



Universitat de Lleida

TESI DOCTORAL

Desarrollo de un Modelo Económico - Operacional para el Ingreso de las Energías Renovables No Convencionales al Mercado Eléctrico Chileno

Luciano Villarroel Mondaca

Memòria presentada per optar al grau de Doctor per la Universitat de Lleida

Programa de Doctorat en Dret i Administració d'Empreses

Directors

Dra. Adela Pagès Bernaus
Dr. Eduard Cristóbal Fransi

2022

*Sin amor... no hay vida.
Sin sueños no hay esperanzas.
Sin principios ... no hay valores.
Sin valores no hay respeto.
Sin respeto ... no hay sociedad.
Sin lucha... no hay libertad.*

*El que no entiende
que aprender es parte
de la naturaleza humana,
nunca podrá alcanzar
la cima de su propia vida.*

Luciano Villarroel Mondaca

AGRADECIMIENTOS

Al concluir este importante trabajo académico, deseo agradecer con el mayor respeto y aprecio a los profesores Dra. Adela Pagès Bernaus por su apoyo, confianza, comprensión y enseñanza invaluable, al Dr. Eduard Cristóbal Fransi por su disposición y ayuda en el desarrollo integral de esta tesis, por su capacidad de tolerancia ante mis dudas y complejos académicos, dada mi formación profesional en la industria.

En lo personal quiero dar gracias a la vida por la esperanza nunca perdida, por las cientos de horas de trabajo acucioso y prolijo que han pasado por mis ojos, a los días y noches que me sentí vivir aun en cansancio, al escribir esta tesis.

Agradecer por existir a mi querida y amada hija Paula, agradecer al alma de mi espíritu por haber encontrado en este hermoso camino de la vida, a mi entrañable y amada compañera Evelyn, quien ha comprendido y aprendido el sentido de mi pasar por esta vida.

RESUMEN

El crecimiento exponencial de capacidad instalada de generación renovable durante los años 2016 – 2020 en Chile (Capacidad Instalada por Tecnología | CEN, 2021), ha generado condiciones especiales en la operación del sistema eléctrico nacional, entre ellos, la congestión de los sistemas de transmisión y la operación a mínimos técnicos de unidades generadoras convencionales, provocado particularmente por la sobre oferta de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Este problema finalmente se convierte en energía vertida. Estos escenarios nos invitan a estudiar, analizar y proponer una solución que permita el ingreso de estas energías en el mercado eléctrico actual, respetando la normativa y legislación vigente, desarrollando un modelo operacional económicamente viable, y que considere la operación a mínimo costo del sistema eléctrico.

El presente trabajo de investigación, propone una solución del problema a través de un modelo económico – operacional, basado en la puesta en servicio de Centrales Hidroeléctricas de Almacenamiento por Bombeo (PHS), cuya diferencia respecto a las instalaciones actuales a nivel mundial, propone que la energía requerida para el sistema de bombeo, sea proporcionada por una central solar fotovoltaica independiente del sistema eléctrico, a través de un contrato financiero bilateral, cumpliendo de esta forma con la legislación vigente en Chile. Otra diferencia es que considera el mar del océano pacífico como su reservorio inferior.

Para ello en primer lugar, se hizo un exhaustivo análisis de la literatura y estado del arte del tema propuesto, dando inicio al análisis de los factores que dan nacimiento al mercado eléctrico chileno actual, partiendo por la historia de la electrificación de Chile, luego se analizó la institucionalidad del sector eléctrico y su marco regulatorio, además de los reglamentos y normativas técnicas. A su vez, se investigó sobre los costos de tecnologías de generación, pasando por los fundamentos del mercado eléctrico nacional. Luego se desarrolló el modelo técnico – operacional, dando paso al modelo matemático de Programación Lineal Entera Mixta.

Finalmente, se desarrolló la simulación, basada sobre la representación real del sistema eléctrico, considerando centrales PHS con potencias nominales de 100 MW, 300 MW y 1.400 MW con capacidad de generación a plena carga por 11 hrs continuas y una 4ª simulación con PHS de 1.400 MW, pero con capacidad de generación a plena carga por 24 horas continua. Se obtuvo una disminución del coste total de generación del sistema. Los resultados demuestran que el modelo es económica y operacionalmente viable, además convergente con las políticas energéticas que ha impulsado el Estado de Chile, siendo una alternativa que puede resolver definitivamente el ingreso de las ERNC al mercado eléctrico chileno.

Palabras Claves: Generación Hidroeléctrica por Bombeo de Agua de Mar, Mercado Eléctrico, Energía eléctrica, Despacho Económico de Carga Diario, Energías Renovables No Convencionales, Operación Económica de Sistemas Eléctricos de Potencia.

RESUM

El creixement exponencial de capacitat instal·lada de generació renovable durant els anys 2016 – 2020 a Xile (Capacidad Instalada por Tecnología | CEN, 2021), ha generat condicions especials en l'operació del sistema elèctric nacional, entre elles, la congestió dels sistemes de transmissió i l'operació a mínims tècnics d'unitats generadores convencionals, provocada particularment per la sobre oferta de les Energies Renovables No Convencionals (ERNC). Aquest problema finalment es converteix en energia abocada. Aquests escenaris ens conviden a estudiar, analitzar i proposar una solució que permeti l'ingrés d'aquestes energies en el mercat elèctric actual, respectant la normativa i legislació vigent, desenvolupant un model operacional econòmicament viable, i que consideri l'operació a mínim cost del sistema elèctric.

Aquesta tesi proposa una solució al problema a través d'un model econòmic-operatiu, basat en la posada en marxa de centrals hidràuliques per bombeig (PHS), amb la diferència respecte de les instal·lacions actuals a tot el món, que l'energia necessària per al sistema de bombeig sigui proporcionada per una central solar fotovoltaica independent del sistema elèctric, mitjançant un contracte financer bilateral, complint així amb la legislació vigent a Xile. Una altra diferència és que es considera el mar de l'oceà Pacífic com l'embassament inferior.

Per a això, en primer lloc, s'ha fet una anàlisi exhaustiva de la literatura i l'estat de l'art del tema proposat, donant inici a l'anàlisi dels factors que donen naixement al mercat elèctric xilè actual, partint de la història de l'electrificació de Xile. Després s'analitza la institucionalitat del sector elèctric i el seu marc regulador, a més dels reglaments i normatives tècniques. També s'ha investigat sobre els costos de les tecnologies de generació, passant pels fonaments del mercat elèctric nacional. Després s'ha desenvolupat el model tècnic-operacional, donant pas al model matemàtic de Programació Lineal Sencera Mixta.

Finalment, s'ha desenvolupat una simulació, basada en la representació real del sistema elèctric, considerant centrals PHS amb potències nominals de 100 MW, 300 MW i 1.400 MW amb capacitat de generació a plena càrrega durant 11 hrs contínues i una 4a simulació amb PHS de 1.400 MW, però amb capacitat de generació a plena càrrega durant 24 hores. S'ha obtingut una disminució del cost total de generació del sistema. Els resultats demostren que el model és econòmicament i operacionalment viable, i convergeix amb les polítiques energètiques que ha impulsat l'Estat de Xile, sent una alternativa que pot resoldre definitivament la incorporació de les ERNC al mercat elèctric xilè.

Paraules Clau: Generació Hidroelèctrica per Bombament d' Aigua de Mar, Mercat Elèctric, Energia Elèctrica, Despatx Econòmic de Càrrega Diària, Energies Renovables No Convencionals, Funcionament Econòmic dels Sistemes Elèctrics de Potència.

ABSTRACT

The exponential growth of installed capacity of renewable generation during the years 2016 – 2020 in Chile (Capacidad Instalada por Tecnología | CEN, 2021) has generated special conditions in the operation of the national electricity system, among them, the congestion of transmission systems and the operation to technical minimums of conventional generating units, caused particularly by the oversupply of Non-Conventional Renewable Energies (NCRE). This problem eventually turns into spilled energy. These scenarios invite us to study, analyse and propose a solution that allows the entry of this energy into the current electricity market, respecting the current regulation and legislation by developing an economically viable operational model that considers the operation at minimum cost of the electricity system.

The present research work proposes a solution to the problem through an economic-operational model, based on the commissioning of Pumped Hydroelectric Storage (PHS) Power Plants, where the main difference with respect to current facilities worldwide is that the energy required for the pumping system is provided by a photovoltaic solar power plant independent of the electrical system, through a bilateral financial contract, thus complying with the legislation in force in Chile. Moreover, the lower reservoir is the Pacific Ocean.

To this end, in the first place, an exhaustive analysis of the literature and state of the art of the proposed topic was made, beginning the analysis of the factors that gave rise to the current Chilean electricity market, starting from the history of the electrification of Chile. Then we analysed the institutionalization of the electricity sector and its regulatory framework. In turn, research was carried out on the costs of generation technologies, going through the fundamentals of the national electricity market. Then the technical-operational model was developed, giving way to the mathematical model of Mixed Integer Linear Programming.

Finally, a simulation was developed, based on the real representation of the electricity system, considering PHS plants with nominal power of 100 MW, 300 MW and 1,400 MW and generation capacity at full load for 11 continuous hours. A 4th simulation scenario has been considered with a PHS of 1,400 MW, but with generation capacity at full load for 24 continuous hours. A decrease in the total cost of the generation system was obtained. The results show that the model is economically and operationally viable, as well as convergent with the energy policies promoted by the State of Chile, being an alternative that can definitively resolve the entry of NCREs into the Chilean electricity market.

Keywords: Seawater Pumped Hydro Storage Power Generation, Electricity Market, Electric Power, Unit Commitment, Unconventional Renewable Energy, Economic Operation of Power Electrical Systems.

Índice

CAPÍTULO I	9
1. INTRODUCCIÓN	9
1.1. Oportunidad e Interés del Objeto de Investigación	13
1.2. Objetivos de la Investigación	17
1.3. Datos Disponibles para el Cumplimiento de los Objetivos.....	20
1.4. Estado del Arte	22
1.5. El Sistema Eléctrico Nacional Chileno, SEN.....	78
1.6. Metodología.....	81
1.6.1. Alternativas de Modelamiento de la Solución.....	83
1.7. Dificultades en la Investigación	85
CAPÍTULO II	87
2. COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	87
2.1. Antecedentes de Proyectos en Estudio y Construcción.....	87
2.2. Costo de Tecnología Solar Fotovoltaica.....	91
2.3. Costo de Tecnología Eólica.....	93
2.4. Costos de Tecnología Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado.....	95
2.5. Costos de Tecnología Hidráulica de Embalse	98
2.6. Costo de Tecnologías Térmicas de Biomasa.....	99
CAPÍTULO III	103
3. MERCADO ELÉCTRICO CHILENO	103
3.1. Crónica de la Industria Eléctrica en Chile.....	103
3.2. Evolución de la Demanda y Oferta de Energía	105
3.2.1. Evolución de la demanda histórica	106
3.2.2. Evolución de la oferta histórica	109
3.2.3. Capacidad de generación instalada histórica	109
3.2.4. Energía generada histórica.....	111
3.2.5. Demanda versus capacidad instalada histórica.....	112
3.3. Fundamento Económico del Mercado Eléctrico	114
3.4. Modelo del Mercado Eléctrico Mayorista Chileno	117
3.5. El Mercado Spot	119
3.6. Mercado de Contratos.....	123
3.7. Suficiencia y Seguridad del Sistema Eléctrico	125
3.7.1. Potencia de Suficiencia.....	127

3.8.	Aspectos Operacionales del Mercado Eléctrico Chileno	129
3.8.1.	Despacho de Carga	129
3.9.	Operación Comercial del Mercado Eléctrico Chileno.....	132
3.9.1.	Cuotas de Generación de ERNC en el Mercado Eléctrico	134
3.10.	Sistema de Generación	134
3.11.	Sistema de Transmisión.....	136
3.12.	Cambios en los Pagos del Sistema de Transmisión.....	139
3.13.	Sistema de Distribución.....	142
3.14.	Sistemas de Almacenamiento de Energía.....	143
3.14.1.	Modo de Carga de Sistemas de Almacenamiento y Centrales con Almacenamiento por Bombeo	145
3.14.2.	Viabilidad de Mercado para el Modelo de Almacenamiento Propuesto	146
3.15.	Precio Medio de Mercado y Costes Marginales.....	149
CAPÍTULO IV		153
4.	MODELO TÉCNICO – OPERACIONAL PROPUESTO.....	153
4.1.	Fundamentos Generales del Modelo	153
4.1.1.	Conceptos de Centrales Hidroeléctricas de Almacenamiento por Bombeo.....	158
4.1.2.	Criterios de Clasificación de los Reservorios Según Emplazamientos	161
4.2.	Fundamentos Técnicos – Operacionales del Modelo	163
4.2.1.	Ventajas Operacionales de las Centrales Hidroeléctricas de Bombeo para el Mercado Eléctrico Chileno	168
4.2.2.	Previsión de la Expansión Futura de Generación de ERV	173
4.3.	Modelo Despacho de Generación del Mercado Eléctrico Chileno.....	175
4.4.	Modelo Coordinación Hidrotérmico en el Mercado Actual.....	180
4.4.1.	Coordinación Hidrotérmica de una Etapa.....	181
4.5.	Justificación del Modelo.....	184
4.6.	Modelo de Integración Hidrotérmico Propuesto	187
4.7.	Aspectos Generales de Modelos de Optimización de la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia con Centrales PHS	188
CAPÍTULO V.....		189
5.	MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO.....	189
5.1.	Diagrama de Solución del Modelo Propuesto	189
5.2.	Función Objetivo del Modelo.....	191

5.3.	Balance de Generación y Demanda.....	192
5.4.	Modelación de la Central PHS	194
5.5.	Balance de Energía Almacenada	196
5.6.	Centrales de Energías Renovables Variables	197
5.7.	Centrales Térmicas	198
5.7.1.	Costos de Partida de Generadores Térmicos	201
5.7.2.	Costos Detención de Generadores Térmicos	203
5.7.3.	Operación de Unidades Térmicas GNL en Modo Inflexible	204
5.8.	Requerimientos de Reserva	207
5.9.	Cálculo del CMg de Barras	208
5.10.	Nomenclatura de Funciones, Variables, Parámetros e Índices.....	209
CAPÍTULO VI.....		213
6.	SIMULACIÓN DEL MODELO	213
6.1.	Simulación.....	213
6.2.	Datos de Entrada Operacionales.....	215
6.2.1.	Demanda de Energía Eléctrica Subsistema Ex SING.....	216
6.2.2.	Perfil de Potencia Horaria Eólica.....	217
6.2.3.	Perfil de Potencia Horaria Solar Fotovoltaica	218
6.2.4.	Perfil de Potencia Horaria Centrales Hidráulicas de Pasada	220
6.2.5.	Potencia de Generación Horaria Unidades GNL en Operación Inflex	221
6.3.	Parque Generador Térmico del Subsistema Simulado	222
6.4.	Datos Técnicos de Entrada del Parque Generador Simulado	224
6.5.	Resultados de la Simulación.....	226
6.5.1.	Simulación Caso Base sin Central PHS.....	230
6.5.2.	Simulación Considerando una Central PHS de 100 MW	234
6.5.3.	Simulación Considerando una Central PHS de 300 MW	238
6.5.4.	Simulación Considerando una Central PHS de 1.400 MW	242
6.5.5.	Simulación Considerando una Central PHS de 1.400 MW con Almacenamiento 24 horas	246
6.6.	Resultados de la Operación del Embalse PHS	250
CAPÍTULO VII.....		255
7.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	255
7.1.	Opción de Inyectar Directamente la Generación Solar de la Estación de Bombeo al Sistema Eléctrico.....	255
7.2.	Limitaciones Técnicas de la Operación Real	257

7.3. Vertimiento de Energía en el Sistema Eléctrico Nacional	258
7.4. Discusión y Análisis de Resultados.....	261
CAPÍTULO VIII.....	269
8. CONCLUSIONES	269
Bibliografía	277
ANEXOS	306

Índice de Figuras

Figura 1.1	Diagrama Unilineal Interconexión Sistemas SING – SIC.....	81
Figura 1.2	Metodología de la Investigación.....	84
Figura 3.1	Equilibrio Financiero en el Modelo Marginalista de Mercado.....	115
Figura 3.2	Esquema del Funcionamiento del Mercado Eléctrico Chileno.....	119
Figura 3.3	Estructura de Remuneración en el Mercado Eléctrico Chileno.....	121
Figura 3.4	Transferencias de Potencia en el Mercado Spot.	122
Figura 3.5	Enfoque Metodológico de la Potencia de Suficiencia.	128
Figura 3.6	Estructura de Ajuste de la Potencia de Suficiencia a la Demanda de Hora de Punta.....	128
Figura 3.7	Esquema General del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica en Chile.....	129
Figura 3.8	Ejemplo de Balance Financiero de Energía entre un Generador y Clientes Libres.	131
Figura 3.9	Variables Constitutivas de la Operación en el Mercado Eléctrico.	133
Figura 3.10	Clasificación de los Sistemas de Transmisión y su Relación con Generadores y Consumidores (Ley N°20.936).....	140
Figura 3.11	Diagrama Esquemático de la Segmentación del Sistema de Transmisión Eléctrica según Ley N°20.936.	141
Figura 3.12	Diagrama Relacional de los Sistemas de Almacenamiento con el Mercado Eléctrico.....	144
Figura 4.1	Diagrama de Funcionamiento Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo Convencionales.	160
Figura 4.2	Farellón Costero con resultados del algoritmo sobre mapas del MS <i>Big Maps</i> de la plataforma AREMI australiana.	164
Figura 4.3	Diagrama Operacional el Modelo Propuesto de la Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo PHS.	168
Figura 4.4	El Problema de la Coordinación Hidrotérmica.....	182
Figura 4.5	Fuentes de Flexibilidad para la Operación de un Sistema Eléctrico.	186
Figura 5.1	Diagrama de Solución del Modelo Propuesto	190

Índice de Gráficos

Gráfico 2.1	Distribución de la Inversión Total de Proyectos en Construcción y Estudio por Tecnología de Generación.....	88
Gráfico 3.1	Evolución de la Demanda Máxima Horaria en los Sistemas Eléctricos SING, SIC y el actual SEN, años 2001 al 2021.....	107
Gráfico 3.2	Capacidad Total de Potencia Instalada año 2000 – 2021 (MW). ..	109
Gráfico 3.3	Capacidad Instada por Tecnologías año 2000-2021 SEN (MW). .	110
Gráfico 3.4	Capacidad Instalada de Tecnología Solar Fotovoltaica y Eólica desde el año 2007 - 2021.	111
Gráfico 3.5	Generación Real Anual por Tecnologías Durante los Años 2000 - 2021 (GWh).	112
Gráfico 3.6	Evolución de la Demanda Máxima Horaria vs Capacidad Instalada de los Sistemas SING, SIC y SEN (MW), años 2001 al 2021.	113
Gráfico 3.7	Precio Medio de Mercado desde año el 2008 a 2021.	150
Gráfico 3.8	Coste Marginal Medio Horario Anual Barras 220 kV SEN 2017 – 2021.	151
Gráfico 4.1	Energía Vertida Mensualmente en los años 2019 y 2020.....	157
Gráfico 4.2	Curva de Oferta Agregada de Generación del SEN.	177
Gráfico 4.3	Curva de Oferta Agregada de Generación del SEN correspondiente a marzo de 2020.....	179
Gráfico 4.4	Uso Económico del Agua Embalsada.....	183
Gráfico 5.1	Función de Costo Cóncava de un Generador Diésel.	199
Gráfico 5.2	Función de costo variable de generación real de un generador térmico del SEN de marzo de 2020.	200
Gráfico 6.1	Demanda real día 23 de marzo de 2020. Corresponde a la generación real de las unidades generadoras del subsistema SING.....	217
Gráfico 6.2	Potencia de generación eólica real día 23 de marzo de 2020, del subsistema SING.....	218
Gráfico 6.3	Potencia de generación solar fotovoltaica real día 23 de marzo de 2020, del subsistema SING.....	219
Gráfico 6.4	Potencia de generación hidráulica de pasada real día 23 de marzo de 2020, del subsistema SING.....	220
Gráfico 6.5	Potencia de generación GNL INFLEX día 23 de marzo de 2020, del subsistema SING.....	222

Gráfico 6.6	Diagrama Unilineal del Sistema Eléctrico Nacional, SEN Norte ex SING, sometido a simulación del modelo propuesto.	225
Gráfico 6.7	Resultado simulación caso base generación sin PHS.	231
Gráfico 6.8	Resultado simulación Coste Marginal del Sistema y S/E referenciales. Caso generación base sin PHS.	234
Gráfico 6.9	Resultado simulación caso generación PHS 100 MW.	235
Gráfico 6.10	Resultado simulación Coste Marginal del Sistema y S/E referenciales. Caso generación PHS 100 MW – 11 horas Almacenamiento.	237
Gráfico 6.11	Resultado simulación caso generación PHS de 300 MW.	239
Gráfico 6.12	Resultado simulación Coste Marginal del Sistema y S/E referenciales. Caso generación PHS 300 MW – 11 horas Almacenamiento.	241
Gráfico 6.13	Resultado simulación caso generación PHS de 1.400 MW.	243
Gráfico 6.14	Resultado simulación Coste Marginal del Sistema y S/E referenciales. Caso generación PHS 1.400 MW – 11 horas Almacenamiento. ...	245
Gráfico 6.15	Resultado simulación caso generación PHS de 1.400 MW con disponibilidad de operación 24 horas a plena carga.	247
Gráfico 6.16	Resultado simulación Coste Marginal del Sistema y S/E referenciales. Caso generación PHS 1.400 MW – 24 horas Almacenamiento. ...	250
Gráfico 6.17	Resultado operación almacenamiento/generación de la central PHS. Caso generación con PHS 100 MW – 11 horas Almacenamiento.	251
Gráfico 6.18	Resultado operación almacenamiento/generación de la central PHS. Caso generación con PHS 300 MW – 11 horas Almacenamiento.	252
Gráfico 6.19	Resultado operación almacenamiento/generación de la central PHS. Caso generación PHS 1.400 MW – 11 horas Almacenamiento. ...	253
Gráfico 6.20	Resultado operación almacenamiento/generación de la central PHS. Caso generación PHS 1.400 MW – 24 horas operación continua.	254
Gráfico 7.1	Energía eólica y solar vertida anual en GWh entre los años 2016 y 2021 del Sistema Eléctrico Nacional, SEN.	259

Índice de Tablas

Tabla 1.1	Información consolidada de las políticas de operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).	21
Tabla 2.1	Costos de Inversión Unitario (USD/kW) – Elaboración en base a información proyectos de generación en construcción y estudio de la CNE, 2020.	89
Tabla 2.2	Costo de Capital Mínimo y Máximo Utilizado de Diferentes Fuentes. (USD/kW, precios 2019).	90
Tabla 3.1	Venta de Energía Anual a Clientes Libres y Regulados del Periodo 2000 – 2021.	108
Tabla 6.1	Especificaciones técnicas subconjunto generadoras SEN Norte ex-SING, utilizados en simulación del modelo propuesto.....	223
Tabla 6.2	Resumen Especificaciones Técnicas Sistema Bombeo y Turbina Hidráulica.....	228
Tabla 6.3	Resumen Costos de Inversión.....	228
Tabla 6.4	Resultados <i>Unit Commitment</i> por tecnologías. Simulación sin PHS. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.	232
Tabla 6.5	Resultados de Costes simulación caso base sin PHS. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.	233
Tabla 6.6	Resultados <i>Unit Commitment</i> por tecnologías. Simulación con PHS 100 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.....	236
Tabla 6.7	Resultados de costes simulación con PHS 100 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.	236
Tabla 6.8	Resultados <i>Unit Commitment</i> por tecnologías. Simulación con PHS 300 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.....	240
Tabla 6.9	Resultados de Costes simulación con PHS 300 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.	240
Tabla 6.10	Resultados <i>Unit Commitment</i> por tecnologías. Simulación con PHS 1.400 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.....	244
Tabla 6.11	Resultados de Costes simulación con PHS 1.400 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.	244
Tabla 6.12	Resultados <i>Unit Commitment</i> por tecnologías. Simulación con PHS 1.400 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.....	248
Tabla 6.13	Resultados de Costes simulación con PHS 1.400 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.	249
Tabla 7.1	Resumen de Resultados de las Simulaciones.	263
Tabla 7.2	Resumen de Operación Simulación Central PHS.....	264
Tabla 7.3	Resumen Movimiento de Energía Simulación Central PHS.	266

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo de tesis es proponer un modelo económico – operacional para el ingreso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) al Mercado Eléctrico Chileno, basado en el mismo principio de modelo de mercado marginalista. Al existir abundante generación renovable variable disponible, genera dos problemas técnicos claves en el sistema eléctrico, uno de ellos son las limitaciones del sistema de transmisión y el segundo la operación a mínimo costo de las unidades generadoras del sistema, que ocurre generalmente cuando existe una sobreoferta de Energía Renovable Variable (ERV), ambos problemas conllevan a vertimiento de energía renovable. Se suma un tercer problema que no siendo técnico si afecta la calidad de vida de los seres humanos, que es la contaminación ambiental que aportan las centrales de generación térmica de carbón. Estos problemas deben ser solucionados con un modelo de sistema sustentable a largo plazo, que cumpla con la flexibilidad que requiere un sistema de generación renovable y sostenible en todo tiempo y periodo. La solución general a este desafío lo demuestran una gran cantidad de países del mundo especialmente desarrollados, así como también Chile (Ministerio de Energía, 2021), que han denominado “Transición Energética”.

Chile ha sido pionero a nivel mundial en desregularizar el mercado eléctrico, modificando a partir del año 1980 toda la legislación vigente en materia de regulación eléctrica hasta el día de hoy. Desde ese año 1980, comienza el proceso de venta de todas las empresas de propiedad del estado de Chile a manos privadas (Pérez-Arriaga, 2013).

Las políticas energéticas en Chile han sido desarrolladas en estos últimos 40 años a partir del Decreto con Fuerza de Ley N°1/1982 (DFL N°1, 1982) bajo la dictadura militar, instaurando los inicios del modelo neoliberal de libre mercado, lo que hasta hoy se consolida aplicando teoría marginalista para el sistema eléctrico de generación, mientras que para el sistema de transmisión el mercado es de competencia por tramos específicos, regulado por licitaciones competitivas entre proveedores, y luego el sistema de distribución es completamente regulado para los consumos residenciales y clientes industriales finales cuya potencia conectada sea inferior o igual a 5.000 kW ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria, mediante líneas propias o de terceros, donde existen precios regulados por la autoridad del Ministerio de Energía (DTO N°327, 1998, Cap. 3 Art. 256). Según señala (Ampuero, 2012, p. 11) *“Nuestra legislación no entrega una definición legal del mercado eléctrico, al contrario, sí lo hace con el sistema eléctrico. A saber, la ley General de Servicios Eléctricos entrega un concepto de este”*.

La decisión de política pública que ha tomado el Estado de Chile en emprender el camino hacia la “Transición Energética”, se puede resumir en lo señalado por el señor Máximo Pacheco Matte (ex ministro de energía), en su libro *“Revolución Energética en Chile”* (Pacheco, 2018), prólogo escrito por el ex ministro de energía del Gobierno Norteamericano del señor Barack Obama, señor Ernest Moniz, señala: *“En los últimos años Chile se ha convertido en un ejemplo global del camino a la transición energética y los autores de este libro son los protagonistas que han liderado estos esfuerzos. Esta historia muestra como las políticas públicas permiten a una nación alcanzar una visión compartida respecto a su futuro en el ámbito de la energía sustentable y una validación social de las acciones necesarias para lograrlo, así como la vital importancia de poner énfasis en la implementación de las políticas.*

Las experiencias y lecciones aprendidas tienen mucho que contribuir al mundo académico y a las políticas públicas, y serán de interés para cualquiera que desee conocer cómo los gobiernos pueden abordar los principales desafíos que nuestro mundo enfrenta actualmente”. (Pacheco, 2018).

Claro está que el mundo está cambiando su visión a generar energías limpias y tenemos muchos ejemplos, especialmente Alemania al ser más activo a nivel internacional, que puede jugar un papel decisivo en la transición global hacia las energías renovables (CEW, 2021).

Chile ha experimentado durante estos últimos años un crecimiento exponencial de ERV alcanzando el 44,8% al año 2021, de los cuales el 20,0% corresponde a Hidráulica, 12,7% Solar FV más CSP, 8,9 Eólica, 2,4% Biomasa, 0,4% Geotérmica y 0,4% Cogeneración (Generadoras de Chile | Capacidad Instalada, 2021). No obstante, toda esta capacidad renovable, no siempre ha sido posible inyectarla al sistema eléctrico. La noticia de la Revista Electricidad del 17 de octubre de 2016, decía: *“El vertimiento de energía proveniente de ERNC se ha producido debido a que su producción, en determinados momentos del día, supera el consumo neto de la zona norte y la capacidad de transportar esa energía hacia el centro del país”, explicaron desde el organismo coordinador del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC). Al 12 de octubre de 2016, la cantidad de energía vertida por las ERNC solares y eólicas alcanzó los 183,02 GWh. La cifra casi duplica la cantidad de energía no inyectada por las ERNC en todo 2015, la que alcanzó los 93,3 GWh”* (Revista Electricidad, 2020).

En un contexto como lo señalado anteriormente, con exceso de inyección de energía renovable obliga a operar centrales térmicas a mínimo técnico, y a la congestión del sistema de transmisión, generando el desacople del sistema, lo que obliga al vertimiento de ERV, (Centro de Energía U. de Chile, 2016).

