagonal principal son siempre 1.

Esta etapa del trabajo finaliza al determinar los SAE mejor evaluados con el método *AHP* al considerar las 7 características técnicas especificadas en la Tabla 4; sin embargo, debido a que no es relevante caracterizar algunos SAE mediante la energía específica y la potencia específica [66], también se hace una evaluación con el método *AHP* si solo se consideran las 5 restantes características técnicas.

5.2. Evaluación Económica

Luego de haber caracterizado y evaluado los SAE (en forma técnica), se procedió a evaluar el desempeño económico de los SAE mejor puntuados en la etapa previa.

Si bien el SEN se encuentra interconectado desde Arica hasta Chiloé, los costos marginales no siempre son iguales en todo el país, por lo tanto es una tarea elemental definir las zonas (barras) de interés para llevar a cabo la evaluación económica de los SAE más atractivos. En este sentido, se adoptó el criterio de una de las consultoras con mayor presencia en el mercado eléctrico chileno como lo es *Det Norske Veritas* (en adelante, *DNV*), quienes proponen 6 barras principales en el SEN: Crucero, Diego de Almagro, Pan de Azúcar, Polpaico, Charrúa y Puerto Montt [72] todos en 220 [kV]. Por lo tanto, se hizo una evaluación de los 6 SAE mejor evaluados en las Tablas 13 y 14 en cada una de las 6 barras mencionadas.

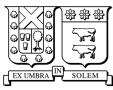


La evaluación económica consideró la construcción de una oferta para la participación en el mercado de los SSCC junto a una estimación de ingresos en base a 3 conceptos: valor ofertado y costo de oportunidad producto de la prestación de SSCC y el reconocimieneto de potencia por efecto del mecanismo de suficiencia en el mercado eléctrico chileno. Adicionalmente, fue necesario estimar la energía a inyectar por cada SAE, es por ello que se asumió el valor medio de potencia de la Tabla 12 y el valor medio de la eficiencia de la Tabla 11 para los 6 SAE en estudio mientras que se asignó una duración de 4 horas para cada uno de los SAE excepto para el *PHS* ya que en este caso su potencia (800 MW) y duración (6 horas) fueron asignadas en función del Proyecto Central de Bombeo Paposo de Colbún [73].

Oferta SSCC

La remuneración por SSCC considera ingresos por el valor ofertado en SSCC e ingresos por el costo de oportunidad producto de la prestación de los mismos SSCC, en esta ocasión valorados como ingresos por arbitraje de energía.

- Los ingresos por **costo de oportunidad** están directamente relacionados a los valores de costo marginal del SEN, por lo tanto, son esencialmente diferentes en cada barra y están remunerados en función de la energía inyectada en cada una de las barras del sistema por cada SAE. La estimación de los ingresos por este concepto se llevó a cabo en 4 etapas:
 1. Se recolectaron los costos marginales históricos desde Enero de 2020 hasta Diciembre de 2023 para las barras en estudio [74].
 2. Se construyó un perfil horario mensual medio del periodo en cuestión para poder determinar los horarios más convenientes en los cuales se haga la carga y descarga de los SAE.
 3. Se hizo una proyección con un horizonte de 15 años de los costos marginales con resolución horaria mensual al promediar los últimos 4 valores en cada periodo, barra y hora (por ejemplo, para obtener el valor de la hora 1 correspondiente al mes de Enero de 2024 se calculó el promedio de la hora 1 correspondiente al mes de Enero de 2020, 2021, 2022, 2023).
 4. Finalmente, se ponderaron los volúmenes de energía a inyectar, en el horario definido en la etapa 2, y la proyección de costos marginales por barra.
- Los ingresos por **valor ofertado** están relacionados directamente a los valores ofertados por las unidades generadoras termoeléctricas, esto se llevó a cabo en 6 etapas:
 1. Se recolectaron todas las ofertas de las unidades generadoras termoeléctricas que prestan el SSCC de control de frecuencia durante todo el año 2023 [75].
 2. Se clasificaron las ofertas por la hora en la que se hicieron y la subcategoría de SSCC.
 3. Se construyó una curva para cada subcategoría de servicio complementario compuesta por los promedios de las ofertas para cada hora del día.
 4. Con el objetivo de simplificar estas ofertas, se consideraron de igual valor en cualquiera de las barras en estudio.
 5. Se hizo una proyección con un horizonte de 15 años en donde se estimaron constantes los ingresos provenientes de este concepto.
 6. Finalmente, se ponderaron los volúmenes de energía a inyectar, en el horario definido en la etapa 2 de los ingresos por costo de oportunidad, y las ofertas para cada subcategoría de SSCC.



Reconocimiento de Potencia

La estimación de ingresos por el reconocimiento de potencia se llevó a cabo luego de simplificar el cálculo de la ecuación 9 mediante la ponderación del porcentaje de reconocimiento de potencia en la Tabla 6 con la potencia asignada a cada SAE evaluado. No obstante, en el caso del *PHS*, se estimó un reconocimiento de potencia del 30 %, valor semejante al asignado a centrales hidroeléctrica del SEN [76].

Proyección Precio de Nudo de Potencia

En primer lugar, la proyección se desarrolla a partir de la información contenida en el modelo eléctrico de la PELP 2023–2027 [77]. En segundo lugar, se define la capacidad instalada como la variable de interés, dada su relevancia en la determinación del precio de nudo de potencia. En tercer lugar, se seleccionan las barras en las cuales se realizará la proyección.

No obstante, dado que la información disponible en la PELP no incluye las barras de interés —Crucero 220 kV, Diego de Almagro 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV, Polpaico 220 kV, Charrúa 220 kV y Puerto Montt 220 kV— se opta por utilizar aquellas barras que sí están contempladas en la PELP y que presentan mayor cercanía geográfica a las anteriores. La correspondencia establecida se muestra en la Tabla 9.

En cuarto lugar, se grafica la evolución de la capacidad instalada en cada barra en función de la info. disponible en el modelo energético de la PELP, como se presenta en la Figura 9. En quinto lugar, las curvas obtenidas se normalizan respecto al valor máximo del período graficado, para luego reflejarlas en torno al eje X [año] y desplazar el intercepto de manera que el inicio de la curva coincida con el último dato publicado por la CNE [78]. La Figura 10 ilustra la proyección resultante. Cabe destacar que la proyección se extiende hasta el año 2040.

Tabla 9: Correspondencia entre las barras originalmente elegidas y las existentes en la PELP.

Barras originales	Barras PELP
Crucero 220	Kimal 220
Diego de Almagro 220	Cumbre 500
Pan de Azúcar 220	Nueva Pan de Azúcar 500
Polpaico 220	Polpaico 500
Charrúa 220	Nueva Charrúa 500
Puerto Montt 220	Nueva Puerto Montt 500

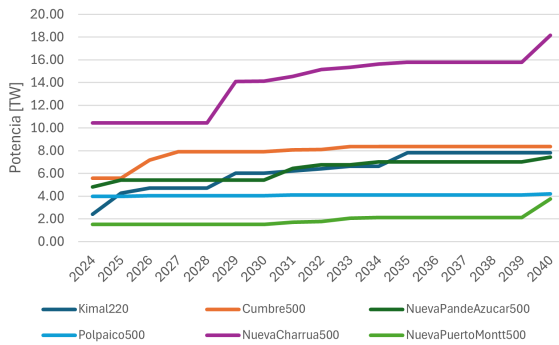


Figura 9: Evolución de la capacidad instalada de las barras disponibles en la PELP.

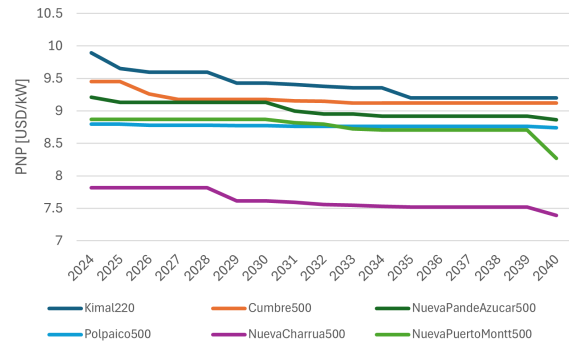


Figura 10: Curva de ajuste del precio de nuedo de potencia en función de la evolución de la capacidad instalada.

Proyección de costos marginales

En primer lugar, la proyección se construye a partir de la información contenida en el modelo eléctrico de la PELP 2023–2027 [77] y los datos definitivos de costos marginales publicados por el Coordinador hasta diciembre de 2023. En segundo lugar, se seleccionan las barras sobre las cuales se realizará la proyección.

Sin embargo, dado que la información disponible en la PELP no contempla las barras de interés —Crucero 220 kV, Diego de Almagro 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV, Polpaico 220 kV, Charrúa 220 kV y Puerto Montt 220 kV—, se opta por utilizar aquellas barras sí incluidas en la PELP que presentan mayor cercanía geográfica a las anteriormente mencionadas. La correspondencia determinada se presenta en la Tabla 9.

En tercer lugar, se realiza una primera proyección de costos marginales para el período 2024–2039, calculando el promedio de los valores registrados en los cuatro años anteriores para cada mes. Por ejemplo, para proyectar el costo marginal de enero de 2024, se considera el promedio de los meses de enero de 2020, 2021, 2022 y 2023.

En cuarto lugar, se recopilan los datos proyectados de costos marginales desde la PELP, los cuales son posteriormente normalizados respecto al valor promedio de cada año. En quinto lugar, se calcula el producto entre la primera proyección de precios y los factores obtenidos mediante la normalización de la proyección de la PELP.

Finalmente, dado que la proyección de costos marginales de la PELP presenta valores de 0 USD/MWh para el período 2036–2039, la proyección final de costos marginales para esos años se obtiene mediante el promedio de los tres últimos datos disponibles, tal como se describió anteriormente.

La Figura 11 ilustra la curva que describe el comportamiento de los factores de ajuste obtenidos en la normalización de los costos marginales.

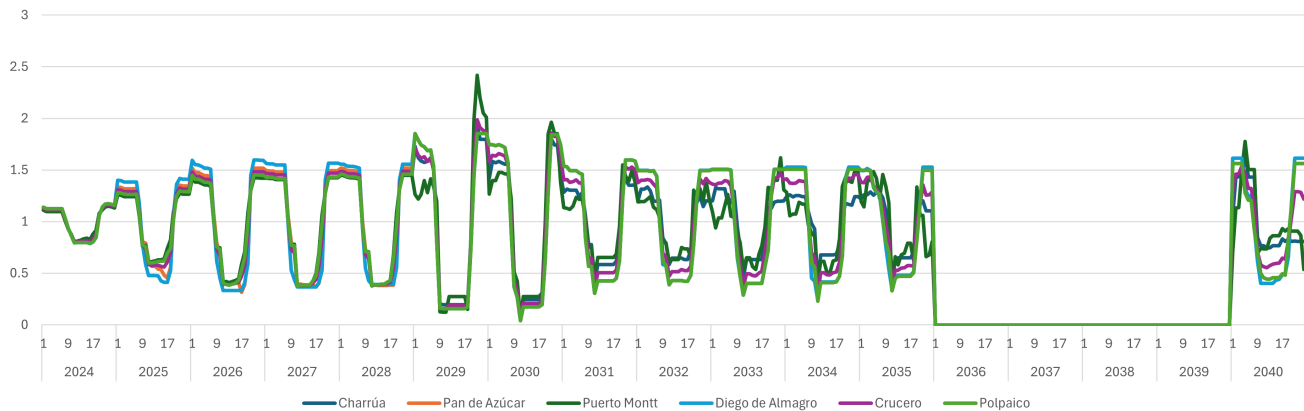


Figura 11: Curva horario-anual de ajuste de los costos marginales en función de la información disponible en la PELP.

Flujo de Caja

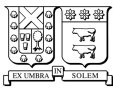
La evaluación económica se resume en un flujo de caja hecho para cada SAE y en cada una de las barras. Este proceso se llevó a cabo en 5 etapas:

1. Identificación de Componentes del flujo de caja.

- Costo de inversión: Valores desde la Tabla 22.
- Ingresos:
 - a) Remuneración de SSCC (Valor ofertado y costo de oportunidad).
 - b) Reconocimiento de potencia.
- Costos:
 - a) Costo variable: Definido como el producto del costo marginal en el periodo de carga con la cantidad de energía utilizada para carga el SAE. A continuación se declara el valor del costo marginal utilizado en cada año del flujo de caja:
 - Año 0 < USD 15/MWh < Año 6
 - Año 7: USD 20/MWh
 - Año 8: USD 23/MWh
 - Año 9: USD 25/MWh
 - Año 10 < USD 27/MWh < Año 15
 - b) Costo fijo: 0.5 % del costo de inversión por MW.
 - c) Costo O&M: 3 % de los ingresos por costo de oportunidad.
- Depreciación equipos: Se hace una depreciación lineal a partir del resultado $1/Vida\ útil$ [%].
- Impuestos: 27 % [79].

2. Estructura del flujo de caja.

- Horizonte temporal: 15 años.



- Ingresos anuales.
 - Costos anuales.
 - Flujo de caja neto.
3. Desglose por escenario: 6 Casos por cada una de las barras para cada uno de los SAE (36 flujos de caja en total).
 4. Cálculo del Valor Actual Neto: Tasa de descuento del 6 %.
 5. Cálculo de la Tasa Interna de Retorno.

6. Resultados

Evaluación Técnica

La Tabla 10 muestra los valores mínimo, máximo, media, mediana y moda de la energía específica y la potencia específica recopilados para cada SAE. Por su parte, la Tabla 11 presenta estos mismos parámetros estadísticos para los datos de eficiencia y vida útil de cada SAE. Finalmente, la Tabla 12 incluye los valores mínimo, máximo, media, mediana y moda de la densidad de energía, densidad de potencia y potencia media instalada para cada SAE.

Tabla 10: Energía específica y potencia específica de los diferentes SAE [11] [13] [20] [66] [67] [68] [69] [70].

Tipo SAE	Energía específica [Wh/kg]					Potencia específica [W/kg]				
	Mínimo	Máximo	Media	Mediana	Moda	Mínimo	Máximo	Media	Mediana	Moda
-										
NaS	137.50	195.00	156.67	137.50	137.50	172.50	190.00	181.25	181.25	
NaNiCl2	110.00	120.00	116.33	119.00		150.00	175.00	164.67	169.00	
Pb-Acid	20.00	40.00	30.58	28.00	40.00	25.00	244.50	167.40	190.00	190.00
Li-Ion	115.00	207.00	153.06	142.50		140.00	372.50	264.50	277.50	
NiCd	40.00	62.50	51.88	52.50		100.00	225.00	149.17	140.00	130.00
NiMh	30.13	90.00	67.61	70.00	70.00	177.00	600.00	299.25	210.00	
VRFB	15.00	25.00	21.70	24.00		115.00	166.00	140.50	140.50	
PSB	12.50	24.50	18.50	18.50		1.31	1.31	1.31	1.31	
ZnBr	24.50	44.20	35.78	37.20		100.00	100.00	100.00	100.00	
ScES	1.00	18.50	8.51	8.75		1400.00	10000.00	4880.00	3500.00	
SMES	3.00	42.50	17.33	6.50		1250.00	1250.00	1250.00	1250.00	
STES	30.00	165.00	98.33	100.00		20.00	20.00	20.00	20.00	
PCM	165.00	200.00	182.50	182.50		20.00	20.00	20.00	20.00	
TCS	165.00	250.00	207.50	207.50		20.00	20.00	20.00	20.00	
CAES	4.35	4.35	4.35	4.35						
PHS	250.00	250.00	250.00	250.00						
FES										
HES										



Tabla 11: Eficiencia y vida útil de los diferentes SAE [11] [13] [20] [66] [67] [68] [69] [70].

Tipo SAE	Eficiencia de ciclo [%]					Vida útil [Año]				
	Mínimo	Máximo	Media	Mediana	Moda	Mínimo	Máximo	Media	Mediana	Moda
-										
NaS	70.00	89.00	80.33	81.00	82.50	10.00	16.00	13.50	13.75	12.50
NaNiCl2	87.50	92.50	90.00	90.00		8.00	12.00	10.00	10.00	
Pb-Acid	72.50	85.00	77.50	75.50	75.00	10.00	23.00	14.50	12.50	10.00
Li-Ion	80.50	95.00	87.19	86.25	85.00	10.00	15.07	13.01	14.00	10.00
NiCd	65.00	80.00	72.00	72.00	72.00	10.00	16.50	14.36	15.00	15.00
NiMh	65.00	66.00	65.50	65.50		3.00	15.00	9.33	10.00	
VRFB	72.50	85.00	77.63	77.90	72.50	7.50	35.62	17.03	12.50	
PSB	67.50	77.50	73.33	75.00		12.50	15.00	13.75	13.75	
ZnBr	67.50	77.50	72.93	75.00	75.00	7.50	9.00	8.00	7.50	7.50
ScES	77.50	97.00	91.00	94.00		11.00	20.00	14.50	12.50	
SMES	87.50	95.00	93.30	95.00	95.00	20.00	25.00	21.25	20.00	20.00
STES	45.00	98.00	72.86	70.00	70.00	15.00	20.00	18.75	20.00	20.00
PCM	65.00	89.00	77.10	79.00		30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
TCS	45.00	87.50	71.25	76.25	87.50	20.00	30.00	25.00	25.00	
CAES	48.00	75.00	59.90	55.00		30.00	35.00	32.50	32.50	35.00
PHS	72.50	77.50	76.25	77.50	77.50	40.00	45.00	43.33	45.00	45.00
FES	82.50	92.50	89.17	92.50	92.50	10.00	17.50	13.75	13.75	
HES	30.00	38.50	34.63	35.00	35.00	15.00	17.50	16.25	16.25	15.00

Tabla 12: Densidad de energía, densidad de potencia y potencia media instalada de los diferentes SAE [11] [13] [20] [66] [67] [68] [69] [70].

Tipo SAE	Densidad de energía [kWh/m3]					Densidad de potencia [kW/m3]					Potencia [MW]				
	Mínimo	Máximo	Media	Mediana	Moda	Mínimo	Máximo	Media	Mediana	Moda	Mínimo	Máximo	Media	Mediana	Moda
-															
NaS	200.00	230.00	211.25	207.50	200.00	26.75	225.00	162.94	200.00	200.00	0.05	17.03	5.85	4.51	4.03
NaNiCl2	145.00	181.00	163.67	165.00		257.00	277.00	264.67	260.00		0.15	1.50	0.83	0.83	
Pb-Acid	57.50	70.00	64.00	65.00	65.00	205.00	355.00	255.00	205.00	205.00	5.00	50.00	19.00	10.00	10.00
Li-Ion	235.00	350.00	301.17	298.50	350.00	425.00	5000.00	2213.25	1714.00		0.05	50.00	26.68	29.28	50.00
NiCd	77.50	105.00	92.00	90.00	105.00	89.50	275.00	196.50	225.00		20.00	45.00	30.00	20.00	20.00
NiMh	105.00	294.00	192.08	189.90		293.90	588.00	440.95	440.95		0.42	20.00	7.31	1.51	
VRFB	21.50	45.00	35.20	40.00	45.00	1.25	17.95	12.23	17.50		0.28	50.00	13.36	1.58	
PSB	25.00	38.00	32.67	35.00		1.35	4.16	2.75	2.75		7.55	10.00	8.52	8.00	
ZnBr	25.00	45.00	33.78	32.55		2.58	5.75	4.44	5.00		0.25	7.55	2.58	1.03	
ScES	8.75	18.00	14.92	18.00	18.00	2257.50	4500.00	3252.50	3000.00		0.15	5.01	1.77	0.15	0.15
SMES	1.35	7.00	4.18	4.18	1.35	2150	2500	2267	2150	2150	5.00	10.00	6.28	5.05	5.05
STES	80.00	137.50	106.88	105.00		30.00	265.00	147.50	147.50		0.51	150.00	51.84	5.00	
PCM	95.00	310.00	173.10	165.00		15.00	47.50	31.25	31.25		0.12	50.05	16.89	0.50	
TCS	165.00	250.00	212.50	217.50	250.00	60.00	60.00	60.00	60.00		0.51	0.75	0.63	0.63	
CAES	4.00	45.00	14.54	10.11		1.25	5.25	3.84	5.02		152.50	502.50	279.64	175.00	152.50
PHS	0.32	1.50	0.91	1.00	1.00	0.07	1.00	0.69	1.00	1.00	2050	2550	2431	2505	2550
FES	50.00	212.13	85.93	50.00	50.00	1400.00	10020.00	4306.67	1500.00		0.13	10.05	6.06	10.00	
HES	600.00	5400.00	1985.00	970.00							25.00	500.00	130.01	50.00	

A continuación, se graficaron los valores mínimos y máximos de cada SAE presentado en las Tablas precedentes 10, 11, 12 luego de ser agrupados en 5 grupos (Por la cantidad de SAE electroquímicos en evaluación, se separan en 2 grupos distintos, excepto cuando en el caso de la Figura 30). A cada SAE se le asignó un único color durante todo el desarrollo.

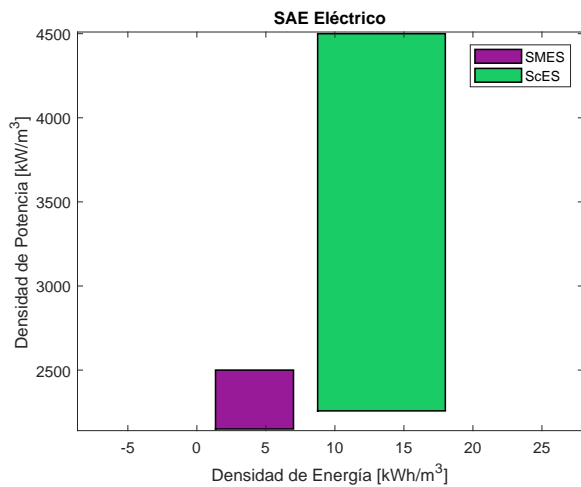


Figura 12: Comparación entre la densidad de energía y la densidad de potencia de los SAE eléctricos.

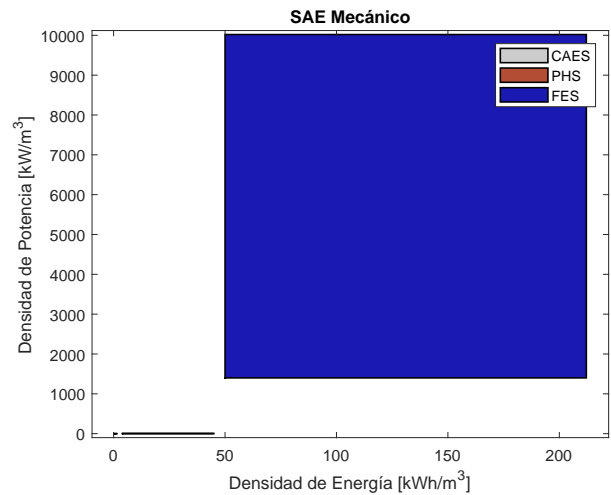


Figura 13: Comparación entre la densidad de energía y la densidad de potencia de los SAE mecánicos.

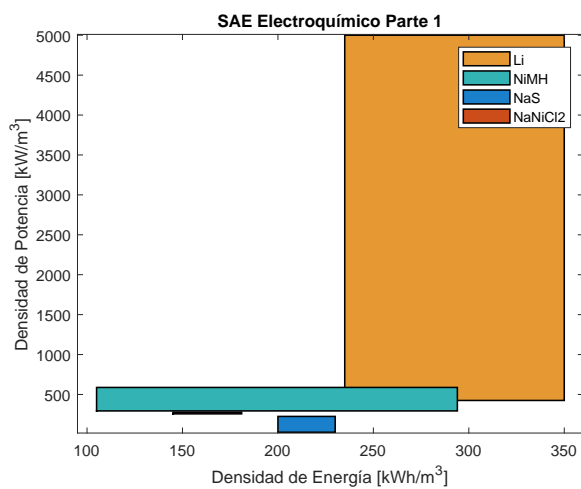


Figura 14: Comparación entre la densidad de energía y la densidad de potencia de los SAE electroquímicos.

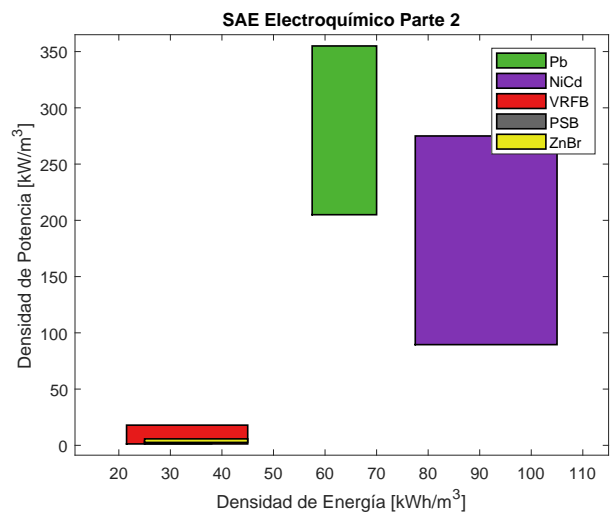


Figura 15: Comparación entre la densidad de energía y la densidad de potencia de los SAE electroquímicos.

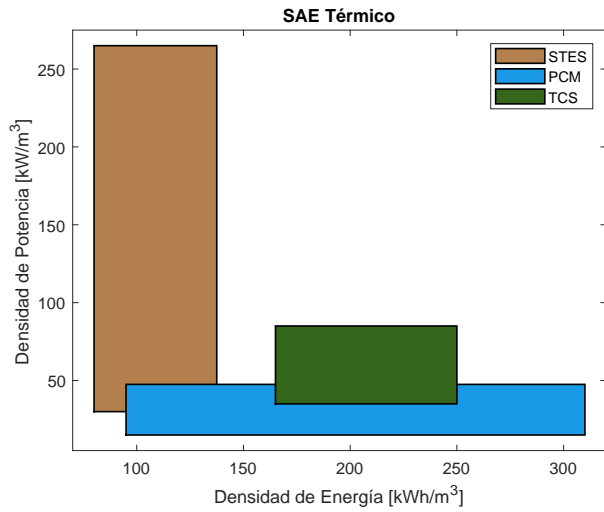


Figura 16: Comparación entre la densidad de energía y la densidad de potencia de los SAE térmicos.

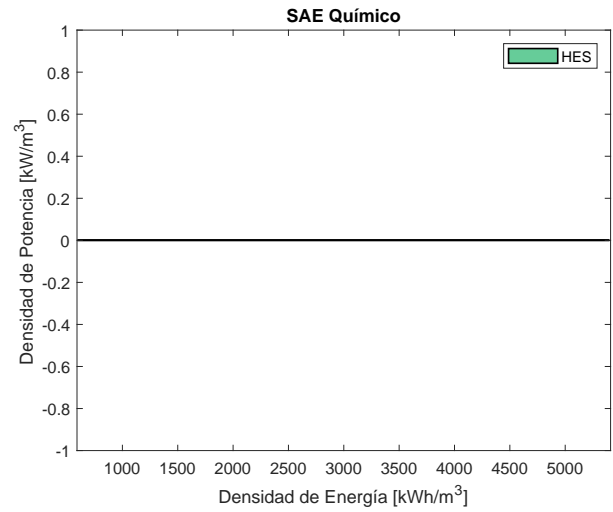


Figura 17: Comparación entre la densidad de energía y la densidad de potencia de los SAE químicos.

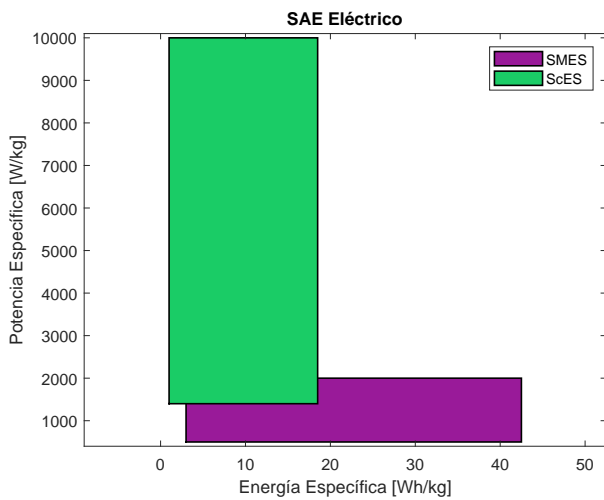


Figura 18: Comparación entre la energía específica y la potencia específica de los SAE eléctricos.

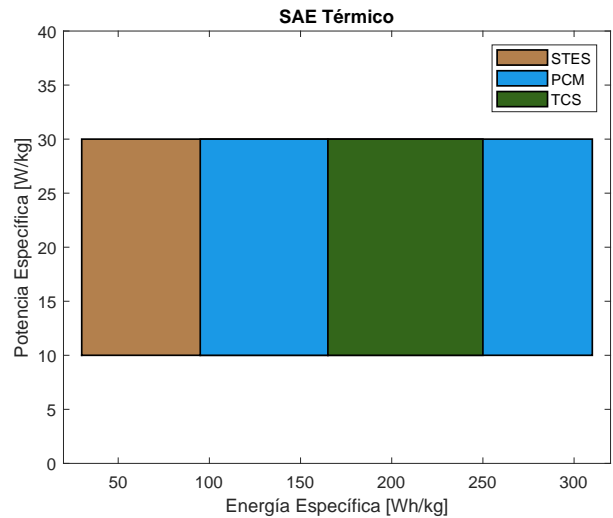


Figura 19: Comparación entre la energía específica y la potencia específica de los SAE térmicos.

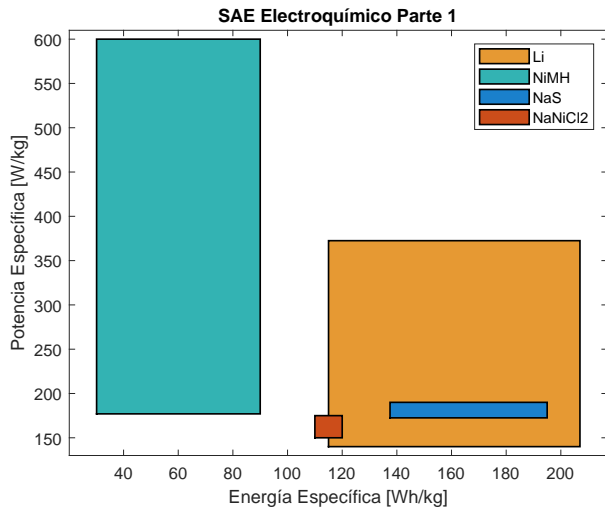


Figura 20: Comparación entre la energía específica y la potencia específica de los SAE electroquímicos.

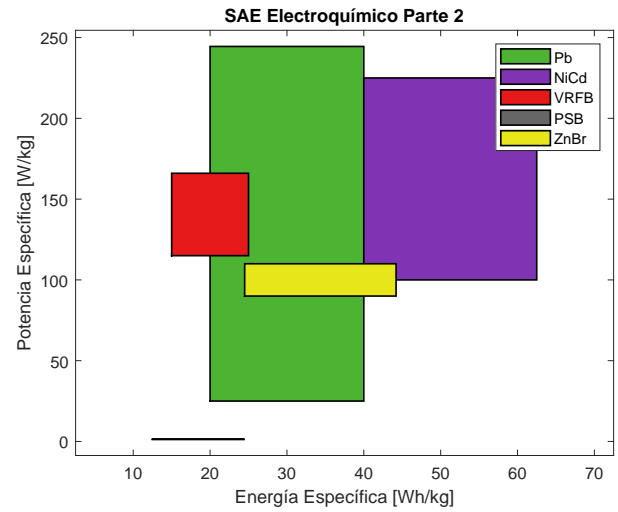


Figura 21: Comparación entre la energía específica y la potencia específica de los SAE electroquímicos.

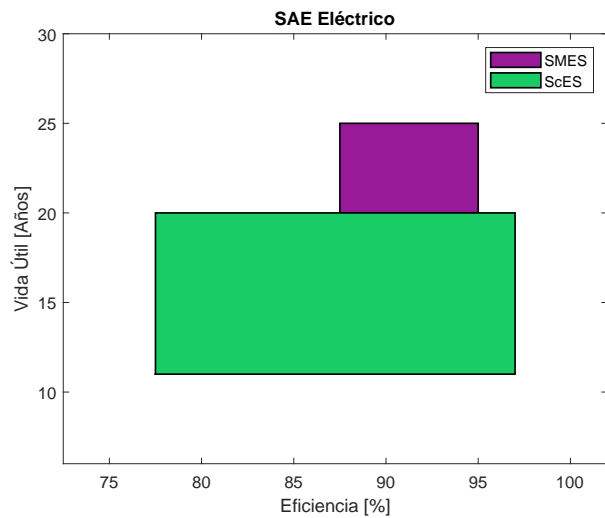


Figura 22: Comparación entre la vida útil y la eficiencia de los SAE eléctricos.

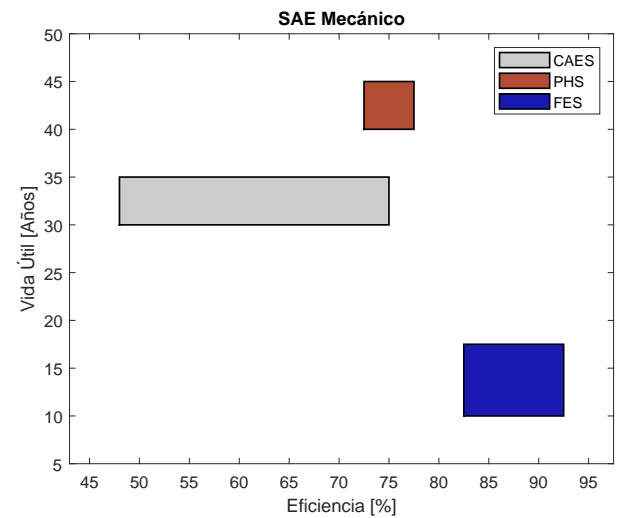


Figura 23: Comparación entre la vida útil y la eficiencia de los SAE mecánicos.

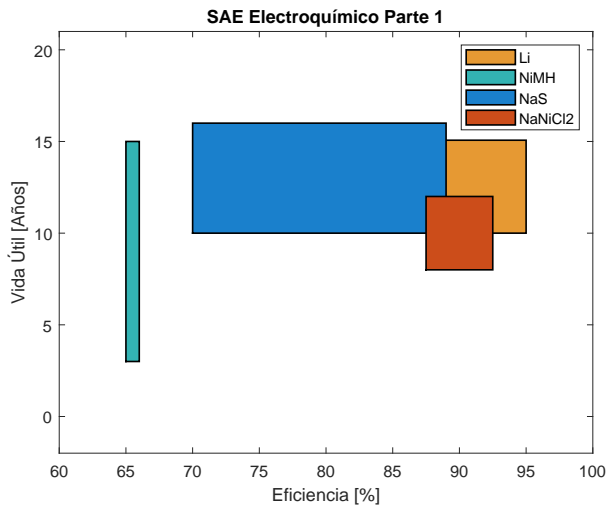


Figura 24: Comparación entre la vida útil y la eficiencia de los SAE electroquímicos.

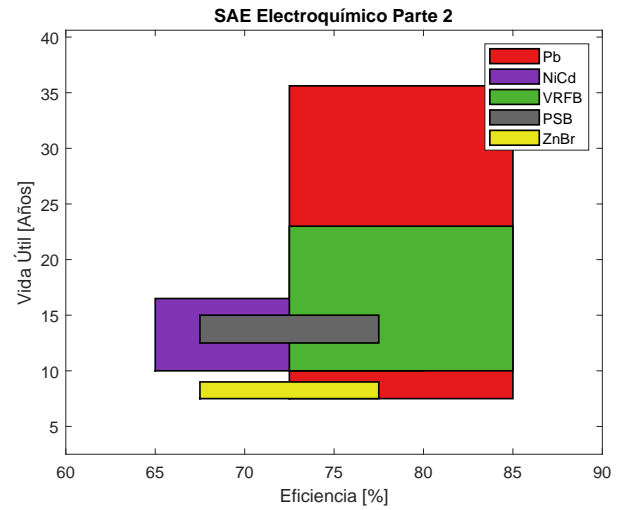


Figura 25: Comparación entre la vida útil y la eficiencia de los SAE electroquímicos.

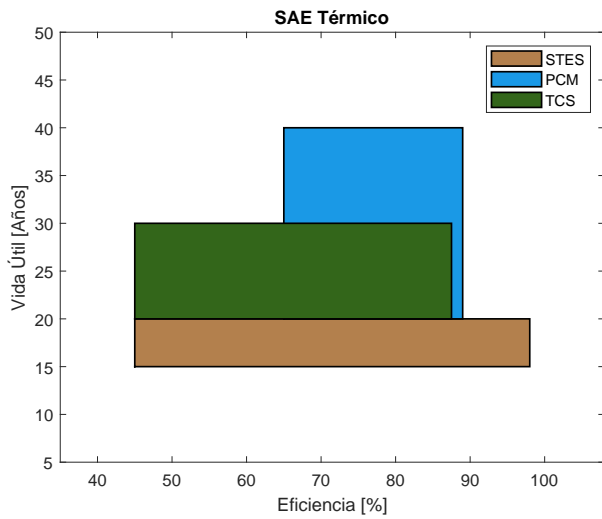


Figura 26: Comparación entre la vida útil y la eficiencia de los SAE térmicos.

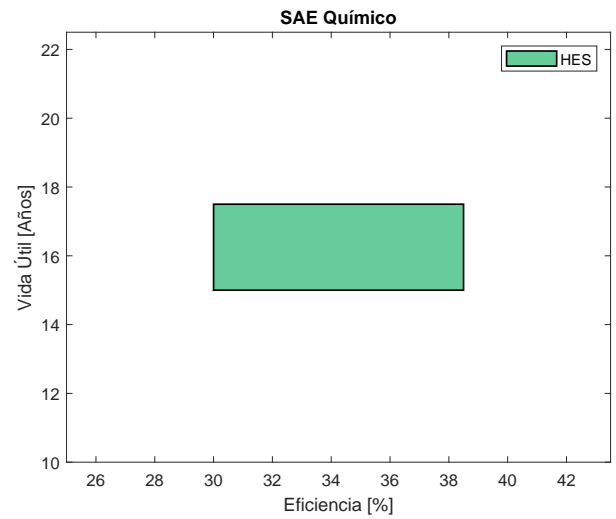


Figura 27: Comparación entre la vida útil y la eficiencia de los SAE químicos.

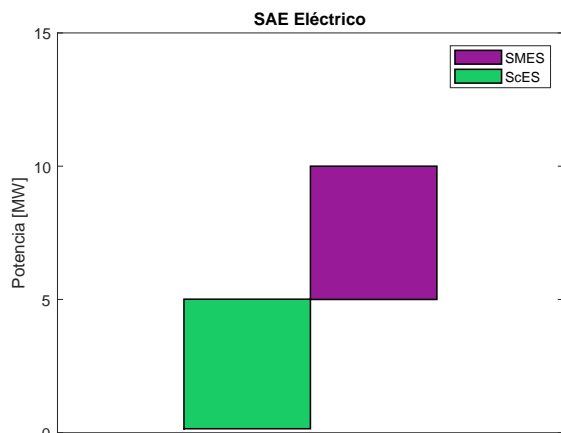
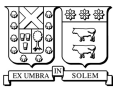


Figura 28: Comparación entre la potencia de los SAE eléctricos.

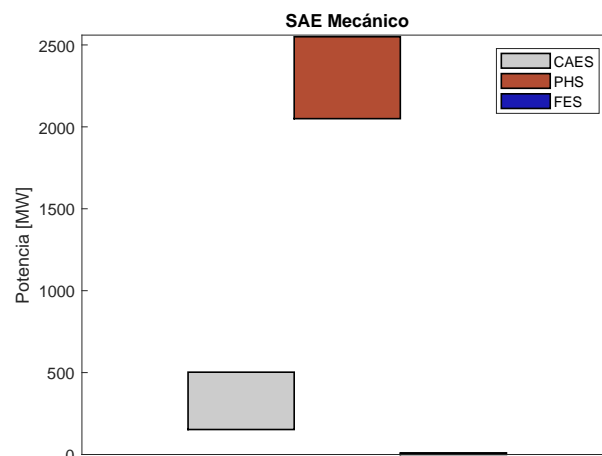


Figura 29: Comparación entre la potencia de los SAE mecánicos.

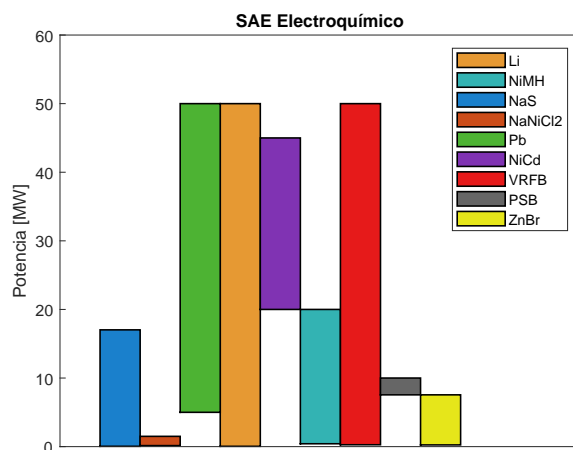


Figura 30: Comparación entre la potencia de los SAE electroquímicos.

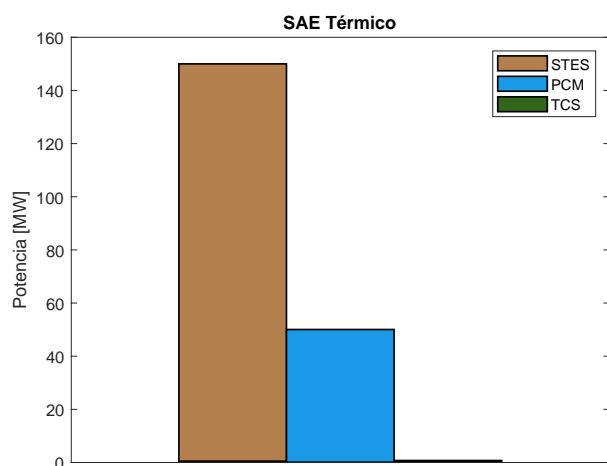


Figura 31: Comparación entre la potencia de los SAE térmicos.

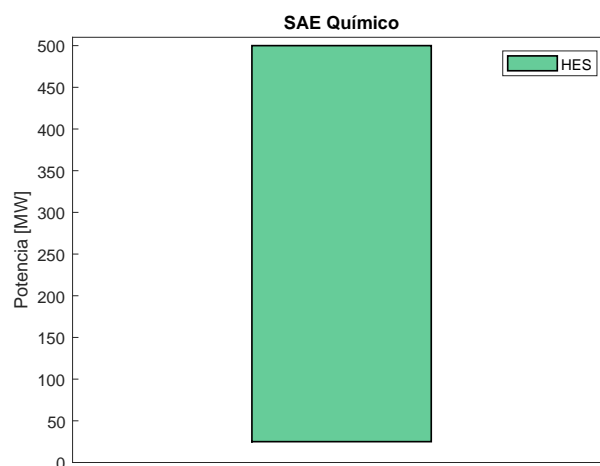


Figura 32: Comparación entre la potencia de los SAE químicos.

Analytic Hierarchy Process

A continuación se mencionan las características técnicas a evaluar en orden descendente:

- Densidad de potencia
- Densidad de energía
- Eficiencia
- Potencia
- Vida útil
- Potencia específica
- Energía específica

La Tabla 13 presenta los resultados obtenidos luego de haber completado la comparación por pares de todas las características técnicas de los SAE en función de la jerarquización previamente expuesta, mientras que la Tabla 14 presenta los resultados obtenidos luego de haber completado la comparación por pares con solo cinco de las características técnicas de los SAE (no se contempló la energía específica y la potencia específica).

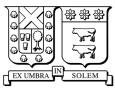


Tabla 13: Comparación por pares de todas las características técnicas de los SAE.