Otro elemento clave e importante a considerar es la seguridad del suministro eléctrico a clientes regulados o residenciales (Ley N°20.220, 2007), el cual obliga a disponer de energía firme para abastecer estos consumos, lo que limita el potencial de inyección de las ERV, por lo que nos obliga a encontrar o plantear alternativas de solución que nos entreguen capacidad de garantizar esa energía firme. Dentro de las características propias de la generación de energía eléctrica, está que su producción no puede ser mayor a la suma de la demanda más las pérdidas del sistema (en todo instante), lo que hace difícil el almacenamiento de energía cuando trata de suministros muy grandes. En este mismo sentido, la generación convencional nos ofrece una capacidad de planificación y operación de su producción, permitiendo un sistema virtuoso de seguridad de suministro. Sin embargo, las ERV, no son capaces de entregar estas capacidades operacionales a excepción de la generación hidráulica de embalse convencional, aunque dependerá de las condiciones pluviométricas en que se encuentren emplazadas.

Ante este escenario, es de competencia considerar la búsqueda de un modelo que permita maximizar el ingreso de estas energías renovables variables al mercado eléctrico, que no aportan potencia firme, ni regulan frecuencia (primaria, secundaria y/o terciaria), que permita la flexibilidad y el fortalecimiento sustentable de la operación durante las 24 horas del día y por lo tanto se nos plantea el siguiente objetivo de investigación: ***crear un modelo matemático económico y operacional en que la generación de electricidad tanto renovable como convencional sean capaces de complementarse perfectamente con las energías renovables variables a un costo total mínimo de generación.***

Este objetivo es el que busca desarrollar esta tesis doctoral, proponiendo la incorporación de tecnología de generación renovables que se “emulen” las características de funcionamiento de las unidades convencionales, que permitan finalmente un costo total de operación menor del sistema eléctrico.

Para que sea una propuesta viable, se propone desarrollar un modelo matemático con el que se puede simular la operación real del sistema, comparar alternativas y analizar los resultados. De este modo se pretende analizar la viabilidad técnica, económica y operacional del modelo.

1.1. Oportunidad e Interés del Objeto de Investigación

Uno de los grandes desafíos en materia de energía que se han propuesto los agentes políticos del Estado de Chile, indistintamente del tipo de gobierno que se haya establecido en estos últimos 20 años, es llevar a Chile a una matriz energética altamente renovable, que, sin duda, es una gran apuesta. Chile, puede demostrar un crecimiento económico prácticamente sostenible en torno al 2,5% anual entre los años 2016 – 2019 inclusive (World Bank, 2021) y por tanto, esto conlleva también un crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Básicamente esta se ve reflejada en un exponencial aumento en los sistemas industriales, particularmente la gran minería del cobre, establecida mayoritariamente en la 2ª Región de Antofagasta, cuya demanda segmentada como subsistema “Sistema Interconectado del Norte Grande”, SING¹, representa actualmente el 25% de la demanda del país. Esto ha implicado un crecimiento de la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional, SEN² que a diciembre de 2021 alcanzaba 30.862,03 MW instalados (Capacidad Instalada por Tecnologías | CEN, 2022).

El Sistema Eléctrico Nacional ha venido en una constante expansión, particularmente el segmento de generación, cuya tasa de crecimiento media anual alcanza el 6,7% entre 2007 y 2021, marcado principalmente por inversiones en tecnologías eólica y solar. No obstante el crecimiento promedio anual entre los años 2012 y 2021 ha sido del 6,1%, mientras que del 2020 al 2021 su aumento ha sido del 17,3% (Capacidad Instalada por Tecnologías | CEN, 2022).

¹ SING = Sistema Interconectado del Norte Grande.

² SEN = Sistema Eléctrico Nacional.

Por otra parte, la variabilidad inherente de este tipo de energías, plantea desafíos para los operadores y reguladores de sistemas de energía (IEA, 2020). Chile ha dado muchos pasos en esa dirección, particularmente como lo ha indicado la Agencia Internacional de Energía, en el sentido de generar la integración de mayores proporciones de tecnologías de ERV, como la eólica y solar fotovoltaica.

Chile ha asumido ese desafío demostrando que en el año 2013 contaba con una capacidad instalada de generación eólica y solar fotovoltaica de 301,47 MW, pasando a tener 9.734,32 MW, equivalente al 31,54% de la matriz de generación nacional a diciembre de 2021, y con menor presencia le suman la geotérmica y biomasa respectivamente (Capacidad Instalada por Tecnologías | CEN, 2022). No obstante, este crecimiento como se ha señalado anteriormente, se ha visto opacado por la pérdida de generación renovable, debido a la congestión de los sistemas de transmisión y operación a mínimo técnico de unidades generadoras, producto del exceso de oferta de ERNC (Consultora Systep, 2020). A manera de ejemplo, durante el año 2019 encontramos valores de vertimiento de 199,36 GWh, equivalente al 1,8% del total generado por este tipo de tecnologías (Reducciones | CEN, 2020), cuyo valor económico de la energía vertida, alcanzaría los USD 15.147.941 valorado al Precio Medio de Mercado referido al 9 de abril de 2020 (PMM | CNE, 2020).

Actualmente el SEN, está conformado por los ex Sistemas Interconectado del Norte Grande, SING y el ex Sistema Interconectado Central, SIC³, ambos cubren prácticamente el 99% del consumo del país (Anuario 2019 | CNE, 2020). La Ley N°20.936 crea el nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional (Ley N°20.936, 2016), sin embargo el vertimiento fue previsto por el entonces CDEC⁴ SING (Salazar & Araneda, 2016), donde se pronosticaba vertimientos de energía por congestión del nuevo sistema eléctrico de transmisión, que no fue superado por esta ley.

³ SIC = Sistema Interconectado Central.

⁴ CDEC = Centro de Despacho Económico de Carga.

El vertimiento durante el año 2017 alcanzó los 1.184,43 GWh, equivalente al 15,8% del total generado por tecnologías solar y eólica, mientras que durante el año 2019 disminuyó al 1,8% (Reducciones | CEN, 2020). Durante el año 2020 alcanzó los 246,66 GWh, equivalente al 1,9% de generación eólica y solar (Reducciones | CEN, 2021). Importante es señalar que también ha existido vertimiento generado por limitaciones de mínimo técnico de unidades generadoras térmicas, de modo que es una conclusión que se puede entregar de forma sustantiva y sólida.

Por tanto, el objeto de la investigación será aportar con un modelo económico – operacional que permita incorporar eficientemente el ingreso de las ERNC al mercado eléctrico chileno. Para cumplir con el objetivo planteado se considera generación complementaria flexible como lo son las Centrales Hidroeléctricas de Almacenamiento por Bombeo (PHS, *Pumped Hydroelectric Storage*), ya que una de las grandes características es su madurez comercial y la que presenta el menor costo de inversión por unidad de energía almacenada (Akhil et al., 2016, p. 83, fig. 56). Nuestra propuesta tiene una variante a la operación estándar de esta tecnología, considerando una fuente de generación solar fotovoltaica, independiente del SEN. La operación de la PHS podrá ser conminada al despacho según su costo variable de generación, definido por el costo del agua embalsada en USD/kWh-m³ inyectado al reservorio superior.

Finalmente, se propondrá en la simulación diferentes tamaños de la Central Hidroeléctrica de Almacenamiento por Bombeo, ya que existe gran cantidad de terreno disponible en la meseta del Farellón Costero del Norte de Chile, lugares que son deshabitados por el hombre y sin ninguna vegetación y prácticamente sin vida animal silvestre. Las recomendaciones señalan que, de acuerdo a las economías de escala, las centrales PHS convencionales se dimensionan para tiempos de almacenamiento de entre 8 a 10 horas en modo generación (Salazar & Araneda, 2016), sin embargo existe información técnica que indica que la generación puede entregarse entre 6 a 24 horas (Eller & Giovinetto, 2019).

Esto se propone con la finalidad de amortizar el costo de los grandes depósitos de almacenamiento, presas y trabajos de ingeniería civil que son parte integral de esta tecnología y que van con una potencia instalada de entre 100 MW y 1.000 MW (Akhil et al., 2016). Además este tipo de tecnología de almacenamiento, presentan eficiencias que van en el rango de 70% a 85% con una vida útil muy larga y prácticamente ilimitada estabilidad del ciclo de la instalación (IEC, 2011). A modo de ejemplo, *Rocky Mountain Hydroelectric Plant*, una central PHS construida en los Estados Unidos, posee más de 10 horas de capacidad de almacenamiento y cuenta con una potencia nominal de 1.095 MW (Stantec, 2021).

Con estas consideraciones y según muestra la figura N°19 del citado informe (Akhil et al., 2016, p. 30), señala que la potencia mínima es de 100 MW para las tecnologías PHS y son las que presentan el mayor tiempo de capacidad de almacenamiento como tecnología. Con esta lectura, definimos para nuestro modelo una potencia base instalada de simulación equivalente a 100 MW y capacidad de almacenamiento para 11 horas de operación a plena carga. Importante es señalar que la potencia mínima para entregar servicios complementarios para esta tecnología como regulación de frecuencia es de 20 MW de disponibilidad (Akhil et al., 2016, p. 14), debido a la capacidad rápida de ajuste de velocidad, alcanzando el doble a tecnologías térmicas de carbón y Gas Natural – Gas Natural Licuando respectivamente.

En términos simples, la tecnología PHS permite entregar servicios de flexibilidad al igual que una central de embalse convencional, sin embargo, una de las mayores ventajas sobre las centrales de embalse, es su independencia hidrológica temporal. Por otra parte, con el aumento de penetración de ERV, esta tecnología ha sido revalidada a nivel mundial, ya que permite acomodar la generación solar y/o eólica de muy bajo costo variable para ser utilizada en la forma de energía hidráulica en horarios en que este costo es mayor, lo que permite operacionalmente distribuir la generación para evitar problemas de congestión en sistemas de transmisión, que dependerá además de la ubicación de la central PHS (Moray PSR, 2018).

1.2. Objetivos de la Investigación

El tema que se ha elegido como objeto de la investigación tiene muchas condicionantes que lo hacen complejo, sobre todo cuando se entiende que debemos abordar temas que han considerado decisiones políticas energéticas de un país, y particularmente Chile, dada su marcada y definida economía de libre mercado, especialmente el mercado eléctrico desde la década de los años 80, logrando en esta materia alcanzar un liderazgo mundial, además de experimentar un crecimiento exponencial durante estos últimos años en generación de ERNC (Montes, 2018).

Se ha realizado un detallado análisis de la literatura y particularmente de estudios e informes técnicos de entidades gubernamentales, como los Centros de Despacho de Carga CDEC, la Comisión Nacional de Energía CNE, entre otros, complementado con trabajos de investigación en materia de operación de sistemas hidrotérmicos. Sin embargo, no consta que exista, por lo menos a nivel de estado, ningún estudio que vislumbre un cambio del modelo actual de mercado eléctrico, sino más bien todos los estudios que ha realizado el estado de Chile, apuntan a adecuaciones de la legislación para permitir el ingreso de las ERNC (Dufey et al., 2010). En virtud de esto, se hace necesario estudiar una propuesta de modelo económico - operacional que permita el máximo ingreso de las ERNC, cuyo costo de operación total del sistema eléctrico deberá ser a mínimo costo, tal como sucede en el modelo actual, respetando la normativa vigente y el resguardo de la seguridad de la operación del sistema eléctrico (Ley N°20.936, 2016).

El objetivo principal de este trabajo de investigación, será desarrollar un modelo de mercado eléctrico altamente renovable, que opere bajo las normas técnicas y de mercado establecidas, frente a la opción de seguir adecuando la legislación en la solución de los problemas operacionales que enfrentan estas tecnologías, como ha venido sucediendo con los vertimientos de ERV en estos últimos años (Reducciones | CEN, 2021) y que tempranamente adelantaban los estudios sobre esta materia (Centro de Energía U. de Chile, 2016).

La solución se observa en un sistema de generación híbrida dual⁵, que consiste en elevar agua de mar a través de un sistema de bombeo independiente de la generación a la meseta del sector costero, denominado *FARELLÓN COSTERO* (Instituto de Estudios Andinos Isluga, 2020), que puede emplazarse entre las ciudades de Arica, Iquique y Antofagasta, que cubre el ex subsistema SING, abriendo un embalse artificial (almacenamiento), distinto del criterio técnico operacional con que opera un sistema hidrotérmico puro como es el caso de nuestro sistema eléctrico nacional. Este modelo permitirá regular frecuencia entre otros parámetros eléctricos, operación que quedará definida por la capacidad de bombeo y almacenamiento, establecida para la operación de la Central Hidroeléctrica de Almacenamiento por Bombeo, modelo propuesto que consiste en probar la viabilidad técnica, económica y operacional del ex sistema eléctrico del norte grande SING, cuyos resultados son extensibles al sistema eléctrico nacional, por tratarse de un mismo sistema eléctrico hidrotérmico.

Para lograr desarrollar el modelo, se considera como premisa básica la instalación de Centrales Hidráulicas de Almacenamiento por Bombeo, complementarias a las ERNC, garantizando la operación de éstas, tal como ha sido enunciado anteriormente. Estas centrales pueden ser emplazadas en la zona norte del país, dada la meseta geográfica que presenta el Farellón Costero con alturas entre los 400 metros y 1.000 metros sobre el nivel del mar (Instituto de Estudios Andinos Isluga, 2020), lo que haría viable el modelo, particularmente si consideramos que esta zona corresponde al ex Sistema Interconectado del Norte Grande SING, cuya demanda de energía está definida por el consumo de la gran minería del cobre, cuyo valor proyectado para el año 2020 fue de 16.777 GWh, equivalente al 89,4% de la demanda total de este ex sistema eléctrico, mientras que la demanda residencial solo alcanza a 1.980 GWh, equivalente al 10,6% (Previsión de Demanda | CNE, 2020).

⁵ Generación Híbrida Dual: Un sistema de energía es Híbrido cuando dos o más fuentes de energía renovable se utilizan de manera conjunta para proporcionar una mayor eficiencia del sistema y un mayor equilibrio en el suministro de energía. (PHS – PV), se define Dual, ya que la generación solar fotovoltaica puede ser inyectada opcionalmente a la red eléctrica.

Los objetivos específicos que se plantean para el trabajo de investigación son los siguientes:

1. Desarrollar un modelo de Programación Lineal Entera Mixta (PLEM), que represente al Ex Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) conectado a través de una barra infinita definida en S/E Los Changos en 220 kV con el resto del Sistema Eléctrico Nacional, que considere la reglamentación y normativa técnica, económica y operacional vigente, para el despacho diario de generación, incorporando tecnología de centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo (PHS), y los parámetros técnicos y operacionales de las unidades generadoras disponibles del sistema que sean relevantes para el modelo, entre ellos sus costos variables de generación, potencias mínimas, máximas, mínimos técnicos, tiempos y costos de partida y detención, entre otros. El resultado deberá establecer la asignación de generación por orden de mérito de las unidades seleccionadas por el despacho a un costo mínimo de generación del sistema.

El modelo contempla que la operación de las centrales PHS, será independiente de su sistema de bombeo, para lo cual se considera a priori que la estación de bombeo será alimentada eléctricamente a través de una central solar fotovoltaica que operará de forma independiente del sistema eléctrico nacional. El modelo considera el cálculo previo de la potencia nominal de bombeo y la potencia instalada *peak* de la central solar fotovoltaica, más el costo de inversión por capacidad de potencia simulada y el correspondiente costo variable de generación asociado a cada una de ellas.

2. Desarrollar la simulación real de 5 casos, considerando la tecnología PHS, que estará definida tanto técnicamente como sus parámetros y variables eléctricas y económicas para el correspondiente despacho de carga diario y asociado el costo total de generación del sistema. Las simulaciones serán las siguientes:

- Caso Base: Corresponderá al despacho diario de todo el parque generador disponible en el orden de mérito que señala la reglamentación vigente, excluyendo la tecnología PHS.
- Caso PHS de 100 MW de Potencia Nominal: Considera en Total 12 horas de bombeo independiente y 11 horas de generación disponible, equivalente a 1.100 MWh/día, que pueden ser distribuidos durante las 24 horas del día.
- Caso PHS de 300 MW de Potencia Nominal: Considera en Total 12 horas de bombeo independiente y 11 horas de generación disponible, equivalente a 3.300 MWh/día, que pueden ser distribuidos durante las 24 horas del día.
- Caso PHS de 1.400 MW de Potencia Nominal: Considera en Total 12 horas de bombeo independiente y 11 horas de generación disponible, equivalente a 15.400 MWh/día, que pueden ser distribuidos durante las 24 horas del día.
- Caso PHS de 1.400 MW de Potencia Nominal: Considera en Total 12 horas de bombeo independiente y 24 horas de generación disponible, equivalente a 33.600 MWh/día, que pueden ser distribuidos durante las 24 horas del día.

1.3. Datos Disponibles para el Cumplimiento de los Objetivos

Dada la magnitud y complejidad de parámetros que conforman el Sistema Eléctrico Nacional SEN, se ha convenido en que se utilizarán los datos públicos disponibles del Coordinador Eléctrico Nacional (www.coordinador.cl), que sean necesarios para realizar los cálculos de optimización de la programación de la operación del sistema. Para demostrar el resultado del modelo, se utilizarán los parámetros de unidades generadoras del sistema eléctrico, a fin de lograr resultados altamente confiables en la simulación del modelo. Existen disponibles los datos de 609 unidades generadoras que conforman el sistema de generación nacional, cuyas variables son las siguientes:

Tabla 1.1 Información consolidada de las políticas de operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

CV Plena Carga	Costo Variable expresado en [USD/MWh] en bornes de cada central generadora operando a plena carga.
CV Mínimo Técnico	Costo Variable expresado en [USD/MWh] en bornes de cada central generadora operando a mínimo técnico.
CC	Costos Combustibles expresados en unidades y base de poder calorífico según tipo de combustible. Carbón: 6.350 [kcal/kg] Gas Natural: 9.300 [kcal/m ³] Diesel: 11.000 [kcal/kg] Fuel Oil: 10.500 [kcal/kg] Biomasa: 2.500 [kcal/kg]
CEN Plena Carga	Consumo Específico Neto operando en plena carga y expresado en unidades y base de poder calorífico según tipo de combustible (la misma base considerada en los costos de combustibles).
CEN Mínimo Técnico	Consumo Específico Neto operando en mínimo técnico y expresado en unidades y base de poder calorífico según tipo de combustible (la misma base considerada en los costos de combustibles).
CVNC Plena Carga	Costo Variable No Combustible operando a plena carga. Está compuesto por la suma de CVM, CVONC y el CVNCa.
CVNC Mínimo Técnico	Costo Variable No Combustible operando a mínimo técnico. Está compuesto por la suma de CVM, CVONC y el CVNCa.
CVNCa	Costo Variable No Combustible de abatimiento (CVNCa). Está incluido dentro del Costo Variable No Combustible.
Costo de Partida Fría	Costo de partida fría expresado en [USD].
Costo de Partida Tibia	Costo de partida tibia expresado en [USD].
Costo de Partida Caliente	Costo de partida caliente expresado en [USD].
Tiempo de Partida Fría	Tiempo de detención para ser considerada partida fría [Horas].
Tiempo de Partida Tibia	Tiempo de detención para ser considerada partida tibia [Horas].
Tiempo de Partida Caliente	Tiempo de detención para ser considerada partida caliente [Horas].
Costo Detención	Costo de detención expresado en [USD].

Fuente: Elaboración propia a partir de (Consolidado | CEN, 2020).

El modelo propuesto puede ser aplicado con todos los parámetros del SEN, sin embargo, para poder lograr el objetivo, se limitará a simular el Ex Sistema Interconectado del Norte Grande SING, que estará eléctricamente conectado con el resto del Sistema Eléctrico Nacional, a través de una barra infinita que hemos definido en S/E Los Changos en 220 kV, dado que esta subestación se conecta a través de una línea de alta tensión en doble circuito en 500 kV. Esta barra cuenta con la información necesaria tanto de costos marginales como de transferencia de potencia hora – hora, que nos permite simular el modelo propuesto (CEN, 2021).

La representación simplificada del sistema SIC definido en la barra infinita, no invalida los resultados, ya que el modelo representa efectivamente el subsistema norte (ex SING). La unidad generadora que se propone simular pertenece a esta área y subsistema, lo que permite llevar a cabo un mejor análisis de los resultados y de los efectos de la introducción de la nueva unidad.

1.4. Estado del Arte

A nivel mundial, existe una diversidad de trabajos relativos a modelos de mercados eléctricos abiertos de países como el chileno. Lo que hemos podido comprender, que los mercados eléctricos, son parte de las políticas energéticas de cada país y, por tanto, a lo más se podría comparar las políticas entre ellos, cuestión que no es el caso de esta tesis. Por otra parte, existe un gran número de investigaciones a nivel mundial, que abordan en distintos aspectos las centrales de almacenamiento por bombeo PHS, como un verdadero aporte a la flexibilidad de los sistemas eléctricos de potencia (Amaral et al., 2020), y que permite el ingreso de ERNC.

Hemos seleccionado y analizados los siguientes trabajos, que recogemos como un valioso aporte y que nos permiten abordar nuestra investigación de forma robusta y satisfactoria, ya que sustentan objetivamente nuestro modelo propuesto.

Las investigaciones son los siguientes: 1) Diseño del Mercado para Gran Participación de Generación Variable en el Sistema Eléctrico de Chile. (Synex & Universidad de Comillas & Estudios Energéticos, 2018). 2) Seawater pumping as an electricity storage solution for photovoltaic energy systems. (Manfrida & Secchi, 2014). 3) Microeconomics of electrical energy storage in a fully renewable electricity system. (Timmons et al., 2020). 4) The performance investigation of increasing share of photovoltaic generation in the public grid with pump hydro storage dispatch system, a case study in Japan. (Y. Li et al., 2018). 5) Unit Commitment in fully Renewable, Hydro Wind Energy Systems. (Pezic & Cedres, 2013). 6) Intraday Optimization of Pumped Hydro Power Plants in the German Electricity Market. (Braun & Hoffmann, 2016). 7) Realistic coordination and sizing of a solar array combined with pumped hydro storage system. (Al-Masri et al., 2021). 8) Inserting socio-environmental variables in the power sector expansion planning. (Pereira et al., 2021).

- 1) Diseño del Mercado para Gran Participación de Generación Variable en el Sistema Eléctrico de Chile. (Synex & Universidad de Comillas & Estudios Energéticos, 2018).

Este primer trabajo de investigación que analizaremos, desarrollado en el año 2018, para la Asociación de Generadoras de Chile (AG) liderada por SYNEX Ingenieros Consultores, Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas y Estudios Energéticos Consultores, y qué en términos generales se estructura en tres etapas. La primera analizó el impacto técnico-económico a nivel internacional de las energías renovables variables en los diferentes segmentos del mercado eléctrico, planteando la relevancia de las elevadas penetraciones de estas tecnologías, concluyendo esta etapa con una panorámica de las experiencias internacionales en esta materia.

En una segunda etapa se estudió el mercado chileno, identificando los aspectos críticos que pueden obstaculizar la integración eficiente de las tecnologías ERV, mientras que la tercera etapa se presentaron una serie de propuestas regulatorias para el contexto chileno con el objetivo de garantizar la eficiencia del mercado en escenarios de elevada penetración de ERV y analizar los cambios legislativos y regulatorios que se requerirían para llevar a cabo las propuestas.

Desde el punto de vista de análisis, podemos señalar que este estudio analiza las experiencias internacionales para extraer recomendaciones y propuestas de reforma para el sector eléctrico chileno, en una segunda instancia analiza los costos decrecientes de las tecnologías renovables, y su impacto en el grado de penetración que ha tenido en Chile, destacando que en octubre de 2017 ya se había alcanzado la meta de 20% que había establecido la ley eléctrica para el año 2025 (Ley N°20.257, 2008) y (Ley N°20.698, 2013) para las ERNC, indicando que en diversos estudios muestran que la participación de las ERV será del 30% hacia el año 2030. El estudio se traduce en una propuesta regulatoria que facilite la integración eficiente de altos grados de participación de ERNC en la matriz energética chilena, cuestión que podemos señalar que es un tema cumplido ya que a diciembre de 2019, se contaba con un 48,8% de capacidad instalada de ERNC la que incluye la tecnología de centrales hidráulicas (Estadísticas Capacidad Instalada | CEN, 2020). En el plano regulatorio, hace referencia a la transición que en ese año estaba la regulación chilena, particularmente lo referido a los servicios complementarios, cuestión que ya está operando desde este 1 de enero de 2020 (Ley N°20.936, 2016), y este estudio apunta en aspectos críticos a los costos de los servicios complementarios de balance, asociando falta de criterios de causalidad, tanto por el lado de la demanda como de la generación de las distintas fuentes de energía.

Al finalizar este estudio se presenta una crítica al mercado y su regulación, el que se ha mantenido desde hace más de tres décadas, en cuanto a que las transacciones de oportunidad en el mercado *spot* (Mercado Diario) se realicen a costos marginales del post despacho, sin que exista una vinculación entre los compromisos de cantidades y costos marginales establecidos en el predespacho y posteriores reprogramaciones, solución de los principales aspectos críticos detectados debe también tener en cuenta la modificación de las normas reglamentarias, en materia de servicios complementarios y de coordinación de la operación.

Este trabajo de investigación también apunta a una visión muy clara desde la posición favorable de las empresas generadoras, estableciendo que la regulación particularmente del mercado *spot* se realiza con los costos marginales resultantes de la operación pasada, lo que a mi juicio es correcto, ya que la electricidad es un *commodity* cuya variabilidad no depende de la oferta de generación, sino que depende directamente de la demanda, es decir “siempre” la generación debe estar dispuesta para servir esa demanda y ésta depende de un sin número de variables. No obstante, la posibilidad de establecer mercados intradiarios no es la mejor solución para el mercado chileno, simplemente porque es un mercado pequeño y de gran variabilidad de oferta de generación, con un espectro amplio de potencias disponibles y precios, lo que se puede establecer en los análisis de la operación real, donde podemos comprobar por ejemplo en abril de 2020, que el costo medio de generación del sistema fue de 23,2 USD/MWh, mientras que los costos marginales (CMg) promedio entre subestaciones Crucero, Pan de Azúcar, Quillota, Alto Jahuel, y Puerto Montt, todas en 220 kV⁶, dieron un costo equivalente medio de 44,1 USD/MWh, esto es 1,9 veces el costo medio de generación, lo que significa que el mercado *spot* finalmente presenta altos costos marginales, debido principalmente a la modulación de la intermitencia de la generación variable como la solar fotovoltaica y la eólica.

⁶ Estas subestaciones representan geográficamente a Chile, desde el norte en la segunda región de Antofagasta S/E Crucero y hasta el sur en la región de los Lagos la S/E Puerto Montt, cuya distancia alcanza los 3.100 km de transmisión radial.

- 2) Seawater pumping as an electricity storage solution for photovoltaic energy systems. (Manfrida & Secchi, 2014).

Este trabajo de investigación “Bombeo de agua de mar como solución de almacenamiento de electricidad para sistemas de energía fotovoltaica”, se inicia mencionando que para mantener una contribución cada vez mayor de las energías renovables a la red eléctrica es necesario considerar el carácter estocástico de las fuentes de energía renovables en el diseño y la construcción de instalaciones de almacenamiento. Señala que el almacenamiento de electricidad por sistema de bombeo de agua de mar, es una buena opción para plantas fotovoltaicas o solar térmicas, ubicadas en lugares adecuados cerca de la línea de costa. Se consideran diferentes modos de operación del sistema de bombeo, tanto de velocidad fija como velocidad variable, además de dimensionar preliminarmente el campo solar fotovoltaico y el reservorio de agua de mar, cuyos resultados se simulan durante un año de funcionamiento y se evalúan comparativamente. Los resultados muestran que el almacenamiento por bombeo fotovoltaico no es rentable en la condición de simulación del mercado eléctrico italiano de energía renovable, pero evidencia una eficaz disminución de la carga en la red de transmisión, sin embargo, indica que posiblemente sería atractivo en el futuro, también a la luz del desarrollo de aplicaciones *off grid*.

La red eléctrica, renovables y almacenamiento, es un tema por resolver, particularmente por la sobrecarga en la red de distribución producto del aumento de la inyección de energías renovables, convirtiéndose en un problema que afecta a muchos países y que pone un gran desafío a las redes eléctricas nacionales e internacionales, particularmente en el aumento de la capacidad de los sistemas de transmisión. A gran escala, el problema se enfrenta actualmente al aumento de la modulación de energía de las centrales generadoras de combustibles fósiles, y también a la propuesta de nuevas grandes instalaciones de almacenamiento, principalmente hidrobombeo, pero también *Compressed Air Energy Storage* (CAES) y grandes baterías.

Por otra parte, el artículo desarrolla un análisis de caso en Italia, donde el creciente desarrollo de las energías renovables es evidente; entre ellos, el solar fotovoltaico se ha convertido en el segundo recurso renovable (después de la hidroelectricidad) tanto en términos de capacidad instalada como de producción. La red eléctrica está bien desarrollada, pero su funcionamiento se ve obstaculizado por la larga geografía del país, y el almacenamiento hidroeléctrico y la modulación de la carga por centrales generadoras de combustibles fósiles (principalmente ciclos combinados de turbinas de gas) se utilizan diariamente, con el fin de mantener el balance de potencia de la red entre producción y consumo. Esta compleja situación se refleja en el coste del kWh renovable pagado en el mercado libre, que presenta variaciones típicas de entre 6 y 10 c€/kWh con un patrón típico de noche/día (determinado por la gran contribución de la energía solar). La política de incentivos en los últimos años definitivamente favorece a los pequeños productores de energía renovable, que pueden vender electricidad a la red a un precio fijo, independientemente de las condiciones de carga de la red. El resultado es el coste de almacenamiento y la modulación energética lo paga la comunidad, a un precio por kWh que es el mayor entre los países de la UE. En un futuro próximo, se prevé que el precio de venta de electricidad producida a partir de energías renovables no será constante durante el día, sino que estará determinado por las condiciones del mercado, incluyendo las plantas medianas y pequeñas.