-	Energía Específica	Potencia Específica	Eficiencia	Vida Útil	Densidad de Eenergía	Densidad de Potencia	Potencia
Energía Específica	1	0.500	0.167	0.333	0.143	0.125	0.250
Potencia Específica	2	1	0.200	0.500	0.167	0.143	0.333
Eficiencia	6	5	1	4	0.500	0.333	3
Vida Útil	3	2	0.250	1	0.200	0.167	0.500
Densidad de Eenergía	7	6	2	5	1	0.500	4
Densidad de Potencia	8	7	3	6	2	1	5
Potencia	4	3	0.333	2	0.250	0.200	1
Sum	31.00	24.50	6.95	18.83	4.26	2.47	14.08

Tabla 14: Comparación por pares de cinco de las características técnicas de los SAE.

-	Eficiencia	Vida Útil	Densidad de Eenergía	Densidad de Potencia	Potencia
Eficiencia	1	4	0.500	0.333	3
Vida Útil	0.250	1	0.200	0.167	0.500
Densidad de Eenergía	2	5	1	0.500	4
Densidad de Potencia	3	6	2	1	5
Potencia	0.333	2	0.250	0.200	1
Sum	6.58	18.00	3.95	2.20	13.50

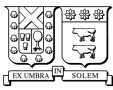


Tabla 15: Resultados de la evaluación técnica mediante el AHP, en orden descendente, al considerar todas las características técnicas.

SAE	7x7	5x5
HES	0.146	0.154
FES	0.132	0.154
ScES	0.125	0.116
PHS	0.097	0.079
Li-Ion	0.096	0.105
SMES	0.082	0.086
NiMH	0.038	0.038
NaS	0.035	0.033
NaNiCl2	0.034	0.033
TCS	0.034	0.030
PCM	0.032	0.029
STES	0.027	0.026
NiCd	0.026	0.025
Pb-Acid	0.026	0.025
CAES	0.024	0.021
VRFB	0.017	0.016
PSB	0.015	0.014
ZnBr	0.015	0.013

Tabla 16: Resultados de la evaluación técnica mediante el AHP, en orden descendente, al considerar cinco características técnicas.

SAE	7x7	5x5
FES	0.132	0.154
HES	0.146	0.154
ScES	0.125	0.116
Li-Ion	0.096	0.105
SMES	0.082	0.086
PHS	0.097	0.079
NiMH	0.038	0.038
NaNiCl2	0.034	0.033
NaS	0.035	0.033
TCS	0.034	0.030
PCM	0.032	0.029
STES	0.027	0.026
Pb-Acid	0.026	0.025
NiCd	0.026	0.025
CAES	0.024	0.021
VRFB	0.017	0.016
PSB	0.015	0.014
ZnBr	0.015	0.013

Sin embargo, este resultado podría estar afectado por la subjetividad del autor de este documento, por lo que se recurre a un panel de expertos, conformado por profesionales de *DNV* del área *Energy Markets Analytics*, que puedan complementar los resultados obtenidos en las Tablas 15 y 16. Por lo tanto, la Tabla 17 presenta los resultados obtenidos luego de haber completado la comparación por pares de todas las características técnicas de los SAE, mientras que la Tabla 18 presenta los resultados obtenidos luego de haber completado la comparación por pares con solo cinco de las características técnicas de los SAE (nuevamente, no se contemplaron la energía específica ni la potencia específica).

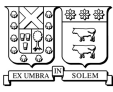


Tabla 17: Comparación por pares de todas las características técnicas de los SAE hecha por el panel de expertos.

-	Energía Específica	Potencia Específica	Eficiencia	Vida Útil	Densidad de Eenergía	Densidad de Potencia	Potencia
Energía Específica	1	0.500	0.125	0.143	0.333	0.250	0.167
Potencia Específica	2	1	0.143	0.167	0.500	0.333	0.200
Eficiencia	8	7	1	2	6.000	5.000	3
Vida Útil	7	6	0.500	1	5.000	4.000	2.000
Densidad de Eenergía	3	2	0	0	1	0.500	0
Densidad de Potencia	4	3	0	0	2	1	0
Potencia	6	5	0.333	1	3.000	4.000	1
Sum	31.00	24.50	2.47	4.26	17.83	15.08	6.95

Tabla 18: Comparación por pares de cinco de las características técnicas de los SAE hecha por el panel de expertos.

-	Eficiencia	Vida Útil	Densidad de Eenergía	Densidad de Potencia	Potencia
Eficiencia	1	2	6.000	5.000	3
Vida Útil	0.500	1	5.000	4.000	2.000
Densidad de Eenergía	0	0	1	0.500	0
Densidad de Potencia	0	0	2	1	0
Potencia	0.333	1	4.000	3.000	1
Sum	2.20	3.95	18.00	13.50	6.58

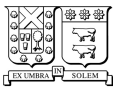


Tabla 19: Resultados de la evaluación técnica mediante el AHP, en orden descendente, al considerar todas las características técnicas, según el criterio del panel de expertos.

SAE	7x7	5x5
PHS	0.187	0.199
ScES	0.088	0.059
FES	0.067	0.065
HES	0.065	0.053
SMES	0.064	0.060
Li-Ion	0.060	0.056
CAES	0.054	0.062
PCM	0.050	0.052
TCS	0.046	0.046
STES	0.040	0.043
NaS	0.040	0.040
NaNiCl2	0.039	0.040
Pb-Acid	0.036	0.040
NiCd	0.036	0.038
VRFB	0.035	0.040
NiMH	0.034	0.034
PSB	0.030	0.035
ZnBr	0.027	0.030

Tabla 20: Resultados de la evaluación técnica mediante el AHP, en orden descendente, al considerar cinco características técnicas, según el criterio del panel de expertos.

SAE	7x7	5x5
PHS	0.187	0.199
FES	0.067	0.065
CAES	0.054	0.062
SMES	0.064	0.060
ScES	0.088	0.059
Li-Ion	0.060	0.056
HES	0.065	0.053
PCM	0.050	0.052
TCS	0.046	0.046
STES	0.040	0.043
NaS	0.040	0.040
NaNiCl2	0.039	0.040
VRFB	0.035	0.040
Pb-Acid	0.036	0.040
NiCd	0.036	0.038
PSB	0.030	0.035
NiMH	0.034	0.034
ZnBr	0.027	0.030

Finalmente, dado que la Tabla 20 expone un aumento en la valorización del SAE CAES, dejando fuera de los 6 SAE mejor evaluados al SAE tipo HES, no así la Tabla 19, se calcula el promedio de las Tablas 19 y 20 para obtener un resultado consolidado, tal y como se expone en la Tabla 21

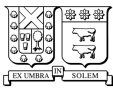


Tabla 21: Promedio, en orden descendente, de la comparación por pares hechas en las Tablas 19 y 20.

SAE	7x7	5x5	Promedio
PHS	0.187	0.199	0.193
ScES	0.088	0.059	0.074
FES	0.067	0.065	0.066
SMES	0.064	0.060	0.062
HES	0.065	0.053	0.059
Li-Ion	0.060	0.056	0.058
CAES	0.054	0.062	0.058
PCM	0.050	0.052	0.051
TCS	0.046	0.046	0.046
STES	0.040	0.043	0.042
NaS	0.040	0.040	0.040
NaNiCl ₂	0.039	0.040	0.040
Pb-Acid	0.036	0.040	0.038
VRFB	0.035	0.040	0.037
NiCd	0.036	0.038	0.037
NiMH	0.034	0.034	0.034
PSB	0.030	0.035	0.033
ZnBr	0.027	0.030	0.028

Evaluación Económica

La Tabla 22 presenta los valores asociados al costo de inversión de los SAE mejor calificados durante la evaluación técnica. Si bien, algunas fuentes indicaron valores en *EUR/MWh*, estos fueron convertidos a *USD/MWh* mediante la conversión publicada por la Aduana de Chile [80].

Tabla 22: Costo de inversión de los SAE mejor evaluados en las Tablas 13 y 14 [15] [66] [67].

Tipo SAE	Costo Inversión				
	[USD/kW]				
-	Mínimo	Máximo	Media	Mediana	Moda
Li-Ion	1111.00	2600.00	1855.50	1855.50	
ScES	200.00	200.00	200.00	200.00	
SMES	250.00	250.00	250.00	250.00	
CAES	1100.00	1335.04	1249.85	1314.50	
PHS	907.83	1445.00	1200.94	1250.00	
FES	225.00	1068.03	646.52	646.52	
HES	2670.08	2670.08	2670.08	2670.08	

Las Figuras 33, 34 y 35 ilustran diferentes curvas de resolución horaria con la distribución de ofertas en el CPF(-), CSF y CTF respectivamente, de las centrales/unidades generadoras de tecnología térmica [75].

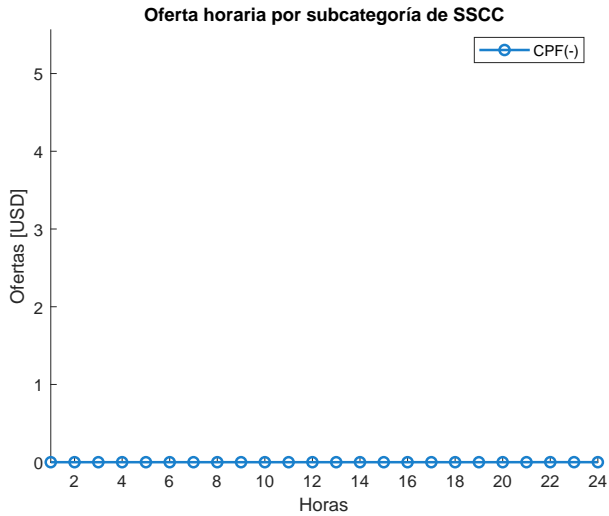


Figura 33: Precio horario ofertado para los SAE en el SSCC de CPF(-).

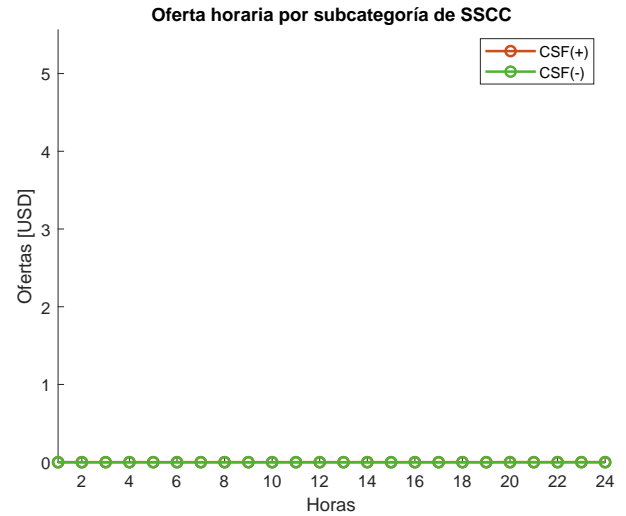


Figura 34: Precio horario ofertado para los SAE en el SSCC de CSF(+) y CSF(-).

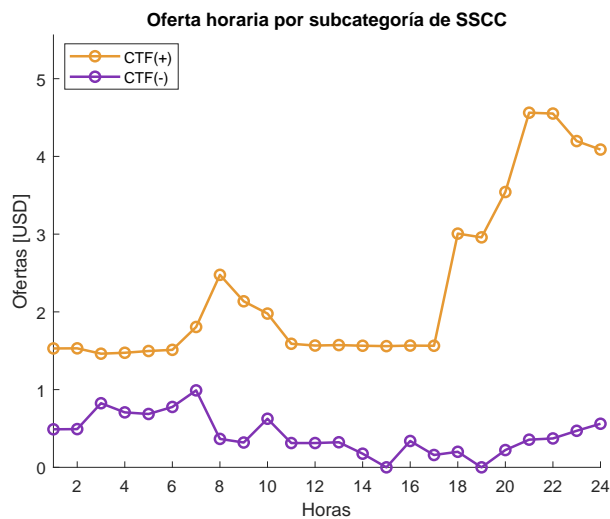


Figura 35: Precio horario ofertado para los SAE en el SSCC de CTF(+) y CTF(-).

La Figura 36 ilustra la tendencia del valor promedio con resolución horaria para los costos marginales desde Enero de 2020 hasta Diciembre de 2023 [74], mientras que la Tabla 23 presenta el horario elegido para la carga y descarga de los SAE en función de los costos marginales más baratos y más caros, en promedio, para cada barra (los valores entre paréntesis hacen referencia al PHS).

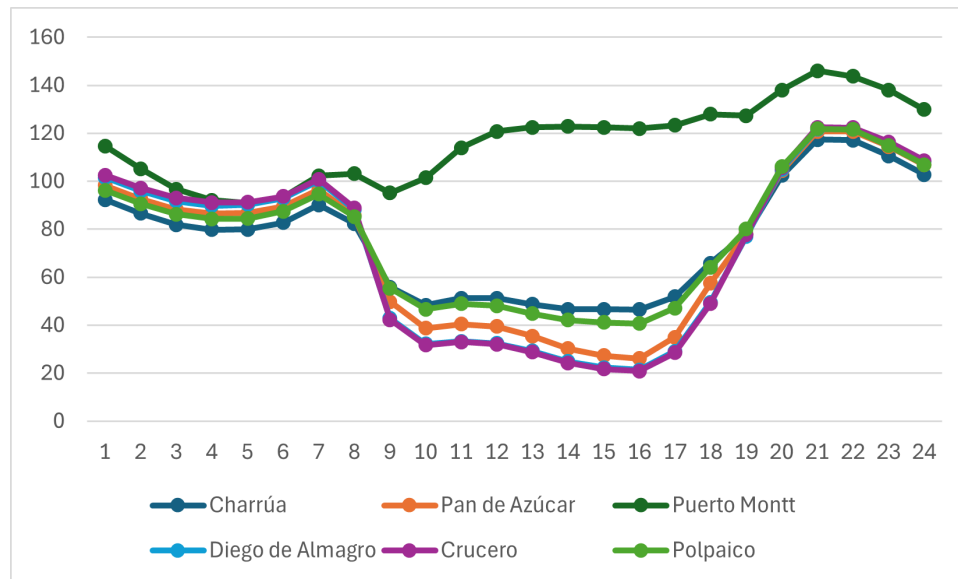


Figura 36: Tendencia media de los costos marginales de las barras de interés entre Enero de 2020 y Diciembre de 2023.

Tabla 23: Horarios para la carga y descarga de los SAE.

-	Carga		Descarga	
	Inicio	Fin	Inicio	Fin
Charrúa	(11) 13	16	20	23 (1)
Pan de Azúcar	(11) 13	16	20	23 (1)
Puerto Montt	3	6 (8)	20	23 (1)
Diego de Almagro	(11) 13	16	20	23 (1)
Crucero	(11) 13	16	20	23 (1)
Polpaico	(11) 13	16	20	23 (1)

La Figura 37 exhibe la proyección del PNCP hecha para este trabajo hasta Diciembre de 2040, mientras que la Figura 38 presenta la proyección hecha para el costo marginal.

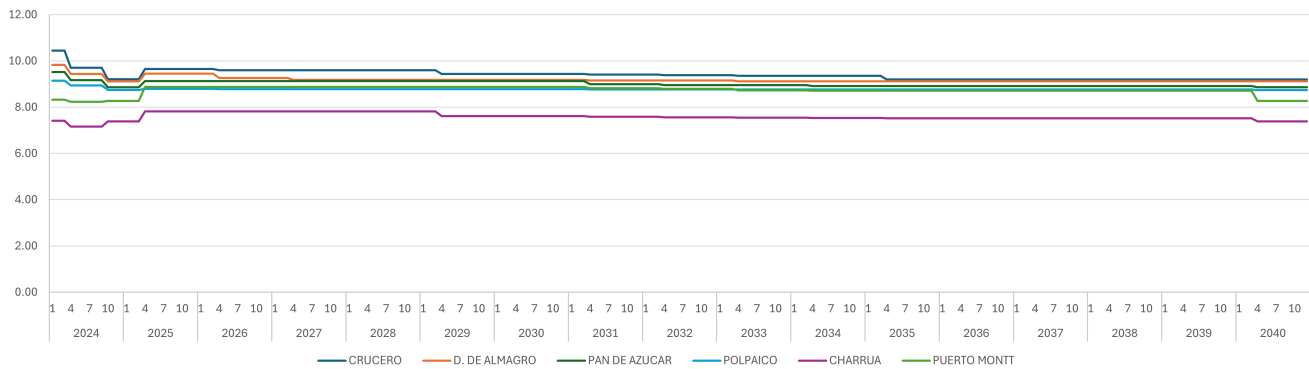


Figura 37: Proyección del PNCP desde Enero 2024 hasta Diciembre 2040 en resolución horaria-anual.

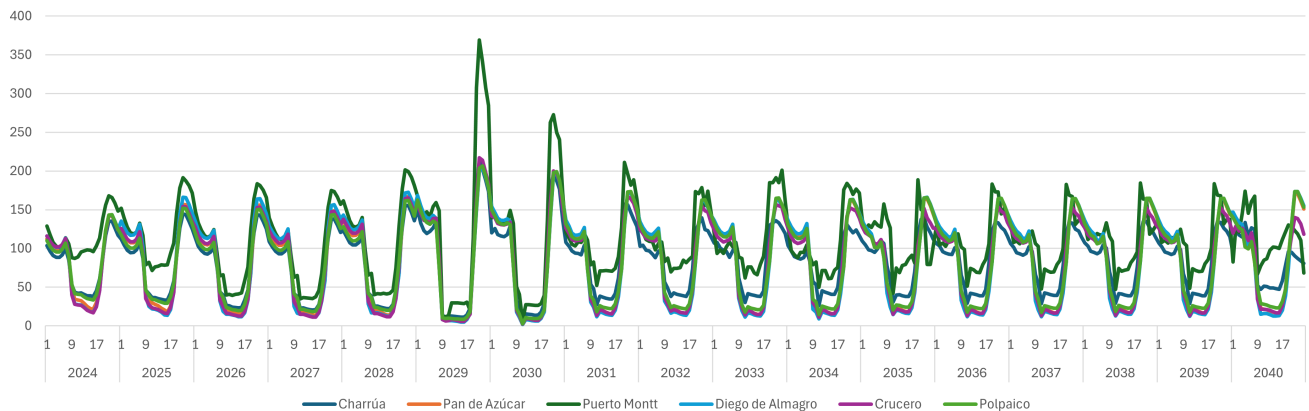


Figura 38: Proyección del Costo Marginal desde Enero 2024 hasta Diciembre 2040 en resolución horaria-anual.

Evaluación Económica: Li-Ion

La Tabla 24 presenta las variables más relevantes para llevar a cabo el flujo de caja. Es importante destacar que dentro de la evaluación de los ingresos por el concepto de valor ofertado en SSCC, se optó por incluir únicamente la oferta que genera los mayores ingresos, la cuál se encuentra destacada en la misma Tabla.

Las Tablas 25, 26, 27, 28, 29 y 30 exponen el resultado del flujo de caja hecho en cada una de las barras de interés para SAE en particular.

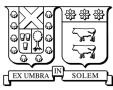


Tabla 24: Variables del flujo de caja - SAE Li-Ion.

Datos		
Energía [MWh]	MWh	38,953
Potencia Nominal	MW	26.68
Costo variable (USD/kWh)	USD/kWh	0.015
Ingresos SSCC CPF(-)	MUSD/año	0.015
Ingresos SSCC CSF(+)	MUSD/año	0.004
Ingresos SSCC CSF(-)	MUSD/año	0.009
Ingresos SSCC CTF(+)	MUSD/año	0.033
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD/año	0.033

Tabla 25: Flujo de caja en la barra Crucero 220 kV. - SAE Li-Ion.

BARRA: CRUCERO 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			4.98	4.91	4.70	5.26	6.67	6.27	5.36	4.96	5.12	5.03	4.67	4.95	4.88	4.83	4.88
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			0.92	0.92	0.92	0.92	0.91	0.91	0.90	0.90	0.90	0.90	0.89	0.88	0.88	0.88	0.88
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.78	0.90	0.97	1.05	1.06	1.06	1.07	1.07	1.08
Costo fijo	MUSD			0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3 %		0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Total gastos desembolsables	MUSD			0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	1.18	1.29	1.37	1.45	1.45	1.46	1.46	1.47	1.47
Depreciación Equipos	MUSD	8 %		3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81
Utilidad bruta	MUSD			1.14	1.08	0.87	1.43	2.82	2.42	1.31	0.79	0.87	0.71	0.33	0.60	0.52	0.47	0.52
Impuesto	MUSD	27 %		0.31	0.29	0.23	0.38	0.76	0.65	0.35	0.21	0.23	0.19	0.09	0.16	0.14	0.13	0.14
Utilidad neta	MUSD			0.83	0.79	0.63	1.04	2.06	1.76	0.96	0.58	0.63	0.52	0.24	0.44	0.38	0.34	0.38
Depreciación	MUSD			3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81
Inversiones																		
Planta	MUSD		49.5															
Total inversiones			49.5															
Flujo de caja			-49.5	4.64	4.59	4.44	4.85	5.87	5.57	4.77	4.39	4.44	4.33	4.05	4.25	4.19	4.15	4.19
Van (6%)			-\$ 4.15															
TIR			4.57%															

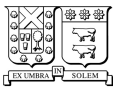


Tabla 26: Flujo de caja en la barra Diego de Almagro 220 kV. - SAE Li-Ion.

BARRA: DIEGO DE ALMAGRO 220 kV																	
Flujo de caja	Año																
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																	
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		5.36	5.26	4.97	5.49	6.30	6.03	5.37	5.13	5.18	5.26	5.19	5.23	5.22	5.20	5.21
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		0.90	0.89	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD		0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																	
Costo variable	MUSD		0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.78	0.90	0.97	1.05	1.06	1.06	1.07	1.07	1.08
Costo fijo	MUSD		0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3 %	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Total gastos desembolsables	MUSD		0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.19	1.30	1.38	1.46	1.47	1.47	1.48	1.48	1.49
Depreciación Equipos	MUSD	8 %	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81
Utilidad bruta	MUSD		1.50	1.39	1.09	1.61	2.41	2.14	1.29	0.93	0.90	0.90	0.82	0.86	0.84	0.82	0.83
Impuesto	MUSD	27 %	0.40	0.37	0.29	0.43	0.65	0.58	0.35	0.25	0.24	0.24	0.22	0.23	0.23	0.22	0.22
Utilidad neta	MUSD		1.09	1.01	0.79	1.17	1.76	1.56	0.94	0.68	0.66	0.66	0.60	0.63	0.62	0.60	0.60
Depreciación	MUSD		3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81
Inversiones																	
Planta	MUSD		49.5														
Total inversiones	MUSD		49.5														
Flujo de caja			-49.5	4.90	4.82	4.60	4.98	5.57	5.37	4.75	4.48	4.46	4.46	4.41	4.44	4.42	4.41
Van (6%)			-\$ 3.15														
TIR			4.92%														

Tabla 27: Flujo de caja en la barra Pan de Azucar 220 kV. - SAE Li-Ion.