Uno de los puntos más importantes que podemos rescatar de este artículo, es que considera que el bombeo de agua de mar es una forma eficaz e inteligente de almacenar electricidad, cuestión que nos parece importante y fundamental, señalando que el bombeo de agua en centrales hidroeléctricas reversibles es un método probado para resolver problemas de desequilibrio de la red, utilizados en gran medida en todos los países con recursos hidroeléctricos disponibles, ya que la energía potencial acumulada permite almacenar cantidades considerables de energía, que se pueden disponer muy rápidamente para el sistema eléctrico, a menudo bajo un funcionamiento completamente de telemando remoto.

Señala también el artículo que existen varios autores que se han centrado en la estrategia operacional de almacenamiento de energía por bombeo considerando el arbitraje de precios, alcanzando beneficios bajo una estrategia que optimiza el almacenamiento de energía basado en los precios de la electricidad del día a día.

Por otra parte, el artículo señala que el bombeo de agua de mar desde el nivel del mar hasta un embalse artificial representa una opción interesante para los países que tienen una línea de costa larga y escasos recursos de agua dulce, como es el caso del norte grande de Chile, mencionando la experiencia de la planta de Okinawa en Japón. Luego el estudio desarrolla simulaciones de condiciones de operación bombeo/generación, para diferentes potencias fotovoltaicas y caudales de almacenamiento.

La evaluación del precio diario de la electricidad es uno de los elementos claves en el análisis de este artículo, ya que después de un desarrollo exhaustivo y prolijo de los escenarios de operación diaria-anual del sistema, logran establecer que en el análisis de flujos de efectivo la energía generada por la turbina hidráulica valía un 44% más que la energía alimentada directamente en la red.

El objetivo del análisis económico fue definir el costo de la energía producida y almacenada por el sistema eléctrico. Para realizar una estimación, se realizó una evaluación de costes de capital. La viabilidad económica del sistema de almacenamiento se evalúa además comparando los ratios de parámetros generales de eficiencia, que permiten evaluar la capacidad del sistema de almacenamiento para aumentar el valor económico de la energía producida a partir de fuentes renovables en comparación con la condición en la que se introduce directamente en la red en el momento de la producción. La estimación de costes de capital de una planta hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo depende de una serie de condiciones que pueden variar de una planta a otra, y una estimación precisa requiere un diseño completo de todo el sistema.

Esto se aplica en particular a las obras civiles asociadas a la central hidroeléctrica como presas de diferentes tipos, estructura de admisión, S/E eléctricas, tubería de presión, canales, obras subterráneas, construcción o adecuación de carreteras. En el artículo se consideró un escenario "genérico", proporcionando sólo una primera estimación del costo del sistema, comparando diferentes correlaciones bibliográficas y restringiendo a los siguientes componentes de costo principal: 1). Bombas, 2). Motores eléctricos, 3). Turbina, 4). Generador, 5). Tuberías, 6). Obras civiles en general.

Otros autores han proporcionado estimaciones de los costos de las máquinas hidráulicas para aplicaciones de almacenamiento de agua de mar. Utilizaron modelos de bomba desarrollados para plantas de desalinización de ósmosis inversa. El eje de la bomba, el impulsor, la etapa de succión, la carcasa, el difusor y la carcasa de presión están contruidos a partir de acero dúplex (resistencia específica a la corrosión de acero inoxidable). Se estimó finalmente un costo de inversión unitario para el equipo electromecánico (turbina Pelton de eje horizontal y generador), de 670 €/kW. Para el transformador de potencia, se consideró un costo de 22.400 €. También el artículo considera un "factor de sitio", definido como el costo total del proyecto dividido por el costo total del equipamiento del proyecto hidroeléctrico y se puede aplicar para la estimación de los costos de construcción. En el presente caso, el valor resultante para el factor de sitio fue de 2,97. Esto significa que los costes de los equipos electromecánicos constituyen aproximadamente el 34 % de los costes totales de inversión, por lo tanto, el costo de la obra civil puede estimarse restando los costos de los equipos electromecánicos de los costos totales. Los costos estimados de las tuberías se calcularon siguiendo los procedimientos descritos en los manuales publicados por la Dirección Noruega de Recursos Hídricos y Energía. Se eligieron tuberías de poliéster insaturadas reforzadas con fibra de vidrio debido a su compatibilidad con el agua de mar. Una solución similar fue adoptada en la planta de Okinawa con tubos FRP (Plástico Reforzado con Fibra de Vidrio).

La elección se tomó teniendo en cuenta la mejora de la resistencia a la corrosión del agua de mar, y la mayor dificultad para que los microorganismos marinos se adhieran a estas tuberías que a las superficies de acero recubiertas. Los costes de instalación se pueden estimar en un 20% de los costes de tubería. El costo de inversión unitario de la planta solar fotovoltaica fue de 2.000 €/kWp, basado en datos de proveedores italianos. Los costos de operación y mantenimiento (O&M) de los sistemas fotovoltaicos son relativamente pequeños, estimados aproximadamente en el 1% de la inversión de capital de la planta fotovoltaica por año. Una planta hidroeléctrica estándar tiene costos mínimos de mantenimiento si se compara con muchas otras fuentes de producción de energía. El porcentaje de costes anuales de mantenimiento en comparación con los costes anuales totales es igual al 11% del coste de inversión anual. Utilizando los valores de energía anual resultante de las simulaciones, es posible evaluar el costo por kWh producido. El coste optimizado de kWh producido por las turbinas es de aproximadamente 0,250 €/kWh para una planta con el tamaño máximo. El coste optimizado de la energía total producida cae alrededor de 0,116 €/kWh cuando la contribución de electricidad es alimentada directamente en red. Para las pequeñas capacidades de almacenamiento, la incidencia de la energía alimentada directamente de la red es mucho mayor.

Los ingresos calculados para este artículo fueron obtenidos a partir de parámetros de eficiencia definidos como Índice de Producción, Índice de Red y Factor de Capacidad, dado que las políticas nacionales sobre el precio de venta de la electricidad renovable están muy diversificadas y evolucionan con el tiempo.

Las conclusiones del artículo se basan en el análisis de una central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo de agua de mar, cuyo sistema de bombeo es alimentado por energía solar a través de un campo solar fotovoltaico, ha sido estudiado en dos configuraciones diferentes: (a) dos bombas de velocidad constante de diferente tamaño y (b) dos bombas de velocidad variable del mismo tamaño.

Las simulaciones anuales de los sistemas fueron llevadas a cabo por un modelo TRNSYS que examina diferentes tamaños de campo fotovoltaico y volumen de almacenamiento. La capacidad del sistema de almacenamiento para adaptarse a la variabilidad estocástica de la fuente primaria es descrita en términos de energía por el Índice de Producción, que representa la relación de energía almacenada durante un año con la energía generada por el campo fotovoltaico. El Índice de Producción más alto (42,8%) se logra con 600 kWp y 7.000 m³ para la Configuración de velocidad constante y con 600 kWp y 9.000 m³ para la Configuración de velocidad variable (48,6%).

Los resultados confirman que el bombeo fotovoltaico con funcionamiento de la bomba de velocidad variable puede disminuir eficazmente la carga en la red de transmisión, para una operación desconectada de la red (el 86,5% de la energía producida por el campo fotovoltaico se utiliza para alimentar las bombas para la simulación de Índice de Producción más alto). En realidad, la ventaja para la red es doble: una disminución de la carga de transmisión en las horas de recepción de sobreproducción o sobre oferta (día) y una reducción significativa en la zona horaria crítica de suministro nocturno. El bombeo fotovoltaico con funcionamiento de velocidad constante de la bomba aumenta la eficiencia global del sistema debido a la mayor energía directamente alimentada en la red.

Finalmente, se realizó un análisis económico para calcular la inversión global y el costo de la unidad de energía generada. El coste por unidad de energía generada por la turbina varía en el rango 0,25 - 0,44 €/kWh para la configuración de operación de velocidad constante y de 0,23 - 0,45 €/kWh para la configuración de operación de velocidad variable en función del tamaño de la planta fotovoltaica y el volumen de almacenamiento. Según el análisis del Precio Nacional de la Electricidad en Italia, el valor relativo de la electricidad producida durante el período de punta de precios nocturnos se encontró en el promedio 1,44 veces el precio en la punta de medio día.

En ninguna de las dos configuraciones, la eficiencia global ponderada alcanza el valor unitario, lo que significa que el valor agregado de la energía generada por la turbina en las horas de la tarde no es suficiente para lograr un mejor equilibrio económico que la condición en la que toda la energía fotovoltaica se alimenta en la red. Una relación de precio máximo tarde/mediodía de 1,68 para la configuración de operación de velocidad constante y 1,91 para la configuración de operación de velocidad variable conduciría a un saldo de ingresos positivo en comparación con una simple planta fotovoltaica conectada a la red del mismo tamaño.

- 3) Microeconomics of electrical energy storage in a fully renewable electricity system. (Timmons et al., 2020).

El título de este artículo “*Microeconomía del almacenamiento de energía eléctrica en un sistema eléctrico totalmente renovable*” es muy sugerente, considerando que nuestro modelo, justamente apunta a una mayor inyección de energías renovables variables, y desde el punto de vista país, la tendencia es alcanzar una matriz energética altamente renovable. El artículo señala que los sistemas eléctricos totalmente renovables requieren alguna forma de almacenamiento de energía, no obstante, resolver este problema se vuelve económicamente complejo. El estudio señala que muchos informes sobre el costo del almacenamiento de electricidad confunden el costo de la potencia de carga/descarga en kW con el costo del potencial de almacenamiento de energía en kWh. Estos parámetros varían mucho y crean estructuras de costos fundamentalmente diferentes según las tecnologías de almacenamiento, además indica que el caso de estudio de *island-nation of Mauritius* demuestra que se necesita la simulación de un sistema eléctrico completo para minimizar el costo del almacenamiento de energía, resultando de la simulación que el almacenamiento en reservorios como el bombeo hidroeléctrico es de menor costo que el uso de baterías, sin embargo considerando que los precios de las baterías han disminuido, estas no reducen los costos totales de almacenamiento.

Considera también que la tecnología de almacenamiento por bombeo hidráulico es una tecnología completamente madura y está mucho más disponible de lo que se supone y por tanto llama a los responsables políticos a confiar en que los compromisos para desplegar energías renovables no dependen del desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento o de la reducción de los precios de las baterías, cuestión que esta tesis comparte tácitamente.

El artículo se centra en analizar el costo final del almacenamiento de energía como la suma de los costos de energía más el costo de operación, dividido por la energía almacenada, no obstante el artículo se pregunta ¿cómo se puede utilizar el almacenamiento de energía para minimizar el costo total de la energía?, para determinar esto, considera los costos de energía y operación por separado, así como la eficiencia del almacenamiento, que se describe para los tipos de almacenamiento característicos. Los resultados del estudio muestran el papel de cada tecnología en el contexto de minimizar el costo de un sistema de electricidad renovable en la isla de *Mauritius*. En este sentido, se considera altamente importante este trabajo, ya que plantea una solución operacional para que el almacenamiento de energía minimice el costo total de generación del sistema. Importante es señalar que la operación de la central de almacenamiento por bombeo hidráulico considera bombear al reservorio superior cuando existan excedentes de electricidad disponibles, mientras que nuestro modelo considera bombear según la disponibilidad solar del lugar de emplazamiento.

Por otra parte, el estudio señala que los reservorios superiores pueden contener grandes cantidades de energía a costos de almacenamiento del orden de los 11,62 USD/kWh, mientras que para el almacenamiento en baterías de litio este valor puede alcanzar los 316 USD/kWh respectivamente. La energía potencial del agua almacenada depende tanto del volumen de agua como de la caída entre los embalses superior y la sala de máquinas del generador, es decir un depósito contiene más energía potencial mientras mayor sea la caída (salto neto).

A manera de ejemplo si el costo del capital del embalse fuera constante, el costo del capital para almacenamiento aumentaría a medida que disminuye el salto neto de caída, aumentando exponencialmente cuando se sitúa por debajo de los 200 metros, aun así, sigue siendo menor que para las baterías.

También se indica que el uso de tecnología de almacenamiento por bombeo se ha visto limitado más por cuestiones ambientales e incertidumbre sobre las condiciones del mercado que por la disponibilidad de sitios adecuados. Los costos de construcción señalados en el estudio nos hablan de 2.743 USD/kW para centrales de almacenamiento por bombeo incluido el reservorio y un costo de almacenamiento equivalente a 11,62 USD/kWh, mientras que los costos fijos de operación por potencia instalada alcanzan a 57,14 USD/kW, lo que se suma a una vida útil de 40 años y eficiencia del 81%.

La tecnología de almacenamiento por bombeo se ha desarrollado típicamente a grandes escalas de 1.000 a 4.000 MW, pero se puede encontrar a escala mini, micro y pico, incluyendo plantas que suministran sólo unos pocos kWh a clientes residenciales. Se señala además que las plantas a menor escala tienen costos mayores que las plantas de gran escala. También se señala que se ha utilizado esta tecnología para estabilizar pequeñas redes eléctricas aisladas, como por ejemplo El Hierro en Canarias de España cuenta con un parque eólico junto con una central de almacenamiento por bombeo de 6 MW de capacidad de carga y capacidad de descarga de 11,3 MW, que suministra la mayor parte de la electricidad de la isla.

El estudio también muestra el *Levelized Cost of Storage (LCOS)*, cuyos resultados indican que al analizar una comparativa entre el almacenamiento en baterías de litio versus el bombeo hidráulico, el almacenamiento con baterías de litio alcanza un menor costo para tiempos menores a 6 horas, mientras que, para almacenamientos mayores a 7 horas, resulta más económico hacerlo con bombeo hidráulico.

Importante es señalar que el almacenamiento por bombeo según muestra el estudio posee un costo prácticamente constante, indistintamente del tiempo de almacenamiento requerido.

El artículo tanto en la discusión como en sus conclusiones desarrolla un análisis muy interesante sobre la operación de un sistema eléctrico y las alternativas tecnológicas de almacenamiento, como son el hidrógeno y el litio, sin embargo, lo más importante de este artículo son el establecimiento de costos unitarios de inversión de sistemas de almacenamiento por bombeo y el costo asociado de la energía almacenada, además de sustentar la madurez de este tipo de tecnologías de almacenamiento. También define que las transiciones a redes eléctricas totalmente renovables deben estudiarse a nivel de sistema holístico, conclusión que compartimos completamente.

Otra conclusión importante del trabajo, indica que las características temporales de generación de energía eólica y solar variable, así como la estructura de costos de la tecnología PHS lo sugieren como un fuerte candidato para sistemas eléctricos totalmente renovables y fomentar la educación pública sobre la necesidad emergente de almacenamiento de energía.

Por último, el artículo demuestra que una red eléctrica totalmente renovable es factible con la tecnología actual de almacenamiento de electricidad por bombeo, señalando que *“los responsables políticos se enfrentan a muchos desafíos en torno a la creación de incentivos adecuados para el desarrollo de energía renovable y la infraestructura de almacenamiento necesaria”*, cuestión que es clave para el despegue definitivo de las energías renovables, demostrando que esa transición no requiere desarrollar nuevas tecnologías de almacenamiento de energía.

- 4) The performance investigation of increasing share of photovoltaic generation in the public grid with pump hydro storage dispatch system, a case study in Japan. (Y. Li et al., 2018).

Esta investigación nos habla del desempeño de una participación cada vez mayor de la generación fotovoltaica en la red pública considerando el sistema de despacho de almacenamiento hidráulico por bombeo, aplicando el caso de estudio en una región de Japón. La integración masiva de la energía fotovoltaica afecta profundamente la oferta de energía y la flexibilidad de los generadores convencionales, el despacho de generación renovable y la utilización del almacenamiento estacional. Esta investigación presenta una evaluación técnico-económica de una integración fotovoltaica a gran escala en la red considerando despacho de generación PHS, utilizando datos reales de Kyushu, Japón. Se describen los impactos de la integración fotovoltaica en las curvas de demanda y los escenarios de despacho del almacenamiento, junto con la simulación de rendimientos económicos de la mayor integración fotovoltaica, teniendo en cuenta las limitaciones técnicas, y mostrando las variaciones de potencia en las curvas de carga de duración residual. Las unidades PHS absorben eficazmente la producción fotovoltaica excedente, manteniendo la flexibilidad de la red y disminuyendo aún más la producción de los generadores de base media. Debido a limitaciones técnicas, los resultados de la simulación indican que alrededor del 50% de la producción fotovoltaica se reducirá cuando la relación capacidad/carga máxima alcanza 1,02. A medida que aumenta la capacidad fotovoltaica integrada, estas muestran variaciones significativas a lo largo de los meses de un año, y los aumentos en los grados de penetración anuales fotovoltaicos se vuelven menores con la operación de las PHS. Además, al examinar los resultados de la integración fotovoltaica con diferentes capacidades de PHS revela que las PHS pueden mantener eficazmente un bajo LCOE⁷ mediante la recuperación de la producción excedente, especialmente a niveles más altos de penetración fotovoltaica.

⁷ Se refiere al costo nivelado de la electricidad (LCOE en inglés *Levelized Cost of Electricity*).

El estudio hace mención que la ERV difiere de las tecnologías convencionales, y por tanto se presentan desafíos como el control de voltaje, la escasez temporal de energía o la generación y utilización estacional de excedentes de unidades ERV de almacenamiento. El almacenamiento de energía desempeñará un papel clave en el mantenimiento de la confiabilidad de la red y los estándares de seguridad, recuperando los vertimientos de ERV debido a las limitaciones flexibles de la red, particularmente en las redes aisladas. Actualmente varias tecnologías de almacenamiento de electricidad, incluyendo, almacenamiento hidroeléctrico de bomba (PHS), almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES), tecnologías de baterías (Li-ion, Pb) y otras, han sido ampliamente desarrolladas y aplicadas en aplicaciones prácticas. La tecnología PHS sigue siendo la tecnología de almacenamiento más utilizada y preferible comercialmente para aplicaciones a escala de servicios públicos, representa una mayor proporción porcentual de la capacidad de almacenamiento de energía global en el despacho de ERV. Jülch V. en su artículo “*Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method*”, presentó un análisis detallado del costo nivelado del almacenamiento para diferentes tecnologías de almacenamiento, el resultado indicó que PHS fue considerado como la tecnología de menor costo de inversión para sistemas de almacenamiento a largo y corto plazo.

El artículo señala que otros autores investigaron el desempeño de los sistemas de almacenamiento por bombeo para apoyar la alta penetración de ERV en el sistema de energía de Grecia, donde PHS desempeña un papel eficaz en la absorción del excedente de producción renovable, los beneficios se pueden lograr a través de una estrategia de operación óptima, lo que puede llevar a alcanzar la viabilidad económica en un período de amortización relativamente corto.

El sistema eléctrico analizado, señala que los generadores geotérmicos y nucleares funcionan con carga constante, los generadores térmicos (gas natural, carbón y petróleo) sirven como generadores flexibles, que pueden ajustar su producción para cumplir con el desajuste entre la producción renovable variable y la carga de la red.

En este sistema eléctrico se almacena a través de PHS para absorber la generación excedente de ERV (PV⁸) durante el día y liberar la energía almacenada para la hora de demanda máxima o de punta, mejorando el factor de capacidad de los generadores térmicos.

Un resultado muy importante y trascendente para este modelo es que, en los periodos coincidentes de alta demanda y de alta generación fotovoltaica, disminuye drásticamente la producción de plantas flexibles, incluso alcanzaría la limitación de la red que establece la producción constante de plantas térmicas nucleares y de carga base equivale a 0,35 de la carga anual de la red máxima. Este dato no es menor para nuestro modelo, ya que estamos comparando dos sistemas en su operación real y por tanto de alguna manera son asimilables, aunque desde el punto de vista de calidad y seguridad del servicio, puede existir una diferencia que debe ser analizada con mayor detalle.

Otro punto muy importante que muestra este artículo es el tema de la flexibilidad del sistema, que depende en gran medida de la carga asignada a sus generadores flexibles y los inflexibles como nuclear y generadores de carga base. Se destaca también el hecho de que señala claramente que la sobreproducción de ERV se había producido debido a la limitación flexible de la red (cosa que también sucede en el sistema eléctrico chileno), es decir la sobreproducción podría ser enorme teniendo en cuenta la limitación flexible en el dominio de carga media, tal como sucede en mercados eléctricos a nivel mundial. La solución que muestra el modelo a esta condición operacional es que a medida que aumenta la capacidad fotovoltaica conectada a la red, se implementan sistemas PHS para mejorar el rendimiento de la flexibilidad de la red regional y la utilización fotovoltaica. El almacenamiento de las PHS utiliza energía excedente de generación fotovoltaica teniendo en cuenta la limitación de la flexibilidad de la red, la energía almacenada se utilizará para cortar la demanda máxima residual.

⁸ PV : *Photovoltaic*.

El sistema de almacenamiento se caracteriza por tres indicadores principales: potencia de carga, potencia de descarga y capacidad de almacenamiento de energía. El sistema de almacenamiento debe funcionar dentro de su rango de ciclo nominal. La energía potencial almacenada en el depósito superior se limita al período de operación de máxima de 7 horas con capacidad nominal de la bomba. Por último, se señala que las salidas de plantas flexibles medianas oscilan entre 0,3 y 1,0 de su capacidad nominal.

El trabajo de investigación a través de la simulación del modelo desarrolla un análisis exhaustivo de los escenarios de despacho de carga y económico, logrando establecer conclusiones que indican que la producción intermitente de ERV tiene una influencia significativa en el equilibrio entre la oferta y la demanda de la red, especialmente cuando existe altos niveles de penetración de ERV. En esta investigación, se utilizó la carga real de la red y la generación de energía para explorar el rendimiento de la red pública de Kyushu, con una creciente integración fotovoltaica, examinando el papel de despacho de detalles y el desempeño económico del PHS.

Por último, el artículo señala que la tecnología PHS puede desempeñar un papel eficaz cuando existe un exceso de generación fotovoltaica, liberando la energía almacenada en las horas de punta, especialmente durante las estaciones medias y los meses de invierno. La operación de PHS, aumenta el nivel de penetración fotovoltaico y reduce aún más la generación de centrales de tamaño mediano generalmente incluyendo plantas flexibles térmicas como GNL y Carbón. Teniendo en cuenta las limitaciones técnicas y flexibles de la red eléctrica, la inyección de generación fotovoltaica podría mejorarse obviamente con el despacho de generación PHS. Mientras tanto, el crédito de capacidad máxima fotovoltaica se puede mejorar en un escenario de despacho optimizado. Para una determinada capacidad de PHS, el aumento del grado de penetración se reduciría con el aumento de la capacidad fotovoltaica integrada.

- 5) Unit Commitment in fully Renewable, Hydro Wind Energy Systems. (Pezic & Cedres, 2013).

Este trabajo de investigación sobre despacho de carga de un sistema totalmente renovable, se basa en un sistema que se encuentra en la isla El Hierro en el archipiélago de Canarias, que lo componen un parque eólico y una central de almacenamiento por bombeo, más unidades de partida rápida para superar emergencias. Este trabajo fue desarrollado por dos profesionales pertenecientes a Red Eléctrica de España que, desde el punto de vista planteado de solución, sin duda nos permite obtener una visión más clara de análisis del modelo propuesto.

La solución basada en el *Unit Commitment* para la planificación de la operación del sistema presenta características específicas e inusuales de la central de almacenamiento por bombeo. En la metodología, utiliza costes artificiales para poder coordinar el parque eólico y la central PHS. La solución del modelo se desarrolla con programación lineal entera mixta, para alcanzar la programación óptima del sistema eléctrico.

El artículo señala que las ventajas de este sistema son varias. Éstas van desde lo económico hasta lo medioambiental, sin embargo, se considera un gran reto debido a la dificultad de coordinar un sistema hidro-térmico-eólico.

El modelo considera características específicas de operación de la central PHS, como la operación simultánea de generación y bombeo, programación por unidades, regulación de frecuencia y reserva de cada unidad. La metodología desestima aplicar un despacho hidrotérmico, que se basa en los costos de las unidades térmicas y costos futuros hidroeléctricos.

Los requerimientos del modelo y metodología lo componen un parque eólico, dos embalses, una central hidroeléctrica y una estación de bombeo.

Por otra parte, los datos reales del sistema señalan que la oferta requerida para el año 2011 para el sistema eléctrico EI Hierro superó los 45 GWh, con un máximo histórico de potencia de 7,8 MW. Sobre el particular, el artículo señala que la demanda de energía del sistema es suministrada por combustible 100% fósil (diésel), cuya potencia instalada es de 11,18 MW, esto significa que el sistema eléctrico EI Hierro resulta el más caro en costes medios de Canarias, superando un coste variable medio en 2011 de 240 €/MWh.

La planta hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo, la componen los siguientes elementos. 1) Depósitos y conducción: El embalse superior tendrá una capacidad de hasta 500.000 metros cúbicos de agua, y el embalse inferior tendrá una capacidad utilizable de 150.000 metros cúbicos, la capacidad de almacenamiento de energía para generación eléctrica es de aproximadamente 210 MWh. 2) En cuanto a las tuberías, hay 2 tuberías (una exclusivamente para la estación de bombeo y otra exclusivamente para la planta hidroeléctrica) que permiten bombear y generar al mismo tiempo. 3) La instalación de bombeo consta de 6 unidades de bombeo de 0,5 MW y 2 de 1,5 MW con una potencia total de 6 MW. 4) La central hidroeléctrica consta de 4 turbinas Pelton de 2,83 MW de potencia cada una, y una potencia total instalada de 11,32 MW. La potencia mínima de estas unidades se encuentra alrededor del 20% de la potencia máxima, y excepcionalmente podría ser del 10%. 5) El parque eólico cuenta con 5 generadores eólicos de 2,3 MW de potencia cada uno, con una potencia total instalada de 11,5 MW.

Para definir los requisitos de metodología y modelo, para la simulación de la operación se desarrolla una metodología de programación lineal entera mixta que utiliza el software de optimización comercial IBM CPLEX.

Los resultados de esta simulación son los siguientes: Inicialmente, se analiza la generación eólica debido a que es la determinante en la programación de la operación del sistema. En ese sentido se define que es necesario contar con reserva en giro suficiente, ya que se prevé que es posible cubrir la demanda solo con generación eólica, pero la disponibilidad de viento no proporciona suficiente reserva. Con el fin de probar cómo estos requisitos afectarán a la programación de la generación, se realizan diversas simulaciones de programación. Se realizó una simulación de más de una hora en la que la demanda prevista era de 6 MWh y la generación de viento pronosticada era de 8 MWh.

Caso 1. (Los requisitos son = cero). En este caso podemos observar que la red de la instalación de la turbina-bomba es de 2 MWh (bomba) y no es necesario operar la bomba y la turbina al mismo tiempo dado que es técnicamente posible bombear 2 MWh con las unidades disponibles.

Caso 2. (Los requisitos son = 2). A diferencia del caso anterior, el hecho de que se considere la reserva y la inercia requeridas por la normativa eléctrica, suponen el funcionamiento simultáneo de las turbinas (1,76 MWh) y la bomba (-3,76 MWh).

El estudio consideró el caso 2, no sólo para tener suficiente capacidad de regulación, sino también porque así lo exige la legislación española. Señala que hay varias soluciones para satisfacer la demanda y todas las restricciones. De ellos, se considera que la mejor solución es aquella que minimiza las pérdidas en el sistema. La Metodología y requisitos de modelo, consideran la singularidad de las características constructivas y el funcionamiento de la central hidroeléctrica de El Hierro, junto con el objetivo de la instalación, hace necesario el desarrollo de un modelo que sea capaz de cumplir con los siguientes requisitos: El modelo de datos debe ser programado por unidades físicas teniendo en cuenta (bomba o turbina) y la potencia máxima, mínima, inercia y regulación de frecuencia. La posibilidad de operación simultánea de turbina y bomba. El modelo tiene que incorporar no sólo la coordinación hidro-térmica, sino también la coordinación hidro-térmica-eólica.

Como requisitos de metodología, señalan que las necesidades del departamento de Explotación de Canarias en relación con la planificación de explotación de la central hidroeléctrica de El Hierro consisten en: Que la metodología elegida debe ser capaz de proporcionar una programación que garantice una capacidad mínima para la regulación e inercia con el fin de garantizar la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico al menor coste posible.

El nuevo modelo y metodología señala que en un despacho de carga clásico modelaríamos esta instalación únicamente como una bomba, sin tener en cuenta el agua, sólo con la posibilidad de almacenamiento de energía. Para poder operar en ambos sentidos al mismo tiempo, primero separan las partes de generación y bombeo. Para las características no convencionales de las unidades hidráulicas, existe un mínimo técnico y con el fin de calcular correctamente las contribuciones a la reserva en giro y la inercia, se necesitan más separaciones; extendido incluso a las unidades físicas. En general, el sistema hidroeléctrico es un grupo de elementos hidrológicamente dependientes y acoplados. Los elementos acoplados pueden ser depósitos de ríos o de almacenamiento, caudal de ríos y canales (para riego o suministro), de manera que las unidades de potencia pueden funcionar en modo de generación o bomba.

El modelo tendrá en cuenta, entre otras, las siguientes características: Modelado como un conjunto de reservorios interconectados; Características de la planta hidroeléctrica: Descarga máxima y mínima, Curvas de eficiencia, Eficiencia para el modo bomba; Características del reservorio: Volúmenes máximos y mínimos, característica de nivel de volumen; Retardo de flujo; Derrame; entradas; Demandas de agua; Niveles iniciales de agua; curvas de costo por uso o niveles finales de agua.

Como ejemplo concreto presentan el caso del sistema hidroeléctrico de El Hierro. Es una central eléctrica por bombeo (tipo cerrado), lo que significa que hay dos depósitos (superior e inferior) conectados por tuberías separadas para una correlación entre el modo de trabajo de la bomba y la turbina.

Otra característica específica de este sistema es que tiene equipos separados para el sistema de bombeo y la generación de energía.

Por lo tanto, para operar de forma independiente el sistema de bombeo del sistema de generación de energía (mismo caso del modelo propuesto), es necesario que el modelo incluya algunas características adicionales: - Programación por unidades físicas (no solo estación). - Posibilidad de trabajo simultáneo de generación de bombeo. - Características de regulación (reserva) para unidades de generación y unidades de bombeo. - Características de inercia de cada unidad. El modelo considera una característica P-Q del sistema eléctrico de El Hierro, utilizando aproximación lineal por tramos.

La metodología para resolver este sistema utiliza el *Unit Commitment* o despacho de carga considerando nuevas variables para la función objetivo como para las restricciones. La función objetivo en el despacho de carga clásico se minimizan los costos variables de operación que normalmente se encuentran con las unidades térmicas. La coordinación entre las unidades hidroeléctricas y térmicas también se incluye en caso de que existan unidades hidráulicas. En este caso no se consideran unidades térmicas, sólo en caso de emergencia, por lo que es necesario formar una nueva función objetiva que proporcione la coordinación viento-hidro-termoeléctrica. El modelo considera todos los costes como teóricos excepto el coste de generación de la energía térmica (CTe) y coste de puesta en marcha de la unidad térmica (CTs), que son los costes típicos que se utilizan en un despacho de carga térmico.

Según la legislación española, el RES (*Renewable Energy Sources*) tiene prioridad en la generación, por lo que el coste de energía producida por el viento (CWe), debe ser la de menor costo variable de generación (normalmente cero).

Por otro lado, el coste de energía eólica perdida (CW1) debe ser el de mayor coste, pero el hecho de entregar un coste tan alto y con la posibilidad de bombeo (bomba mínima >0), se pueden despachar las unidades térmicas con el fin de evitar los altos costes de pérdida de viento, y esto evidentemente eleva el coste total de generación del sistema.

En cuanto a la energía hidroeléctrica generada denominada como Costes de energía hidroeléctrica generada (CHe), tenemos que darle un valor para que entre después del viento y antes de la térmica. CHa es el costo de la energía acumulada en el sistema hidroeléctrico. Este coste es necesario para mantener el nivel del embalse al final del período de planificación (el volumen final del embalse no es fijo). Debido al hecho que las unidades son similares, es necesario introducir los costes de entrada CHo y CTo. Sobre todo, es importante para las unidades hidroeléctricas que no tienen costes de puesta en marcha. Los costos de continuidad CHc para las unidades hidroeléctricas son importantes para evitar arranques y paradas frecuentes.

Los valores de los costes utilizados en la simulación son: CTe =250 €/MWh; CTs 1000€/inicio; CTo =1, CWe =1 €/MWh; CW1 =200 €/MWh; CHe =20 €/MWh; CHa =10 €/MWh; CHo =1; CHc =1 respectivamente.

Las limitaciones más significativas: Restricciones de descarga Min y Max; Embalses limitaciones de volumen Min y Max; Cálculo del volumen de los embalses; Potencia eólica Min y Max; Inercia Min.

Las variables de las restricciones que considera la investigación son: Período de programación en hora; Índice de tiempo; Número total de unidades hidroeléctricas; Índice de unidades hidroeléctricas; Número total de embalses; Índice de embalses; Embalses Superior; Embalses Inferior; Variable de decisión de descarga para unidades hidroeléctricas; Variable de decisión de volumen para el embalse; Tipo de unidad, Bomba (-1) o Turbina (1); Retraso entre el embalse INI y el embalse FIN; Número total de unidades eólicas; Índice de unidades eólicas; Decisión de generación de viento variable; Previsión de generación de viento; Contribución de la unidad a la inercia; Requisito de inercia del sistema; Disponibilidad de unidades (todas las unidades).

El problema lo resuelve mediante el uso de metodología de programación lineal entera mixta (MILP). El software es capaz de encontrar la programación óptima de una central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo de múltiples unidades, durante un período de corto plazo (hasta un mes) en el que se le indica la demanda, las reservas mínimas y máximas y la inercia. El software comercial utilizado es IBM CPLEX con el lenguaje de programación OPL. Los resultados entregados son: Afluente por hora, descarga de turbinas y vertimiento; Niveles del embalse por hora; producción/consumo de energía por hora para cada unidad; Reserva en giro por hora máxima y mínima proporcionada por cada unidad.

La demostración práctica de la investigación son los casos mencionados anteriormente que se detallan en tres tablas. La tabla I muestra los datos de la unidad hidráulica. La tabla II muestra los resultados del caso 1 y la tabla III muestra los resultados del caso 2.

Los resultados de las simulaciones realizadas durante un periodo de 24 horas, teniendo en cuenta la generación térmica instalada en el sistema eléctrico EI Hierro, así como cada uno de los componentes del sistema hidro-eólico (bombas hidráulicas, turbinas hidráulicas y aerogeneradores) son los siguientes:

Simulación 1. Sin requisitos de reserva o inercia. Generación de viento de 8 MWh en todo momento. Volumen inicial 180 MWh. La generación eólica supera la demanda en todo momento. Por lo tanto, es necesario bombear los excesos de generación de viento. Por otro lado, también es necesario activar en pocas horas las bombas y turbinas hidráulicas al mismo tiempo para evitar el exceso de viento.

Simulación 2. Con requisitos de reserva e inercia. Generación de viento de 8 MWh en todo momento. Volumen inicial 180 MWh. En esta simulación final, observamos que, con el fin de satisfacer los requisitos de la reserva y la inercia, así como evitar el exceso de viento vertido, el funcionamiento simultáneo de las turbinas y la bomba se hace necesario en todo momento, en este caso el volumen del embalse superior aumenta, debido a que en este caso los requisitos de reserva fueron menores.

Basándonos en la investigación descrita, los autores han actualizado y probado el *Unit Commitment* para sistemas totalmente renovables con las siguientes conclusiones: 1) Es posible aplicar la metodología *Unit Commitment* para la planificación de operaciones en sistemas totalmente renovables. 2) Es necesario redefinir la función objetiva por dos razones, en primer lugar, no hay costes de función variable y en segundo lugar el mecanismo de coordinación es diferente, no se basa en costes reales. Es necesario introducir costes artificiales. 3) Se requiere un modelo más detallado para la contribución de la unidad de reserva en giro, no sólo hacia arriba, sino también hacia abajo. Es necesario introducir un nuevo requisito, en este caso la inercia, porque la generación eólica por sí sola no es suficiente para la estabilidad del sistema. 4) En la actualidad, el software está en uso en los sistemas de las islas.

En resumen, este trabajo nos aporta sustentabilidad al planteamiento de despacho de unidades por día es viable para sistemas renovables, cuestión que valida nuestro modelo y simulación.

- 6) Intraday Optimization of Pumped Hydro Power Plants in the German Electricity Market. (Braun & Hoffmann, 2016).

Este trabajo de investigación se enfoca en la optimización intradiaria de centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo en el mercado eléctrico alemán.

Históricamente, la programación de la generación de las centrales hidroeléctricas se determinaba para un horizonte diario, sin embargo, hoy en día, se han sumado muchos requisitos reglamentarios en el mercado eléctrico alemán, lo que lo hace mucho más complejo. Los operadores de centrales eléctricas se comprometen a proporcionar información sobre la producción programada, incluyendo el suministro de energía de cada generador a los operadores del sistema de transmisión. Tan pronto como ocurra una desviación en la programación, la información debe actualizarse y reportarse nuevamente. Estos requisitos conducen al punto en que la operación óptima de las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo ya no se puede realizar manualmente.

Para cumplir con los requerimientos del sistema eléctrico alemán, la empresa EnBW ha desarrollado su propio modelo de optimización y ha establecido un proceso de optimización diario e intradía basado en el sistema. El problema de optimización se formula como un problema entero mixto que determina el coste mínimo de operación sujeto a todas las limitaciones técnicas de una matriz hidrotérmica que cubre la demanda del sistema.

Como una optimización posterior a este nuevo sistema de optimización intradiario, configuran un algoritmo eficaz de optimización de bucles multietapa para centrales hidroeléctricas bombeadas diariamente teniendo en cuenta, por ejemplo, límites de reservorios, precios de un cuarto de hora, peajes de acceso a la red y disponibilidades.

Se presenta y discute un caso práctico del mundo real. Como una optimización posterior a este nuevo sistema de optimización intradía, configuran un algoritmo que considera los límites de reservorios, precios de un cuarto de hora, cargos en la red y disponibilidades. Para finalizar presentan y se discute un caso práctico del mundo real.

Se desprende del trabajo de investigación, que nace a partir de la "*Energiewende*", llamada transición energética (muy de actualidad en estos tiempos a nivel mundial y Chile no está ajeno). Las condiciones en el mercado energético alemán han cambiado fundamentalmente, con niveles de precios más bajos, pero sobre todo el escaso diferencial entre la hora de punta y fuera de punta han influido en la rentabilidad de las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo. Muchos métodos de optimización para las centrales hidroeléctricas diarias luchan por abordar los nuevos desafíos en los mercados de la energía en Alemania. Además, se introdujeron nuevos requisitos reglamentarios de la Agencia Federal de Redes alemana. Desde 2014, los productores de energía se dedican a transferir frecuentemente el último plan de producción al operador del sistema de transmisión.

La investigación, abarca una breve revisión bibliográfica del tema, dando cuenta por ejemplo de los desafíos del mercado de la energía y los nuevos requisitos regulatorios. Luego se introduce el modelo de optimización intradía implementado para cumplir con los requisitos reglamentarios. También la implementación de centrales hidroeléctricas se explica explícitamente. Los resultados del modelo, aplicado con datos del mundo real determina los niveles de almacenamiento de reservorios y previsiones de precios entre otros.

El texto señala que, las características del mercado eléctrico alemán han cambiado significativamente en la última década. La ley de energía renovable ha fomentado la explotación de estas energías, desplazando la generación de energía con combustibles fósiles.

Como consecuencia, el precio de subasta al contado EPEX *Spot* disminuyó desde 2012 en un 10 % anual de su valor medio. Esto no sólo influye en la utilización de centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles, sino también en plantas hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo. Por otra parte, la generación renovable no se distribuye por igual en tiempo y espacio. Además, debido al almacenamiento limitado y la falta de capacidad del sistema de transmisión, la generación disponible no se inyecta al mercado, generando vertimiento. En particular, este efecto ha reducido el diferencial promedio de precios y, por tanto, la rentabilidad de las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo que fueron construidas para flexibilizar la producción y servir la demanda.

La investigación representa gráficamente el análisis de una central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo diario, con una potencia turbina/bomba de 500 MW, eficiencia del 80 % y tarifas de red de 4 €/MWh para el consumo de energía. Se puede leer que en promedio una central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo en 2005 podría operar 9 horas al día en modo bombeo y 7 horas en modo de generación con un diferencial del precio medio *spot* de 32,21 €/MWh. En el año 2014 la central opera 6 horas en modo bombeo y 5 horas en modo de generación, aprovechando un diferencial del precio medio *spot* de subasta de 21,34 €/MWh. Bajo este escenario la investigación señala que esperan un mercado de mayor liquidez y sin arbitraje entre los mercados, el tiempo de funcionamiento en el modo de bombeo y generación se puede aumentar a 9 y 7 horas, lo que se demuestra en la operación del año 2014 al 2015. No obstante, para optar a oportunidades con mayores ingresos, es necesario ajustar la optimización y el despacho de las centrales hidroeléctricas de almacenamiento a las nuevas condiciones.

Además de las cambiantes condiciones de mercado, los nuevos requisitos reglamentarios han influido en la optimización de los despachos hidroeléctricos en Alemania. La Agencia Federal de Redes alemana introdujo una resolución en 2014 que compromete a los operadores de centrales eléctricas a informar sobre la producción prevista diaria y día siguiente.

Uno de los principales requisitos es que los datos deben actualizarse durante el día tan pronto como la generación programada presente desvíos. En la práctica, esto significa que tanto la generación medida cada 15 minutos como la capacidad de reserva de cada unidad generadora debe enviarse al operador del sistema de transmisión cuando cambie la generación programada. Para cumplir con este requisito, es necesario una optimización intradía basada en modelos de todas las centrales eléctricas. Este proceso no es alcanzable manualmente; es muy difícil optimizar toda una cartera de centrales eléctricas en el nivel de detalle requerido, normalmente 96 veces al día.

Como consecuencia de los nuevos requisitos reglamentarios, la empresa EnBW desarrolló su propio modelo de optimización y ha establecido todos los procesos necesarios; por lo tanto, estableció un apoyo a la decisión para un despliegue intradía de centrales eléctricas. El modelo de optimización sustituyó el proceso manual por un sistema automático basado en modelos. Los principales desafíos de una optimización intradía fueron tanto el desarrollo de un modelo matemático como el diseño de nuevos procesos.

El modelo de optimización se formula como un programa lineal entero mixto. La función objetiva minimiza los costes de generación hidroeléctrica. Opcionalmente, el modelo puede utilizar el mercado para comprar o vender energía para cumplir con los requisitos de demanda. La principal restricción del problema es que la demanda debe ser servida o cubierta. Además, considera las características técnicas de las centrales eléctricas, como la capacidad máxima, la capacidad mínima, las tasas de cambio de carga, los costes de puesta en marcha y las disponibilidades. Además, el modelo tiene en cuenta los precios del combustible y el CO₂, las tarifas de la red, así como los precios de la energía cada 15 minutos o cuarto de hora. Las reservas de control primario, secundario y en giro se distribuyen entre las centrales eléctricas de una manera óptima en costos.

El modelado de las centrales hidráulicas de almacenamiento por bombeo considera un nivel de detalle muy alto teniendo en cuenta las restricciones de los embalses, cortocircuito hidráulico de los almacenamientos hidroeléctricos por bombeo, vertimientos de agua, afluentes, etc. La mayoría de los parámetros de entrada tienen una resolución de un cuarto de hora. Se puede distinguir entre restricciones de embalse, como niveles máximos / mínimos de almacenamiento, caudales, eficiencias, salida, entrada y restricciones de reserva en giro que pueden ser ajustadas por el despachador.

Los niveles máximos y mínimos de almacenamiento también se pueden ajustar mediante seguridad complementada en caso de incertidumbres en la entrada, precios o altas probabilidades de cortes de energía de las plantas térmicas. En el primer estado de la versión, la optimización se realizó solo para un día, luego se amplió el horizonte de planificación a dos días. La optimización a lo largo de varios días tiene la gran ventaja de que el tiempo de inicio y la duración del ciclo de almacenamiento son más flexibles y el potencial de las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo puede ser mejor explotado. Los niveles de almacenamiento siempre se pueden establecer dentro de un período de planificación. Dado que las centrales hidroeléctricas por bombeo de la empresa EnBW solo pueden funcionar a plena carga durante un par de horas hasta que se alcancen los límites del embalse, además indican que su experiencia demuestra que optimizar para un periodo de más de dos días, no ofrece ninguna ventaja.

La optimización intradía genera una cantidad significativa de datos que se pueden utilizar para mejorar el despacho diario de las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo. Por lo tanto, la optimización tiene un gran potencial para los generadores y despachadores que obtienen un soporte que les permite evaluar la operación técnica y económica de las centrales eléctricas.

El flujo para los almacenamientos hidroeléctricos por bombeo en el mercado intradía continuo, su optimización es un algoritmo de bucle multietapa que se ejecuta como una optimización posterior después de la optimización intradía, así como la producción planificada que puede guiar una estrategia de licitación para el mercado intradía. La optimización se basa en el algoritmo presentado en Lu et al. (2004) que presentó por primera vez determinados ciclos variables de almacenamiento, debido primordialmente a la limitada capacidad del depósito. Esto se ajusta a las nuevas condiciones del mercado donde, por ejemplo, la alimentación fotovoltaica durante el día provoca curvas de precio de doble efecto con un segundo período de bombeo al mediodía, o la energía eólica genera precios en las horas punta por debajo de los precios medios nocturnos, lo que resulta en largos ciclos de almacenamiento durante dos o tres días. La investigación indica que siguen la idea original de Lu et al. (2004) y consideran algunos desafíos adicionales, como cargos en la red, disponibilidad de centrales eléctricas y perfiles de precio fijo. Además, corrigen algunas deficiencias que dificultan la aplicación práctica del algoritmo.

En comparación con el algoritmo original de Lu et al. (2004) los cargos de la red se incluyen en el modelo desarrollado por la investigación, porque tienen un impacto significativo en la rentabilidad de las centrales hidroeléctricas operativas en Alemania. Además, si la curva de precio es muy plana y cuando el nivel de energía final se desvía del nivel de energía inicial, no es posible un funcionamiento basado en spread de la planta de energía y se corrige en una modificación del algoritmo de solución.

Otro elemento que aborda este estudio es el inconveniente del algoritmo original que no considera la disponibilidad de la central eléctrica. Un ejemplo es el uso atípico de la red en Alemania. Esto significa que el operador no utiliza bombas durante las horas predefinidas para el día o tiene que pagar casi 8 veces más cargos de red todo el tiempo. La disponibilidad (parcial) de las centrales eléctricas durante el día, las tarifas de red y los perfiles de precio fijo se abordan en el algoritmo propuesto por la investigación.

El algoritmo de optimización considera los límites de almacenamiento, ya que los algoritmos anteriores pueden infringir las restricciones de almacenamiento, y por tanto es necesario realizar una segunda optimización. Considera tener en cuenta que es razonable ejecutar el algoritmo cuando existe una nueva previsión de precios disponible. Lo mismo se aplica a la información actualizada sobre las interrupciones de las plantas, las operaciones y los niveles de los embalses.

La investigación muestra un ejemplo de cálculo a partir del 10 de agosto de 2015 4:45 pm, para el cálculo requieren una suposición de precio F para los días siguientes, el que puede definirse a partir de una curva de precios hacia adelante o los precios de mercado realmente negociados.

La eficiencia de la planta se establece en 0,75 y las tarifas de la red son de 1,5 €/MWh. El límite superior de almacenamiento de energía se establece en 2.800 MWh y el límite inferior en 300 MWh. En ambas direcciones se ha establecido un margen de seguridad. El nivel de inicio fue de 1.332 MWh y el nivel final fue de 1.300 MWh. El nivel final es de menor importancia porque sólo influye en el último subperíodo con diferentes precios que resulta en un desacoplamiento. Para garantizarlo, el nivel final debe establecerse al menos un día antes. Esta operación debe ser igual al envío de almacenamientos de energía hidroeléctrica estacionales. Cuando la central hidroeléctrica por bombeo está restringida diariamente, el período de planificación se divide en sub-períodos en todos los puntos donde se han alcanzado los límites del embalse. Este es el caso en la primera iteración en el cuarto de la hora 42, se ha alcanzado el nivel máximo de almacenamiento. Los subperiodos se optimizan de nuevo, utilizando la primera parte del algoritmo para explotar de forma óptima el subperíodo. En el segundo subperíodo los límites del embalse se alcanzan nuevamente en cada paso hasta que los precios son lo suficientemente bajos como para que el agua sea liberada.

Por lo tanto, el precio del bombeo se establece en infinito negativo en algunos períodos. El precio de la generación también puede ser infinitamente grande, pero dado que el cálculo se hace con frecuencia, es razonable establecer el precio de generación igual al del próximo período con un precio regular. Finalmente señalan que aplicaron el algoritmo a grandes almacenamientos durante un período de un año. En este caso, los resultados (valores de agua, niveles de almacenamiento y políticas) son iguales a la salida de un programa lineal de optimización determinista.

El trabajo concluye en que se analizaron estrategias de licitación óptimas para las centrales eléctricas de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo para un mercado eléctrico competitivo teniendo en cuenta la perspectiva de un operador de almacenamiento y las difíciles condiciones actuales del mercado en Alemania. Considerando el nuevo requisito regulatorio que obliga a los operadores de centrales eléctricas a presentar datos de planificación precisos, configuraron un modelo de optimización intradía. Basándose en esta salida del modelo se ha introducido un algoritmo multietapa intradía para una optimización del almacenamiento hidroeléctrico por bombeo en esos periodos. Los límites de almacenamiento, la eficiencia, las cargas de red y las disponibilidades de la central se incluyen en el algoritmo. El algoritmo ha sido probado en una aplicación del mundo real que se ejecuta a una alta frecuencia durante el día (en la práctica al menos cada 15 minutos). Finalmente concluyen que los resultados muestran la alta practicidad del modelo.

- 7) Realistic coordination and sizing of a solar array combined with pumped hydro storage system. (Al-Masri et al., 2021).

Este artículo presenta una coordinación y dimensionamiento real de una planta solar fotovoltaica (PV) conectada con un sistema de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (PHS) en la represa King Talal (KTD), Jordania con una capacidad de almacenamiento de 75 millones de m³ y una altura real de 107 m. El trabajo propone que KTD sirva como depósito superior de la central PHS.

Se analizan dos escenarios. En el primero no se considera la pérdida por recombinación en la potencia fotovoltaica *two-diode* (TD) como la pérdida de carga efectiva en la planta PHS. En el segundo escenario, se considera que estas dos pérdidas producen un modelo preciso de la potencia de salida del sistema. Los datos de la demanda del sistema, la temperatura ambiente, el caudal de agua y la irradiancia solar se recopilan de diferentes instituciones formales en Jordania. Este trabajo de investigación emplea la metodología de optimización *particle swarm optimization* (PSO) para encontrar el valor óptimo del *index of reliability* (IR) o índice de confiabilidad. Los resultados muestran que los valores óptimos de la IR son 99,67% y 99,90% para el primer y segundo escenario. El número requerido de paneles fotovoltaicos (N_{PV}) y el volumen del depósito inferior (V_{LR}) son 44.063 paneles y 69.348 M.m³, respectivamente. En el segundo escenario, estas variables de decisión se reducen en un 14,33% y un 5,39%. Se realiza un análisis de incertidumbre sobre las medidas de entrada para evaluar la eficacia del sistema. La metodología que propone el trabajo de investigación puede ser aplicado para cualquier emplazamiento, obteniendo resultados de sistemas renovables confiables con tamaños y rendimientos reales.

La novedad y la contribución científica de este trabajo se debe al hecho que deben considerarse las pérdidas físicas reales, en el cálculo de la potencia de salida tanto en sistemas PV como PHS. Esto incluye tanto la pérdida por recombinación en el modelo TD solar PV como la pérdida de carga efectiva en el modelo de planta PHS. Como resultado, además se encontrarán con precisión los indicadores ecológicos y de confiabilidad correspondientes como la probabilidad de pérdida de carga en inglés *loss of load probability* (LOLP), LPSP y energía esperada no servida (EENS). Las emisiones del sistema se determinan para el escenario presentado para ayudar a investigar los impactos ecológicos al considerar el sistema conectado a la red PV - PHS. Los datos de medición del sistema fueron promediados en un intervalo de tiempo de una hora según sea necesario para el algoritmo PSO, se obtuvieron en 2018 para KTD y el sur de Jerash, Jordania.

Los datos de irradiancia solar incidente y temperatura ambiente fueron obtenidos de la *Royal Scientific Society* (RSS), que es el mayor instituto de investigación aplicada de Jordania. Además, los datos de la demanda se obtienen del operador del sistema de energía de Jordania, denominada Compañía Nacional de Energía Eléctrica (NEPCO). Además, el caudal de agua para KTD se obtiene de la Autoridad del Valle del Jordán (JVA), que es una institución pública que gestiona los recursos hídricos para todos los usos en Jordania. Finalmente, se realiza un análisis de incertidumbre sobre los datos medidos para evaluar la robustez del sistema diseñado. Por el contrario, se producirán estimaciones poco reales si las dos pérdidas mencionadas anteriormente se ignoran en el *Renewable Energy System* (RES), Sistema de Energía Renovable.

Las centrales PHS es una tecnología de almacenamiento de energía madura que se ha empleado durante décadas en aplicaciones comerciales. Esta investigación señala que la capacidad instalada global de tecnología PHS representa el 99% de la capacidad total de almacenamiento de energía, y su eficiencia oscila entre el 70% y el 85%. Varios estudios de investigación recomiendan las centrales PHS como el medio más viable de almacenamiento de energía para los sistemas de energías renovables (RES) conectadas a la red a gran escala. Debido a la variabilidad de las RES, su integración con la tecnología PHS puede mejorar la flexibilidad del sistema de energía, debido a que esta tecnología PHS tiene una respuesta muy rápida, para la puesta en marcha y para aumentar / disminuir su potencia de salida y, por lo tanto, puede utilizarse como un recurso energético flexible bajo demanda. Este argumento, viene a sostener la viabilidad de nuestro modelo propuesto, justamente por las características operacionales de la gran mayoría de los sistemas eléctricos y el chileno no es la excepción.

Por otra parte, un número sustancial de estudios documentados en la literatura han investigado la combinación de tecnología PV y PHS en la aplicación de configuraciones de sistemas en red.

Sin embargo, señalan que, pocos de estos estudios han investigado problemas de confiabilidad, dimensionamiento real y coordinación en relación con el diseño de un sistema. En otras palabras, los estudios anteriores no han considerado las pérdidas del sistema que afectarán el tamaño y el rendimiento del sistema.

Sobre el modelo matemático del sistema, indica que existen varias herramientas de simulación y modelado que se han utilizado ampliamente en la literatura que integran las energías renovables con los sistemas eléctricos, especialmente cuando se consideran las bajas emisiones en una perspectiva de planificación de la operación a largo plazo. Esto incluye HOMER, PVsyst y MATLAB. Los autores (M. Chang, et al.) y (J. Després, N. Hadjsaid, P. Criqui, I. Noirot), llevaron a cabo una amplia revisión de las herramientas de modelado de energía en diferentes niveles técnicos y de costos. Identificaron diferentes escenarios de casos a largo plazo para la toma de decisiones de política energética y diferentes tipos de herramientas. En este documento, se ha considerado con precisión el modelado de paneles solares fotovoltaicos y plantas PHS. Este modelo incluye el modelo TD (dos – diodos) que considera las pérdidas fotovoltaicas reales, es decir, pérdidas en serie, pérdidas de corriente de fuga a tierra, pérdidas por difusión y recombinación. Además, en la planta PHS se han tenido en cuenta las pérdidas reales en las tuberías por roce o fricción. Esto hace que la carga neta de la central PHS sea más baja que la real. La función objetivo de la RES general es maximizar el índice de confiabilidad (IR) utilizando el algoritmo PSO. En este estudio, se utiliza MATLAB como herramienta de modelado para construir la estrategia de operación del sistema.

Los componentes principales del sistema sugerido incluyen el sistema fotovoltaico, la carga física conectada a la barra de CA del sistema, los convertidores electrónicos de potencia necesarios para controlar la conexión entre las barras de CC y CA. Además, incluye el sistema PHS como un ESS con dos depósitos, bombas, tubería forzada y el grupo hidro generador / turbina.

El dimensionamiento de los sistemas híbridos de energía renovable (HRES) necesita un modelo adecuado y preciso de la energía fotovoltaica, por lo que se puede obtener el tamaño real del sistema fotovoltaico. El diseño de un sistema fotovoltaico depende de la demanda que se debe satisfacer, así como de la energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico. El campo fotovoltaico diseñado tiene una orientación fija hacia el sur. En Jordania, el ángulo de inclinación óptimo para plantas fotovoltaicas fijas es 28° . Muchos estudios de investigación de RES emplean el modelo ideal de diodo único (ISD), para el diseño del sistema fotovoltaico. No obstante, en este modelo se ignoran los efectos de difusión y recombinación. Por lo tanto, en este trabajo se considera el modelo TD de panel fotovoltaico, que incluye estos efectos. Por lo tanto, el modelado del sistema fotovoltaico, que incluye el tamaño del sistema, la confiabilidad y el impacto ambiental, será más preciso.

El volumen inferior del depósito (LR) y la altura neta del superior son dos variables fundamentales para el diseño de un sistema que incluya instalaciones de PHS. En este artículo, KTD es el depósito superior (UR). El volumen del LR debe determinarse durante el proceso de dimensionamiento y optimización.

El Modo de generación (descarga), se utiliza una combinación de sistema fotovoltaico con PHS para obtener recursos de energía confiable. En caso de que la energía fotovoltaica generada sea insuficiente, la central PHS suministrará energía mediante el modo de descarga. En el modo de descarga, el agua fluirá desde el reservorio superior UR hacia la turbina hidráulica. Muchos estudios de investigación diseñaron las centrales PHS sin considerar las pérdidas de carga. Estos estudios consideran la caída real (h_{act}), que es la distancia, medida verticalmente, entre el nivel del agua de la UR y la turbina hidráulica. La pérdida de carga, en realidad impacta la carga neta efectiva. Esto también está afectando la energía hidroeléctrica de salida. La pérdida de carga es el resultado de la fricción del agua y los obstáculos entre la estructura de entrada de la instalación de la PHS y la turbina hidráulica correspondiente.

La toma es una estructura en la instalación de la central PHS que recoge el agua del reservorio superior UR y la dirige a través de las compuertas de control del caudal. Esto afectará al tamaño del reservorio inferior LR y, por tanto, al número correspondiente de turbinas hidráulicas. En este caso, se dimensiona con precisión el tamaño, la fiabilidad y el impacto medioambiental de todo el sistema.

El Modo de bombeo (carga) funciona cuando la energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico es mayor que la demanda del sistema, la energía adicional se utiliza para bombear agua del reservorio inferior al superior LR a UR.