BARRA: PAN DE AZÚCAR 220 kV																	
Flujo de caja	Año																
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																	
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		5.07	4.99	4.72	5.32	6.32	6.06	5.37	5.13	5.19	5.20	5.12	5.19	5.16	5.15	5.16
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		0.87	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.87	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD		0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																	
Costo variable	MUSD		0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.78	0.90	0.97	1.05	1.06	1.06	1.07	1.07	1.08
Costo fijo	MUSD		0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3 %	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Total gastos desembolsables	MUSD		0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	1.18	1.30	1.37	1.45	1.46	1.46	1.47	1.47	1.48
Depreciación Equipos	MUSD	8 %	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81
Utilidad bruta	MUSD		1.18	1.11	0.84	1.44	2.43	2.18	1.29	0.92	0.90	0.83	0.74	0.81	0.78	0.76	0.77
Impuesto	MUSD	27 %	0.32	0.30	0.23	0.39	0.66	0.59	0.35	0.25	0.24	0.23	0.20	0.22	0.21	0.21	0.21
Utilidad neta	MUSD		0.86	0.81	0.61	1.05	1.78	1.59	0.94	0.67	0.66	0.61	0.54	0.59	0.57	0.56	0.56
Depreciación	MUSD		3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81
Inversiones																	
Planta	MUSD		49.5														
Total inversiones	MUSD		49.5														
Flujo de caja			-49.5	4.67	4.62	4.42	4.86	5.58	5.40	4.75	4.48	4.47	4.42	4.35	4.40	4.38	4.36
Van (6%)			-\$ 3.86														
TIR			4.68%														

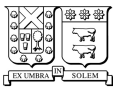


Tabla 28: Flujo de caja en la barra Polpaico 220 kV. - SAE Li-Ion.

BARRA: POLPAICO 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			4.91	4.82	4.57	5.17	6.39	6.12	5.43	5.19	5.27	5.26	5.18	5.26	5.22	5.21	5.22
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.78	0.90	0.97	1.05	1.06	1.06	1.07	1.07	1.08
Costo fijo	MUSD			0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3 %		0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Total gastos desembolsables	MUSD			0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	1.17	1.29	1.37	1.45	1.45	1.46	1.46	1.47	1.47
Depreciación Equipos	MUSD	8 %		3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81
Utilidad Bruta	MUSD			0.99	0.90	0.66	1.26	2.48	2.21	1.33	0.97	0.97	0.88	0.79	0.87	0.83	0.81	0.82
Impuesto	MUSD	27 %		0.27	0.24	0.18	0.34	0.67	0.60	0.36	0.26	0.26	0.24	0.21	0.23	0.22	0.22	0.22
Utilidad neta	MUSD			0.73	0.66	0.48	0.92	1.81	1.61	0.97	0.70	0.71	0.64	0.58	0.63	0.60	0.59	0.60
Depreciación	MUSD			3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81
Inversiones																		
Planta	MUSD			49.5														
Total inversiones	MUSD			49.5														
Flujo de caja				-49.5	4.53	4.47	4.29	4.73	5.62	5.42	4.78	4.51	4.51	4.45	4.39	4.44	4.41	4.40
Van (6 %)				-\$ 4.11														
TIR				4.61 %														

Tabla 29: Flujo de caja en la barra Charrúa 220 kV. - SAE Li-Ion.

BARRA: CHARRUA 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			4.66	4.59	4.40	4.97	6.51	6.22	5.06	4.41	4.50	4.26	4.47	4.41	4.38	4.42	4.40
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			0.74	0.75	0.75	0.75	0.74	0.73	0.73	0.73	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.78	0.90	0.97	1.05	1.06	1.06	1.07	1.07	1.08
Costo fijo	MUSD			0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3 %		0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
Total gastos desembolsables	MUSD			0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	1.17	1.28	1.36	1.44	1.44	1.45	1.45	1.46	1.46
Depreciación Equipos	MUSD	8 %		3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81
Utilidad Bruta	MUSD			0.65	0.60	0.40	0.98	2.50	2.21	0.85	0.08	0.09	-0.23	-0.03	-0.09	-0.13	-0.09	-0.12
Impuesto	MUSD	27 %		0.18	0.16	0.11	0.26	0.68	0.60	0.23	0.02	0.02	-0.06	-0.01	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03
Utilidad neta	MUSD			0.48	0.43	0.29	0.71	1.83	1.61	0.62	0.06	0.06	-0.17	-0.02	-0.07	-0.09	-0.07	-0.08
Depreciación	MUSD			3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81
Inversiones																		
Planta	MUSD			49.5														
Total inversiones	MUSD			49.5														
Flujo de caja				-49.5	4.28	4.24	4.10	4.52	5.63	5.42	4.43	3.87	3.87	3.64	3.79	3.74	3.71	3.74
Van (6 %)				-\$ 7.68														
TIR				3.26 %														

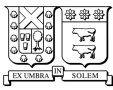


Tabla 30: Flujo de caja en la barra Puerto Montt 220 kV. - SAE Li-Ion.

BARRA: PUERTO MONTT 220 kV																		
Flujo de caja		Año																
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			6.24	5.96	5.65	6.54	11.04	8.65	6.59	5.79	6.51	6.06	3.92	5.50	5.16	4.86	5.17
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			0.84	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.78	0.90	0.97	1.05	1.06	1.06	1.07	1.07	1.08
Costo fijo	MUSD			0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%		0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
Total gastos desembolsables	MUSD			1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.21	1.33	1.41	1.49	1.49	1.50	1.50	1.51	1.51
Depreciación Equipos	MUSD	8%		3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81
Utilidad bruta	MUSD			2.29	2.02	1.70	2.60	7.10	4.71	2.45	1.53	2.17	1.63	-0.51	1.06	0.72	0.42	0.72
Impuesto	MUSD	27%		0.62	0.55	0.46	0.70	1.92	1.27	0.66	0.41	0.59	0.44	-0.14	0.29	0.19	0.11	0.20
Utilidad neta	MUSD			1.67	1.48	1.24	1.89	5.19	3.44	1.79	1.12	1.58	1.19	-0.37	0.78	0.53	0.30	0.53
Depreciación	MUSD			3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81
Inversiones																		
Planta	MUSD		49.5															
Total inversiones			49.5															
Flujo de caja			-49.5	5.48	5.28	5.05	5.70	8.99	7.25	5.59	4.93	5.39	5.00	3.44	4.58	4.33	4.11	4.34
Van (6%)			\$ 3.30															
TIR			7.14%															

Evaluación Económica: ScES

La Tabla 31 presenta las variables más relevantes para llevar a cabo el flujo de caja. Es importante destacar que dentro de la evaluación de los ingresos por el concepto de valor ofertado en SSCC, se optó por incluir únicamente la oferta que genera los mayores ingresos, la cuál se encuentra destacada en la misma Tabla.

Las Tablas 32, 33, 34, 35, 36 y 37 exponen el resultado del flujo de caja hecho en cada una de las barras de interés para SAE en particular.

Tabla 31: Variables del flujo de caja - SAE ScES.

Datos		
Energía [MWh]	MWh	2,584
Potencia Nominal	MW	1.77
Costo variable (USD/kWh)	USD/kWh	0.015
Ingresos SSCC CPF(-)	MUSD/año	0.015
Ingresos SSCC CSF(+)	MUSD/año	0.004
Ingresos SSCC CSF(-)	MUSD/año	0.009
Ingresos SSCC CTF(+)	MUSD/año	0.033
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD/año	0.033

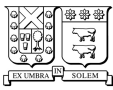


Tabla 32: Flujo de caja en la barra Crucero 220 kV. - SAE ScES.

BARRA: CRUCERO 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			0.35	0.34	0.33	0.36	0.46	0.43	0.37	0.34	0.35	0.35	0.32	0.34	0.34	0.33	0.34
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD																	
Costo fijo	MUSD			0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.05	0.06	0.06	0.07	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%		0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Total gastos desembolsables	MUSD			0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.07	0.07	0.08	0.09	0.09	0.10	0.10	0.11
Depreciación Equipos	MUSD	5%		0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Utilidad bruta	MUSD			0.37	0.37	0.35	0.39	0.49	0.46	0.39	0.35	0.36	0.34	0.31	0.33	0.32	0.31	0.31
Impuesto	MUSD	27%		0.10	0.10	0.10	0.11	0.13	0.12	0.10	0.09	0.10	0.09	0.08	0.09	0.09	0.08	0.08
Utilidad neta	MUSD			0.27	0.27	0.26	0.29	0.36	0.34	0.28	0.26	0.26	0.25	0.23	0.24	0.23	0.23	0.22
Depreciación	MUSD			0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Inversiones																		
Planta	MUSD		0.35															
Total inversiones			0.35															
Flujo de caja			-0.35	0.29	0.29	0.28	0.30	0.37	0.35	0.30	0.27	0.28	0.27	0.25	0.26	0.25	0.24	0.24
Van (6%)			\$ 2.30															
TIR			82.5%															

Tabla 33: Flujo de caja en la barra Diego de Almagro 220 kV. - SAE ScES.

BARRA: DIEGO DE ALMAGRO 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			0.37	0.36	0.34	0.38	0.44	0.42	0.37	0.35	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD																	
Costo fijo	MUSD			0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.05	0.06	0.06	0.07	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%		0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Total gastos desembolsables	MUSD			0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09	0.10	0.10	0.11
Depreciación Equipos	MUSD	5%		0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Utilidad bruta	MUSD			0.40	0.39	0.37	0.41	0.46	0.44	0.38	0.36	0.36	0.36	0.35	0.35	0.34	0.33	0.33
Impuesto	MUSD	27%		0.11	0.11	0.10	0.11	0.12	0.12	0.10	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
Utilidad neta	MUSD			0.29	0.28	0.27	0.30	0.34	0.32	0.28	0.26	0.26	0.26	0.25	0.25	0.25	0.24	0.24
Depreciación	MUSD			0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Inversiones																		
Planta	MUSD		0.35															
Total inversiones			0.35															
Flujo de caja			-0.35	0.31	0.30	0.29	0.31	0.35	0.34	0.30	0.28	0.28	0.28	0.27	0.27	0.26	0.26	0.26
Van (6%)			\$ 2.37															
TIR			86.2%															

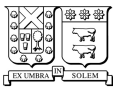


Tabla 34: Flujo de caja en la barra Pan de Azúcar 220 kV. - SAE ScES.

BARRA: PAN DE AZÚCAR 220 kV																	
Flujo de caja	Año																
Ingresos		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		0.35	0.35	0.33	0.37	0.44	0.42	0.37	0.36	0.36	0.36	0.35	0.36	0.36	0.36	0.36
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD		0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																	
Costo variable	MUSD		0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.05	0.06	0.06	0.07	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09
Costo fijo	MUSD		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Total gastos desembolsables	MUSD		0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09	0.10	0.10	0.11
Depreciación Equipos	MUSD	5%	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Utilidad bruta	MUSD		0.37	0.37	0.35	0.39	0.46	0.44	0.38	0.36	0.36	0.35	0.34	0.34	0.33	0.33	0.32
Impuesto	MUSD	27%	0.10	0.10	0.09	0.11	0.12	0.12	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
Utilidad neta	MUSD		0.27	0.27	0.26	0.29	0.34	0.32	0.28	0.26	0.26	0.26	0.25	0.25	0.24	0.24	0.24
Depreciación	MUSD		0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Inversiones																	
Planta	MUSD		0.35														
Total inversiones	MUSD		0.35														
Flujo de caja			-0.35	0.29	0.29	0.27	0.30	0.35	0.34	0.30	0.28	0.28	0.27	0.27	0.26	0.26	0.25
Van (6%)			\$ 2.31														
TIR			82.2%														

Tabla 35: Flujo de caja en la barra Polpaico 220 kV. - SAE ScES.

BARRA: POLPAICO 220 kV																	
Flujo de caja	Año																
Ingresos		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		0.34	0.33	0.32	0.36	0.44	0.42	0.38	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD		0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																	
Costo variable	MUSD		0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.05	0.06	0.06	0.07	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09
Costo fijo	MUSD		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Total gastos desembolsables	MUSD		0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09	0.10	0.10	0.11
Depreciación Equipos	MUSD	5%	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Utilidad bruta	MUSD		0.36	0.36	0.34	0.38	0.46	0.45	0.38	0.36	0.36	0.35	0.34	0.34	0.34	0.33	0.33
Impuesto	MUSD	27%	0.10	0.10	0.09	0.10	0.13	0.12	0.10	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
Utilidad neta	MUSD		0.26	0.26	0.25	0.28	0.34	0.33	0.28	0.26	0.26	0.26	0.25	0.25	0.25	0.24	0.24
Depreciación	MUSD		0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Inversiones																	
Planta	MUSD		0.35														
Total inversiones	MUSD		0.35														
Flujo de caja			-0.35	0.28	0.28	0.26	0.29	0.36	0.34	0.30	0.28	0.28	0.28	0.27	0.27	0.26	0.26
Van (6%)			\$ 2.29														
TIR			79.9%														



Tabla 36: Flujo de caja en la barra Charrúa 220 kV. - SAE ScES.

BARRA: CHARRUA 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			0.32	0.32	0.30	0.34	0.45	0.43	0.35	0.31	0.31	0.29	0.31	0.31	0.30	0.31	0.30
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.05	0.06	0.06	0.07	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09
Costo fijo	MUSD			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%		0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Total gastos desembolsables	MUSD			0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09	0.10	0.10	0.11
Depreciación Equipos	MUSD	5%		0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Utilidad bruta	MUSD			0.34	0.33	0.32	0.36	0.47	0.45	0.35	0.30	0.30	0.28	0.29	0.28	0.27	0.27	0.26
Impuesto	MUSD	27%		0.09	0.09	0.09	0.10	0.13	0.12	0.10	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.07	0.07	0.07
Utilidad neta	MUSD			0.25	0.24	0.23	0.26	0.34	0.33	0.26	0.22	0.22	0.20	0.21	0.20	0.20	0.20	0.19
Depreciación	MUSD			0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Inversiones																		
Planta	MUSD		0.35															
Total inversiones			0.35															
Flujo de caja			-0.35	0.26	0.26	0.25	0.28	0.36	0.34	0.27	0.24	0.24	0.22	0.23	0.22	0.21	0.21	0.21
Van (6%)			\$ 2.04															
TIR			75.6%															

Tabla 37: Flujo de caja en la barra Puerto Montt 220 kV. - SAE ScES.

BARRA: PUERTO MONTT 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			0.43	0.41	0.39	0.45	0.76	0.60	0.46	0.40	0.45	0.42	0.27	0.38	0.36	0.34	0.36
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.05	0.06	0.06	0.07	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09
Costo fijo	MUSD			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%		0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Total gastos desembolsables	MUSD			0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.07	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09	0.10	0.10	0.11
Depreciación Equipos	MUSD	5%		0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Utilidad bruta	MUSD			0.45	0.43	0.41	0.47	0.78	0.62	0.46	0.40	0.44	0.41	0.25	0.36	0.33	0.30	0.32
Impuesto	MUSD	27%		0.12	0.12	0.11	0.13	0.21	0.17	0.12	0.11	0.12	0.11	0.07	0.10	0.09	0.08	0.09
Utilidad neta	MUSD			0.33	0.32	0.30	0.34	0.57	0.45	0.34	0.29	0.32	0.30	0.19	0.26	0.24	0.22	0.23
Depreciación	MUSD			0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Inversiones																		
Planta	MUSD		0.35															
Total inversiones			0.35															
Flujo de caja			-0.35	0.35	0.33	0.32	0.36	0.59	0.47	0.35	0.31	0.34	0.31	0.20	0.28	0.26	0.24	0.25
Van (6%)			\$ 2.80															
TIR			98.6%															

Evaluación Económica: SMES

La Tabla 38 presenta las variables más relevantes para llevar a cabo el flujo de caja. Es importante destacar que dentro de la evaluación de los ingresos por el concepto de valor ofertado en SSCC, se optó por incluir únicamente la oferta que genera los mayores ingresos, la cuál se encuentra destacada en la misma Tabla.

Las Tablas 39, 40, 41, 42, 43 y 44 exponen el resultado del flujo de caja hecho en cada una de las barras de interés para SAE en particular.

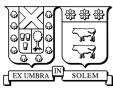


Tabla 38: Variables del flujo de caja - SAE SMES.

Datos		
Energía [MWh]	MWh	9,169
Potencia Nominal	MW	6.28
Costo variable (USD/kWh)	USD/kWh	0.015
Ingresos SSCC CPF(-)	MUSD/año	0.015
Ingresos SSCC CSF(+)	MUSD/año	0.004
Ingresos SSCC CSF(-)	MUSD/año	0.009
Ingresos SSCC CTF(+)	MUSD/año	0.033
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD/año	0.033

Tabla 39: Flujo de caja en la barra Crucero 220 kV. - SAE SMES.

BARRA: CRUCERO 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			1.26	1.24	1.18	1.32	1.68	1.58	1.35	1.25	1.29	1.27	1.18	1.25	1.23	1.22	1.23
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			0.22	0.22	0.22	0.22	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.18	0.21	0.23	0.25	0.25	0.26	0.26	0.27	0.27
Costo fijo	MUSD			0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%		0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Total gastos desembolsables	MUSD			0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.23	0.26	0.27	0.29	0.30	0.30	0.31	0.31	0.32
Depreciación Equipos	MUSD	5%		0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Utilidad bruta	MUSD			1.24	1.22	1.17	1.31	1.66	1.56	1.28	1.15	1.17	1.14	1.04	1.10	1.08	1.06	1.07
Impuesto	MUSD	27%		0.33	0.33	0.32	0.35	0.45	0.42	0.35	0.31	0.32	0.31	0.28	0.30	0.29	0.29	0.29
Utilidad neta	MUSD			0.90	0.89	0.85	0.96	1.21	1.14	0.94	0.84	0.86	0.83	0.76	0.80	0.79	0.77	0.78
Depreciación	MUSD			0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Inversiones																		
Planta	MUSD		1.57															
Total inversiones			1.57															
Flujo de caja			-1.57	0.99	0.97	0.94	1.04	1.30	1.22	1.02	0.93	0.94	0.91	0.84	0.89	0.87	0.86	0.86
Van (6%)			\$ 7.57															
TIR			63.9%															

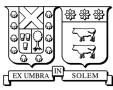


Tabla 40: Flujo de caja en la barra Diego de Almagro 220 kV. - SAE SMES.

BARRA: DIEGO DE ALMAGRO 220 kV																	
Flujo de caja	Año																
Ingresos		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		1.35	1.32	1.25	1.38	1.59	1.52	1.35	1.29	1.30	1.32	1.31	1.32	1.31	1.31	1.31
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD		0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																	
Costo variable	MUSD		0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.18	0.21	0.23	0.25	0.25	0.26	0.26	0.27	0.27
Costo fijo	MUSD		0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Total gastos desembolsables	MUSD		0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.23	0.26	0.28	0.30	0.30	0.31	0.31	0.32	0.32
Depreciación Equipos	MUSD	5%	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Utilidad bruta	MUSD		1.33	1.30	1.22	1.35	1.56	1.49	1.28	1.19	1.18	1.18	1.16	1.17	1.16	1.15	1.15
Impuesto	MUSD	27%	0.36	0.35	0.33	0.37	0.42	0.40	0.35	0.32	0.32	0.32	0.31	0.32	0.31	0.31	0.31
Utilidad neta	MUSD		0.97	0.95	0.89	0.99	1.14	1.09	0.93	0.87	0.86	0.86	0.85	0.85	0.85	0.84	0.84
Depreciación	MUSD		0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Inversiones																	
Planta	MUSD		1.57														
Total inversiones	MUSD		1.57														
Flujo de caja			-1.57	1.05	1.03	0.98	1.07	1.22	1.17	1.02	0.95	0.95	0.95	0.93	0.94	0.93	0.92
Van (6%)			\$ 7.82														
TIR			66.6%														

Tabla 41: Flujo de caja en la barra Pan de Azúcar 220 kV. - SAE SMES.

BARRA: PAN DE AZÚCAR 220 kV																	
Flujo de caja	Año																
Ingresos		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		1.28	1.26	1.19	1.34	1.59	1.53	1.35	1.29	1.31	1.31	1.29	1.31	1.30	1.30	1.30
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		0.20	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD		0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																	
Costo variable	MUSD		0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.18	0.21	0.23	0.25	0.25	0.26	0.26	0.27	0.27
Costo fijo	MUSD		0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Total gastos desembolsables	MUSD		0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.23	0.26	0.28	0.29	0.30	0.30	0.31	0.31	0.32
Depreciación Equipos	MUSD	5%	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Utilidad bruta	MUSD		1.25	1.23	1.16	1.31	1.56	1.50	1.28	1.19	1.18	1.17	1.14	1.16	1.14	1.13	1.13
Impuesto	MUSD	27%	0.34	0.33	0.31	0.35	0.42	0.40	0.34	0.32	0.32	0.32	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31
Utilidad neta	MUSD		0.91	0.90	0.85	0.96	1.14	1.09	0.93	0.87	0.86	0.85	0.83	0.84	0.83	0.83	0.83
Depreciación	MUSD		0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Inversiones																	
Planta	MUSD		1.57														
Total inversiones	MUSD		1.57														
Flujo de caja			-1.57	0.99	0.98	0.93	1.04	1.22	1.18	1.02	0.95	0.95	0.94	0.92	0.93	0.92	0.91
Van (6%)			\$ 7.65														
TIR			63.9%														

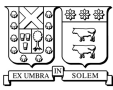


Tabla 42: Flujo de caja en la barra Polpaico 220 kV. - SAE SMES.