El Modelado del reservorio inferior LR, depende de la cantidad de agua almacenada en el LR, en cualquier momento, es necesaria para el modelado completo del sistema PHS. Se debe tener en cuenta que la dirección del flujo de agua es de UR a LR durante el proceso de descarga y viceversa. El porcentaje de agua (POW) es otra forma de definir la cantidad de agua en el LR, que representa la relación entre LR en el tiempo sobre LR máximo.

La Fiabilidad del sistema incluye varios índices de confiabilidad, es un punto vital en la planificación y operación del sistema eléctrico. La energía generada a partir de recursos renovables es intermitente por naturaleza propia, por lo tanto, la evaluación de la confiabilidad de dicho sistema es una condición real. En este artículo, la confiabilidad del sistema se mide mediante IR y se aplica un algoritmo de optimización PSO para encontrar el valor óptimo de IR. La confiabilidad de los componentes del sistema y otros índices de confiabilidad, incluidos LPSP, LOLP y EENS, se evalúan a un valor óptimo de IR. LPSP es la probabilidad de que la potencia generada no satisfaga suficientemente la demanda de carga del sistema con respecto a la potencia de demanda total durante un año, es decir, 8.760 h. Este índice se utiliza ampliamente en la literatura, especialmente con las RES, para evaluar la planificación del sistema.

LOLP es otro índice de confiabilidad que se utiliza en la evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico. LOLP se define como el porcentaje de tiempo en el que la energía total generada por el sistema no es suficiente para satisfacer la demanda del sistema con respecto a todo el período de planificación.

EENS es otro índice de confiabilidad para el análisis de confiabilidad de sistemas de energía. EENS representa la escasez de energía esperada entre la energía suministrada y la demanda del sistema. En este artículo, la confiabilidad del HRES se evalúa utilizando el IR calculado.

Las Emisiones del sistema, según indica la investigación, existen varias técnicas de modelado para calcular las emisiones de Gas de Efecto Invernadero (GEI). Sin embargo, en esta investigación se calcula el total de emisiones de GEI producidas. Esto se realiza por cada kWh comprado a la red (E_{gp}) y contiene fuentes de energía convencionales. Además, otro indicador de las emisiones de GEI es la reducción de emisiones del proyecto (PER). El PER se utiliza para calcular la cantidad de emisiones no emitidas como resultado del uso de energías renovables en lugar de generar electricidad a partir de fuentes convencionales de combustibles fósiles. Considerar el PV-PHS RES ayudará a estimar el PER ahorrado.

El trabajo indica que se debe tener en cuenta que las pérdidas de transmisión y distribución (T&D) son del 14,57% y el factor de emisión de electricidad (EEF) es de 0,6439 tCO/MWh. Estas constantes se obtienen del Ministerio de Medio Ambiente de Jordania, que es responsable de realizar estudios de investigación de emisiones de GEI en Jordania.

Las Restricciones de diseño son limitaciones físicas y técnicas de la solución óptima y confiable de la configuración HRES. Estas incluyen restricciones geográficas y de confiabilidad de la central PHS. Las Restricciones de almacenamiento indican que la cantidad de agua almacenada en LR del sistema PHS, está limitada geográficamente por los límites superior e inferior.

Además, POW debe satisfacer los límites máximos y mínimos establecidos, por lo tanto, el valor óptimo de VLR también debe satisfacer esta restricción. Se debe además de cumplir el equilibrio energético entre los componentes del sistema para cada paso temporal del horizonte de planificación.

Las Restricciones de confiabilidad, garantizan que cualquiera de los índices de confiabilidad, estén limitados hasta los valores de confiabilidad deseados para obtener un HRES confiable en la ubicación sugerida.

La metodología de diseño y optimización del sistema tiene como objetivo encontrar la configuración del sistema que maximice su confiabilidad, representada por IR, utilizando PSO. Este problema de optimización tiene dos variables de decisión, que son el tamaño de la planta fotovoltaica, es decir, N_{PV} y el volumen del reservorio inferior LR (V_{LR}), considerando las restricciones de diseño. El algoritmo PSO tiene como objetivo encontrar la configuración óptima del sistema propuesto que maximiza el IR evaluando todas las configuraciones posibles hora a hora. El balance de energía entre los componentes del sistema conectado a la red, debe evaluarse para cualquier instante t .

Por otra parte, cuando la energía generada por la central solar fotovoltaica satisface la demanda de carga, entonces el sistema verificará si hay un excedente de energía. Esta energía fotovoltaica excedente se utilizará para bombear el agua del reservorio inferior LR al reservorio superior UR, utilizando la turbina hidráulica como bomba impulsora. Si POW es cero y no hay agua para bombear, entonces esta energía se venderá a la red. Si la energía fotovoltaica es menor que la demanda de carga, la turbina hidráulica funcionará y generará electricidad siempre que el POW del LR sea inferior al 100%. Sin embargo, cuando el POW del LR es del 100% (es decir, el LR está lleno), no se puede liberar agua del UR, incluso si hay un déficit de energía. Si la energía total generada, no es suficiente para satisfacer la demanda de carga, entonces el déficit de energía se comprará a la red.

El último estado de funcionamiento del sistema y gestión de energía es el siguiente. Habrá un déficit de energía en caso de que el POW del LR sea del 100% o incluso las potencias fotovoltaicas e hidroeléctricas no tengan capacidades suficientes para satisfacer la demanda de carga. Existe un diagrama de flujo operativo condicional del sistema que incluye cada paso de tiempo, es decir, 8.750 horas.

Existen varios indicadores de desempeño que se utilizan para evaluar una RES y regir la estrategia operativa correspondiente, que incluye indicadores de confiabilidad y viabilidad ambiental. Este documento investiga los problemas de confiabilidad en un sistema fotovoltaico solar conectado a la red combinado con una central PHS. Por lo tanto, considerar todas las etapas de operación de una central PHS, es decir, los procesos de generación y bombeo, ayudará a aumentar la confiabilidad de todo el sistema y también reducir las emisiones.

Resultados del estudio de caso indican que, en 2018, el consumo medio diario de carga fue de alrededor de 4.8583 MW y el consumo total de energía fue de 40 GWh. La mayor potencia de salida fotovoltaica promedio mensual en 2018 es de abril a agosto debido a la mayor irradiancia solar durante esta época del año. Además, la potencia de salida fotovoltaica promedio mensual más baja se registró de octubre a diciembre, cuando la irradiancia solar es baja.

Se puede observar que el número de paneles fotovoltaicos (N_{PV}) y el volumen del depósito inferior (V_{LR}) se reducen en un 14,33% y un 5,39% respectivamente para el primer caso en comparación con el segundo caso. Esto se justifica al despreciar la recombinación y las pérdidas de carga, que subestimarán el tamaño real de las RES. Por lo tanto, al tomar en cuenta estas pérdidas, el sistema será más confiable ya que podrá cubrir el déficit de energía al tener mayor tamaño la central solar fotovoltaica y mayor volumen de la central hidroeléctrica LR.

Los resultados detallados de confiabilidad y energía, correspondientes a los valores óptimos de IR, indican que el segundo escenario es más confiable que el primero. Se tiene en cuenta que la ecuación de balance de energía satisface las condiciones de capacidades tanto de la generación PHS como PV, versus la demanda. Respecto de los resultados de las emisiones de GEI para los dos escenarios anteriores, se puede comprobar que el segundo escenario es más ecológico que el primero. En otras palabras, el sistema PV-PHS propuesto ayuda a reducir la cantidad total de emisiones en 19,319 Gg/año.

Se muestra como ejemplo los resultados de la estrategia operativa de simulación horaria del segundo escenario para un día en verano, es decir, el 15 de agosto de 2018. Se puede observar que no hay bombeo de agua durante la noche debido a la ausencia de energía solar fotovoltaica. Además, la energía fotovoltaica satisface la demanda de carga entre las 10:00 y las 17 horas, y la energía solar fotovoltaica excedente se utiliza para bombear agua desde el LR al KTD. Además, la ecuación de balance de energía en cada caso se satisface las condiciones del sistema.

La potencia de salida fotovoltaica es igual a la potencia suministrada a la carga y la potencia utilizada para hacer funcionar las bombas de agua. Además, la demanda de carga total es la suma de la energía suministrada por la energía fotovoltaica y la planta hidroeléctrica y la red actúa como una fuente de respaldo cuando hay un déficit de energía renovable.

La simulación es un enfoque eficiente para encontrar soluciones futuras para las FER. Por lo tanto, en este artículo, la sensibilidad del sistema se prueba encontrando mejores soluciones para el futuro o incluso bajo diferentes variaciones de los datos de entrada utilizando algoritmos PSO. El análisis de incertidumbre mide la solidez del sistema cuando cambia uno o más de los parámetros de entrada del sistema. Esto incluye la variación de la demanda de carga, la irradiancia solar o el caudal de agua volumétrico.

Los resultados muestran todos los escenarios de incertidumbre considerados para el segundo escenario, es decir incluyen pérdidas hidroeléctricas y solares. De los resultados del estudio se puede observar que cuando aumenta la demanda de carga, N_{PV} y V_{LR} aumentan debido a la potencia adicional necesaria para satisfacer el aumento de la demanda del sistema. El cambio de las variables de sensibilidad afecta la confiabilidad y el tamaño de las RES.

En conclusión, en este artículo, se analiza y estudia una combinación de matrices fotovoltaicas y PHS para un sistema conectado a la red. . En este trabajo se analizan dos escenarios. Primero, no se consideran tanto la pérdida de recombinación en la energía solar TD como la pérdida de carga efectiva en la instalación PHS. En segundo lugar, se consideran esas dos pérdidas. En ese sentido al considerar las pérdidas de PV y PHS, se obtiene un tamaño mayor de los componentes del sistema. Los modelos de paneles fotovoltaicos se han examinado en este documento maximizando la confiabilidad del sistema utilizando PSO. La cantidad de emisiones de GEI y la reducción de emisiones también se encontraron en el valor óptimo para cada caso. Además, la ecuación del balance energético se satisface para ambos escenarios de la configuración del sistema, incluso por hora y por año. Finalmente, se investiga la incertidumbre del sistema cambiando la demanda de carga, la irradiancia solar y los parámetros de tasa de flujo para probar la robustez del sistema. Los autores señalan que la metodología propuesta es recomendable para cualquier emplazamiento o lugar, lo que permitiría ayudar a los inversores a tomar la decisión correcta para obtener una RES coordinada confiable con un tamaño realista.

Este trabajo de investigación nos permite señalar que nuestro modelo propuesto cumple con la parametrización correcta al dimensionar tanto la central solar FV como la central PHS considerando una operación real. Para ello, nos basamos en la obtención de curvas de operación reales de centrales solares fotovoltaicas emplazadas en el área de propuesta, lo que nos permite obtener curvas reales de operación que consideran todas las variables reales que afectan a la eficiencia del sistema solar fotovoltaico, así como también haber considerado todas las pérdidas de carga hidráulicas y mecánicas tanto de la estación de bombeo como de la Turbina-Generador de la central PHS.

- 8) Inserting socio-environmental variables in the power sector expansion planning. (Pereira et al., 2021).

En esta revisión del estado del arte, hemos querido incorporar la visión ambientalista para este tipo de proyectos de expansión de los sistemas eléctricos, en nuestro caso de los sistemas de generación de energía.

El presente trabajo, nos permite poder obtener una visión de la trascendencia e implicancia de los efectos socioambientales que puede afectar a la sociedad, cuando no existe una planificación de la expansión de los sistemas eléctricos que consideren este tipo de variables, tan importantes en el día de hoy para prácticamente todas las sociedades del mundo. Nuestro modelo, si bien es cierto, no posee una evaluación ambiental previa, que no es el caso, podemos señalar que, sí existen los mecanismos legales en Chile, para poder llevar adelante este tipo de inversiones en el sistema eléctrico (DTO N°134, 2017). Se considera de la mayor importancia revisar el presente trabajo, ya que no obedece a variables técnicas y económicas puras, como nuestro modelo propuesto.

El propósito de este estudio es acceder a la sostenibilidad de las centrales de generación, considerando aspectos técnico-económicos, socioambientales e institucionales para mejorar la planificación de la expansión. Por lo tanto, las eficiencias calculadas por el enfoque de medición basado en la metodología *Data Envelopment Analysis* (DEA) pueden implementarse como restricciones en los modelos, lo que indica que el impacto socioambiental no puede exceder un límite, que puede ser calculado por el propio modelo energético.

La planificación energética involucra una amplia variedad de estudios económicos, tecnológicos, sociales y ambientales. Sin embargo, los modelos de planificación de expansión actualmente consideran solo criterios técnicos y económicos para definir la participación óptima de cada fuente de energía para producir electricidad. A pesar de la precisión de estos modelos con respecto a estos dos criterios, los resultados no son óptimos desde el punto de vista social y ambiental.

Este artículo propone un sistema de indicadores para evaluar diferentes fuentes de energía para ser utilizado en un modelo de análisis de desarrollo de datos DEA para medir la sostenibilidad de cada planta de energía que puede integrar el sector eléctrico. El sistema propuesto está compuesto por 40 indicadores que se fusionan en cuatro índices con respecto a cada dimensión de la sostenibilidad (ambiental, social, económica y político-institucional). Estos índices se utilizan como datos de entrada para el modelo DEA, y los resultados son medidas de eficiencia, que representan los índices de sostenibilidad de la generación de electricidad *Electricity Generation Sustainability Index* (EGSI), y pueden utilizarse como una restricción en un modelo de expansión de electricidad.

El modelo DEA busca clasificar la eficiencia de un conjunto de unidades organizacionales, denominadas unidad de decisión *Decision-Making Unit* (DMU), como son los recursos energéticos, a través de la evaluación de sus respectivas entradas y salidas.

A través de problemas de programación lineal *Linear Programming Problems* (PPL), la metodología determina los valores de entradas y salidas para calcular *ex post* la eficiencia relativa de cada DMU bajo su análisis. Como los valores no se eligen arbitrariamente, a diferencia de otros análisis como el multiobjetivo donde los valores los determina el analista, se elimina la subjetividad del análisis. Los resultados de esta herramienta incluyen una medida de eficiencia relativa de cada DMU, la identificación de un conjunto de unidades eficientes, que determinan la frontera de eficiencia, y un *benchmark* para las unidades ineficientes.

La metodología consta de tres pasos. El primer paso evalúa varias fuentes de energía a través de 40 indicadores y los sintetiza en cuatro índices correspondientes a cuatro dimensiones de sostenibilidad: ambiental, social, económica y político-institucional. El segundo paso, considera estos índices como entradas del modelo DEA. En el tercer paso, los resultados (eficiencias) representan los índices de sustentabilidad de la generación de electricidad (EGSI) de cada central eléctrica que pueden usarse como una restricción en un modelo de expansión de electricidad para capturar los aspectos sociales y ambientales de las centrales eléctricas.

El estudio entonces propone un sistema de indicadores para evaluar diferentes fuentes de energía en cuanto a sus impactos ambientales y socioeconómicos, sus vulnerabilidades al cambio climático y restricciones en el uso del suelo. Como se ha señalado, el sistema cuenta con 40 indicadores agrupados en cuatro dimensiones compuestas por un conjunto de temas de la siguiente manera: Dimensión Ambiental: compuesta por cuatro temas - Suelo; Agua; Aire; y Riesgos – quince indicadores. Dimensión Social: compuesta por tres temas - Población Local y Trabajadores; Tierras Indígenas y Comunidades Tradicionales; y Patrimonio Cultural, Histórico y Arqueológico - siete indicadores. Dimensión Económica: compuesta por tres temas - Generación de Empleo; Generación de Renta; e Ingresos Públicos - ocho indicadores. Por último, la dimensión Político-Institucional: compuesto por cuatro temas - Licenciamiento Ambiental; Aceptación pública; La política energética; y Acuerdos Internacionales - diez indicadores.

Los indicadores fueron aplicados a quince fuentes de energía – 1) Hidroeléctrica con Embalse; 2) Pequeña hidroeléctrica; 3) Hidroeléctrica de pasada; 4) Solar Fotovoltaica; 5) Planta solar concentrada; 6) Energía eólica marina; 7) Energía eólica terrestre; 8) Biomasa; 9) Central Térmica de Carbón (TPP) con Ciclo Combinado (CC); 10) TPP a carbón; 11) TPP diésel; 12) Fuel Oil TPP/Combinados; 13) CTE de Gas Natural; 14) TPP de Gas Natural con CC, y; 15) Nucleares. Los valores atribuidos a sus respectivos indicadores derivados de fuentes primarias y secundarias. Estos últimos son datos obtenidos a través de una extensa revisión bibliográfica y de fuentes estadísticas oficiales. Los primeros son datos obtenidos a través de una investigación con el método Delphi en la que participaron 48 especialistas, número que valida los resultados según la literatura especializada como Wright y Giovinazzo, 2000; Gordon, 1994 y Turoff, 2002 respectivamente.

Según señala la investigación, se presentó un conjunto de indicadores a un grupo de expertos en las áreas de energía y medio ambiente del sector eléctrico brasileño, universidades y consultores independientes. En un primer momento, se les solicitó evaluar y validar los indicadores. En un segundo paso se les pidió que asociaran una puntuación a los indicadores validados, utilizando una escala con puntuaciones que iban del 1 al 5 (siendo 1 la fuente menos sostenible y 5 la más sostenible) o mediante una respuesta positiva o negativa (Sí o No). Un total de 11 indicadores fueron adquiridos de fuentes primarias y 29 de secundarias. Por otra parte, el proceso señala que, debido a la evolución de las tecnologías de generación de energía eléctrica, el estudio recomienda actualizar los valores de los indicadores al inicio de cada ciclo de planificación a largo plazo, o cada dos años.

Antes de sintetizar los indicadores en índices para cada dimensión, todos los indicadores tenían sus valores normalizados a la misma escala, siguiendo la lógica de que cuanto mayor sea el valor, más sostenible será la fuente. Los indicadores que se cuantificaron mediante la escala del 1 al 5 se normalizaron entre 0 y 1, siendo 1 igual a 0 (cero) y 5 igual a 1 (uno). Los valores intermedios se distribuyeron proporcionalmente dentro de este rango (escala de características min-max).

En el caso de aquellos indicadores evaluados mediante respuesta sí o no, se consideró sí igual a 1 (uno) y no igual a 0 (cero). Los indicadores cuyos valores se obtuvieron de fuentes secundarias se normalizaron mediante la técnica de interpolación. Para la mayoría de estos indicadores, el valor máximo fue considerado como 1 (uno), el valor mínimo como 0 (cero).

Sin embargo, los indicadores - Área ocupada por energía generada, - Volumen de agua consumida/energía generada y todos los relacionados con el tema Aire (con excepción del indicador - Aumento de enfermedades respiratorias por energía anual generada) siguen una lógica contraria, es decir, cuanto más altos son los valores, menos sostenible es la fuente. En tales casos, para mantener la consistencia en la metodología, se invirtió la escala de normalización. El valor máximo se consideró 0 (cero), el valor mínimo 1 (uno) y los intermedios se distribuyeron proporcionalmente en el intervalo de 0 (cero) a 1 (uno).

Finalmente, los indicadores normalizados de los mismos temas fueron sintetizados en índices, y estos a su vez, que pertenecían a la misma dimensión, fueron sintetizados en los índices finales. Los índices de los temas que contenían únicamente datos de fuente primaria se calcularon utilizando el promedio aritmético de sus respectivos indicadores normalizados. En el caso de temas que también contenían datos de fuentes secundarias, el cálculo se hizo con valores determinados por los expertos también con el método Delphi. Los índices de las cuatro dimensiones se calcularon utilizando el promedio aritmético de sus respectivos temas y luego se introdujeron como datos de entrada en los análisis DEA.

El *Data Envelopment Analysis*, (DEA) es un método no paramétrico para comparar el desempeño de unidades organizacionales, denominadas *Decision Making Units* (DMU), que operan en contextos similares, utilizan los mismos recursos y generan los mismos productos. El método, propuesto por Charnes et al. (1978), utiliza *Linear Programming Problem* (LPP) para determinar los valores de las entradas y las salidas, lo que permite calcular y comparar la eficiencia relativa de las DMU.

La idea general es maximizar la eficiencia de las DMU proporcionada por la relación de salidas totales a entradas totales, sujeto a restricciones de linealidad y eficiencias que no pueden ser mayores a uno.

Por otro lado, la metodología DEA SBM está orientada a resultados sin insumos y fue elegida como el modelo más adecuado para el problema de las dimensiones de sostenibilidad. La formulación de un modelo sin insumos partió del entendimiento de que todas las fuentes de energía deben buscar maximizar sus índices de las cuatro dimensiones para maximizar su eficiencia, ya que cuanto mayor es el valor del indicador, mayor es la sustentabilidad de la tecnología. La elección del modelo más adecuado se inició con el intento de utilizar los modelos DEA clásicos, que no dieron resultados satisfactorios. Como el DEA clásico tiende a otorgar valores poco realistas, el modelo descartó algunas dimensiones del análisis al asignarles valores cero. Para resolver el problema de las soluciones de vértices y validar los resultados clásicos de DEA, las restricciones de valores virtuales y la evaluación Cross-DEA son a menudo metodologías alternativas utilizadas; aunque no satisfactoriamente para el modelo actual. El primero impone la dificultad de definir los valores virtuales de manera objetiva, y el segundo no solo proporciona aún valores cero como solución, sino que también resulta en puntajes de eficiencia inferiores a los valores razonables. Considerando que no requiere definición de valores, se consideró la formulación matemática más aplicable.

El modelo *Slack-Based Measured* (SBM) de eficiencia, es diferente de los modelos DEA clásicos. La principal diferencia radica en que el enfoque SBM no se basa en los supuestos de contracción proporcional de las entradas o expansión proporcional de las salidas. El modelo SBM se puede formular con orientación de entrada o de salida, así como un modelo no orientado. Además, al igual que en el modelo DEA clásico, el modelo SBM se puede formular bajo supuestos de rendimiento a escala constante o variable.

La parametrización del modelo DEA SBM, considera un modelo DEA orientado a la salida con cuatro variables de salida. La adaptación se realizó mediante la introducción de una restricción adicional de la DEA clásica, con rendimientos variables a escala.

En este modelo, una DMU es eficiente en SBM si y solo no existe déficit de producción (las variables de holgura son nulas). Los resultados del modelo proporcionan, para cada DMU, las holguras de cada dimensión analizada, que se utilizan para calcular la medida de eficiencia, y los valores que otorga la DMU analizada a las DMU de otros conjuntos.

Un punto de atención es que el modelo propuesto no distingue entre las DMU de la frontera, es decir, todas las DMU con holguras nulas son igualmente eficientes. Por ejemplo, si una determinada DMU es mejor que otra en todas las dimensiones, pero ambas obtienen holguras nulas como solución viable, el modelo considera que ambas son igualmente eficientes.

Los datos utilizados en el modelo, respetan todos los requisitos de la metodología DEA. En primer lugar, el número de DMU tiene el triple de las variables, ya que tenemos quince DMU, cuatro salidas y ninguna entrada. En segundo lugar, los datos no presentan valores negativos o nulos, como se observa en los valores mínimos de los análisis estadísticos descriptivos. En tercer lugar, las DMU son comparables en términos numéricos, ya que los índices de dimensión normalizados, que oscilan entre cero y uno, sugieren que no hay diferencias de escala considerables en el conjunto de datos, lo que también puede verificarse por los valores bajos de desviaciones estándar.

Los análisis estadísticos descriptivos también nos permiten inferir algunos de los posibles resultados que puede proporcionar el modelo.

El valor máximo puede indicar qué DMU tiende a evaluarse como fuentes de energía eficientes. En este caso, las DMU asociadas a los valores máximos de cada dimensión son la FV (Ambiental), la Eólica Marina (Social), la Hidráulica de pasada (Económica) y la Biomasa (Política). Del mismo modo, el valor mínimo indica que la *Thermal Power Plant* (TPP) Carbón (Ambiental), la Hidroeléctrica con Embalse (Social), la TPP Gas Natural (Económica) y la Nuclear (Política-Institucional) pueden tender a presentar resultados de baja eficiencia. En cuanto a la media de los datos, sugiere que la dimensión Económica, la que tiene la media más baja, puede presentar un valor mayor para las holguras de otras dimensiones en el enfoque SBM.

Se analizó la correlación entre las variables para verificar los *trade-offs* entre ellas. El resultado muestra correlaciones positivas para todas las variables, excepto entre las dimensiones social y económica. Una vez que todas las variables están del lado de las salidas, las correlaciones negativas no ponen en peligro la suposición de *isotonicity*, un principio importante de los modelos DEA. Matemáticamente, la propiedad *isotonicity* implica correlaciones positivas entre entradas y salidas, ya que estos modelos esperan tener mayores salidas al usar entradas más grandes. Sin embargo, para los casos que no existan entradas ni salidas, la *isotonicity* no es un problema.

La Sostenibilidad en modelos de planificación de expansión como el DEA, puede incluir una restricción relacionada con la sostenibilidad de las instalaciones de las centrales eléctricas en los modelos de planificación de expansión eléctrica. La función objetivo de estos modelos de expansión minimiza la suma de los costos de inversión y el valor presente esperado de los costos operativos de las instalaciones de generación eléctrica para satisfacer una demanda eléctrica futura proyectada (referencia). El horizonte de análisis es a largo plazo, de al menos diez años.

Los resultados esperados abarcan escenarios de costos de inversión y operación, plan de expansión óptimo en términos de energía, potencia y listados de proyectos implementados y no implementados.

Una posible forma de incorporar las eficiencias DEA en los modelos de planificación de expansión es incluir una restricción que represente los impactos en los sistemas eléctricos considerando los aspectos analizados. El impacto social ambiental total debe ser como máximo igual al impacto social ambiental máximo, un parámetro de entrada.

Los resultados de la investigación indican que seis de las quince fuentes de energía están ubicadas en la frontera de eficiencia, es decir, producen la máxima cantidad posible de todas las salidas en comparación con las otras DMU, y todas son fuentes renovables: pequeña hidroeléctrica, hidroeléctrica de pasada, solar fotovoltaica, eólica *offshore* y *onshore* y TPP biomasa. El orden de las DMU ineficientes sigue con las otras dos fuentes renovables, hidroeléctrica de embalse y termosolar, seguidas de todas las fuentes fósiles, TPP de Carbón, TPP de Carbón con CC, TPP de Gas Natural con CC, TPP Gas Natural, Nuclear, TPP Diesel, TPP Fuel Oil/Combinados.

En este resultado se destaca la posición de la central térmica de carbón indicando que esta fuente es más eficiente que la TPP de gas natural, contrariamente a la evidencia presentada en varios estudios. Sin embargo, esta diferencia se explica al observar más de cerca la holgura de cada dimensión de estas fuentes. Como el SBM es un modelo no radial, proporciona una tasa de expansión diferente para cada salida, que mide cuánto necesita aumentar cada dimensión para que la fuente pueda lograr su rendimiento óptimo. La medida de eficiencia se calcula luego a través de la media aritmética de estas cuatro tasas.

Las tasas de expansión ambiental de las tecnologías de carbón sugieren que estas plantas necesitan mejorar sus rendimientos en alrededor de un 45%, mientras que las de gas natural en un 15%. De manera diferente, las tasas de expansión para las otras dimensiones sugieren que las tecnologías de gas natural necesitan mejoras más específicas que las de carbón. Cabe destacar la diferencia entre las tasas de expansión de su dimensión económica. Mientras que el modelo indicaba una expansión del 160% para las centrales de carbón, sugería aproximadamente un 220% para las de gas natural. Por esta razón, cuando se calcula la media aritmética de las tasas, la medida de eficiencia para las fuentes de carbón tiene un mejor resultado que para las de gas natural.

Las disparidades entre estas dos fuentes también pueden verificarse analizando los valores atribuidos a los indicadores que componen los índices. Al mismo tiempo que las tecnologías a carbón presentan un área ocupada por generación, la mitad del área está ocupada por gas natural, también presenta el indicador de empleos por generación de energía más de tres veces superior, y la disponibilidad nacional del recurso energético factible más del doble. Estas diferencias muestran que, si bien los impactos ambientales del gas natural son considerablemente inferiores en comparación con las plantas de carbón, esta fuente aún necesita desarrollar aspectos sociales, institucionales y principalmente económicos para volverse más competitiva.

En general, los valores atribuidos a las dimensiones y las holguras calculadas en el modelo, las mayores brechas entre los combustibles fósiles y las fuentes de energía renovable provienen principalmente, de las dimensiones ambiental y económica. Este hecho fue inferido por la media de las variables del modelo realizada en el análisis estadístico descriptivo. Las holguras ambientales pueden justificarse por CO, NO y SO emisiones de las tecnologías fósiles frente a las cero emisiones de las renovables.

En términos de índices económicos, la gran diferencia está en los empleos generados por la generación de energía. Comparando el mejor índice de puestos de trabajo generados por tecnologías fósiles con el peor de las renovables, el primero genera casi seis veces menos puestos de trabajo por energía generada que el segundo, y unas 20 veces menos si se comparan los mejores y los peores a la inversa.

Esta diferencia entre los indicadores se refleja en la dimensión económica a través de una enorme dispersión de los datos y una discrepancia entre los indicadores. Sin embargo, llama la atención que al mismo tiempo que las fuentes fósiles se concentran donde tienen índices de holgura altos y muy bajos, las fuentes renovables, además de la CSP, presentan holguras nulas e índices dispersos. Mirando las cuatro peores fuentes renovables con holgura nula, todas compensan este desempeño en otros criterios. La TPP de Biomasa tiene los mejores índices en dimensión político-institucional, la eólica marina la mejor en social, la fuente fotovoltaica tiene el mejor índice en dimensión ambiental. Finalmente, la eólica terrestre tiene los segundos mejores índices en institucional y social, y el tercero en ambiental. Asimismo, lo mejor de la dimensión económica, la hidroeléctrica de pasada, también presenta el peor índice entre las energías renovables en el plano político-institucional.

Sin embargo, a diferencia del valor mínimo, las tecnologías con los índices de dimensiones más bajos sí presentaron holguras más altas en su respectiva dimensión, no fueron las cuatro últimas evaluadas. A pesar de que la TPP de Gas Natural y la Nuclear habían presentado los índices más bajos en las dimensiones Económica y Político-Institucional, se ubicaron en los puestos 12 y 13, respectivamente. Los últimos y penúltimos puestos los ocuparon el gasoil y el *fuel oil* que no destacaron en ninguna de las dimensiones.

Esta investigación abordó los niveles de sostenibilidad de las tecnologías de generación de electricidad mediante un modelo de análisis DEA, utilizando un enfoque de medida basado en SBM. El aporte metodológico es la aplicación de este esquema para tratar temas de sostenibilidad. Tradicionalmente, se realiza mediante métodos de análisis multicriterio, en los que el valor de cada dimensión es dado por especialistas. Sin embargo, podría conducir a soluciones sesgadas que favorezcan ciertas dimensiones. Alternativamente, el enfoque SBM DEA otorga los mismos valores a cada dimensión de sostenibilidad analizada, considerando que tienen el mismo nivel de importancia, y mide las deficiencias en cada una, indicando qué dimensión necesita mejorar para que la fuente pueda lograr su desempeño óptimo.

Los resultados muestran que las fuentes renovables tienen el mejor desempeño. Entre ellas, las Hidroeléctricas de pequeño tamaño, Hidroeléctricas de pasada, Solar Fotovoltaica, Eólica *Offshore* y *Onshore* y las TPP de Biomasa, presentaron cero holguras en todas las dimensiones de sostenibilidad, lo que indica una producción eficiente. Además, los resultados muestran el camino de mejora en cada dimensión para las tecnologías no renovables, lo que podría ser utilizado como guía para las políticas públicas.

En general, las mayores pérdidas económicas en las centrales eléctricas no renovables muestran que las políticas que fomentan una mayor generación de puestos de trabajo tienden a mejorar la dimensión económica de estas tecnologías. Estas políticas también mejoran la dimensión social. Los esfuerzos ambientales deben estar dirigidos a reducir las emisiones de contaminantes. El desarrollo de la dimensión institucional de las energías no renovables abarca no solo aumentar el nivel de aceptación de estas fuentes, sino también aumentar el potencial para generar beneficios locales.

Aunque el enfoque SBM ha demostrado ser el más adecuado para comparar las fuentes de generación de electricidad en términos de sostenibilidad, este método no puede distinguir entre las DMU en la frontera de eficiencia.

La aplicación de resultados de eficiencia en un modelo de planificación de expansión es una estrategia satisfactoria para comparar, no solo costos y aspectos técnicos, sino que también dimensiones de sostenibilidad entre todas las tecnologías analizadas.

Finalmente, el presente trabajo nos aporta información muy importante para una planificación futura de desarrollo de nuestro modelo propuesto. Eso implica que nos permite situarnos claramente en la política energética y legislación vigente de Chile. Tal es el caso, que dado el lugar propuesto de emplazamiento de la central PHS, nos ofrece ventajas incomparables en las cuatro líneas de valoración propuesto por la investigación analizada. Los resultados muestran que las plantas de energía renovable contribuyen más a la eficiencia de asignación que las de combustible fósiles, tanto en términos sociales como ambientales, que son de suma importancia en la clasificación de las plantas de energía para modelar la expansión de la capacidad de energía. Considerar solo factores técnicos y económicos ha demostrado ser insuficiente para optimizar el sistema en términos de eficiencia asignativa.

1.5. El Sistema Eléctrico Nacional Chileno, SEN

Actualmente el Sistema Eléctrico Nacional chileno, SEN, está compuesto genéricamente por los segmentos de generación, transmisión y distribución, como todos los sistemas eléctricos de potencia a nivel mundial. El sistema chileno lo componen 609 Centrales de Generación, 1.078 Subestaciones, 977 líneas de transmisión y un total de 637 empresas coordinadas⁹ (Glosario Energético | CNE, 2022) (Infotécnica | CEN, 2020).

⁹ Toda instalación sometida a la coordinación de la operación, conforme a lo señalado en el artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos, deberá cumplir con la normativa legal y reglamentaria vigente y con los estándares de desempeño establecidos en la Normativa Técnica a que hace referencia el artículo 72°-19. Cada coordinado deberá poner a disposición del Coordinador todos los antecedentes necesarios para determinar el grado de desempeño de las instalaciones.

La demanda máxima registrada por el SEN, durante el año 2020, alcanzó los 10.291,34 MW el día 27 de enero de 2020 a las 19 horas (Demanda Real SEN | CEN, 2020). La generación real en este periodo por tecnologías alcanzó un 53,33% de generación térmica, 26,53% hidráulica, un 7,12% eólica, 9,82% solar y un 0,32% geotérmica y otros medios 2,87% respectivamente (Generación por Tecnologías | CEN, 2021). Otro dato importante durante el año 2020, es el vertimiento o reducciones de energías renovables, alcanzando los 246,66 GWh (Reducciones | CEN, 2020). Esto quiere decir que, aunque la operación del SEN considera una alta disponibilidad renovable, no existe la flexibilidad suficiente para garantizar su ingreso diario, lo que se ve representado con el desplazamiento de energía renovable, por limitaciones de operación a mínimo técnico y/o limitaciones del sistema de transmisión, generando sobre oferta, particularmente solar fotovoltaica.

Esto ha llevado a establecer los costos marginales iguales a cero, en las barras de inyección, lo que ha significado vertimientos de ERNC, aunque en algunos casos también por restricciones técnicas de congestión del sistema de transmisión (Reducciones | CEN, 2020).

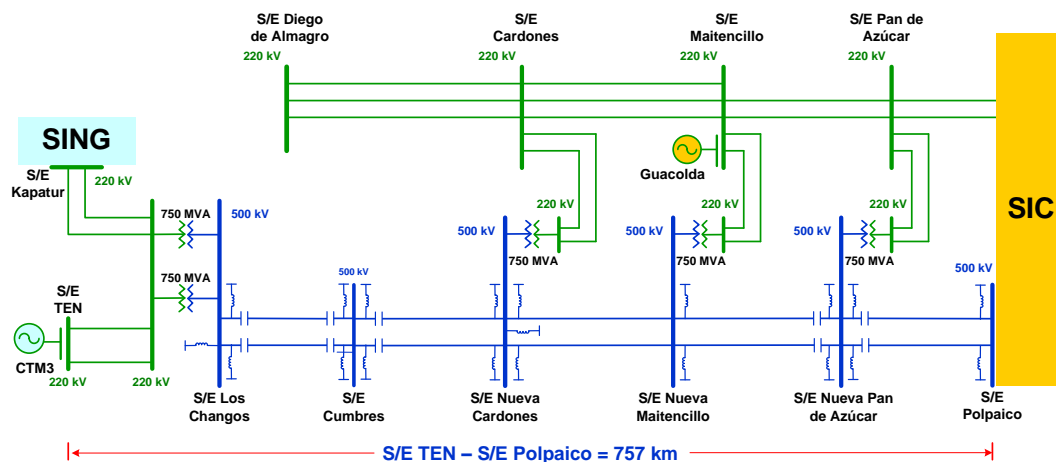
A diciembre del año 2020 el sistema de generación eléctrica del SEN tenía, una potencia instalada de 26.310,4 MW, equivalente al 99,41% del total del país. Esta capacidad está compuesta por un 48,94% con tecnología de generación térmica (carbón, diésel y gas natural), un 25,90% correspondiente a generación hidráulica (embalse, mini hidráulica de pasada, y de pasada), mientras que en ERNC (biomasa, eólica, solar fotovoltaica y geotérmica) alcanza una capacidad instalada del 25,16% de la matriz de generación nacional (Capacidad y Generación de Energía | CEN, 2021).

Luego el Sistema Eléctrico de Aysén, SEA, ubicado en la Décimo Primera Región, cuya capital regional es la ciudad de Coyhaique, posee una potencia total instalada de 56,06 MW, cuya distribución por tecnología es de 58,49% correspondiente a petróleo diésel, un 35,58% a generación hidráulica de pasada y un 5,94% a generación eólica (Energía Abierta, 2020).

Por último, tenemos el Sistema Eléctrico de Magallanes, SEM, cuya capital es la ciudad de Punta Arenas, y se encuentra emplazado en la Duodécima Región de Magallanes, con una potencia total instalada de 107,41 MW, de las cuales el 82,64% corresponde a gas natural, un 14,99% correspondiente a petróleo diésel y un 2,37% a generación eólica respectivamente (Energía Abierta, 2020).

El Sistema de Transmisión Nacional, es muy nuevo, puesto que nació a partir de la interconexión de los entonces Sistemas Interconectados del Norte Grande, SING y del Sistema Interconectado Central, SIC, esta Interconexión que dio nacimiento al actual Sistema Eléctrico Nacional, se realizó el día 21 de octubre de 2017 a las 11:33 hrs (Sala de Prensa | CNE, 2019). Quedando compuesto a esa fecha por el 99,27% de la capacidad de generación nacional disponible y dando origen a 13.657,65 km de líneas de transmisión, (Infotécnica Líneas de Transmisión | CEN, 2022). A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la nueva interconexión del SEN.

Figura 1.1 Diagrama Unilineal Interconexión Sistemas SING – SIC.



Fuente: Elaboración propia, con información solicitada vía transparencia al Coordinador Eléctrico Nacional, diagrama unilineal SEN 2018 (Unilineal SEN | CEN, 2018).

1.6. Metodología

El proceso de investigación científica, como todo proceso, tiene sus escalas de desarrollo, “en la ciencia como en la vida, todo lo que llega a ser es resultado de un proceso de desarrollo” (Ynoub, 2015). Nuestra investigación, como la hemos planteado, es necesario desarrollar a lo menos dos áreas fundamentales de trabajo, la primera es una revisión exhaustiva de la bibliografía pertinente, que comienza con una revisión de la literatura y trabajos de investigación sobre nuestra materia, y tiene por objeto delimitar y fortalecer los conocimientos del tema, partiendo por establecer los objetivos de la tesis, las políticas y desarrollo de la industria energética particularmente el segmento de generación, de la electricidad en Chile y la segunda área de trabajo, son las consideraciones en materia de regulación y leyes que enmarcan el mercado eléctrico chileno, debido a que la penetración de las ERNC han obligado al sistema eléctrico a tener que adaptarse a un tipo de generación variable, especialmente la eólica y solar fotovoltaica, ambas con un marcado crecimiento en la matriz energética nacional.

Todo lo anteriormente descrito, se debe complementar, con los análisis operacionales en los periodos que sean necesarios, y requeridos por la investigación, desde el actual Sistema Eléctrico Nacional SEN (Ley N°20.936, 2016), y desde noviembre de 2017 hacia atrás los ex sistemas eléctricos, SING y SIC (Sala de Prensa | CNE, 2019). No obstante, al estudiar y simular solo el Ex SING, nos permitirá extender el modelo a todo el SEN, dado sus características de sistemas hidrotérmicos.

La investigación se desarrollará considerando las siguientes actividades para el cumplimiento de los objetivos específicos:

- Establecer un modelo operacional para permitir el ingreso de las ERNC particularmente eólica y solar fotovoltaica, mayoritariamente emplazadas en el norte grande de Chile.
- Identificar técnica y operacionalmente las unidades de generación de energía tanto convencionales y renovables emplazados en la zona norte del Sistema Eléctrico Nacional de Chile.
- Definir los parámetros técnicos de las unidades de generación que intervendrán en el modelo propuesto, entre ellos, costos variables, potencias mínimas y máximas, tiempos mínimos y máximos de partida y detención en frío o caliente.
- Definir las ecuaciones matemáticas de cada modelo de unidad generadora que intervendrán en el modelo a desarrollar.
- Definir matemáticamente el modelo de unidad generadora hidráulica de almacenamiento por bombeo PHS, a partir de sus especificaciones técnicas definidas en el modelo.
- Simular cuatro escenarios de optimización del costo total o global del sistema a partir de datos obtenidos desde la plataforma web del Coordinador Eléctrico Nacional.

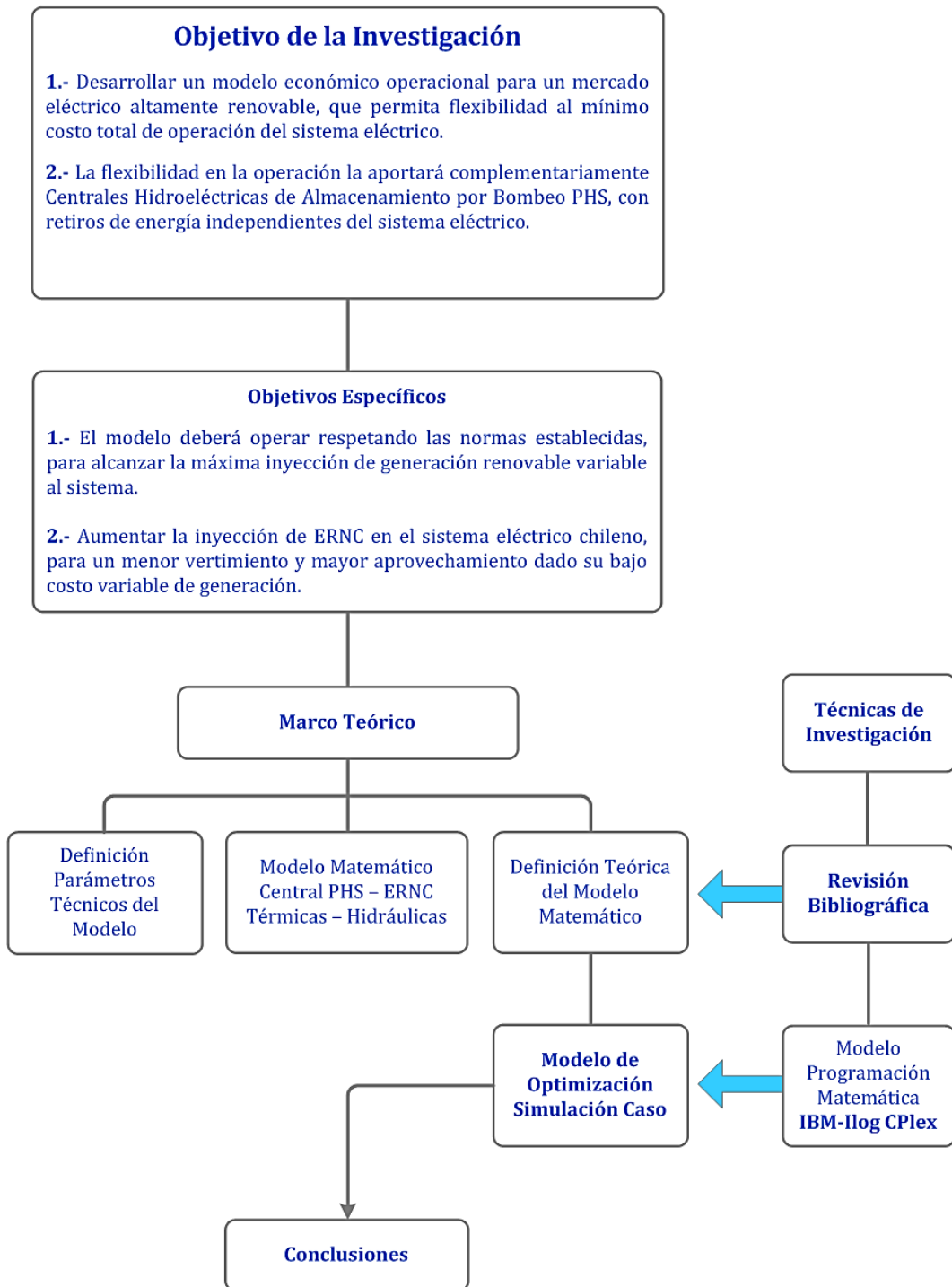
Los escenarios quedarán definidos con simulaciones con Unidades PHS de 100 MW, 300 MW y 1.400 MW (este último escenario considera dos opciones de almacenamiento, una para generación continua de 11 horas y otra para 24 horas respectivamente) equivalente al 50% aproximadamente de la demanda máxima diaria del subsistema a simular. La demanda real del subsistema, quedará definida según las unidades de generación emplazadas entre las regiones geográficas de Arica y Parinacota (Región XVI), de Tarapacá (Región I) y la región de Antofagasta (Región II).

1.6.1. Alternativas de Modelamiento de la Solución

La programación diaria de la generación se puede resolver a través de distintos métodos matemáticos. Los métodos más utilizados para resolver el problema de *Unit Commitment*, a nuestro entender son la programación dinámica, los métodos heurísticos y la programación entera mixta entre otros varios más. El coordinador Eléctrico Nacional, desarrolla la Programación de Corto Plazo del SEN (Programa Diario Generación | CEN, 2021) que puede ser bajada de su plataforma WEB. Visto los resultados de la programación analizada, hemos considerado que la mejor opción de modelación matemática es la programación lineal entera mixta.

El planteamiento metodológico del trabajo de investigación se describe en el siguiente diagrama:

Figura 1.2 Metodología de la Investigación.



Fuente: Elaboración propia.

1.7. Dificultades en la Investigación

Una de las grandes dificultades en la investigación, no es la falta de conocimientos técnicos, sino la enorme complejidad de las Leyes, Resoluciones Exentas, Decretos Supremos y todo lo relacionado con las normas de la regulación del mercado eléctrico chileno.

Esta complejidad se va desarrollando a medida que las leyes van sucediéndose una tras otra sobre la misma ley base y prácticamente en Chile he visto con suerte una a lo más, Ley “derogada”, cosa que en el sentido lógico así debería suceder, para entender en orden como va avanzando la legislación en las materias que definen el mercado.

La dificultad mayor está en el desarrollo del modelo de mercado para el ingreso de las ERNC sin limitaciones, es decir desarrollar un mercado altamente flexible, sabiendo que son energías de generación variables que no pueden ofertar potencia firme o capacidad de suficiencia, sin embargo, la modelación no posee gran variedad de condicionantes técnicas, sino las que obliga la legislación actual. Luego a partir de esa premisa, nace el modelo conceptuado básicamente en la capacidad de flexibilidad que puede aportar al sistema las centrales hidráulicas de almacenamiento por bombeo (PHS), y particularmente el modelo propuesto, debido a que el retiro de energía para el almacenamiento NO será extraído del mismo sistema eléctrico, sino que será a partir de una central solar fotovoltaica, no conectada al Sistema Eléctrico Nacional, lo que en términos operacionales hace la diferencia de una PHS convencional o estándar.

Lo importante del modelo es que existe el convencimiento que puede operar en el actual sistema eléctrico nacional chileno, sólo se debe modificar la reglamentación vigente, es decir el DTO N°128 del 12 de octubre de 2016, que dice relación con el Reglamento para Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica.

Si esta opción resulta un camino muy largo, se podrá justificar su despacho y operación, realizando un contrato financiero (PPA) entre la central solar fotovoltaica y la central hidráulica de almacenamiento por bombeo, quedando definido el costo de almacenamiento por m³ de agua bombeada. Luego la operación de la central PHS tendrá definido su costo variable de operación, lo que le permitirá poder ingresar al sistema eléctrico según el orden de mérito que defina el Coordinador Eléctrico Nacional, y operacionalmente como cualquier central hidroeléctrica de embalse (Kougias & Szabó, 2017). Esta opción será la utilizada para la simulación, cuyo costo de oportunidad será el costo definido de compra de energía para el sistema de bombeo y almacenamiento.

(Ver Anexo N°2 subsección 2.8 Reglamento para Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica).

CAPÍTULO II

2. COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

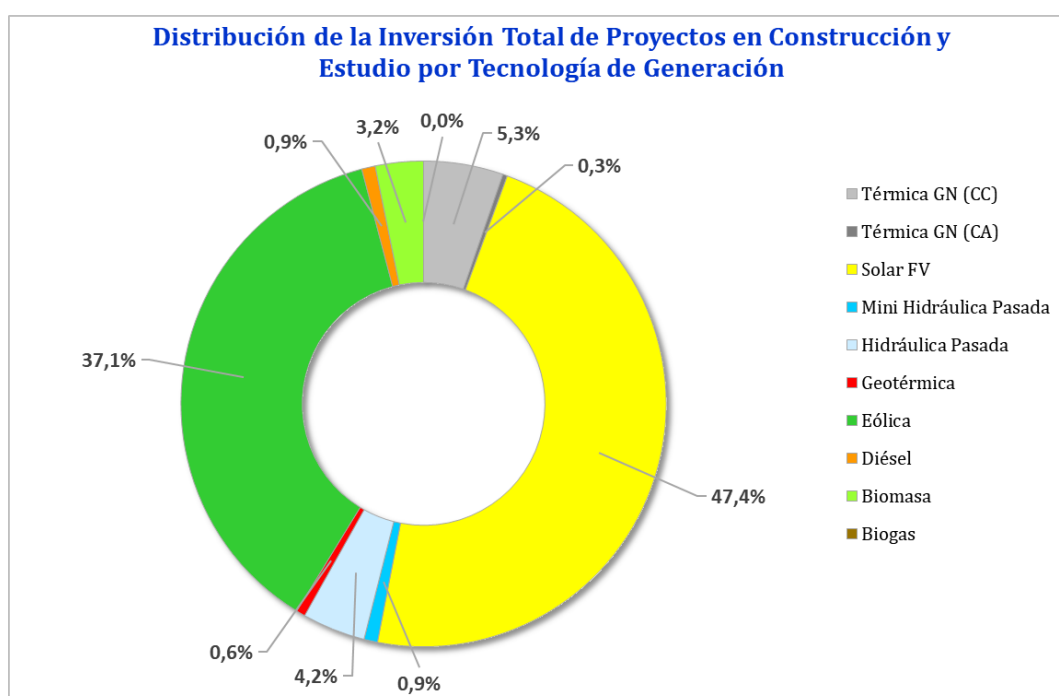
En este capítulo se presentará un breve resumen de los costos de tecnologías de generación según las tecnologías con mayor demanda utilizadas en el Sistema Eléctrico Nacional chileno, actualizadas al mes de marzo de 2020 por la Comisión Nacional de Energía (RE N°100, 2020), estas tecnologías son la Solar Fotovoltaica, Eólica, Térmica Gas Natural de Ciclo Combinado, Hidráulica de Pasada y Biomasa. Además, se considerarán las centrales hidráulicas de embalse, como referencia para las centrales PHS. Los costos nivelizados por la CNE, serán los utilizados en el capítulo de simulación. Además, se hará análisis comparativo de costos de inversión de diferentes fuentes de información con los definidos por el estado de Chile.

2.1. Antecedentes de Proyectos en Estudio y Construcción

La Comisión Nacional de Energía, solicita a los diferentes actores del mercado, información relativa a costos de inversión de los proyectos de generación que ellos tuviesen en evaluación, estudio, o declarados en construcción. Además el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DTO N°52, 2018), establece dentro de los requisitos para las instalaciones de generación que vayan a ser declaradas, información documentada que está definida en su artículo 19°, literal i), en lo que refiere a información relativa a los costos de inversión del proyecto. La CNE, cuenta con toda la información relativa a proyectos de inversión, en nuestro caso a octubre de 2019, pero esta información de costos es confidencial para proyectos en estudio, mientras que los proyectos en construcción alcanzan una potencia de 3.601 (MW) con una inversión total de 4.137 MM USD (ICTG | CNE, 2020).

Como se ha señalado anteriormente la información de costos proporcionada por los desarrolladores es confidencial, la CNE desarrolla un gráfico distributivo de la inversión total de proyectos en construcción y estudio por tecnología de generación, y un segundo gráfico que muestra la distribución de la capacidad instalada que representan estos proyectos en construcción y en estudio por tecnología.

Gráfico 2.1 Distribución de la Inversión Total de Proyectos en Construcción y Estudio por Tecnología de Generación.



Fuente: Elaboración propia a partir de Informe de Costos de Tecnologías de Generación, de marzo de 2020. (RE N°100, 2020).

De acuerdo con el gráfico anterior, y como se ha señalado en el punto anterior, las tecnologías más demandadas en orden descendente son, la Solar Fotovoltaica, Eólica, Térmica Gas Natural de Ciclo Combinado, Hidráulica de Pasada y Biomasa.

A partir de la información anteriormente señalada, la CNE determina los costos de inversión referenciales por tecnología, los cuales son los siguientes:

Tabla 2.1 Costos de Inversión Unitario (USD/kW) – Elaboración en base a información proyectos de generación en construcción y estudio de la CNE, 2020.

Tecnología	Costos de Inversión (USD/kW)		
	Bajo	Promedio	Alto
Biogás		1.000	
Biomasa		3.607	
Eólica	1.170	1.266	1.435
Geotermia		3.173	
Hidráulica de Pasada		3.263	
Minihidráulica de Pasada		2.439	
Solar Fotovoltaica	807	871	1.228
Térmica Diésel		448	
Térmica Gas Natural (CA)		432	
Térmica Gas Natural (CC)		872	

Fuente: Elaboración a partir de (RE N°100, 2020), (ICTG | CNE, 2020).

En la tabla anterior no se presentan los costos de inversión de tecnologías de concentración solar de potencia, híbrida solar fotovoltaica con almacenamiento, híbrida eólica con almacenamiento e hidráulica de embalse, debido a que, en la información entregada por los desarrolladores a la CNE, no figuran estos tipos de tecnologías tanto en proyectos declarados como en estudio durante el periodo.

En la siguiente tabla se presenta el costo de capital mínimo y máximo de diferentes fuentes de información que resume “*Demystifying the Costs of Electricity Generation Technologies*” de junio de 2020 (Timilsina, 2020).

Tabla 2.2 Costo de Capital Mínimo y Máximo Utilizado de Diferentes Fuentes. (USD/kW, precios 2019).

Tecnología/Fuente	LAZARD	EIA	IRENA	IEA	NREL
Mínimo					
Solar FV	825	1.331	618	1.005	1.142
CSP	6.000	7.191	3.704	3.831	6.574
Eólica (Onshore)	1.100	1.319	1.039	1.287	1.678
Eólica (Offshore)	2.350	5.446	2.677	3.973	3.145
Gas CC	700	1.017	n.a.	673	944
Gas GT	700	710	n.a.	536	937
Geotérmica	3.950	2.680	2.020	1.602	4.557
Hidráulica	n.a.	2.752	680	1.282	3.974
Carbón	3.000	3.661	n.a.	1.072	3.867
Nuclear	6.900	6.317	n.a.	2.805	6.460
Biomasa	n.a.	2.831	422	630	3.988
Máximo					
Solar FV	975	1.331	2.794	2.750	1.142
CSP	9.100	7.191	7.127	8.735	6.574
Eólica (Onshore)	1.500	1.319	2.482	3.217	1.678
Eólica (Offshore)	3.550	5.446	5.551	6.365	5.318
Gas CC	1.300	1.017	n.a.	1.383	944
Gas GT	950	710	n.a.	1.001	937
Geotérmica	6.600	2.680	7.280	7.108	n.u.
Hidráulica	n.a.	2.752	4.138	n.u.	7.418
Carbón	6.200	3.661	n.a.	3.290	4.225
Nuclear	12.200	6.317	n.a.	6.668	6.460
Biomasa	n.a.	2.831	8.742	9.298	4.182

n.a. = no disponible. El estudio no incluye la tecnología en particular.

n.u. = no se utiliza. Valores son valores atípicos.

Fuente: Elaboración a partir de (Timilsina, 2020).

De la tabla anterior se puede señalar que la tecnología Solar PV, muestra un costo mínimo de 825 y máximo de 975 USD/kW (Lazard, 2020), mientras que IRENA muestra un mínimo de 618 y máximo 2.724 USD/kW (Renewable Energy Statistics | IRENA, 2020). Comparativamente nuestra simulación consideró un costo de 742 USD/kW para una potencia de 200 MW (ICTG | CNE, 2020).

Al respecto, importante es señalar que, si bien estos costos unitarios de capital versus kW instalados son algo más altos que los entregados por la CNE y considerados en la simulación, también es cierto que, de actualizar estos costos, como fue el caso de LAZARD, efectivamente encontraremos menores costos unitarios de inversión. Por otra parte, al analizar los costos unitarios entregados por *US Energy Information Administration* (EIA) de febrero de 2021, el costo unitario solar FV alcanza un valor de 1.248 USD/kW, mientras que para una central hidráulica convencional su costo es de 2.769 USD/kW (EIA, 2021).

2.2. Costo de Tecnología Solar Fotovoltaica

La tecnología solar fotovoltaica se basa en celdas compuestas por materiales semiconductores que convierten energía solar lumínica en energía eléctrica en forma de corriente continua mediante el efecto fotoeléctrico (Kalogirou, 2014). La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable de carácter variable en el tiempo y una de sus diferencias físicas con la generación convencional es el sistema de transformación, donde la generación solar FV no tiene masa en movimiento y por tanto, no tiene una forma natural de inercia (Kunjumammed et al., 2020).

Una de las características de las celdas fotovoltaicas, es que no necesitan que la radiación solar incida perpendicularmente sobre la célula para operar, sino que pueden producir electricidad también bajo radiación difusa, como suele ser en días nublados.

Las celdas o módulos fotovoltaicos se dividen en distintos tipos, según su material de construcción, siendo las más comunes de silicio monocristalino y policristalino, aunque en estos últimos años se han desarrollado tecnologías de silicio de capa delgada (*thin film*) con aplicaciones más versátiles que la tecnología tradicional cristalina, pero aún con menores niveles de eficiencia en la conversión fotoeléctrica (McEvoy et al., 2013).