BARRA: POLPAICO 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			1.24	1.21	1.15	1.30	1.61	1.54	1.37	1.31	1.33	1.32	1.30	1.32	1.32	1.31	1.32
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.18	0.21	0.23	0.25	0.25	0.26	0.26	0.27	0.27
Costo fijo	MUSD			0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%		0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Total gastos desembolsables	MUSD			0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.23	0.26	0.27	0.29	0.30	0.30	0.31	0.31	0.32
Depreciación Equipos	MUSD	5%		0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Utilidad bruta	MUSD			1.20	1.18	1.12	1.27	1.58	1.51	1.29	1.20	1.20	1.18	1.15	1.17	1.16	1.15	1.15
Impuesto	MUSD	27%		0.32	0.32	0.30	0.34	0.43	0.41	0.35	0.32	0.32	0.32	0.31	0.32	0.31	0.31	0.31
Utilidad neta	MUSD			0.88	0.86	0.81	0.92	1.15	1.10	0.94	0.88	0.88	0.86	0.84	0.85	0.84	0.84	0.84
Depreciación	MUSD			0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Inversiones																		
Planta	MUSD		1.57															
Total inversiones			1.57															
Flujo de caja			-1.57	0.96	0.94	0.90	1.01	1.23	1.18	1.02	0.96	0.96	0.94	0.93	0.94	0.93	0.92	0.92
Van (6%)			\$ 7.59															
TIR			62.1%															

Tabla 43: Flujo de caja en la barra Charrúa 220 kV. - SAE SMES.

BARRA: CHARRUA 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			1.17	1.16	1.11	1.25	1.64	1.57	1.28	1.11	1.13	1.07	1.13	1.11	1.10	1.11	1.11
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			0.17	0.18	0.18	0.18	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.18	0.21	0.23	0.25	0.25	0.26	0.26	0.27	0.27
Costo fijo	MUSD			0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%		0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Total gastos desembolsables	MUSD			0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.23	0.25	0.27	0.29	0.30	0.30	0.31	0.31	0.32
Depreciación Equipos	MUSD	5%		0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Utilidad bruta	MUSD			1.12	1.10	1.05	1.20	1.58	1.51	1.17	0.98	0.98	0.90	0.95	0.93	0.92	0.92	0.91
Impuesto	MUSD	27%		0.30	0.30	0.28	0.32	0.43	0.41	0.32	0.26	0.26	0.24	0.26	0.25	0.25	0.25	0.25
Utilidad neta	MUSD			0.82	0.80	0.77	0.87	1.16	1.10	0.85	0.71	0.72	0.66	0.69	0.68	0.67	0.67	0.67
Depreciación	MUSD			0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Inversiones																		
Planta	MUSD		1.57															
Total inversiones			1.57															
Flujo de caja			-1.57	0.90	0.89	0.85	0.96	1.24	1.18	0.94	0.80	0.80	0.74	0.78	0.76	0.75	0.76	0.75
Van (6%)			\$ 6.70															
TIR			58.6%															

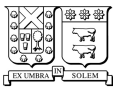


Tabla 44: Flujo de caja en la barra Puerto Montt 220 kV. - SAE SMES.

BARRA: PUERTO MONTT 220 kV																	
Flujo de caja	Año																
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																	
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		1.57	1.50	1.42	1.65	2.78	2.18	1.66	1.46	1.64	1.53	0.99	1.38	1.30	1.22	1.30
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD		0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																	
Costo variable	MUSD		0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.18	0.21	0.23	0.25	0.25	0.26	0.26	0.27	0.27
Costo fijo	MUSD		0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Total gastos desembolsables	MUSD		0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.24	0.27	0.28	0.30	0.31	0.31	0.32	0.32	0.33
Depreciación Equipos	MUSD	5%	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Utilidad bruta	MUSD		1.53	1.46	1.38	1.60	2.74	2.14	1.57	1.34	1.50	1.37	0.83	1.22	1.13	1.05	1.12
Impuesto	MUSD	27%	0.41	0.39	0.37	0.43	0.74	0.58	0.42	0.36	0.41	0.37	0.22	0.33	0.30	0.28	0.30
Utilidad neta	MUSD		1.11	1.07	1.01	1.17	2.00	1.56	1.15	0.98	1.10	1.00	0.60	0.89	0.82	0.77	0.82
Depreciación	MUSD		0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Inversiones																	
Planta	MUSD		1.57														
Total inversiones	MUSD		1.57														
Flujo de caja			-1.57	1.20	1.15	1.09	1.25	2.08	1.64	1.23	1.06	1.18	1.08	0.69	0.97	0.91	0.85
Van (6%)			\$ 9.45														
TIR			77.9%														

Evaluación Económica: FES

La Tabla 45 presenta las variables más relevantes para llevar a cabo el flujo de caja. Es importante destacar que dentro de la evaluación de los ingresos por el concepto de valor ofertado en SSCC, se optó por incluir únicamente la oferta que genera los mayores ingresos, la cuál se encuentra destacada en la misma Tabla.

Las Tablas 46, 47, 48, 49, 50 y 51 exponen el resultado del flujo de caja hecho en cada una de las barras de interés para SAE en particular.

Tabla 45: Variables del flujo de caja - SAE FES.

Datos		
Energía [MWh]	MWh	8,848
Potencia Nominal	MW	6.06
Costo variable (USD/kWh)	USD/kWh	0.015
Ingresos SSCC CPF(-)	MUSD/año	0.015
Ingresos SSCC CSF(+)	MUSD/año	0.004
Ingresos SSCC CSF(-)	MUSD/año	0.009
Ingresos SSCC CTF(+)	MUSD/año	0.033
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD/año	0.033

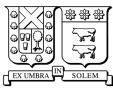


Tabla 46: Flujo de caja en la barra Crucero 220 kV. - SAE FES.

BARRA: CRUCERO 220 kV																	
Flujo de caja	Año																
Ingresos		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		1.16	1.14	1.09	1.22	1.55	1.46	1.24	1.15	1.19	1.17	1.08	1.15	1.13	1.12	1.13
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD		0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																	
Costo variable	MUSD		0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.18	0.20	0.22	0.24	0.24	0.25	0.25	0.26	0.26
Costo fijo	MUSD		0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3 %	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Total gastos desembolsables	MUSD		0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.23	0.26	0.28	0.29	0.30	0.30	0.31	0.31	0.32
Depreciación Equipos	MUSD	7 %	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Utilidad bruta	MUSD		0.93	0.91	0.86	0.99	1.32	1.22	0.97	0.85	0.87	0.83	0.74	0.80	0.78	0.76	0.77
Impuesto	MUSD	27 %	0.25	0.25	0.23	0.27	0.36	0.33	0.26	0.23	0.23	0.22	0.20	0.22	0.21	0.20	0.21
Utilidad neta	MUSD		0.68	0.67	0.63	0.73	0.96	0.89	0.71	0.62	0.63	0.61	0.54	0.58	0.57	0.55	0.56
Depreciación	MUSD		0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Inversiones																	
Planta	MUSD		3.92														
Total inversiones			3.92														
Flujo de caja			-3.92	0.96	0.95	0.91	1.01	1.25	1.18	0.99	0.90	0.92	0.89	0.82	0.87	0.85	0.84
Van (6%)			\$ 5.10														
TIR			24 %														

Tabla 47: Flujo de caja en la barra Diego de Almagro 220 kV. - SAE FES.

BARRA: DIEGO DE ALMAGRO 220 kV																	
Flujo de caja	Año																
Ingresos		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		1.25	1.22	1.15	1.28	1.46	1.40	1.25	1.19	1.20	1.22	1.20	1.21	1.21	1.21	1.21
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD		0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																	
Costo variable	MUSD		0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.18	0.20	0.22	0.24	0.24	0.25	0.25	0.26	0.26
Costo fijo	MUSD		0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3 %	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Total gastos desembolsables	MUSD		0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.23	0.26	0.28	0.30	0.30	0.31	0.31	0.32	0.32
Depreciación Equipos	MUSD	7 %	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Utilidad bruta	MUSD		1.01	0.98	0.91	1.04	1.22	1.16	0.96	0.88	0.87	0.87	0.85	0.86	0.85	0.84	0.84
Impuesto	MUSD	27 %	0.27	0.27	0.25	0.28	0.33	0.31	0.26	0.24	0.24	0.24	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
Utilidad neta	MUSD		0.74	0.72	0.67	0.76	0.89	0.85	0.70	0.64	0.64	0.64	0.62	0.63	0.62	0.61	0.61
Depreciación	MUSD		0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Inversiones																	
Planta	MUSD		3.92														
Total inversiones			3.92														
Flujo de caja			-3.92	1.02	1.00	0.95	1.04	1.18	1.13	0.99	0.93	0.92	0.92	0.91	0.91	0.90	0.90
Van (6%)			\$ 5.34														
TIR			25 %														

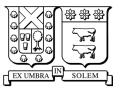


Tabla 48: Flujo de caja en la barra Pan de Azúcar 220 kV. - SAE FES.

BARRA: PAN DE AZÚCAR 220 kV																	
Flujo de caja	Año																
Ingresos		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		1.18	1.16	1.10	1.24	1.47	1.41	1.25	1.19	1.21	1.21	1.19	1.21	1.20	1.20	1.20
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD		0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																	
Costo variable	MUSD		0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.18	0.20	0.22	0.24	0.24	0.25	0.25	0.26	0.26
Costo fijo	MUSD		0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3 %	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Total gastos desembolsables	MUSD		0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.23	0.26	0.28	0.29	0.30	0.30	0.31	0.31	0.32
Depreciación Equipos	MUSD	7 %	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Utilidad bruta	MUSD		0.94	0.92	0.86	1.00	1.23	1.17	0.96	0.88	0.87	0.86	0.83	0.85	0.83	0.83	0.82
Impuesto	MUSD	27 %	0.25	0.25	0.23	0.27	0.33	0.32	0.26	0.24	0.24	0.23	0.23	0.23	0.23	0.22	0.22
Utilidad neta	MUSD		0.68	0.67	0.63	0.73	0.90	0.85	0.70	0.64	0.64	0.63	0.61	0.62	0.61	0.60	0.60
Depreciación	MUSD		0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Inversiones																	
Planta	MUSD		3.92														
Total inversiones			3.92														
Flujo de caja			-3.92	0.97	0.96	0.91	1.01	1.18	1.14	0.99	0.92	0.92	0.91	0.89	0.90	0.89	0.89
Van (6%)			\$ 5.17														
TIR			24 %														

Tabla 49: Flujo de caja en la barra Polpaico 220 kV. - SAE FES.

BARRA: POLPAICO 220 kV																	
Flujo de caja	Año																
Ingresos		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		1.14	1.12	1.06	1.20	1.49	1.42	1.26	1.21	1.22	1.22	1.20	1.22	1.21	1.21	1.21
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD		0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																	
Costo variable	MUSD		0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.18	0.20	0.22	0.24	0.24	0.25	0.25	0.26	0.26
Costo fijo	MUSD		0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3 %	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Total gastos desembolsables	MUSD		0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.23	0.26	0.27	0.29	0.30	0.30	0.31	0.31	0.32
Depreciación Equipos	MUSD	7 %	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Utilidad bruta	MUSD		0.89	0.87	0.81	0.95	1.24	1.18	0.97	0.89	0.89	0.87	0.85	0.86	0.85	0.84	0.84
Impuesto	MUSD	27 %	0.24	0.24	0.22	0.26	0.33	0.32	0.26	0.24	0.24	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
Utilidad neta	MUSD		0.65	0.64	0.59	0.70	0.90	0.86	0.71	0.65	0.65	0.63	0.62	0.63	0.62	0.61	0.61
Depreciación	MUSD		0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Inversiones																	
Planta	MUSD		3.92														
Total inversiones			3.92														
Flujo de caja			-3.92	0.94	0.92	0.88	0.98	1.19	1.14	0.99	0.93	0.93	0.92	0.90	0.91	0.90	0.89
Van (6%)			\$ 5.12														
TIR			24 %														

Tabla 50: Flujo de caja en la barra Charrúa 220 kV. - SAE FES.

BARRA: CHARRUA 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			1.08	1.07	1.02	1.15	1.51	1.45	1.18	1.03	1.05	0.99	1.04	1.02	1.02	1.03	1.02
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.18	0.20	0.22	0.24	0.24	0.25	0.25	0.26	0.26
Costo fijo	MUSD			0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3 %		0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Total gastos desembolsables	MUSD			0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.23	0.26	0.27	0.29	0.30	0.30	0.31	0.31	0.32
Depreciación Equipos	MUSD	7 %		0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Utilidad bruta	MUSD			0.81	0.80	0.76	0.89	1.24	1.18	0.86	0.68	0.69	0.61	0.66	0.64	0.62	0.63	0.62
Impuesto	MUSD	27 %		0.22	0.22	0.20	0.24	0.34	0.32	0.23	0.18	0.19	0.17	0.18	0.17	0.17	0.17	0.17
Utilidad neta	MUSD			0.59	0.59	0.55	0.65	0.91	0.86	0.63	0.50	0.50	0.45	0.48	0.46	0.46	0.46	0.45
Depreciación	MUSD			0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Inversiones																		
Planta	MUSD		3.92															
Total inversiones			3.92															
Flujo de caja			-3.92	0.88	0.87	0.84	0.93	1.19	1.14	0.91	0.78	0.78	0.73	0.76	0.75	0.74	0.74	0.74
Van (6%)			\$ 4.29															
TIR			22 %															

Tabla 51: Flujo de caja en la barra Puerto Montt 220 kV. - SAE FES.

BARRA: PUERTO MONTT 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			1.45	1.39	1.31	1.52	2.57	2.01	1.53	1.35	1.51	1.41	0.91	1.28	1.20	1.13	1.20
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.18	0.20	0.22	0.24	0.24	0.25	0.25	0.26	0.26
Costo fijo	MUSD			0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3 %		0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Total gastos desembolsables	MUSD			0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.24	0.27	0.28	0.30	0.31	0.31	0.32	0.32	0.33
Depreciación Equipos	MUSD	7 %		0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Utilidad bruta	MUSD			1.19	1.13	1.06	1.27	2.31	1.76	1.23	1.02	1.17	1.04	0.54	0.90	0.82	0.75	0.81
Impuesto	MUSD	27 %		0.32	0.31	0.29	0.34	0.62	0.47	0.33	0.28	0.32	0.28	0.15	0.24	0.22	0.20	0.22
Utilidad neta	MUSD			0.87	0.83	0.77	0.92	1.69	1.28	0.90	0.74	0.85	0.76	0.40	0.66	0.60	0.54	0.59
Depreciación	MUSD			0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Inversiones																		
Planta	MUSD		3.92															
Total inversiones			3.92															
Flujo de caja			-3.92	1.16	1.11	1.06	1.21	1.97	1.57	1.18	1.03	1.14	1.05	0.68	0.94	0.88	0.83	0.88
Van (6%)			\$ 6.84															
TIR			30 %															

Evaluación Económica: HES

La Tabla 52 presenta las variables más relevantes para llevar a cabo el flujo de caja. Es importante destacar que dentro de la evaluación de los ingresos por el concepto de valor ofertado en SSCC, se optó por incluir únicamente la oferta que genera los mayores ingresos, la cuál se encuentra destacada en la misma Tabla.

Las Tablas 53, 54, 55, 56, 57 y 58 exponen el resultado del flujo de caja hecho en cada una de las barras de interés para SAE en particular.

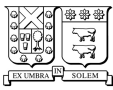


Tabla 52: Variables del flujo de caja - SAE HES.

Datos		
Energía [MWh]	MWh	189,815
Potencia Nominal	MW	130.01
Costo variable (USD/kWh)	USD/kWh	0.015
Ingresos SSCC CPF(-)	MUSD/año	0.015
Ingresos SSCC CSF(+)	MUSD/año	0.004
Ingresos SSCC CSF(-)	MUSD/año	0.009
Ingresos SSCC CTF(+)	MUSD/año	0.033
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD/año	0.033

Tabla 53: Flujo de caja en la barra Crucero 220 kV. - SAE HES.

BARRA: CRUCERO 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			9.64	9.50	9.10	10.18	12.91	12.13	10.37	9.59	9.90	9.74	9.03	9.58	9.45	9.35	9.45
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			4.47	4.50	4.49	4.49	4.43	4.41	4.41	4.39	4.38	4.38	4.32	4.31	4.31	4.31	4.31
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	3.80	4.37	4.75	5.12	5.13	5.13	5.14	5.14	5.15
Costo fijo	MUSD			1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%		0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
Total gastos desembolsables	MUSD			4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	5.29	5.86	6.24	6.62	6.63	6.63	6.64	6.64	6.65
Depreciación Equipos	MUSD	6%		14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85
Utilidad bruta	MUSD			-5.05	-5.15	-5.57	-4.48	-1.81	-2.61	-5.33	-6.69	-6.77	-7.31	-8.08	-7.55	-7.70	-7.80	-7.70
Impuesto	MUSD	27%		-1.36	-1.39	-1.50	-1.21	-0.49	-0.71	-1.44	-1.81	-1.83	-1.97	-2.18	-2.04	-2.08	-2.11	-2.08
Utilidad neta	MUSD			-3.68	-3.76	-4.06	-3.27	-1.32	-1.91	-3.89	-4.88	-4.94	-5.34	-5.90	-5.51	-5.62	-5.69	-5.62
Depreciación	MUSD			14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85
Inversiones																		
Planta	MUSD		241															
Total inversiones			241															
Flujo de caja			-241	11.16	11.08	10.78	11.57	13.52	12.94	10.96	9.96	9.90	9.51	8.95	9.33	9.23	9.15	9.22
Van (6%)			-\$ 129.35															
TIR			-5%															

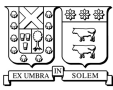


Tabla 54: Flujo de caja en la barra Diego de Almagro 220 kV. - SAE HES.

BARRA: DIEGO DE ALMAGRO 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			10.38	10.18	9.62	10.63	12.19	11.67	10.40	9.92	10.02	10.18	10.04	10.12	10.10	10.07	10.08
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			4.39	4.36	4.30	4.29	4.29	4.29	4.29	4.28	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27
Ingresos SSSC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	3.80	4.37	4.75	5.12	5.13	5.13	5.14	5.14	5.15
Costo fijo	MUSD			1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%		0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31
Total gastos desembolsables	MUSD			4.36	4.36	4.36	4.36	4.36	4.36	5.31	5.88	6.26	6.64	6.65	6.65	6.66	6.66	6.67
Depreciación Equipos	MUSD	6%		14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85
Utilidad bruta	MUSD			-4.41	-4.64	-5.25	-4.25	-2.70	-3.21	-5.44	-6.49	-6.78	-7.01	-7.15	-7.07	-7.10	-7.14	-7.13
Impuesto	MUSD	27%		-1.19	-1.25	-1.42	-1.15	-0.73	-0.87	-1.47	-1.75	-1.83	-1.89	-1.93	-1.91	-1.92	-1.93	-1.92
Utilidad neta	MUSD			-3.22	-3.39	-3.84	-3.10	-1.97	-2.34	-3.97	-4.74	-4.95	-5.12	-5.22	-5.16	-5.19	-5.21	-5.20
Depreciación	MUSD			14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85
Inversiones																		
Planta	MUSD		241															
Total inversiones			241															
Flujo de caja			-241	11.62	11.46	11.01	11.74	12.88	12.50	10.87	10.11	9.90	9.73	9.62	9.68	9.66	9.64	9.64
Van (6%)			-\$ 127.86															
TIR			-5%															

Tabla 55: Flujo de caja en la barra Pan de Azúcar 220 kV. - SAE HES.

BARRA: PAN DE AZÚCAR 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			9.81	9.66	9.14	10.30	12.22	11.72	10.40	9.93	10.04	10.07	9.90	10.05	9.99	9.97	9.99
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			4.24	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27	4.23	4.19	4.19	4.18	4.17	4.17	4.17	4.17	4.17
Ingresos SSSC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	3.80	4.37	4.75	5.12	5.13	5.13	5.14	5.14	5.15
Costo fijo	MUSD			1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%		0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
Total gastos desembolsables	MUSD			4.35	4.35	4.35	4.35	4.35	4.35	5.30	5.87	6.25	6.63	6.63	6.64	6.64	6.65	6.65
Depreciación Equipos	MUSD	6%		14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85
Utilidad bruta	MUSD			-5.10	-5.23	-5.75	-4.59	-2.66	-3.16	-5.48	-6.56	-6.82	-7.19	-7.36	-7.23	-7.29	-7.32	-7.30
Impuesto	MUSD	27%		-1.38	-1.41	-1.55	-1.24	-0.72	-0.85	-1.48	-1.77	-1.84	-1.94	-1.99	-1.95	-1.97	-1.98	-1.97
Utilidad neta	MUSD			-3.72	-3.82	-4.20	-3.35	-1.94	-2.31	-4.00	-4.79	-4.98	-5.25	-5.38	-5.27	-5.32	-5.34	-5.33
Depreciación	MUSD			14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85
Inversiones																		
Planta	MUSD		241															
Total inversiones			241															
Flujo de caja			-241	11.12	11.03	10.65	11.50	12.90	12.54	10.84	10.06	9.86	9.60	9.47	9.57	9.53	9.50	9.52
Van (6%)			-\$ 129.53															
TIR			-5%															

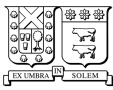


Tabla 56: Flujo de caja en la barra Polpaico 220 kV. - SAE HES.