La constructividad de los paneles fotovoltaicos, o celdas fotovoltaicas se agrupan en paneles o módulos fotovoltaicos, los cuales están formados, además del cristal de la celda, por una lámina transparente superior que les protege de la intemperie y bajo ésta, encapsulados, el sustrato conversor y sus conexiones eléctricas. Una característica clave de una operación eficiente de los paneles fotovoltaicos, es que deben estar instalados siempre en dirección al sol, esto es, con orientación norte para el hemisferio sur. Así, se distinguen paneles instalados en un ángulo fijo con respecto a la superficie del suelo, y también paneles con sistema de seguimiento (en uno o dos ejes) capaces de acomodar el ángulo de incidencia solar a medida que avanzan las horas del día para maximizar la generación (Markvart & Castañer, 2013).

Las centrales fotovoltaicas además de sus módulos o paneles fotovoltaicos deben combinarse con inversores de potencia, transformadores y sistemas de montaje (con o sin seguimiento), constituyendo de esta manera los principales componentes de esta tecnología. Una de las principales características de la tecnología fotovoltaica es su capacidad modular, lo que permite conectarlos en configuraciones serie-paralelo lo que permite alcanzar grandes capacidades instaladas, llegando a centrales del orden de cientos de MW (Haque, 2016). Como sistemas complementarios a la central, se agregan los sistemas contra incendio, las estaciones meteorológicas y los sistemas eléctricos en corriente continua (baterías, cargadores, etc.) (Kunjumammed et al., 2020).

En tanto, dentro de las obras civiles y montajes de este tipo de tecnología destacan las fundaciones para la instalación de los paneles fotovoltaicos y sus sistemas de soporte y seguimiento, que dependerá del sitio de emplazamiento de la planta (Al Garni & Awasthi, 2018). Es posible señalar que, en la actualidad, la principal variable que afecta la evolución temporal de los costos de inversión de esta tecnología corresponde a los costos de los paneles fotovoltaicos, asociado principalmente al costo del silicio, costo de los inversores y el sistema de seguimiento (Kalogirou, 2014).

En tanto, dentro del equipamiento eléctrico de la central fotovoltaica, se encuentran también los transformadores, el sistema de protecciones y puesta a tierra, los equipos de medición, instrumentación, control, automatización y comunicaciones, y los servicios auxiliares que la componen (Aghaei et al., 2020).

De acuerdo con los datos entregados en el Informe de la CNE, el costo unitario referencial promedio calculado alcanza a los 871 USD/kW instalado, cuyo resultado considera según el estudio de Costos de Inversión un 83% de los costos indexados a CPI y variaciones de la tasa de cambio y un 17% en moneda nacional (ICTG | CNE, 2020).

2.3. Costo de Tecnología Eólica

Una de las características operacionales y fundamentales de las centrales Eólicas, es que utilizan un recurso renovable de carácter variable en el tiempo y que básicamente se basan en la transformación del movimiento generado por el viento - energía cinética de masas atmosféricas - en energía eléctrica mediante turbinas eólicas acopladas a generadores eléctricos síncronos o asíncronos (Kalogirou, 2014).

La configuración que analiza el informe de la CNE (ICTG | CNE, 2020), (RE N°100, 2020), corresponde a centrales eólicas con turbinas de eje horizontal, donde el viento hace girar las aspas de un aerogenerador (Cucó, 2017), ubicadas en tierra firme (on-shore) que son las que se han desarrollado en Chile, generalmente emplazadas en zonas costeras en la zona central y sur del país, mientras que en el norte grande se emplazan en precordillera y cordillera de los andes.

Las turbinas eólicas se dividen generalmente en tres categorías, según su potencia nominal: turbinas eólicas de pequeña potencia (< 40 KW), turbinas eólicas de media potencia (40 kW - 1 MW) y aerogeneradores de alta potencia (> 1 MW) (Yahyaoui & Cantero, 2018) y operan típicamente para velocidades del viento de entre 3 y 25 (m/s). No obstante, esta tecnología permite instalar centrales eólicas del orden de los cientos de MW, según la ubicación del recurso y particularmente la disponibilidad de terrenos. El equipamiento básico de este tipo de centrales se encuentran las turbinas eólicas, incluyendo torres, aspas, góndolas, generador eléctrico, sistema de lubricación, sistema contra incendios y estaciones meteorológicas, además de otros equipos eléctricos y mecánicos del *Balance of Plant* (BoP), mientras que las obras civiles y montajes de estas centrales son las fundaciones de cada una de las torres que conforman el parque eólico (Matthiesen, 2009).

Actualmente la principal variable que afecta los costos de inversión de esta tecnología es el costo del aerogenerador, el cual está condicionado por las mejoras tecnológicas continuas, lo que afecta directamente el mercado (Zhao et al., 2019).

El Informe de la CNE, ha considerado utilizar como valor referencial el promedio de los costos de inversión unitarios de 1.266 USD/kW, este valor según los resultados del Estudio de Costos de Inversión un 70% de los costos debiera ser indexado a CPI y variaciones de la tasa de cambio y un 30% a moneda nacional respectivamente (ICTG | CNE, 2020).

2.4. Costos de Tecnología Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado

Existen dos tecnologías de generación eléctrica basadas en gas natural, estas son la Termoeléctrica con turbinas a gas natural en ciclo abierto (TG-CA) y la Termoeléctrica con turbinas a gas natural (TG), turbina a vapor (TV) y caldera recuperadora de vapor (HRSG, *Heat Recovery Steam Generator*) en configuración ciclo combinado (CC) (Nakata, 2017).

Las centrales térmicas a gas natural en ciclo abierto (TG-CA) y las turbinas a gas de las centrales de ciclo combinado (TG CC), utilizan gases de alta presión producidos por el calentamiento de aire, a raíz de la combustión de gas natural, para mover una turbina acoplada a un generador eléctrico. En este tipo de turbinas se aprovecha el ciclo térmico de Brayton para la generación eléctrica (Dincer & Zamfirescu, 2014).

En la turbina a vapor (TV) de las centrales de ciclo combinado se aprovecha el ciclo térmico de Rankine (Breeze, 2019). En la TV, el combustible es utilizado para calentar agua y transformarla en vapor a alta presión, la que acciona la turbina acoplada al generador eléctrico. El concepto de las centrales de ciclo combinado es recuperar parte de la energía perdida en las TG CA, aumentando la eficiencia total del sistema, de esta manera el aire caliente que sale de la turbina a gas (TG) y que posee aún un alto contenido energético térmico, es captado y dirigido como la fuente de calor primaria para el proceso de calentamiento de agua y generación de vapor en calderas o intercambiadores de calor que suministran a la turbina a vapor (TV). A esto se le conoce como caldera recuperadora de calor HRSG (Dincer & Zamfirescu, 2014).

El establecimiento de centrales térmicas a gas natural considera la factibilidad de interconexión con la red de gasoductos o con un terminal gasífero existente.

Sin perjuicio de lo anterior, pueden existir proyectos termoeléctricos a gas natural basados en la ampliación de capacidad de los terminales gasíferos existentes o en la instalación de nuevos terminales, sean estos en tierra (on shore) o de regasificación flotante (FSRU, *Floating Storage Regasification Unit*) (Putra et al., 2019), y cuyo modelo de negocios puede involucrar a más actores que sólo aquellos pertenecientes al sector eléctrico (RE N°100, 2020).

Las centrales térmicas a gas natural se encuentran, generalmente, emplazadas cerca de la costa o de una fuente de agua disponible, además de la factibilidad de interconexión con la red de gas natural, debe existir factibilidad para la captación de agua para refrigeración, pudiendo esta agua ser dulce o de mar, en torres de refrigeración. Adicionalmente, cuando las centrales térmicas son de ciclo combinado se requiere agua para el proceso térmico que implica el accionamiento de la TV (Breeze, 2019).

Dentro de los equipos principales de una central térmica a gas natural se encuentran la turbina de combustión a gas y el generador eléctrico sincrónico. La turbina de combustión incluye el sistema de entrada de aire con filtros, silenciador, sistemas de instrumentación y control, sistema de lubricación, entre otros. Cuando se trata de una central de tipo ciclo combinado se deben agregar, como equipos principales, las calderas HRSG y las turbinas a vapor (Dincer & Zamfirescu, 2014), (Wärtsilä, 2021).

Cuando se trata de centrales de CC, las instalaciones de captación de agua deben estar conectadas, además, al sistema de alimentación de agua para el proceso térmico (producción de vapor). Todo el suministro de agua de la central puede requerir la instalación de una planta desaladora de agua de mar, más una planta desmineralizadora de agua y un sistema de tratamiento de agua (General Electric, 2021).

También las centrales a gas natural consideran, en general, una operación con diésel bajo condiciones de emergencia o falta de suministro de gas. Por ello, dentro de sus partidas de costos se incluye un sistema de partida y emergencia diésel, con sus correspondientes equipamientos para la recepción y almacenamiento de este combustible, además de una planta desmineralizadora de agua para suministro en caso de operación diésel (Siemens Energy, 2021).

Por otro lado, dentro de las obras civiles y montajes de la central térmica a gas natural cobra relevancia el costo por instalación de edificios de turbinas y caldera de recuperación de calor, y las obras civiles asociadas al gasoducto de conexión a la red de suministro o a un terminal gasífero (Nakata, 2017).

Finalmente, se puede señalar que la principal variable que afecta la evolución temporal de los costos de inversión de la tecnología térmica a gas natural, junto con el precio de los insumos para la infraestructura de gasoductos de la central, es el costo de las TG y TV, las cuales están condicionadas por las condiciones del mercado y mejoras tecnológicas por parte de los fabricantes (Nakata, 2017), (Wärtsilä Energy, 2022).

Para efectos de definición del costo de inversión unitario de la tecnología térmica a gas natural, en la configuración tipo ciclo combinado, el informe de la CNE considera el costo de Inversión referencial promedio de 898 USD/kW, con un 65% de los costos indexados a CPI y variaciones de la tasa de cambio, y un 35% a moneda nacional (ICTG | CNE, 2020).

2.5. Costos de Tecnología Hidráulica de Embalse

La tecnología hidráulica de gran escala con capacidad de regulación o también denominada “hidráulica de embalse” es una tecnología que fue inicialmente muy relevante en Chile para la generación eléctrica, llegando a representar el 48,6% de la generación en el año 1997, mientras que el total de generación hidráulica en ese año alcanzó el 75,5% en el Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC, 2006).

La principal ventaja de este tipo de tecnología frente a otras es que su costo marginal de generación es muy cercano a cero, considerando que existan reservas suficientes en el embalse (Hidropower | IRENA, 2021), (Consolidado | CEN, 2020). Adicionalmente, este tipo de generación es capaz de adaptarse eficientemente a variaciones de demanda de potencia, siendo un buen complemento para otro tipo de energías renovables, tales como solar o eólica (Renewable Power Generation Costs | IRENA, 2020).

Las centrales hidráulicas de embalse tienen la ventaja de poder almacenar energía lo que permite ser “despachables”, dependiendo de las condiciones operacionales del sistema eléctrico, es decir se pueden programar según estimaciones de lluvia o deshielo y necesidad de demanda (Fosso & Belsnes, 2004).

En Chile, existen dos factores principales que han impactado negativamente a la tecnología de embalse. En primer lugar, se encuentran los factores climáticos, es decir, periodos de sequías y de menores lluvias se han traducido en menores caudales en los ríos y aguas de deshielo, por lo que los niveles de los embalses han sido más bajos, limitando el aporte de energía al sistema eléctrico (CDEC-SIC, 2006). El segundo impacto es a través de factores ambientales/sociales. Las tecnologías de embalse son de gran tamaño y requieren para su construcción la modificación del terreno donde se ubican, teniendo que inundar zonas, muchas veces teniendo que reubicar comunidades, afectando el caudal de los ríos y que demandan nuevas obras de este tipo.

Esto genera incertidumbre en el desarrollo de nuevos proyectos, lo que ha implicado una disminución de la participación de inversionistas en esta tecnología (Ministerio de Energía | ASSET Chile, 2017).

El informe de marzo de 2020 sobre costos de tecnologías emitido por la CNE, indica que la estimación del Estudio de Costos de Inversión para esta tecnología, es de 4.439 US\$/kW, con un 23% de los costos indexados a CPI y variaciones de la tasa de cambio, y un 77% a moneda nacional (ICTG | CNE, 2020). Para la simulación de nuestro modelo no utilizaremos este dato emitido por el Estado de Chile, ya que se considera que es un valor muy alto comparado con las inversiones a nivel internacional, de modo que utilizaremos el valor de costo promedio ponderado de 1.704 USD/kW (Renewable Power Generation Costs | IRENA, 2020), ya que este valor representa efectivamente los costos de inversión durante el año 2019, siendo que en Chile, no se realizan inversiones en centrales hidráulicas de embalse desde hace muchos años. Sin embargo en informes pasados de costos de inversión en tecnologías de generación, particularmente en los años 2017 y 2018 el costo de inversión unitario alcanzaba un valor de 2.200 USD/kW (ICTG | CNE, 2017) y (ICTG | CNE, 2018), mientras que en la simulación se utilizó el valor de 2.291 USD/kW equivalente un 4% superior sobre 2017 y 2018 y 32,7% sobre el valor emitido por la *International Renewable Energy Agency* (IREMA) para 2019.

2.6. Costo de Tecnologías Térmicas de Biomasa

La biomasa se define como materia orgánica, de origen vegetal o animal, que puede ser transformada en combustible útil para un proceso industrial o de transformación energética. Esta fuente de energía se considera de tipo renovable debido a la condición de carbono-neutral, debido a que sus emisiones se equilibran con el dióxido de carbono (CO₂) absorbido por las plantas (Biomass | IRENA, 2021).

En esta tecnología existen una serie de procesos que dan origen a combustibles derivados de la biomasa, también denominados biocombustibles, y que pueden ser utilizados en reemplazo de los combustibles fósiles, en particular, para la generación de energía eléctrica (Widell, 2013).

Uno de los elementos clave en el proceso de generación eléctrica con biomasa, es la cadena de suministro de biomasa, que es responsable para abastecer una planta de conversión de energía con la cantidad y calidad adecuadas de biomasa en el momento correcto (Rentizelas, 2013). Por otro lado, este tipo de tecnología, busca transformar el material original en un producto de mayor poder calorífico que el de su estado original, aumentando así la eficiencia de los procesos térmicos para la generación de energía eléctrica, especialmente cuando en la actualidad esta tecnología puede generar combustión de biomasa a gran escala, superando los 500 MWh (Caillat & Vakkilainen, 2013).

En Chile, las centrales de generación eléctrica con biomasa funcionan generalmente mediante la combustión directa, involucrando, además, procesos de cogeneración (Bajpai, 2020). Esta tecnología utiliza la biomasa, sin mayores procesos de transformación intermedios, mediante la combustión en centrales térmicas acondicionadas para ello, utilizando el vapor generado mediante el calentamiento de biocombustibles sólidos o líquidos en una turbina de vapor (Abbas et al., 2020).

Un punto fundamental del desarrollo de un proyecto termoeléctrico de biomasa es considerar la obtención, almacenaje y procesamiento de la materia orgánica primaria para la producción de biocombustible, cobrando especial relevancia la logística de recolección y la negociación con los proveedores de dicha materia orgánica. Se debe indicar que la biomasa debe ser almacenada bajo techo para evitar su deterioro y cambios de humedad, y que debido a los grandes volúmenes que deben manejarse, el galpón de almacenamiento representa un costo importante en la inversión (Bradley, 2016).

Por otro lado, para cumplir la normativa ambiental, se debe considerar equipamiento como filtros de mangas para el abatimiento de material particulado (MP), mientras que, para grandes centrales, se debe considerar el sistema de abatimiento de NO_x mediante desnitrificador catalítico (SCR) donde se inyecta amoníaco o urea en el gas de combustión (Caillat & Vakkilainen, 2013).

Finalmente, los costos unitarios de inversión que ha definido la CNE en base a proyectos informados corresponden principalmente a centrales de combustión directa o biocombustibles líquidos basados en desechos forestales. Para esta tecnología de generación se considera un costo unitario de inversión en 3.170 US\$/kW, donde un 71% de los costos son indexados a CPI y variaciones de la tasa de cambio, y un 29% a moneda nacional (ICTG | CNE, 2020).

CAPÍTULO III

3. MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

3.1. Crónica de la Industria Eléctrica en Chile

Chile ha tenido un desarrollo no lejano respecto del inicio del descubrimiento de la electricidad, y particularmente la iluminación, considerando que la primera instalación de abastecimiento eléctrico en Chile fue a comienzos del año 1883, donde se puso en servicio en la ciudad de Santiago un pequeño grupo generador de unos cuantos kW de potencia que alimentaba el alumbrado de la Plaza de Armas, el Pasaje Mate y algunas tiendas próximas en el centro de la ciudad. Si bien es cierto este comienzo fue bastante sencillo en su magnitud, también es cierto que este evento tuvo lugar al poco tiempo que se inaugurara en 1882 el sistema de alumbrado público en Lane Fox, Londres, y pocos meses después, en septiembre, ocurría algo similar en Pearl Street, en la ciudad de Nueva York (Instituto de Ingenieros de Chile, 1988).

A esta primera instalación en el país le siguieron otras igualmente modestas, hasta que el 15 de julio de 1897 se puso en servicio la primera instalación eléctrica de importancia, la central hidroeléctrica de Chivilingo, ubicada cerca de la ciudad de Lota. Contaba con 2 alternadores Siemens de 250 kVA cada uno (400 V y 50 Hz) y turbinas tipo Pelton marca Voith accionadas por una caída de agua de 110 metros, la que abasteció a la Compañía Carbonífera de Lota. Su energía se transmitía por una línea trifásica de 10 kV y 10 km de longitud hasta el mineral de Lota.

El año 1905, en el mes de febrero se organizó con capitales chilenos la “Compañía General de Electricidad Industrial” CGEI, empresa que estaba destinada a tener una importante y honrosa trayectoria en el sector eléctrico del país, comprando diferentes empresas generadoras, al mismo tiempo la compañía Trasatlántica de Electricidad comenzaba a construir el proyecto de la central Hidroeléctrica “La Florida”, la que entró en servicio el 26 de diciembre de 1909, con una capacidad instalada de 12.000 kVA en 12 kV y 50 Hz respectivamente, y posteriormente fue ampliada con un quinto generador de igual capacidad que los anteriores. De esta manera esta central se interconectó con nuevas subestaciones como Victoria y Mapocho en la ciudad de Santiago, para apoyar al servicio de tranvías, y que en el año 1924 se formara un anillo en torno a la ciudad de Santiago.

Por otra parte, mientras se desarrollaba la capital del país, en el Norte Grande, la empresa minera “Chile Exploration Co.”, comenzaba con la construcción de la central termoeléctrica de Tocopilla, que en 1915 ponía en servicio tres unidades generadoras con una capacidad de 30.000 kVA instalados, asociada a 4 circuitos de líneas de 110 kV que abastecían al mineral de cobre de Chuquicamata, destacando que estas líneas entraron en servicio sólo 5 años después que se utilizaran por primera vez en el mundo.

El 4 de agosto de 1904, se dicta la primera ordenanza, creándose mediante la Ley N°1.665, la “Inspección Técnica de Empresas e Instalaciones Eléctricas”, que reglamentaba el régimen de concesiones (Ley N°1.665, 1904), sin embargo, esta ley nunca tuvo aplicación, aunque la explotación de servicios de comunicaciones era supervigilada en ese tiempo por el ministerio del Interior a través de la Dirección de Telégrafos, mientras que los municipios lo hacían con los servicios de alumbrado público y fuerza motriz y finalmente los Intendentes y Gobernadores lo hacían con las mercedes de agua.

En el año 1925 el día 18 de febrero, se dicta el Decreto Ley N°252, de la Ley General de Servicios Eléctricos, que vino a uniformizar parte importante de los servicios eléctricos del país, entregando concesiones y mercedes de agua tanto para generación hidráulica como para líneas de transmisión, además de comunicaciones, creando el Consejo y la Dirección de Servicios Eléctricos, que vigilaría en cumplimiento de la Ley y la relación entre empresarios y el estado de Chile (Ley N°252, 1925).

CORFO, previendo el desarrollo eléctrico del país, crea el 23 de febrero de 1945 la Empresa Nacional de Electricidad, ENDESA S.A., que a partir de esa fecha desarrolla todo el crecimiento eléctrico de Chile.

En el año 1982, se publica el Decreto con fuerza de Ley N°1, dando origen a la cuarta Ley General de Servicios Eléctricos, para luego en 1983 se inicia la privatización de la empresa CHILECTRA, que concluye en el año 1987 a 1988, quedando el 100% de su propiedad en manos de privados, dando inicio al proceso de cambio de propiedad desde el estado a privados de toda la industria eléctrica del país, junto con ello en el año 1985, nace la SEC, Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Sin embargo, recién en el año 2017, Chile queda definitivamente interconectado, dando nacimiento al Sistema Eléctrico Nacional, SEN (Ley N°20.936, 2016). (Ver Anexo N°2 subsección 2.5).

3.2. Evolución de la Demanda y Oferta de Energía

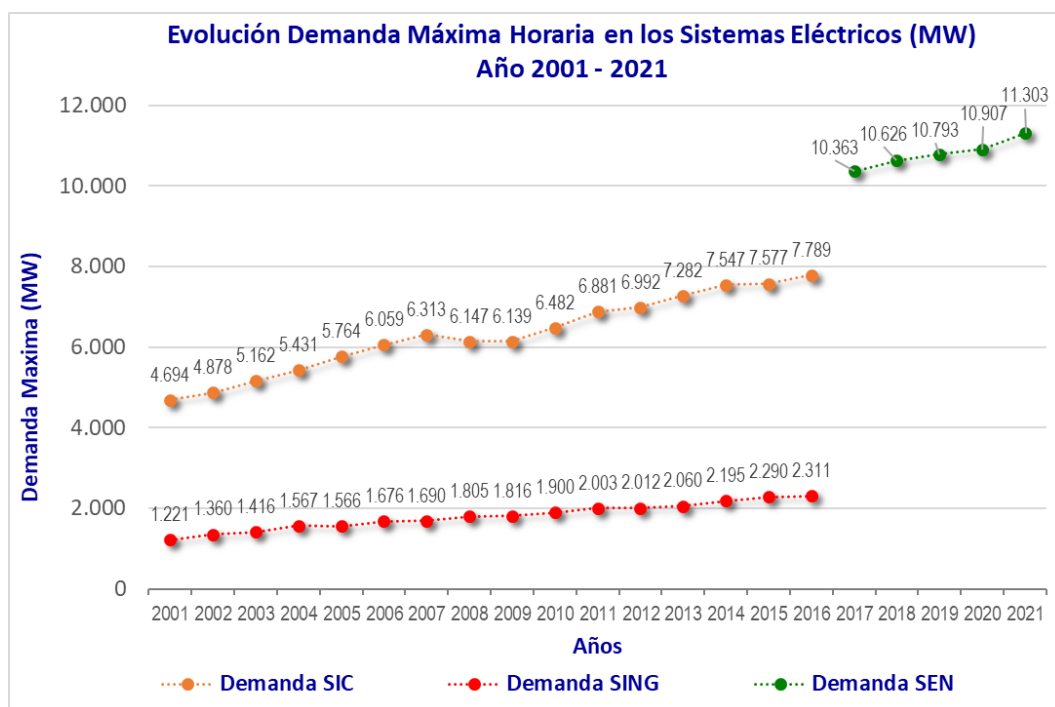
La demanda y oferta de energía del sistema eléctrico nacional tiene dos análisis históricos, el primero hasta noviembre de 2017, cuando existían los sistemas eléctricos SIC, Sistema Interconectado Central y SING Sistema Interconectado del Norte Grande, ambos hasta esa fecha eran independientes, y con matrices de generación diferenciadas, especialmente el SIC por la generación hidráulica, mientras que el SING por su alta generación térmica.

El segundo análisis histórico, comienza desde el día 21 de noviembre de 2017, donde ambos sistemas se interconectaron eléctricamente, dando origen al nuevo Sistema Eléctrico Nacional SEN, cuya característica radial lo hace de una extensión troncal de 3.100 km de longitud que va desde el norte por la ciudad de Arica y hasta sur la isla de Chiloé (Sala de Prensa | CNE, 2019).

3.2.1. Evolución de la demanda histórica

La demanda eléctrica en Chile ha tenido un creciente y sostenido aumento anual, entre los años 2007 y 2016 el SING crece en promedio un 3,3% anual, mientras que entre los mismos años el SIC, logra un crecimiento promedio del 2,6% respectivamente. Desde los años 2017 al 2021 la demanda eléctrica promedio del SEN presenta un crecimiento de 2,34% anual (Demandas Máximas | CEN, 2021). A continuación, se muestra la evolución que ha presentado la demanda máxima de potencia eléctrica en el país, para los ex sistemas SING y SIC 2001 – 2016 y 2017 – 2021 correspondiente al SEN.

Gráfico 3.1 Evolución de la Demanda Máxima Horaria en los Sistemas Eléctricos SING, SIC y el actual SEN, años 2001 al 2021.



Fuente: Elaboración propia a partir de información obtenida del Coordinador Eléctrico Nacional (Demandas Máximas | CEN, 2021).

Respecto del crecimiento de la demanda del SING, SIC y actualmente el SEN, podemos inferir que Chile presenta un crecimiento muy cercano a su PIB anual equivalente al 3,59% promedio entre los años 2000 y 2018 (World Bank, 2022).

Las ventas de energía demuestran de alguna forma el crecimiento económico del país. En el año 2019 las ventas totales crecieron solo un 0,55%, mientras que en 2020 solo alcanzó un 0,32% y en 2021 logró un 4,61% anual. Pueden existir factores externos a este bajo crecimiento como la pandemia en el año 2020, sin embargo, si analizamos la variabilidad promedio entre 2012 y 2021, sólo es del 2,62%. Lo anterior es diametralmente opuesto al alto crecimiento de la capacidad de generación de tecnologías renovables como fotovoltaica y eólica.

Tabla 3.1 Venta de Energía Anual a Clientes Libres y Regulados del Periodo 2000 – 2021.

Año	Ventas SIC (GWh)		Ventas SING (GWh)		Ventas SEN (GWh)		Total (GWh)
	Regulado	Libre	Regulado	Libre	Regulado	Libre	
2000	18.350,8	9.290,0	7.499,4	898,6			36.038,9
2001	19.567,5	9.576,8	8.045,9	945,2			38.135,4
2002	20.495,1	9.839,6	8.472,7	1.009,2			39.816,6
2003	21.773,3	10.302,6	9.432,9	1.047,4			42.556,2
2004	23.514,6	11.088,0	10.164,2	1.075,3			45.842,1
2005	25.015,4	10.920,1	10.400,8	1.158,8			47.495,0
2006	26.829,4	11.396,8	10.773,8	1.255,7			50.255,6
2007	28.381,3	11.582,4	11.342,6	1.331,7			52.638,0
2008	28.054,5	11.525,7	11.832,1	1.386,8			52.799,2
2009	28.009,2	11.391,7	12.239,6	1.416,8			53.057,3
2010	28.919,9	12.141,8	12.296,7	1.495,5			54.853,9
2011	30.385,8	13.418,5	12.703,3	1.559,6			58.067,2
2012	32.030,6	14.251,0	13.132,1	1.698,7			61.112,3
2013	33.510,9	14.266,3	13.591,8	1.821,9			63.190,9
2014	34.057,4	14.919,6	13.924,2	1.816,0			64.717,3
2015	34.409,5	15.141,9	15.033,0	1.884,0			66.468,5
2016	34.563,8	15.892,5	15.059,0	1.901,0			67.416,4
2017					33.718,1	34.549,9	68.268,0
2018					31.341,6	39.837,8	71.179,4
2019					29.489,1	42.180,6	71.669,7
2020					28.127,2	43.654,5	71.781,7
2021					29.194,3	45.895,8	75.090,1

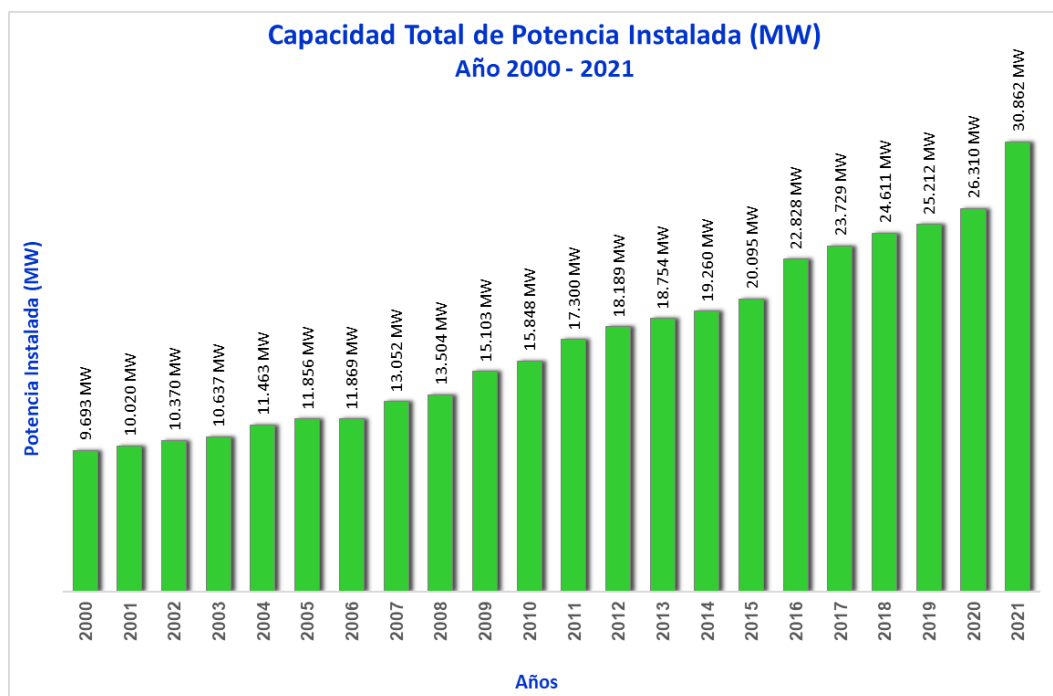
Fuente: Histórico de Ventas Anuales de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional. (Estadísticas Ventas Anuales | CEN, 2022).