BARRA: POLPAICO 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			9.49	9.32	8.84	10.00	12.38	11.85	10.51	10.04	10.20	10.17	10.02	10.17	10.11	10.09	10.11
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.10	4.10	4.10	4.10	4.10	4.10	4.10	4.10	4.10
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	3.80	4.37	4.75	5.12	5.13	5.13	5.14	5.14	5.15
Costo fijo	MUSD			1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%		0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Total gastos desembolsables	MUSD			4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	5.29	5.86	6.24	6.62	6.62	6.63	6.63	6.64	6.64
Depreciación Equipos	MUSD	6%		14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85
Utilidad bruta	MUSD			-5.55	-5.72	-6.20	-5.04	-2.67	-3.19	-5.48	-6.52	-6.75	-7.16	-7.31	-7.16	-7.23	-7.26	-7.24
Impuesto	MUSD	27%		-1.50	-1.54	-1.68	-1.36	-0.72	-0.86	-1.48	-1.76	-1.82	-1.93	-1.97	-1.93	-1.95	-1.96	-1.96
Utilidad neta	MUSD			-4.05	-4.18	-4.53	-3.68	-1.95	-2.33	-4.00	-4.76	-4.93	-5.22	-5.34	-5.23	-5.28	-5.30	-5.29
Depreciación	MUSD			14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85
Inversiones																		
Planta	MUSD		241															
Total inversiones			241															
Flujo de caja			-241	10.80	10.67	10.32	11.16	12.90	12.51	10.84	10.08	9.92	9.62	9.51	9.61	9.56	9.54	9.56
Van (6%)			-\$ 130.50															
TIR			-5%															

Tabla 57: Flujo de caja en la barra Charrúa 220 kV. - SAE HES.

BARRA: CHARRUA 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			9.01	8.89	8.51	9.62	12.60	12.04	9.80	8.54	8.71	8.24	8.65	8.53	8.47	8.55	8.52
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			3.61	3.66	3.66	3.66	3.59	3.56	3.55	3.54	3.53	3.53	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD			0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Costos																		
Costo variable	MUSD			2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	3.80	4.37	4.75	5.12	5.13	5.13	5.14	5.14	5.15
Costo fijo	MUSD			1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%		0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27
Total gastos desembolsables	MUSD			4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	5.27	5.84	6.22	6.60	6.61	6.61	6.62	6.62	6.63
Depreciación Equipos	MUSD	6%		14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85
Utilidad bruta	MUSD			-6.51	-6.59	-6.97	-5.86	-2.95	-3.53	-6.73	-8.57	-8.79	-9.65	-9.25	-9.37	-9.44	-9.36	-9.40
Impuesto	MUSD	27%		-1.76	-1.78	-1.88	-1.58	-0.80	-0.95	-1.82	-2.31	-2.37	-2.61	-2.50	-2.53	-2.55	-2.53	-2.54
Utilidad neta	MUSD			-4.75	-4.81	-5.09	-4.28	-2.15	-2.58	-4.91	-6.26	-6.42	-7.04	-6.75	-6.84	-6.89	-6.84	-6.86
Depreciación	MUSD			14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85
Inversiones																		
Planta	MUSD		241															
Total inversiones			241															
Flujo de caja			-241	10.09	10.03	9.76	10.57	12.69	12.27	9.93	8.59	8.43	7.80	8.09	8.00	7.96	8.01	7.98
Van (6%)			-\$ 139.53															
TIR			-6%															

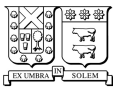


Tabla 58: Flujo de caja en la barra Puerto Montt 220 kV. - SAE HES.

BARRA: PUERTO MONTT 220 kV																		
Flujo de caja	Año																	
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		12.08	11.54	10.93	12.65	21.38	16.75	12.75	11.21	12.60	11.73	7.59	10.64	9.99	9.41	10.01	
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		4.08	4.15	4.15	4.15	4.15	4.15	4.13	4.12	4.09	4.08	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD		0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	
Costos																		
Costo variable	MUSD		2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	3.80	4.37	4.75	5.12	5.13	5.13	5.14	5.14	5.15	
Costo fijo	MUSD		1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	
Total gastos desembolsables	MUSD		4.42	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42	5.36	5.93	6.31	6.69	6.70	6.70	6.71	6.71	6.72	
Depreciación Equipos	MUSD	6%	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	
Utilidad bruta	MUSD		-3.07	-3.53	-4.15	-2.42	6.30	1.67	-3.29	-5.42	-4.43	-5.70	-9.84	-6.80	-7.46	-8.04	-7.44	
Impuesto	MUSD	27%	-0.83	-0.95	-1.12	-0.65	1.70	0.45	-0.89	-1.46	-1.20	-1.54	-2.66	-1.84	-2.01	-2.17	-2.01	
Utilidad neta	MUSD		-2.24	-2.58	-3.03	-1.77	4.60	1.22	-2.40	-3.96	-3.24	-4.16	-7.18	-4.96	-5.44	-5.87	-5.43	
Depreciación	MUSD		14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	14.85	
Inversiones																		
Planta	MUSD		241															
Total inversiones			241															
Flujo de caja			-241	12.61	12.27	11.82	13.08	19.44	16.06	12.44	10.89	11.61	10.68	7.66	9.88	9.40	8.97	9.41
Van (6%)			-\$ 116.13															
TIR			-4%															

Evaluación Económica: PHS

La Tabla 59 presenta las variables más relevantes para llevar a cabo el flujo de caja. Es importante destacar que dentro de la evaluación de los ingresos por el concepto de valor ofertado en SSCC, se optó por incluir únicamente la oferta que genera los mayores ingresos, la cuál se encuentra destacada en la misma Tabla.

Las Tablas 60, 61, 62, 63, 64 y 65 exponen el resultado del flujo de caja hecho en cada una de las barras de interés para SAE en particular.

Tabla 59: Variables del flujo de caja - SAE PHS.

Datos		
Energía [MWh]	MWh	1.80E+06
Potencia Nominal	MW	800
Costo variable (USD/kWh)	USD/kWh	0.015
Ingresos SSCC CPF(-)	MUSD/año	0.022
Ingresos SSCC CSF(+)	MUSD/año	0.012
Ingresos SSCC CSF(-)	MUSD/año	0.018
Ingresos SSCC CTF(+)	MUSD/año	0.047
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD/año	0.047

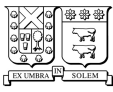


Tabla 60: Flujo de caja en la barra Crucero 220 kV. - SAE PHS.

BARRA: CRUCERO 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
Ingresos			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			188.73	187.04	179.55	201.09	250.23	229.85	200.82	187.37	192.28	190.85	178.73	187.80	185.62	183.88	185.59
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			27.48	27.68	27.64	27.64	27.28	27.16	27.11	27.03	26.96	26.94	26.61	26.50	26.50	26.50	26.50
Ingresos SCCC CTF(-)	MUSD			0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Costos																		
Costo variable	MUSD			27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	36.00	41.40	45.00	48.60	48.61	48.61	48.62	48.62	48.63
Costo fijo	MUSD			4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%		5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66
Total gastos desembolsables	MUSD			37.47	37.47	37.47	37.47	37.47	37.47	46.47	51.87	55.47	59.07	59.07	59.08	59.08	59.09	59.09
Depreciación Equipos	MUSD	2%		22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19
Utilidad bruta	MUSD			156.60	155.11	147.58	169.12	217.91	197.40	159.32	140.40	141.63	136.58	124.12	133.08	130.90	129.15	130.86
Impuesto	MUSD	27%		42.28	41.88	39.85	45.66	58.83	53.30	43.02	37.91	38.24	36.88	33.51	35.93	35.34	34.87	35.33
Utilidad neta	MUSD			114.32	113.23	107.73	123.46	159.07	144.10	116.30	102.49	103.39	99.71	90.61	97.15	95.55	94.28	95.53
Depreciación	MUSD			22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19
Inversiones																		
Planta	MUSD			961														
Total inversiones				961														
Flujo de caja				-961	136.51	135.42	129.92	145.65	181.26	166.29	138.49	124.68	125.58	121.90	112.80	119.34	117.74	116.47
Van (6%)				\$ 333														
TIR				11.5%														

Tabla 61: Flujo de caja en la barra Diego de Almagro 220 kV. - SAE PHS.

BARRA: DIEGO DE ALMAGRO 220 kV																		
Flujo de caja			Año															
Ingresos			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD			203.06	200.16	189.64	209.84	241.88	228.48	204.79	196.29	198.30	200.37	198.66	199.97	199.38	199.05	199.18
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD			26.98	26.81	26.49	26.43	26.43	26.43	26.38	26.35	26.29	26.27	26.27	26.27	26.27	26.27	26.27
Ingresos SCCC CTF(-)	MUSD			0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Costos																		
Costo variable	MUSD			27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	36.00	41.40	45.00	48.60	48.61	48.61	48.62	48.62	48.63
Costo fijo	MUSD			4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%		6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09
Total gastos desembolsables	MUSD			37.90	37.90	37.90	37.90	37.90	37.90	46.90	52.30	55.90	59.50	59.50	59.51	59.51	59.52	59.52
Depreciación Equipos	MUSD	2%		22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19
Utilidad bruta	MUSD			170.00	166.94	156.09	176.23	208.27	194.87	162.13	148.21	146.55	145.00	143.28	144.59	144.00	143.66	143.79
Impuesto	MUSD	27%		45.90	45.07	42.15	47.58	56.23	52.62	43.78	40.02	39.57	39.15	38.69	39.04	38.88	38.79	38.82
Utilidad neta	MUSD			124.10	121.87	113.95	128.65	152.04	142.26	118.36	108.19	106.98	105.85	104.60	105.55	105.12	104.87	104.96
Depreciación	MUSD			22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19
Inversiones																		
Planta	MUSD			961														
Total inversiones				961														
Flujo de caja				-961	146.29	144.05	136.14	150.83	174.23	164.45	140.55	130.38	129.17	128.04	126.78	127.74	127.31	127.06
Van (6%)				\$ 385														
TIR				12.2%														

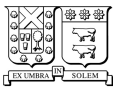


Tabla 62: Flujo de caja en la barra Pan de Azúcar 220 kV. - SAE PHS.

BARRA: PAN DE AZÚCAR 220 kV																	
Flujo de caja		Año															
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																	
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		191.30	189.35	179.55	202.48	241.54	228.58	204.05	195.58	197.95	197.57	195.72	197.92	196.79	196.53	196.80
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		26.11	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.00	25.81	25.78	25.71	25.69	25.69	25.69	25.69	25.69
Ingresos SCCC CTF(-)	MUSD		0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Costos																	
Costo variable	MUSD		27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	36.00	41.40	45.00	48.60	48.61	48.61	48.62	48.62	48.63
Costo fijo	MUSD		4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74
Total gastos desembolsables	MUSD		37.54	37.54	37.54	37.54	37.54	37.54	46.54	51.94	55.54	59.14	59.15	59.15	59.16	59.16	59.17
Depreciación Equipos	MUSD	2%	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19
Utilidad bruta	MUSD		157.72	155.97	146.16	169.10	208.15	195.19	161.37	147.30	146.05	141.99	140.12	142.31	141.18	140.91	141.18
Impuesto	MUSD	27%	42.59	42.11	39.46	45.66	56.20	52.70	43.57	39.77	39.43	38.34	37.83	38.42	38.12	38.05	38.12
Utilidad neta	MUSD		115.14	113.86	106.70	123.44	151.95	142.49	117.80	107.53	106.62	103.65	102.29	103.89	103.06	102.87	103.06
Depreciación	MUSD		22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19
Inversiones																	
Planta	MUSD		961														
Total inversiones			961														
Flujo de caja			-961	137.33	136.05	128.89	145.63	174.14	164.68	139.99	129.72	128.80	125.84	124.47	126.07	125.25	125.25
Van (6%)			\$ 354														
TIR			11.7%														

Tabla 63: Flujo de caja en la barra Polpaico 220 kV. - SAE PHS.

BARRA: POLPAICO 220 kV																	
Flujo de caja		Año															
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos																	
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		184.10	181.97	172.81	195.60	243.34	230.23	205.39	197.10	200.21	198.73	197.35	199.61	198.28	198.13	198.39
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		25.28	25.29	25.28	25.28	25.27	25.27	25.25	25.24	25.24	25.24	25.24	25.24	25.24	25.24	25.24
Ingresos SCCC CTF(-)	MUSD		0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Costos																	
Costo variable	MUSD		27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	36.00	41.40	45.00	48.60	48.61	48.61	48.62	48.62	48.63
Costo fijo	MUSD		4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%	5.52	5.52	5.52	5.52	5.52	5.52	5.52	5.52	5.52	5.52	5.52	5.52	5.52	5.52	5.52
Total gastos desembolsables	MUSD		37.33	37.33	37.33	37.33	37.33	37.33	46.33	51.73	55.33	58.93	58.93	58.94	58.94	58.95	58.95
Depreciación Equipos	MUSD	2%	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19
Utilidad bruta	MUSD		149.92	147.79	138.62	161.41	209.14	196.03	162.17	148.48	147.98	142.90	141.51	143.77	142.44	142.28	142.54
Impuesto	MUSD	27%	40.48	39.90	37.43	43.58	56.47	52.93	43.79	40.09	39.96	38.58	38.21	38.82	38.46	38.42	38.49
Utilidad neta	MUSD		109.44	107.89	101.19	117.83	152.68	143.10	118.38	108.39	108.03	104.32	103.30	104.95	103.98	103.87	104.05
Depreciación	MUSD		22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19
Inversiones																	
Planta	MUSD		961														
Total inversiones			961														
Flujo de caja			-961	131.63	130.08	123.38	140.02	174.86	165.29	140.57	130.58	130.22	126.51	125.49	127.14	126.17	126.24
Van (6%)			\$ 340														
TIR			11.4%														

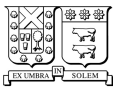
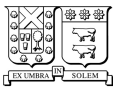


Tabla 64: Flujo de caja en la barra Charrúa 220 kV. - SAE PHS.

BARRA: CHARRUA 220 kV																		
Flujo de caja		Año																
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		174.83	173.44	166.33	188.08	241.97	219.92	185.15	164.29	168.43	160.64	166.37	165.17	164.05	165.19	164.80	
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		22.20	22.51	22.51	22.51	22.07	21.93	21.87	21.79	21.74	21.70	21.66	21.66	21.66	21.66	21.66	
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD		0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	
Costos																		
Costo variable	MUSD		27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	36.00	41.40	45.00	48.60	48.61	48.61	48.62	48.62	48.63	
Costo fijo	MUSD		4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%	5.24	5.24	5.24	5.24	5.24	5.24	5.24	5.24	5.24	5.24	5.24	5.24	5.24	5.24	5.24	
Total gastos desembolsables	MUSD		37.05	37.05	37.05	37.05	37.05	37.05	46.05	51.45	55.05	58.65	58.65	58.66	58.66	58.67	58.67	
Depreciación Equipos	MUSD	2%	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	
Utilidad bruta	MUSD		137.84	136.76	129.65	151.39	204.85	182.66	138.83	112.49	112.98	101.55	107.24	106.03	104.91	106.04	105.64	
Impuesto	MUSD	27%	37.22	36.93	35.01	40.88	55.31	49.32	37.48	30.37	30.50	27.42	28.95	28.63	28.32	28.63	28.52	
Utilidad neta	MUSD		100.63	99.83	94.64	110.52	149.54	133.34	101.35	82.12	82.47	74.13	78.28	77.40	76.58	77.41	77.12	
Depreciación	MUSD		22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	
Inversiones																		
Planta	MUSD		961															
Total inversiones			961															
Flujo de caja			-961	122.81	122.02	116.83	132.71	171.73	155.53	123.53	104.31	104.66	96.32	100.47	99.59	98.77	99.60	99.30
Van (6%)			\$ 191															
TIR			9.29%															

Tabla 65: Flujo de caja en la barra Puerto Montt 220 kV. - SAE PHS.

BARRA: PUERTO MONTT 220 kV																		
Flujo de caja		Año																
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Ingresos																		
Ingreso Neto Arbitraje	MUSD		235.39	226.13	213.81	247.71	387.90	296.46	236.28	213.00	233.65	225.83	156.52	205.34	195.90	185.92	195.72	
Ingreso Neto Potencia de Suficiencia	MUSD		25.11	25.54	25.54	25.54	25.54	25.54	25.44	25.35	25.17	25.08	25.07	25.07	25.07	25.07	25.07	
Ingresos SSCC CTF(-)	MUSD		0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	
Costos																		
Costo variable	MUSD		27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	36.00	41.40	45.00	48.60	48.61	48.61	48.62	48.62	48.63	
Costo fijo	MUSD		4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	
Costo Mantenimiento y Operamiento	MUSD	3%	7.06	7.06	7.06	7.06	7.06	7.06	7.06	7.06	7.06	7.06	7.06	7.06	7.06	7.06	7.06	
Total gastos desembolsables	MUSD		38.87	38.87	38.87	38.87	38.87	38.87	47.87	53.27	56.87	60.47	60.47	60.48	60.48	60.49	60.49	
Depreciación Equipos	MUSD	2%	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	
Utilidad bruta	MUSD		199.50	190.67	178.34	212.25	352.44	261.00	191.71	162.95	179.82	168.31	98.98	147.79	138.35	128.36	138.16	
Impuesto	MUSD	27%	53.86	51.48	48.15	57.31	95.16	70.47	51.76	44.00	48.55	45.44	26.73	39.90	37.35	34.66	37.30	
Utilidad neta	MUSD		145.63	139.19	130.19	154.94	257.28	190.53	139.95	118.95	131.27	122.87	72.26	107.89	100.99	93.71	100.86	
Depreciación	MUSD		22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	
Inversiones																		
Planta	MUSD		961															
Total inversiones			961															
Flujo de caja			-961	167.82	161.37	152.38	177.13	279.47	212.72	162.14	141.14	153.45	145.05	94.45	130.08	123.18	115.89	123.04
Van (6%)			\$ 577															
TIR			15.5%															



VAN y TIR

A continuación se grafican las variables económicas VAN y TIR obtenidas en los flujos de caja simulados previamente.

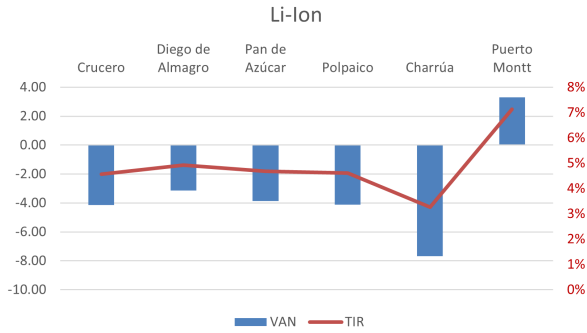


Figura 39: VAN y TIR en las 6 barras elegidas para el SAE Li-Ion.

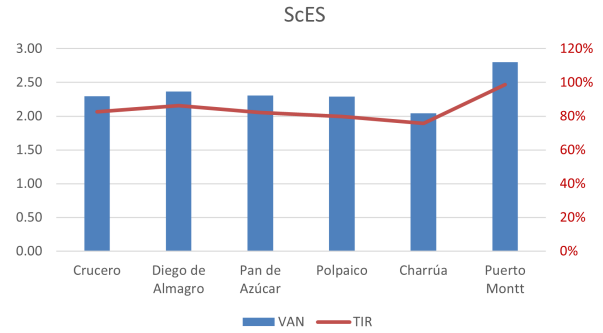


Figura 40: VAN y TIR en las 6 barras elegidas para el SAE ScES.

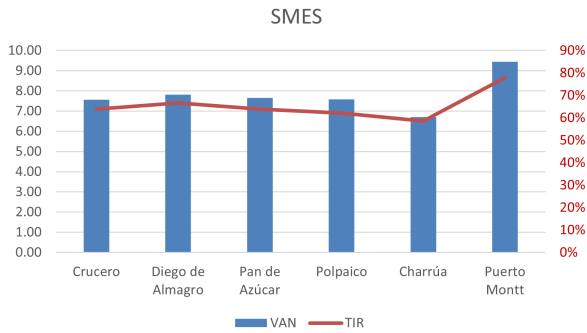


Figura 41: VAN y TIR en las 6 barras elegidas para el SAE SMES.

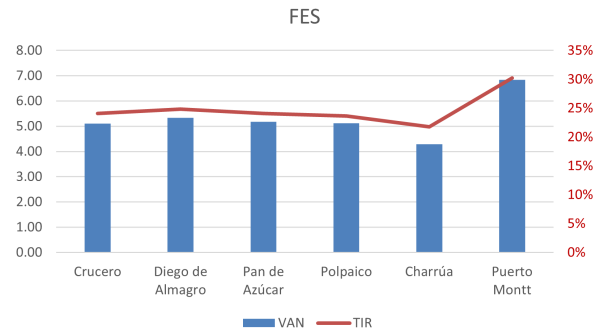


Figura 42: VAN y TIR en las 6 barras elegidas para el SAE FES.

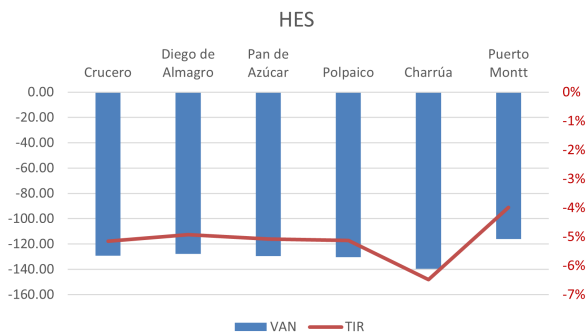


Figura 43: VAN y TIR en las 6 barras elegidas para el SAE HES.

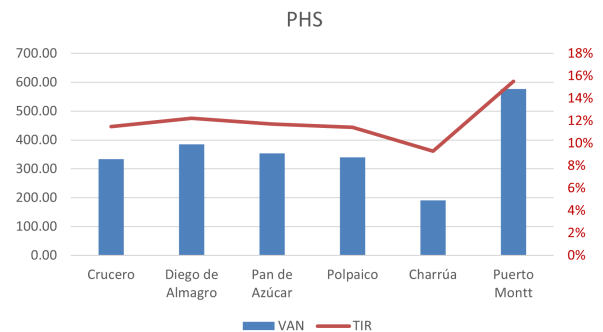
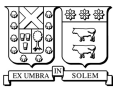


Figura 44: VAN y TIR en las 6 barras elegidas para el SAE PHS.



7. Discusión y Conclusiones

Políticas internacionales y nacionales han impulsado la irrupción mundial de los SAE en el rubro energético. Una de las principales razones de este auge es debido a que estos artefactos representan una verdadera oportunidad de alcanzar un importante hito en materia ambiental, propuesto por la comunidad internacional, como lo es la reducción de CO₂. Hecho que se torna aún más importante cuando se contempla que la industria energética es señalada como una de las más contaminantes con este compuesto.

Dos aspectos fundamentales que explican el positivo impacto de los SAE en los ámbitos ambiental y energético. En primer lugar, estos sistemas no dependen de la combustión de materiales para cargar o descargar energía eléctrica, lo que reduce significativamente las emisiones de CO₂ frente a las tecnologías termoeléctricas. En segundo lugar, los SAE permiten separar la generación y el consumo de energía, facilitando el uso de electricidad renovable en momentos en que típicamente no se produce, como durante la noche.

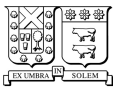
Este impacto también es crucial para la transición energética, cuyo objetivo es mitigar el cambio climático mediante la adopción de fuentes de energía eléctrica cuyo insumo sea renovable. Aunque estas tecnologías reducen las emisiones de CO₂, su naturaleza variable limita su aprovechamiento continuado. Los SAE resuelven este desafío al almacenar excedentes de energía renovable y redistribuirlos en horarios de baja producción, reduciendo así la dependencia de generación térmica convencional en esos momentos.

Las ventajas de los SAE incitan al desarrollo de esta tecnología al punto de descubrir diferentes formas en las que es posible almacenar energía para su ulterior uso, dando origen a diferentes artefactos que emplean mecanismos propios para llevar a cabo esta función, consiguiendo diversos SAE dotados cada uno con diferentes aspectos técnicos. No obstante, la diferencia en sus aspectos técnicos obliga a estudiarlos para poder determinar cual de todos es el más viable, situación que permite establecer criterios que sean capaces de dilucidar cuál es el más conveniente. Esta conveniencia como bien puede ser estudiada a partir de los parámetros más técnicos de los SAE, también debe ser evaluada desde su aspecto económico, dando lugar a resultados más completos y que permiten establecer a los SAE como reales oportunidades de negocio.

En este trabajo se logró caracterizar técnicamente un total de 18 Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE), para luego simular el desempeño económico de los seis que obtuvieron la mejor evaluación técnica. La evaluación consideró siete parámetros clave, seleccionados por su aplicabilidad transversal y su estrecha relación con el desempeño de estos sistemas en el contexto eléctrico. Esta metodología permitió identificar seis dispositivos con un desempeño técnico superior al resto. Dado que el establecimiento de las variables a evaluar y su posterior jerarquización dependió del criterio del autor de este trabajo, cobra especial importancia la incorporación de un criterio complementario en la evaluación técnica, hecho por un panel de expertos.

A partir de la Tabla 21 es posible apreciar la obtención de los mismos 6 SAE mejor evaluados por el autor, aunque con una valorización distinta: bajo los criterios del panel de expertos, las centrales de bombeo PHS se destacan como el artefacto mejor evaluado, mientras que el CAES logra ser técnicamente comparable con las baterías Li-Ion. Haber obtenido los mismos 6 SAE mejor evaluados, ya sea bajo el criterio del autor o del panel expertos, disminuye la incertidumbre intrínseca a la subjetividad del autor, a la vez que brinda mayor solidez y respaldo a la decisión de realizar la evaluación económica con los SAE: Li-Ion, ScES, SMES, FES, HES, PHS.

Según el criterio del autor: respecto a la energía específica, se destacaron el PHS y el BESS de li-Ion; respecto a la potencia específica, se destacaron el ScES y el SMES muy por sobre el resto de alternativas; respecto a la eficiencia de ciclo se destacaron el BESS de li-Ion, ScES, SMES y FES; respecto a la vida útil, el SAE que logra resaltar notablemente respecto al resto de alternativas es el PHS; respecto a la densidad de energía, el único protagonista es el HES; respecto a la densidad de potencia, el FES es el SAE con el mejor valor, aunque ScES y BESS de li-Ion también exhiben un notable comportamiento; finalmente, respecto a la potencia media



instalada, el SAE mejor evaluado es nuevamente el PHS.

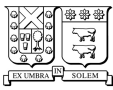
Los **resultados obtenidos son coherentes con las tendencias observadas a nivel internacional**. En gran escala, las baterías de *Li-Ion* y las centrales *PHS* se consolidaron como las opciones con mejor desempeño técnico, debido a su **madurez tecnológica**, eficiencia energética, rápida respuesta y larga vida útil. En pequeña escala, destacaron los *ScES* y los *SMES*, por su capacidad de respuesta ultra-rápida, lo cual los hace especialmente aptos para la prestación de *SSCC* como el control de frecuencia de alta exigencia temporal.

La **evaluación económica**, en primer lugar, permite visualizar la gran importancia que pueden llegar a tener los **ingresos por efecto del mecanismo de suficiencia** (superiores al **30%** de los ingresos totales percibidos) e incluso **viabilizando estos proyectos**, lo que incentiva la inversión en estos, dado el marco regulatorio actual que los beneficia. En segundo lugar, es posible apreciar el **fomento a la competencia en el mercado de los *SSCC*** al poder establecer sus horas de operación en el horario clásicamente habitado por la generación de energía proveniente de centrales cuyos insumos son fuentes no renovables, como el carbón, gas o diésel. En tercer lugar, es posible apreciar la variación de los **ingresos provenientes del costo de oportunidad según sea la barra** en la cuál se está inyectando la energía, por lo que se vuelve una variable de gran interés a la hora de evaluar el desempeño económico de los proyectos. En cuarto lugar, y partir de las Figuras **39, 40, 41, 42, 43, 44**, la barra con genero los mejores beneficios económicos fue Puerto Montt 220 kV, mientras que los SAE cuyos resultados señalaron un **mayor beneficio financiero** son el *ScES* y el *SMES*, aunque estos son de **baja escala** (ideales para un PMGD), por lo tanto, los SAE con mejor desempeño económico y de **gran escala** fueron el ***BESS* de *li-ion*** y el ***PHS***, resultado que está en consonancia, nuevamente, con la actualidad nacional (tener en consideración que los proyectos de centrales de bombeo *PHS* son mucho menores debido a que requieren cierta topografía dado su funcionamiento) en donde se anuncia periódicamente la aprobación del financiamiento de proyectos *BESS* de *li-ion*. En quinto lugar, es posible observar la **sensibilidad** que puede tener la evaluación económica al **costo de inversión de cada tecnología**, llegando a determinar si los proyectos pueden ser **viables o no**, hecho que da cuenta sobre importancia de la reducción de costos de inversión (como incluir SAE en plantas ya existentes, pudiendo a llegar a reducir costos en un 10% [15]), en este punto también es necesario destacar el manejo de **información actualizada** sobre los costos, debido a que estos pueden ir cambiando aceleradamente, como lo es en el caso del *BESS* de *li-ion*. Finalmente, es posible apreciar que la **elección de los indicadores VAN y TIR fue adecuada**.

Otro factor de notable importancia en la **evaluación económica** aunque parcialmente desarrollado, ya que dada su complejidad y extensión da para un trabajo en si mismo, es la **proyección del PNCP** y **costos marginales**: a partir de las Figuras **9** y **37**, es posible apreciar que el **PNCP va disminuyendo** a medida que transcurren los años y **aumenta la capacidad instalada** en las barras de interés, lo cual constituye un resultado alentador [40]. En cuanto a la **proyección de costos marginales** ilustrada en la Figura **38**, se aprecia una **tendencia decreciente** similar; sin embargo, al tratarse de un parámetro con **resolución horaria**, se destaca no solo la reducción en su valor promedio, sino también una **disminución en la diferencia neta entre los valores diurnos y nocturnos**, siendo esta última una variable crítica en los flujos de caja simulados, siendo este último el factor mas importante. Dicho factor puede encontrar su razón de ser en el desarrollo de la infraestructura de la transmisión del SEN, como la **línea HVDC de 500 kV Kimal - Lo Aguirre**, la cuál se espera que logre aumentar el volumen de las exportaciones de energía desde el norte hacia el centro del país, hecho que ayudaría a **reducir el nivel de vertimiento de energía**, principalmente solar y eólica, y en consecuencia, también podría **aumentar el valor de los costos marginales de USD0/MWh, generados por esta condición de vertimiento de energía**.

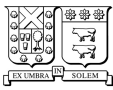
La **disminución en la diferencia neta entre el valor diurno (carga) y nocturno (descarga)** se ve reflejado en una **disminución en la percepción de los ingresos**, tal y como se aprecia en los flujo de caja simulados, y en consecuencia, en la **reducción de los niveles de VAN y TIR**.

La **experiencia internacional** destaca notables **semejanzas** entre sus modelos de mercado eléctrico con el modelo



de mercado eléctrico chileno, por ejemplo, tanto el *PJM* como el sistema eléctrico español contemplan un Mercado de SSCC y Mecanismos de Suficiencia, debido al aprecio que existe por estos como conceptos que dotan de seguridad y consistencia el suministro del servicio eléctrico, al igual que lo hace Chile. Inclusive, las semejanzas llegan más allá, puesto que todos los sistemas eléctricos mencionados consideran ofertas como mecanismo de asignación para el mercado de SSCC. Sin embargo, existen **grandes diferencias** entre los sistemas eléctricos del *PJM* y España con el de Chile, encontrándose las más importantes en la conformación del mercado de energía a corto plazo, como la existencia del mercado **DAM y RTM en el caso del *PJM*** o los **mercados diario e intradiario en el caso de España/MIBEL**, no así Chile, que solo posee el mercado *spot* para las transacciones mayoristas de energía. **En todos los mercados eléctricos estudiados se destacó la importancia de los ingresos provenientes del mecanismo de suficiencia para lograr la viabilidad económica de los SAE.**

Los hallazgos de esta memoria fortalecen la noción que el almacenamiento debe considerarse como una infraestructura estratégica, no solo como una tecnología auxiliar. Su contribución va más allá de la estabilización de la red: los SAE permiten reducir la necesidad de capacidad térmica de respaldo, viabilizan la operación segura con altas penetraciones de renovables y pueden mejorar la resiliencia del sistema frente a contingencias.

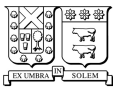


Referencias

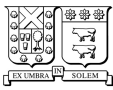
- [1] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), *El Acuerdo de París*, <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>, Último acceso: 8 de septiembre de 2024, 2015 (véanse páginas 2, 5).
- [2] M. de Energía de Chile, *Energía 2050: Política Energética de Chile*. Santiago, Chile: Ministerio de Energía, 2015, Accessed: 2024-09-09. dirección: <https://www.energia.cl> (véase página 2).
- [3] Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería, *Estudio alerta que sistemas de almacenamiento deberán multiplicarse casi por cinco a 2030 para lograr un sistema eléctrico 100 % renovable*, Accessed: 2024-09-09, 2023. dirección: <https://isci.cl/estudio-alerta-que-sistemas-de-almacenamiento-deberan-multiplicarse-casi-por-cinco-a-2030-para-lograr-un-sistema-electrico-100-renovable/> (véase página 2).
- [4] República de Chile, *Ley 21.505: PROMUEVE EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA ELECTROMOVILIDAD*, Accessed: 2024-09-09, 2022. dirección: <https://bcn.cl/39z5u> (véase página 2).
- [5] Aurecon, «Hornsedale Power Reserve Year 2 Technical and Market Impact Case Study,» Aurecon Group, informe técnico, 2020, Accessed: 2024-09-09. dirección: <https://www.aurecongroup.com> (véase página 3).
- [6] I. R. E. A. (IRENA), *World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway*, Available for download: www.irena.org/publications, Abu Dhabi, 2023. dirección: <https://www.irena.org/publications> (véase página 5).
- [7] L.-N. Hao, M. Umar, Z. Khan y W. Ali, «Green growth and low carbon emission in G7 countries: How critical the network of environmental taxes, renewable energy and human capital is?» *Science of The Total Environment*, volumen 752, 2021, ISSN: 0048-9697. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.141853>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969720353821> (véase página 6).
- [8] U.S. Department of Energy, *Energy Efficiency vs. Energy Intensity*, Accessed: 2024-09-09, 2024. dirección: <https://www.energy.gov/eere/analysis/energy-efficiency-vs-energy-intensity> (véase página 6).
- [9] R. Li, Q. Wang, Y. Liu y R. Jiang, «Per-capita carbon emissions in 147 countries: The effect of economic, energy, social, and trade structural changes,» *Sustainable Production and Consumption*, volumen 27, 2021, ISSN: 2352-5509. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.spc.2021.02.031>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352550921000695> (véase página 6).
- [10] A. Olabi y M. A. Abdelkareem, «Renewable energy and climate change,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volumen 158, 2022. DOI: [10.1016/j.rser.2022.112111](https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112111). dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122000405> (véase página 7).
- [11] K. M. Tan, T. S. Babu, V. K. Ramachandaramurthy, P. Kasinathan, S. G. Solanki y S. K. Raveendran, «Empowering smart grid: A comprehensive review of energy storage technology and application with renewable energy integration,» *Journal of Energy Storage*, volumen 39, 2021, ISSN: 2352-152X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102591>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X21003340> (véanse páginas 7, 9-12, 38, 44, 45).
- [12] A. U. Schmiegel, *Energy storage systems*, en. London, England: Oxford University Press, mayo de 2023 (véanse páginas 7, 8, 10, 11).



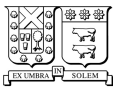
- [13] A. A. Kebede, T. Kalogiannis, J. Van Mierlo y M. Berecibar, «A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volumen 159, 2022, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112213>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122001368> (véanse páginas 7, 9, 38, 44, 45).
- [14] *Reportes de Proyectos Declarados en Construcción | Coordinador Eléctrico Nacional — coordinador.cl*, <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/gestion-de-proyectos/reporte-de-proyecto-nuevas-instalaciones-y-modificaciones-relevantes/reportes-de-proyectos-en-gestion-de-conexion/>, [Accessed 30-08-2024] (véase página 7).
- [15] «PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO (PELP). Periodo 2023-2027. INFORME PRELIMINAR,» Ministerio de Energía, Santiago de Chile, informe técnico, 2021 (véanse páginas 8, 56, 83).
- [16] «Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo. Informe Final corregido,» Ministerio de Energía, Santiago de Chile, informe técnico, 2018 (véase página 8).
- [17] H. D. Young y R. A. Freedman, *Física universitaria*, es. 2013 (véanse páginas 8, 9, 25, 91).
- [18] P. Li, Z. Chen, X. Zhou, H. Chen y Z. Wang, «Temperature Regulation Model and Experimental Study of Compressed Air Energy Storage Cavern Heat Exchange System,» *Sustainability*, volumen 14, número 11, 2022, ISSN: 2071-1050. DOI: 10.3390/su14116788. dirección: <https://www.mdpi.com/2071-1050/14/11/6788> (véase página 8).
- [19] L. Swinfen-Styles, S. D. Garvey, D. Giddings, B. Cárdenas y J. P. Rouse, «Analysis of a Wind-Driven Air Compression System Utilising Underwater Compressed Air Energy Storage,» *Energies*, volumen 15, número 6, 2022, ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en15062142. dirección: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/6/2142> (véanse páginas 8, 9).
- [20] A. Olabi, C. Onumaegbu, T. Wilberforce, M. Ramadan, M. A. Abdelkareem y A. H. Al – Alami, «Critical review of energy storage systems,» *Energy*, volumen 214, página 118987, 2021, ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118987>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544220320946> (véanse páginas 9, 10, 38, 44, 45).
- [21] A. Kovač, M. Paranos y D. Marcuiš, «Hydrogen in energy transition: A review,» *International Journal of Hydrogen Energy*, volumen 46, número 16, páginas 10016-10035, 2021, Hydrogen and Fuel Cells, ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.256>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920345079> (véase página 11).
- [22] R. Palma, R. Torres, A. Navarro, C. Benavides y G. Jiménez, «Análisis para el diseño e implementación, en el mercado mayorista, del comercializador de energía a usuarios finales en distribución,» Centro de Energía, Santiago de Chile, informe técnico, 2020 (véase página 13).
- [23] C. N. de Energía, *NORMA TÉCNICA DE COORDINACIÓN Y OPERACIÓN*, Publicación Oficial, 2021 (véase página 13).
- [24] M. d. E. GIZ, *Las Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno*, 4th. Santiago de Chile: 4e Chile, 2021 (véase página 13).
- [25] D. S. Kirschen y G. Strbac, *Fundamentals of power system economics*, 2.ª edición. Standards Information Network, jul. de 2018 (véase página 13).
- [26] C. N. de Energía, *NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO*, Publicación Oficial, 2020 (véase página 13).



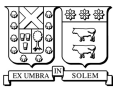
- [27] M. de Energía de Chile, *Decreto 130, aprueba reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios para la coordinación de la operación del sistema eléctrico*, Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Documento generado el 18 de Junio de 2024, dic. de 2012. dirección: <https://www.leychile.cl/Consulta/obtxml?opt=30&idNorma=1042386> (véase página 13).
- [28] C. N. de Energía de Chile, *Norma Técnica de Servicios Complementarios*, Disponible en: <https://www.cne.cl>, Comisión Nacional de Energía, Santiago de Chile, dic. de 2019 (véanse páginas 14, 28).
- [29] X. Li y S. Wang, «Energy Management and Operational Control Methods for Grid Battery Energy Storage Systems,» *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, volumen 7, número 5, páginas 1026-1038, sep. de 2021, Available online: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9050423>. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2019.00160 (véase página 14).
- [30] C. N. de Energía, *NORMA TÉCNICA DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE EMPRESAS GENERADORAS*, Publicación Oficial, 2016 (véase página 14).
- [31] L. Nolting y A. Praktiknjo, «Can we phase-out all of them? Probabilistic assessments of security of electricity supply for the German case,» *Applied Energy*, volumen 263, 2020, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114704>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920302166> (véase página 15).
- [32] E. Gawel, P. Lehmann, A. Purkus, P. Söderholm y S. Strunz, «Security of supply as a political bargaining issue: Why Germany opted against capacity markets,» *Energy Research & Social Science*, volumen 86, 2022, ISSN: 2214-6296. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102321>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629621004138> (véase página 15).
- [33] M. N. Pincetic, R. Moreno, N. Figueroa et al., «Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes,» Vinken, unidad de negocios de Dictuc S.A. para la Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, Informe Final 1572486, Diciembre de 2021 (véanse páginas 15-21, 23).
- [34] PJM Interconnection, *Territory Served*, Accedido: 2024-11-02, 2024. dirección: <https://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are/territory-served> (véanse páginas 15, 16).
- [35] P. Interconnection, *Understanding the Differences Among PJM's Markets*, Operador del mercado eléctrico que sirve a 13 estados y el Distrito de Columbia, 2024. dirección: <http://www.pjm.com/> (véanse páginas 15, 16).
- [36] P. L. Center, *Ancillary Services Market*, Accessed: 2024-11-08, 2024. dirección: <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/ancillary-services-market> (véase página 16).
- [37] P. Dispatch, *PJM Manual 12: Balancing Operations*, 53.^a edición, Effective Date: July 24, 2024, PJM, jul. de 2024. dirección: <http://www.pjm.com> (véase página 17).
- [38] PJM Interconnection, *PJM Manual 18: PJM Capacity Market*, Revision 59, Effective Date: June 27, 2024, Capacity Market & Demand Response Operations, PJM, 2024. dirección: <https://pjm.com> (véanse páginas 17, 18).
- [39] *Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*, Publicado en DOCE núm. 27, 30 de enero de 1997, pp. 20-29, 1997. dirección: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-1997-80123> (véase página 18).
- [40] R. E. de España (REE), *Manual de Electricidad - Red Eléctrica de España (REE)*, Actualizado a diciembre de 2023, 2023. dirección: <http://www.ree.es/> (véanse páginas 18-22, 83).



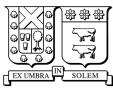
- [41] I. N. de Estadística (INE), *Indicadores Demográficos Básicos*, Últimos datos disponibles de indicadores demográficos básicos en España. Consultado en noviembre de 2024, 2024. dirección: https://www.ine.es/dyngs/INEbase/es/operacion.htm?c=Estadistica_C&cid=1254736177095&menu=ultiDatos&idp=1254735572981 (véase página 18).
- [42] O. -. O. del Mercado Ibérico de Energía, *Propuesta de Reglas de Precios Armonizados Sin Control de Cambios*, Accedido el 14 de noviembre de 2024, 2024. dirección: https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/anexo_iii_propuesta_reglas_precios_armonizados_sin_control_de_cambios.pdf (véase página 19).
- [43] B. O. del Estado, «P.O.1.5: Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia,» *Boletín Oficial del Estado*, número 75, páginas 41 184-41 187, mar. de 2022, Publicación de regulación del sistema eléctrico español. dirección: <https://www.boe.es> (véase página 20).
- [44] G. d. E. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, *Orden TED/113/2024, de 9 de febrero, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2024*, Publicado en el Boletín Oficial del Estado, núm. 39, de 14 de febrero de 2024, 2024. dirección: <https://www.boe.es> (véase página 21).
- [45] T. y. C. Ministerio de Industria, *Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007*, Boletín Oficial del Estado (BOE) núm. 234, 29 de septiembre de 2007, Texto consolidado con última modificación de 30 de septiembre de 2014, 2007. dirección: <http://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-17078> (véase página 21).
- [46] M. Tavana, M. Soltanifar y F. J. S. Arteaga, «Analytical Hierarchy Process: Revolution and Evolution,» *Annals of Operations Research*, 2021. DOI: 10.1007/s10479-021-04432-2. dirección: https://www.researchgate.net/publication/356127079_Analytical_Hierarchy_Process_Revolution_and_Evolution (véanse páginas 24, 35).
- [47] R. Jiménez Borges, A. L. Alvarez-Gonzalez, L. A. Iturralde Carrera et al., «Delphi/AHP-Based Method for Biomass Sustainable Assessment in the Sugar Industry,» *Multidisciplinary Digital Publishing: Engineering*, volumen 5, páginas 2300-2319, 2024. DOI: 10.3390/eng5030119. dirección: <https://doi.org/10.3390/eng5030119> (véanse páginas 24, 35).
- [48] Q. Zhang, H. Huang, H. Xu et al., «A Hierarchical Analysis Method for Evaluating the Risk Factors of Pile Foundation Construction for Offshore Wind Power,» *Multidisciplinary Digital Publishing: Sustainability*, volumen 16, número 16, 2024. DOI: 10.3390/su16187906. dirección: <https://doi.org/10.3390/su16187906> (véanse páginas 24, 35).
- [49] A. Berrada, «Financial and economic modeling of large-scale gravity energy storage system,» *Renewable Energy*, volumen 192, páginas 405-419, 2022. DOI: 10.1016/j.renene.2022.04.086. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148122004606> (véase página 24).
- [50] Z. Dobrowolski y G. Drozdowski, «Does the Net Present Value as a Financial Metric Fit Investment in Green Energy Security?» *Multidisciplinary Digital Publishing: Energies*, volumen 15, número 1, página 353, 2022. DOI: 10.3390/en15010353 (véase página 25).
- [51] W. contributors, *Energía*, Accedido el 13 de octubre de 2024, 2024. dirección: <https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa> (véase página 25).
- [52] H. A. Haus y J. R. Melcher, *Electromagnetic Fields and Energy*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1989, Textbook covering electromagnetic fields and energy storage, including discussions on Maxwell's equations and their applications. (véase página 25).



- [53] W. contributors, *Energía específica*, Accedido el 13 de octubre de 2024, 2024. dirección: https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_espec%C3%ADfica (véase página 25).
- [54] W. contributors, *Relación potencia a peso*, Accedido el 13 de octubre de 2024, 2024. dirección: https://es.wikipedia.org/wiki/Relaci%C3%B3n_potencia_a_peso (véase página 25).
- [55] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt y R. Villafila-Robles, «A review of energy storage technologies for wind power applications,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volumen 16, número 4, páginas 2154-2171, 2012, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.029>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112000305> (véase página 25).
- [56] W. contributors, *Vida útil*, Accedido el 13 de octubre de 2024, 2024. dirección: https://es.wikipedia.org/wiki/Vida_%C3%BAtil (véase página 25).
- [57] W. contributors, *Densidad de energía*, Accedido el 13 de octubre de 2024, 2024. dirección: https://es.wikipedia.org/wiki/Densidad_de_energ%C3%ADa (véase página 25).
- [58] M. P. Systems. «Battery Parameters - Introduction to Battery Technology.» Accessed: 2024-11-04. (2024), dirección: <https://www.monolithicpower.com/en/learning/mpscholar/battery-management-systems/introduction-to-battery-technology/battery-parameters> (véase página 25).
- [59] M. F. Triola, *Estadística*, 9.^a edición. México: Pearson Educación, 2004 (véase página 26).
- [60] C. E. Nacional, *Informe de Servicios Complementarios 2025*, Versión Junio 2024, jun. de 2024 (véanse páginas 27-30, 32).
- [61] Comisión Nacional de Energía, Chile, *Resolución Exenta N°443: Fijación de valores máximos para las ofertas de subasta de Servicios Complementarios de Control Secundario y Terciario de Frecuencia*, Disponible en: Comisión Nacional de Energía, Chile., nov. de 2020. dirección: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/11/Res.-Exta.-N%C2%B0443_Valores-M%C3%A1ximos-SSCC_23-11-2020.pdf (véase página 33).
- [62] Comisión Nacional de Energía, Chile, *Minuta de Remuneración de Servicios Complementarios de Control (SSCC) - Revisión 11*, Minuta sobre metodologías de remuneración y pagos de los SSCC en el Sistema Eléctrico Nacional de Chile., ene. de 2024 (véase página 33).
- [63] República de Chile, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, *Decreto Supremo N° 62, Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia Establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos*, Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Fecha de promulgación: 1 de febrero de 2006, última modificación: 5 de junio de 2024, 2006. dirección: <https://bcn.cl/3kd04> (véanse páginas 33-35).
- [64] República de Chile, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, *Decreto Supremo N° 70, Modifica Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción*, Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Publicado en el Diario Oficial el 5 de junio de 2024, jun. de 2024. dirección: <https://bcn.cl/3lflc> (véase página 34).
- [65] Clarivate, *Web Of Science*, Accessed: 2024-10-28, 2024. dirección: <https://www.webofscience.com/wos/woscc/basic-search> (véase página 38).
- [66] I. E. S. T. C. Programme, *Energy Storage Technologies*, Accessed: 2024-10-28, 2024. dirección: <https://iea-es.org/energy-storage-technologies/> (véanse páginas 38, 39, 44, 45, 56).



- [67] D. A. Elalfy, E. Gouda, M. F. Kotb, V. Bureš y B. E. Sedhom, «Comprehensive review of energy storage systems technologies, objectives, challenges, and future trends,» *Energy Strategy Reviews*, volumen 54, página 101482, 2024, ISSN: 2211-467X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101482>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X24001895> (véanse páginas 38, 44, 45, 56).
- [68] M. R. Chakraborty, S. Dawn, P. K. Saha, J. B. Basu y T. S. Ustun, «A Comparative Review on Energy Storage Systems and Their Application in Deregulated Systems,» *Batteries*, volumen 8, número 9, 2022, ISSN: 2313-0105. DOI: [10.3390/batteries8090124](https://doi.org/10.3390/batteries8090124). dirección: <https://www.mdpi.com/2313-0105/8/9/124> (véanse páginas 38, 44, 45).
- [69] V. E. S. P, R. A, P. R, I. C y P. E, «A Review of Electrical Energy Storage System,» en *2023 9th International Conference on Advanced Computing and Communication Systems (ICACCS)*, volumen 1, 2023, páginas 1940-1945. DOI: [10.1109/ICACCS57279.2023.10112865](https://doi.org/10.1109/ICACCS57279.2023.10112865) (véanse páginas 38, 44, 45).
- [70] F. Calero, C. A. Cañizares, K. Bhattacharya et al., «A Review of Modeling and Applications of Energy Storage Systems in Power Grids,» *Proceedings of the IEEE*, volumen 111, número 7, páginas 806-831, 2023. DOI: [10.1109/JPROC.2022.3158607](https://doi.org/10.1109/JPROC.2022.3158607) (véanse páginas 38, 44, 45).
- [71] R. Saaty, *The analytic hierarchy process—what it is and how it is used*. 1987, volumen 9, páginas 161-176. DOI: [https://doi.org/10.1016/0270-0255\(87\)90473-8](https://doi.org/10.1016/0270-0255(87)90473-8). dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0270025587904738> (véase página 39).
- [72] DNV, *Power Markets Weekly: CHILE | 11 - 17 November 2024*, nov. de 2024 (véase página 39).
- [73] C. S.A., *Proyecto Central de Bombeo Paposo*, Accedido el 27 de noviembre de 2024, 2024. dirección: <https://www.colbun.cl/nuestras-energias/proyectos-de-energia-renovable/proyectos-de-almacenamiento/proyecto-central-de-bombeo-paposo> (véase página 40).
- [74] Coordinador Eléctrico Nacional, *Costos Marginales*, Accedido: 2024-11-27, 2024. dirección: <https://www.coordinador.cl/costos-marginales/> (véanse páginas 40, 57).
- [75] Coordinador Eléctrico Nacional, *Balances de Servicios Complementarios*, Accedido el 22 de noviembre de 2024, 2024. dirección: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/servicios-complementarios/balances-sscc/> (véanse páginas 40, 57, 92-96).
- [76] C. E. Nacional, *Balances Mensuales de Potencia de Suficiencia - 2024*, Último acceso: 29 de noviembre de 2024, 2024. dirección: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/potencia-de-suficiencia/balances-mensuales-de-potencia-de-suficiencia/2024-balances-mensuales-de-potencia-de-suficiencia/> (véase página 41).
- [77] M. de Energía de Chile, *Repositorio de la Planificación Energética de Largo Plazo*, Último acceso: 4 de abril de 2025, 2025. dirección: <https://energia.gob.cl/pelp/repositorio> (véanse páginas 41, 42).
- [78] Comisión Nacional de Energía de Chile, *Tarifificación Eléctrica*, Accedido el 2024-11-27, 2024. dirección: <https://www.cne.cl/tarifificacion/electrica/> (véase página 41).
- [79] S. de Impuestos Internos SII, *Aprenda sobre impuestos verdes y otros impuestos aplicables a las empresas*, Último acceso: 29 de noviembre de 2024, 2024. dirección: https://www.sii.cl/ayudas/aprenda_sobre/3072-1-3080.html (véase página 43).
- [80] A. de Chile, *Equivalencias Julio 2024*, Accedido: 2024-11-02, 2024. dirección: <https://www.aduana.cl/equivalencias-julio-2024/aduana/2024-06-27/120759.html> (véase página 56).
- [81] I. Griffin, Overleaf, Accessed: 2024-10-09, dic. de 2009. dirección: <https://example.net/tikz/examples/periodic-table-of-chemical-elements/> (véase página 91).



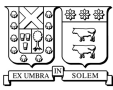
Anexo

A. Tabla Periódica de los Elementos

1 IA																		18 VIIIA																																																																															
1	H 1.0079 Hydrogen																	2																		He 4.0025 Helium																																																													
2	Li 6.941 Lithium		Be 9.0122 Beryllium																B 10.811 Boron		C 12.011 Carbon		N 14.007 Nitrogen		O 15.999 Oxygen		F 18.998 Fluorine		Ne 20.180 Neon																																																																				
3	Na 22.990 Sodium		Mg 24.305 Magnesium																Al 26.982 Aluminium		Si 28.086 Silicon		P 30.974 Phosphorus		S 32.065 Sulphur		Cl 35.453 Chlorine		Ar 39.948 Argon																																																																				
4	K 39.098 Potassium		Ca 40.078 Calcium		Sc 44.956 Scandium		Ti 47.867 Titanium		V 50.942 Vanadium		Cr 51.996 Chromium		Mn 54.938 Manganese		Fe 55.845 Iron		Co 58.933 Cobalt		Ni 58.693 Nickel		Cu 63.546 Copper		Zn 65.39 Zinc		Ga 69.723 Gallium		Ge 72.64 Germanium		As 74.922 Arsenic		Se 78.96 Selenium		Br 79.904 Bromine		Kr 83.8 Krypton																																																														
5	Rb 85.468 Rubidium		Sr 87.62 Strontium		Y 88.906 Yttrium		Zr 91.224 Zirconium		Nb 92.906 Niobium		Mo 95.94 Molybdenum		Tc 96 Technetium		Ru 101.07 Ruthenium		Rh 102.91 Rhodium		Pd 106.42 Palladium		Ag 107.87 Silver		Cd 112.41 Cadmium		In 114.82 Indium		Sn 118.71 Tin		Sb 121.76 Antimony		Te 127.6 Tellurium		I 126.9 Iodine		Xe 131.29 Xenon																																																														
6	Cs 132.91 Caesium		Ba 137.33 Barium		La-Lu 57-71 Lanthanide		Hf 178.49 Hafnium		Ta 180.95 Tantalum		W 183.84 Tungsten		Re 186.21 Rhenium		Os 190.23 Osmium		Ir 192.22 Iridium		Pt 195.08 Platinum		Au 196.97 Gold		Hg 200.59 Mercury		Tl 204.38 Thallium		Pb 207.2 Lead		Bi 208.98 Bismuth		Po 209 Polonium		At 210 Astatine		Rn 222 Radon																																																														
7	Fr 223 Francium		Ra 226 Radium		Ac-Lr 89-103 Actinide		Rf 104 Rutherfordium		Db 105 Dubnium		Sg 106 Seaborgium		Bh 107 Bohrium		Hs 108 Hassium		Mt 109 Meitnerium		Ds 110 Darmstadtium		Rg 111 Roentgenium		Cn 112 Copernicium		Nh 113 Nihonium		Fl 114 Flerovium		Mc 115 Moscovium		Lv 116 Livermorium		Ts 117 Tennessine		Og 118 Oganesson																																																														
<ul style="list-style-type: none"> ■ Alkali Metal ■ Alkaline Earth Metal ■ Metal ■ Metalloid ■ Non-metal ■ Halogen ■ Noble Gas ■ Lanthanide/Actinide 																		<table border="1"> <tr> <td>57</td><td colspan="2">La 138.91 Lanthanum</td><td colspan="2">Ce 140.12 Cerium</td><td colspan="2">Pr 140.91 Praseodymium</td><td colspan="2">Nd 144.24 Neodymium</td><td colspan="2">Pm 145 Promethium</td><td colspan="2">Sm 150.36 Samarium</td><td colspan="2">Eu 151.96 Europium</td><td colspan="2">Gd 157.25 Gadolinium</td><td colspan="2">Tb 158.93 Terbium</td><td colspan="2">Dy 162.50 Dysprosium</td><td colspan="2">Ho 164.93 Holmium</td><td colspan="2">Er 167.26 Erbium</td><td colspan="2">Tm 168.93 Thulium</td><td colspan="2">Yb 173.04 Ytterbium</td><td colspan="2">Lu 174.97 Lutetium</td> </tr> <tr> <td>89</td><td colspan="2">Ac 227 Actinium</td><td colspan="2">Th 232.04 Thorium</td><td colspan="2">Pa 231.04 Protactinium</td><td colspan="2">U 238.03 Uranium</td><td colspan="2">Np 237 Neptunium</td><td colspan="2">Pu 244 Plutonium</td><td colspan="2">Am 243 Americium</td><td colspan="2">Cm 247 Curium</td><td colspan="2">Bk 247 Berkelium</td><td colspan="2">Cf 251 Californium</td><td colspan="2">Es 252 Einsteinium</td><td colspan="2">Fm 257 Fermium</td><td colspan="2">Md 258 Mendelevium</td><td colspan="2">No 259 Nobelium</td><td colspan="2">Lr 262 Lawrencium</td> </tr> </table>																		57	La 138.91 Lanthanum		Ce 140.12 Cerium		Pr 140.91 Praseodymium		Nd 144.24 Neodymium		Pm 145 Promethium		Sm 150.36 Samarium		Eu 151.96 Europium		Gd 157.25 Gadolinium		Tb 158.93 Terbium		Dy 162.50 Dysprosium		Ho 164.93 Holmium		Er 167.26 Erbium		Tm 168.93 Thulium		Yb 173.04 Ytterbium		Lu 174.97 Lutetium		89	Ac 227 Actinium		Th 232.04 Thorium		Pa 231.04 Protactinium		U 238.03 Uranium		Np 237 Neptunium		Pu 244 Plutonium		Am 243 Americium		Cm 247 Curium		Bk 247 Berkelium		Cf 251 Californium		Es 252 Einsteinium		Fm 257 Fermium		Md 258 Mendelevium		No 259 Nobelium		Lr 262 Lawrencium	
57	La 138.91 Lanthanum		Ce 140.12 Cerium		Pr 140.91 Praseodymium		Nd 144.24 Neodymium		Pm 145 Promethium		Sm 150.36 Samarium		Eu 151.96 Europium		Gd 157.25 Gadolinium		Tb 158.93 Terbium		Dy 162.50 Dysprosium		Ho 164.93 Holmium		Er 167.26 Erbium		Tm 168.93 Thulium		Yb 173.04 Ytterbium		Lu 174.97 Lutetium																																																																				
89	Ac 227 Actinium		Th 232.04 Thorium		Pa 231.04 Protactinium		U 238.03 Uranium		Np 237 Neptunium		Pu 244 Plutonium		Am 243 Americium		Cm 247 Curium		Bk 247 Berkelium		Cf 251 Californium		Es 252 Einsteinium		Fm 257 Fermium		Md 258 Mendelevium		No 259 Nobelium		Lr 262 Lawrencium																																																																				
Z		mass		Symbol		Name		Z		mass		Symbol		Name		Z		mass		Symbol		Name		Z		mass		Symbol		Name		Z		mass		Symbol		Name																																																											

Figura 45: Tabla Periódica de Elementos [81].

Para cada elemento, se indica la masa atómica media del conjunto de isótopos que existen en la naturaleza. Para los elementos que no tienen un isótopo estable, la masa atómica aproximada del isótopo de vida más larga se indica entre paréntesis. Para los elementos cuya existencia se ha pronosticado pero que aún no se ha detectado, no se da la masa atómica. Todas las masas atómicas están expresadas en unidades de masa atómica ($1 u = 1.660538782(83) \cdot 10^{-27} \text{ kg}$), equivalente a gramos por mol (g/mol) [17].



B. Ofertas de SSCC

Tabla 66: Resumen de las ofertas de las unidades generadoras termoeléctricas en el CPF(-) durante el mes de Diciembre de 2023 [75].

Oferta						
[-]						
Control	Sub_Baj	Año	Mes	Hora_dia	MW	USD/MW
CPF	BAJADA	2023	12	1	25.44	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	2	30.63	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	3	27.50	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	4	31.73	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	5	29.56	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	6	29.18	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	7	26.61	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	8	23.07	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	9	22.84	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	10	26.96	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	11	23.24	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	12	23.88	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	13	20.08	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	14	21.70	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	15	19.51	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	16	21.84	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	17	21.31	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	18	22.36	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	19	28.85	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	20	24.59	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	21	17.66	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	22	16.42	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	23	18.06	0.00
CPF	BAJADA	2023	12	24	19.91	0.00

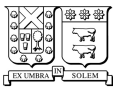


Tabla 67: Resumen de las ofertas de las unidades generadoras termoeléctricas en el CSF(+) durante el mes de Diciembre de 2023 [75].

Oferta						
[-]						
Control	Sub_Baj	Año	Mes	Hora_dia	MW	USD/MW
CSF	SUBIDA	2023	12	1	26.38	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	2	23.89	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	3	24.60	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	4	25.18	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	5	26.04	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	6	21.30	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	7	27.35	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	8	30.33	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	9	19.62	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	10	21.72	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	11	21.21	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	12	21.30	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	13	20.22	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	14	20.64	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	15	20.90	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	16	20.72	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	17	20.93	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	18	21.68	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	19	25.08	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	20	32.95	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	21	22.87	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	22	27.52	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	23	27.86	0.00
CSF	SUBIDA	2023	12	24	24.39	0.00

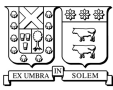


Tabla 68: Resumen de las ofertas de las unidades generadoras termoeléctricas en el CSF(-) durante el mes de Diciembre de 2023 [75].

Oferta						
[-]						
Control	Sub_Baj	Año	Mes	Hora_dia	MW	USD/MW
CSF	BAJADA	2023	12	1	18.10	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	2	17.77	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	3	17.40	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	4	18.59	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	5	18.25	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	6	18.56	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	7	21.67	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	8	27.32	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	9	15.45	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	10	14.55	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	11	14.81	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	12	14.04	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	13	15.00	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	14	15.32	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	15	16.44	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	16	15.23	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	17	15.43	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	18	13.48	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	19	12.68	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	20	22.99	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	21	13.99	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	22	16.58	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	23	17.07	0.00
CSF	BAJADA	2023	12	24	18.63	0.00

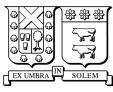


Tabla 69: Resumen de las ofertas de las unidades generadoras termoeléctricas en el CTF(+) durante el mes de Diciembre de 2023 [75].

Oferta						
[-]						
Control	Sub_Baj	Año	Mes	Hora_dia	MW	USD/MW
CTF	SUBIDA	2023	12	1	18.60	1.53
CTF	SUBIDA	2023	12	2	18.50	1.53
CTF	SUBIDA	2023	12	3	17.60	1.46
CTF	SUBIDA	2023	12	4	17.58	1.47
CTF	SUBIDA	2023	12	5	17.69	1.50
CTF	SUBIDA	2023	12	6	17.59	1.51
CTF	SUBIDA	2023	12	7	9.65	1.81
CTF	SUBIDA	2023	12	8	16.64	2.48
CTF	SUBIDA	2023	12	9	12.84	2.14
CTF	SUBIDA	2023	12	10	11.14	1.98
CTF	SUBIDA	2023	12	11	21.70	1.59
CTF	SUBIDA	2023	12	12	20.99	1.57
CTF	SUBIDA	2023	12	13	21.07	1.57
CTF	SUBIDA	2023	12	14	21.02	1.56
CTF	SUBIDA	2023	12	15	21.02	1.56
CTF	SUBIDA	2023	12	16	20.91	1.57
CTF	SUBIDA	2023	12	17	21.05	1.56
CTF	SUBIDA	2023	12	18	13.03	3.01
CTF	SUBIDA	2023	12	19	13.51	2.96
CTF	SUBIDA	2023	12	20	21.71	3.54
CTF	SUBIDA	2023	12	21	23.10	4.56
CTF	SUBIDA	2023	12	22	23.09	4.55
CTF	SUBIDA	2023	12	23	12.62	4.20
CTF	SUBIDA	2023	12	24	11.13	4.09

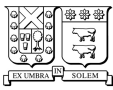


Tabla 70: Resumen de las ofertas de las unidades generadoras termoeléctricas en el CTF(-) durante el mes de Diciembre de 2023 [75].

Oferta						
[-]						
Control	Sub_Baj	Año	Mes	Hora_dia	MW	USD/MW
CTF	BAJADA	2023	12	1	18.40	0.49
CTF	BAJADA	2023	12	2	18.43	0.49
CTF	BAJADA	2023	12	3	19.06	0.82
CTF	BAJADA	2023	12	4	18.73	0.71
CTF	BAJADA	2023	12	5	18.64	0.69
CTF	BAJADA	2023	12	6	18.42	0.78
CTF	BAJADA	2023	12	7	18.97	0.99
CTF	BAJADA	2023	12	8	14.28	0.37
CTF	BAJADA	2023	12	9	9.02	0.32
CTF	BAJADA	2023	12	10	9.29	0.63
CTF	BAJADA	2023	12	11	9.49	0.31
CTF	BAJADA	2023	12	12	9.42	0.31
CTF	BAJADA	2023	12	13	9.48	0.32
CTF	BAJADA	2023	12	14	9.35	0.18
CTF	BAJADA	2023	12	15	9.04	0.00
CTF	BAJADA	2023	12	16	9.37	0.34
CTF	BAJADA	2023	12	17	9.14	0.16
CTF	BAJADA	2023	12	18	9.37	0.20
CTF	BAJADA	2023	12	19	7.80	0.00
CTF	BAJADA	2023	12	20	8.67	0.22
CTF	BAJADA	2023	12	21	13.98	0.36
CTF	BAJADA	2023	12	22	14.68	0.37
CTF	BAJADA	2023	12	23	15.44	0.47
CTF	BAJADA	2023	12	24	15.87	0.56