3.2.2. Evolución de la oferta histórica

La oferta de generación en Chile, en términos de capacidad instalada y aporte de energía, es realizada por inversionistas privados. Desde el año 2014 al 2021, se observa de forma acelerada inversiones de fuentes de ERNC, particularmente energía solar fotovoltaica y energía eólica (Proyectos en Gestión de Conexión | CEN, 2022), avalado con cambios regulatorios para integrar estas tecnologías al SEN, particularmente por el éxito de las licitaciones de energía por bloques horarios para clientes regulados que garantizan a estas tecnologías su permanencia comercial en el SEN (Licitación de Suministros Dx | CNE, 2022).

3.2.3. Capacidad de generación instalada histórica

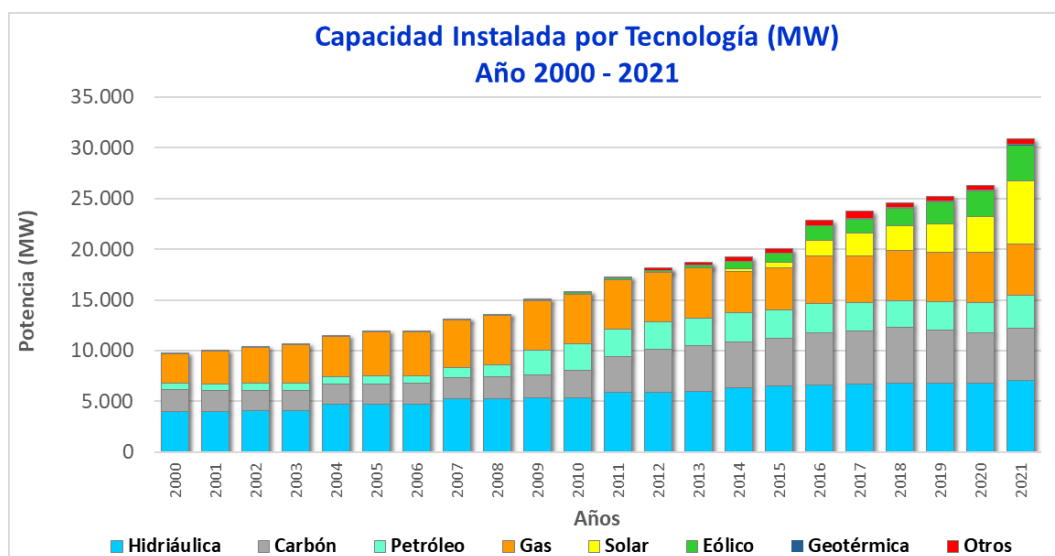
Gráfico 3.2 Capacidad Total de Potencia Instalada año 2000 – 2021 (MW).



Fuente: Elaboración propia a partir de información del Coordinador Eléctrico Nacional. (Capacidad Instalada por Tecnologías | CEN, 2022)

El crecimiento de la capacidad instalada se centra en SEN, que posee el 99% de la capacidad instalada total del país). Desde el año 2014 al año 2021, se puede observar el notable crecimiento de la matriz de generación eléctrica nacional, equivalente al 52,4% (Estadísticas Capacidad Instalada | CEN, 2022).

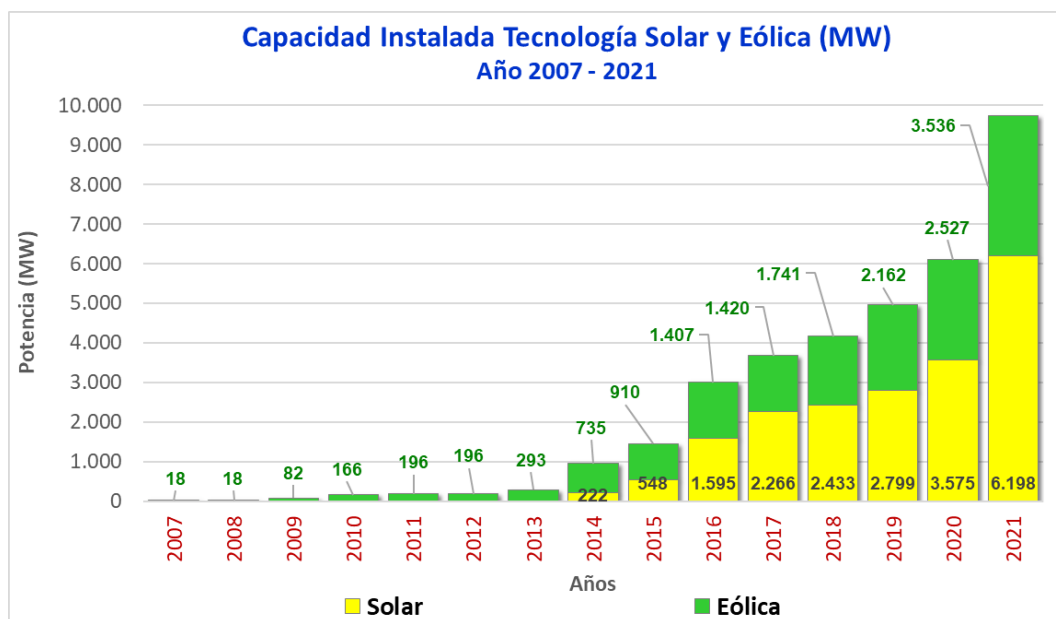
Gráfico 3.3 Capacidad Instada por Tecnologías año 2000-2021 SEN (MW).



Fuente: Elaboración propia a partir de información del Coordinador Eléctrico Nacional. (Capacidad Instalada por Tecnologías | CEN, 2022).

Durante los años 2018 al 2021, el SEN ha experimentado un aumento exponencial en tecnologías solar fotovoltaica y energía eólica, desplazando a las tecnologías de biomasa y minihidráulicas como principales fuentes de ERNC. La energía solar fotovoltaica ha pasado de 222,14 MW instalados en el año 2014 a 6.197,91 MW a diciembre de 2021, mientras que la energía eólica de 735,34 MW en 2014 a alcanzado los 3.536,40 MW a diciembre de 2021.

Gráfico 3.4 Capacidad Instalada de Tecnología Solar Fotovoltaica y Eólica desde el año 2007 - 2021.

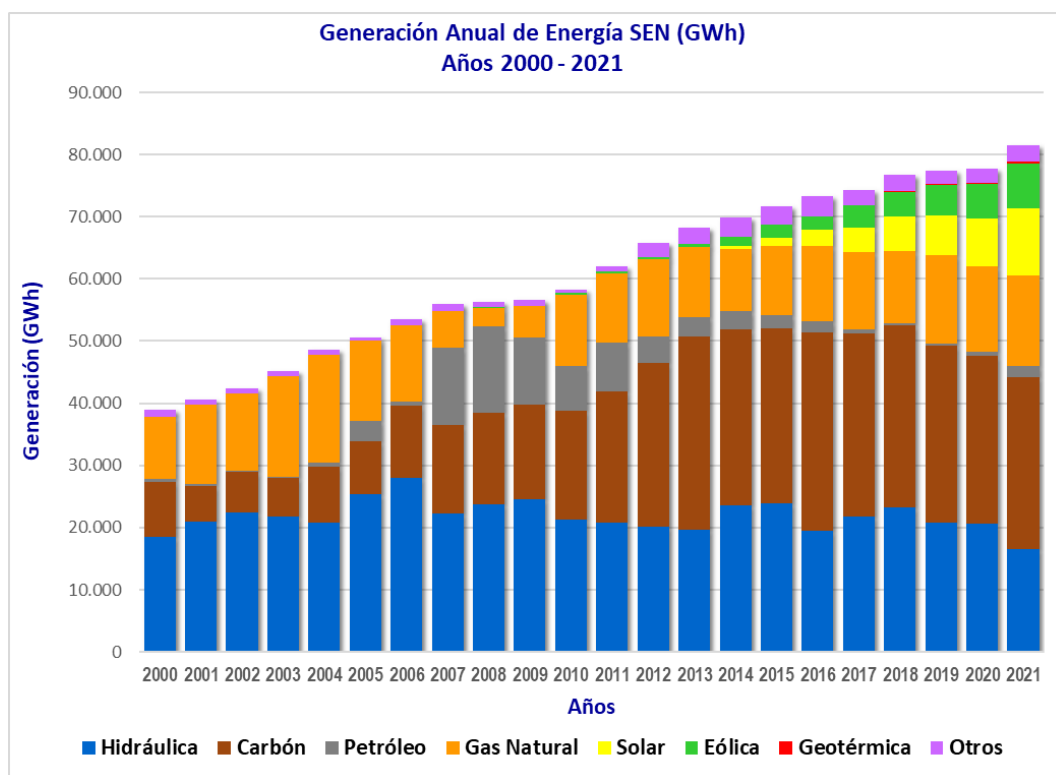


Fuente: Elaboración propia a partir de información del Coordinador Eléctrico Nacional. (Capacidad Instalada por Tecnologías | CEN, 2022).

3.2.4. Energía generada histórica

Al realizar un análisis de los últimos 10 años de operación (2012 – 2021) del segmento de generación, nos encontramos que las tecnologías térmicas (Carbón + Gas Natural + Petróleo), aportan una generación promedio del 58,28% a la generación nacional, mientras que la generación hidráulica alcanza el 28,47%. La generación solar fotovoltaica alcanzó un 5,24%, eólica un 4,33%, geotérmica un 0,14% y otros medios de generación entre ellos biomasa de origen renovable y no renovable, alcanzaron un 3,55% de aporte a la generación del sistema. La generación total del SEN en el año 2020 fue de 77.746,1 GWh, mientras que para 2021 alcanzó los 81.492,0 GWh, experimentando un incremento del 4,82% (Generación por Tecnologías | CEN, 2022).

Gráfico 3.5 Generación Real Anual por Tecnologías Durante los Años 2000 - 2021 (GWh).

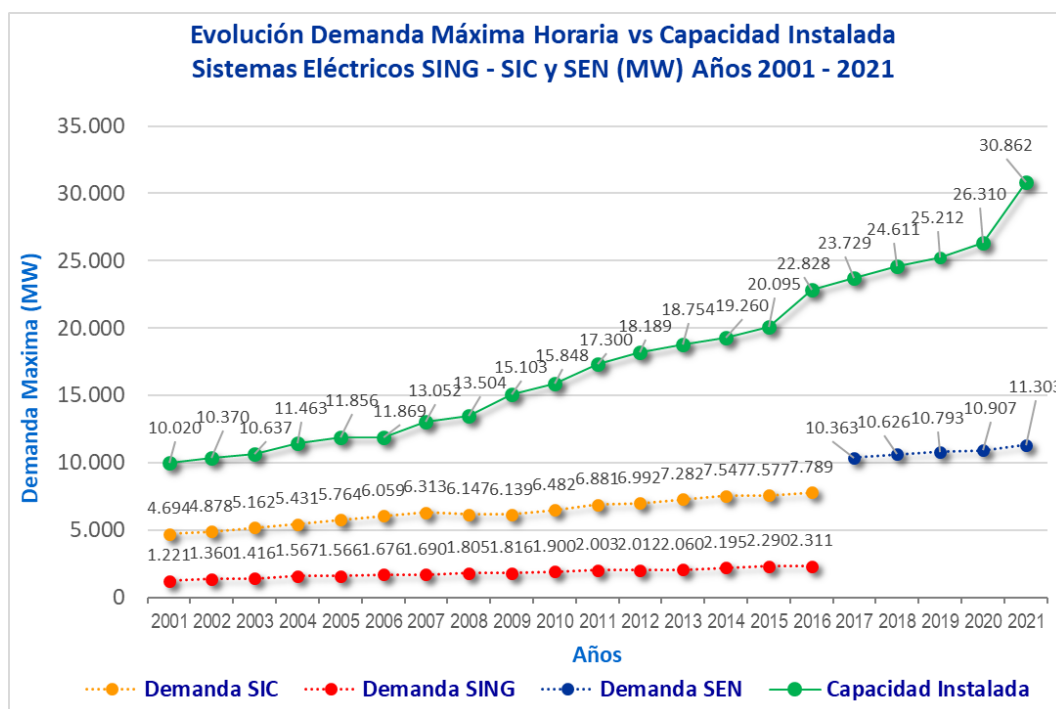


Fuente: Elaboración propia a partir de información del Coordinador Eléctrico Nacional. (Generación por Tecnologías | CEN, 2022).

3.2.5. Demanda versus capacidad instalada histórica

Esta característica de demanda versus capacidad instalada muestra la efectividad y sustentabilidad del modelo de mercado eléctrico chileno, ya que como se puede observar entre los años 2012 y 2021, la capacidad instalada ha ido creciendo en promedio anual a una tasa del 6,06%, mientras que la demanda máxima del sistema ha experimentado un crecimiento promedio del 2,44% respectivamente.

Gráfico 3.6 Evolución de la Demanda Máxima Horaria vs Capacidad Instalada de los Sistemas SING, SIC y SEN (MW), años 2001 al 2021.



Fuente: Elaboración propia a partir de información obtenida del Coordinador Eléctrico Nacional. (Demandas Máximas | CEN, 2022).

Respecto de la capacidad instalada del SEN, resulta interesante analizar que Chile, presenta un ratio de capacidad sobre la demanda máxima de 2,73 veces en el año 2021, es decir, Chile no podría requerir nuevas instalaciones de generación a lo menos en los próximos 20 años, considerando un crecimiento promedio de la demanda del 2,28% anual entre 2017 y 2021, cuya demanda máxima podría alcanzar los 17.743,0 MW respectivamente (Demandas Máximas | CEN, 2022) y (Capacidad y Generación de Energía | CEN, 2022).

Sin embargo, el tema es más profundo de lo que parece, ya que tener disponible esa potencia, no garantiza cubrir siempre la demanda.

A modo de ejemplo, no sirven 4.000 MW de potencia instalada solar que generan “cero” MWh después de las 19 horas. En términos prácticos cada MW de ERNC solar fotovoltaico o eólico, equivale aproximadamente a un 25% de 1 MW de una central convencional, como térmica de carbón (ERE | CNE, 2021). En este mismo sentido, en Chile nunca se ha racionado energía por falta de capacidad instalada. Cuando tenemos sequía por ejemplo lo que efectivamente falta son MWh (energía) y no MW (capacidad o potencia instalada), es decir, siempre se ha racionado energía porque faltan MWh.

Ambos análisis convergen en la necesidad del almacenamiento de energía, ya que las ERNC como solar fotovoltaica y eólica, permitirían revertir la naturaleza propia de estas energías variables, adaptándose a conceptos como potencia firme que permitirían un manejo de la operación como un sistema hidrotérmico convencional.

Por otra parte, Chile viene profundizando la descarbonización de su matriz energética de manera acelerada (Descarbonización | Ministerio de Energía, 2021). Sin embargo, por cuestión de seguridad del suministro eléctrico la CNE ha publicado el Decreto Supremo N°42/2020 donde se definió como un mecanismo de capacidad que remunera a las centrales que se acojan al plan de retiro del SEN. Estas centrales deben cumplir con todos los requisitos técnicos para ser aprobadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, que les permita, estar disponible hasta por cinco años después de su cierre, en casos de que se necesite reactivarlas para la seguridad del suministro eléctrico como se ha señalado (García, 2020).

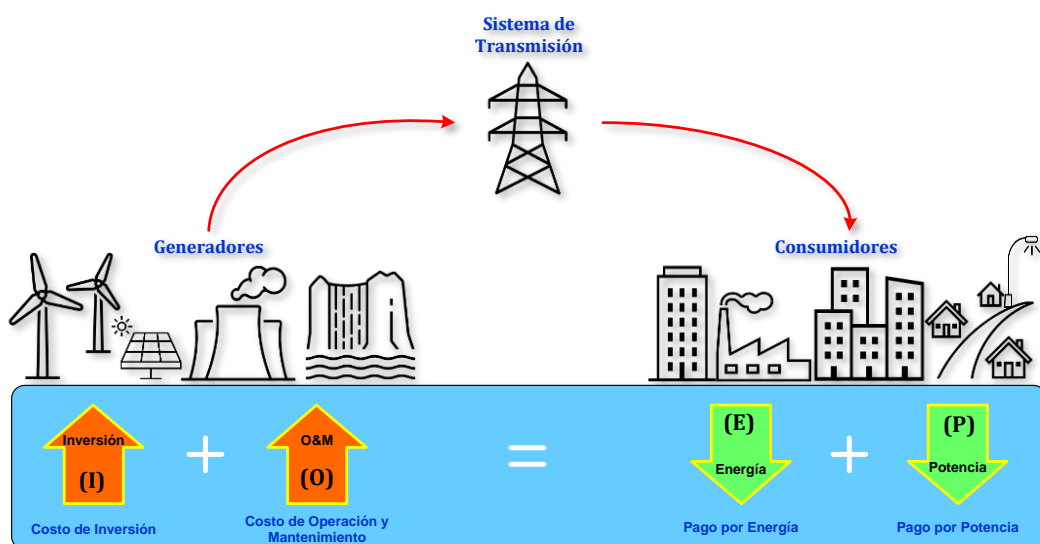
3.3. Fundamento Económico del Mercado Eléctrico

El mercado eléctrico chileno, está diseñado de forma tal que la inversión y la operación de toda la infraestructura energética la realizan inversionistas privados. Su objetivo es promover la eficiencia económica a través de mercados competitivos en todos aquellos segmentos que no son monopolísticos.

Bajo esta consideración, existen tres segmentos denominados, generación, transmisión y distribución, donde cada una de ellas tiene un trato regulatorio propio o diferenciado (Fereidoon P. & Raineri, 2006). Los segmentos de generación obedecen a un mercado de acceso abierto, mientras que el segmento de distribución y una parte de la transmisión son regulados y tienen la obligatoriedad de servicio y precios fijados conforme a una definición aplicada de costos eficientes. En el segmento de generación se ha instaurado un sistema competitivo basado en la tarificación a costo marginal fundado en los principios del *peak load pricing*, en donde los consumidores pagan un precio por la energía y un precio por la capacidad de potencia que está asociada a las horas de mayor demanda del sistema.

El sistema de precios por demanda máxima (*peak load pricing*), asegura teóricamente que, cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo marginal, más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta (P), cubren exactamente los costos de inversión (I) más los costos de operación y mantenimiento (O) de las empresas generadores en su conjunto (Palma et al., 2009).

Figura 3.1 Equilibrio Financiero en el Modelo Marginalista de Mercado.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Palma et al., 2009)

El funcionamiento del mercado eléctrico chileno para los sistemas interconectados cuya capacidad instalada sea mayor a 200 MW, que hoy solo cumple el Sistema Eléctrico Nacional (NTSyCS | CNE, 2020), se caracteriza por la existencia de dos mercados claramente definidos, uno denominado mercado *spot* en el cual el precio de la energía eléctrica corresponde al coste marginal de corto plazo o coste marginal horario cuyo valor resulta del coste variable de la última unidad en servicio en la hora que desea medirse y corresponde operacionalmente al equilibrio instantáneo entre la demanda de energía y la oferta de la generación que debe cubrir esa demanda. Su dinámica la conforman un conjunto de transacciones no programadas de energía y potencia entre las empresas generadoras, incluye a todas, aunque no estén en servicio (pero disponibles), estas transacciones resultan de las diferencias horarias entre el suministro efectivo a sus clientes y su generación despachada por el coordinador. Estas transacciones son valoradas a este coste marginal horario de la energía, mientras que para el pago de la potencia es el precio que regula y fija la CNE. Un segundo mercado es lo que corresponde a contratos de clientes libres o contratos bilaterales financieros, para quienes tengan una potencia igual o mayor a 500 kW, quienes pueden comprar a precios libremente pactados. Este segmento de la industria es el que se define como mercado de clientes libres o no regulados (Morandé & Soto, 1996) y (Tarificación | CNE, 2021).

En Chile, el Sistema Eléctrico Nacional es operado por un Coordinador Independiente, quien cumple funciones técnicas de coordinación, determina los costos marginales de energía y las transacciones económicas entre los actores del mercado, entre otras funciones técnicas y operacionales (DTO N°52, 2018).

3.4. Modelo del Mercado Eléctrico Mayorista Chileno

El modelo chileno de mercado mayorista ha cambiado desde una estructura tipo pool (Vargas et al., 2001), donde los generadores ofertan en el pool los precios y cantidades de electricidad a través de las capacidades de generación y estos generadores son despachados para suministrar la demanda, con participación obligatoria de los distintos generadores hacia una estructura de tipo ISO¹⁰ (Joskow, 2007), donde el sistema es operado y coordinado por un agente independiente de los generadores y demás participantes del mercado. Este coordinador independiente está a cargo de la operación coordinada del sistema. En ambos modelos que han funcionado en Chile, siempre han coexistido dos mercados, un mercado *spot* asociado a la operación coordinada de corto plazo o en tiempo real del sistema y otro a contratos bilaterales de tipo financiero que son de largo plazo.

El Coordinador, por medio de procedimientos y mecanismos regulados y bien conocidos por todos los agentes, determina el precio de mercado de corto plazo de la electricidad (*clearing price* o precio *spot*), que es el precio de despeje del mercado (mercado *spot*). Este precio *spot* resulta de la realización de una operación económica centralizada por parte del coordinador y su valor es distinto para cada zona del sistema, de acuerdo a diversas condiciones operacionales, tales como pérdidas, congestión en los sistemas de transmisión y la dinámica de la oferta de generación, definida por sus costos variables.

El despacho económico centralizado está a cargo del Coordinador y se basa en la declaración de costos variables de operación por parte de las empresas generadoras (costos susceptibles de ser auditados) y no en ofertas, como se realiza en otros mercados como en Europa, por ejemplo.

¹⁰ **ISO** = *Independent System Operators*. La estructura tipo ISO en el contexto chileno, corresponde al modelo donde el sistema es operado y coordinado por un agente independiente de los generadores y demás participantes del mercado.

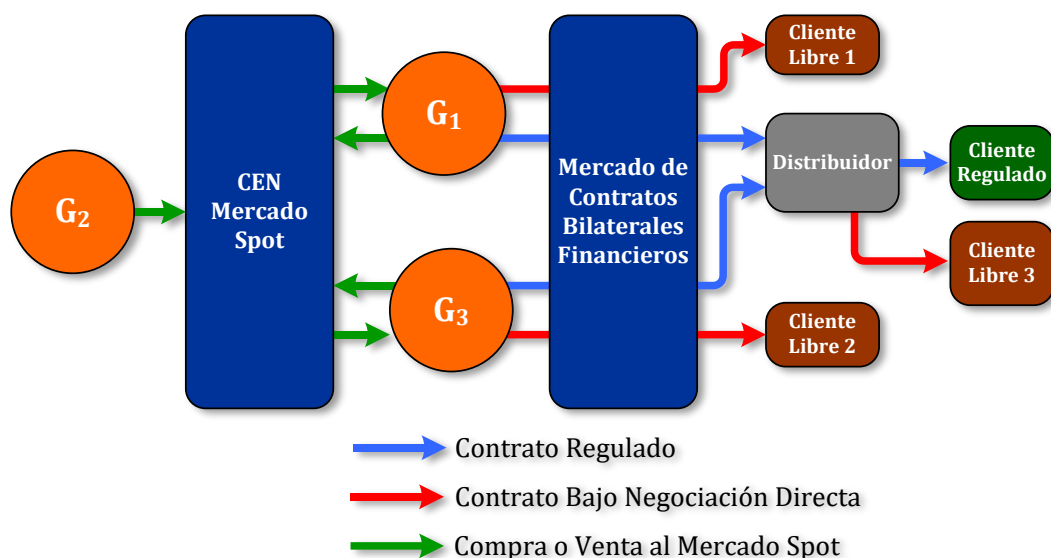
Los costos variables de los generadores definirán el despacho económico horario del sistema, que corresponde a un orden de mérito económico, que no es más que el ordenamiento de menor a mayor de los costos variables de generación de las unidades generadoras, que definen finalmente el costo marginal de operación (Ramteen Sioshansi et al., 2008). El diseño del mercado chileno no contempla en forma explícita la figura de un comercializador, ya que son las empresas de generación y de distribución las que ejercen este rol de interacción directa con los clientes a través de contratos. Sin embargo, en el mercado *spot* sólo existen transacciones entre generadores, es decir entre excedentarios y deficitarios, según sea la configuración que se genere entre hora y hora de operación.

Aquellas unidades generadoras que por el despacho económico resultan con una generación mayor a la comprometida por contrato con sus clientes (empresas excedentarias) venden esa energía excedentaria en el mercado *spot*, y aquellas que por el despacho en tiempo real tienen una generación inferior a la contratada con sus clientes (empresas deficitarias) deben comprar energía en el mercado *spot*. De esta manera se realiza el balance de energía y potencia hora a hora. Las transferencias físicas y monetarias (ventas y compras) son determinadas por el coordinador del sistema, y se valorizan, en el caso de la energía, en forma horaria al coste marginal (CMg) de la barra en que se inyecta o se retira energía (DTO N°52, 2018). En el caso de la potencia, las transferencias son valorizadas al precio de nudo de la potencia que fija la CNE cada seis meses (DTO N°62, 2007). (Ver Anexo N°3 subsección 3.7 Términos Conceptuales del Precio de Nudo).

La siguiente figura resume de forma básica el esquema de funcionamiento entre los generadores en el mercado eléctrico mayorista en Chile. En el caso de los contratos bilaterales financieros, señalizado con líneas rojas, representan contratos que se definen mediante negociación directa y libre entre las partes, es decir el G₁ con el Cliente Libre 1, mientras que las líneas azules representan contratos que son regulados, como se puede ver en el diagrama, el G₃ y G₁ con la empresa distribuidora.

Una consideración muy importante que se debe mencionar es que el mercado *spot* es un mercado cerrado sólo para los generadores, y que pueden existir algunos generadores cuyo negocio sea sólo vender en este mercado, como es el caso de G₂ mostrado en el diagrama y representado mediante la interacción de las flechas verdes (Palma et al., 2009).

Figura 3.2 Esquema del Funcionamiento del Mercado Eléctrico Chileno.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Palma et al., 2009).

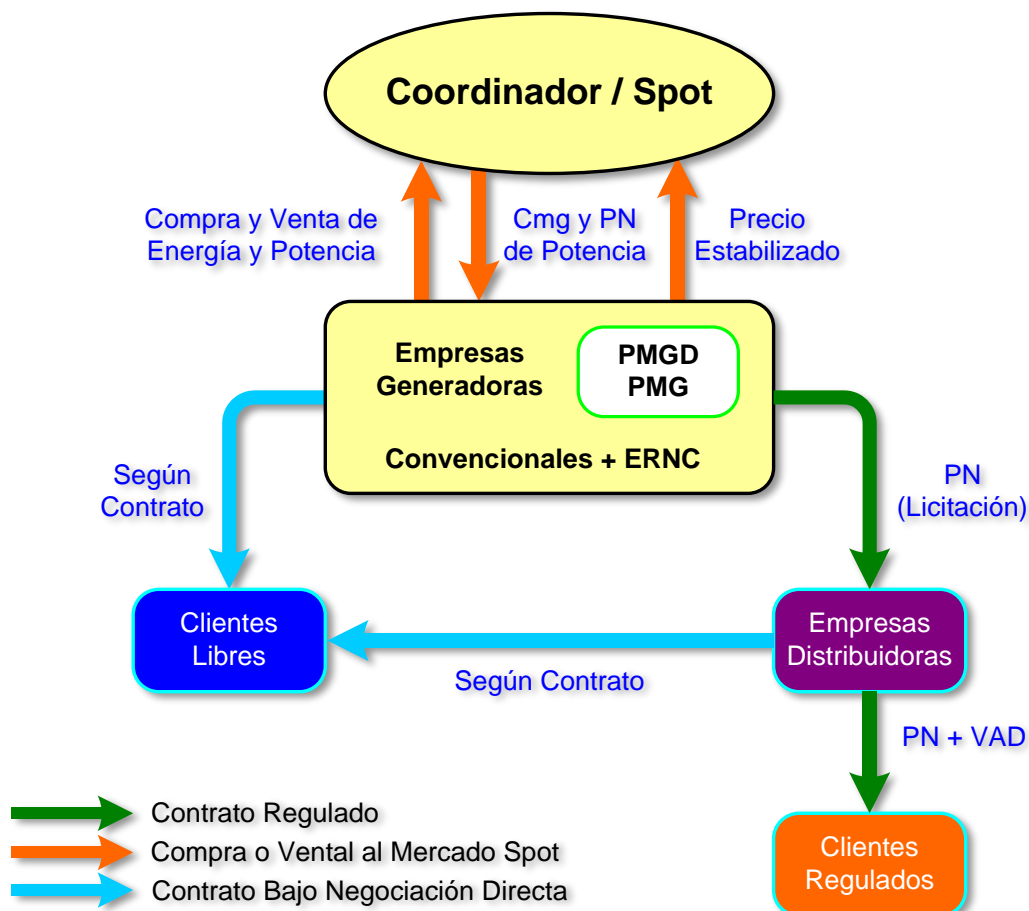
3.5. El Mercado Spot

El diseño del mercado eléctrico chileno funciona en base a la teoría marginalista antes descrita, que contempla un esquema de precios marginales de energía (operación) y potencia (desarrollo) a ser pagados por los consumidores de acuerdo a los principios de la teoría del "*Peak Load Pricing*", precios de la potencia de punta (Hassan, 2017).

El mercado mayorista *spot* (se valora a régimen horario) sólo participan las empresas generadoras. Este mercado es administrado por el Coordinador Eléctrico Nacional bajo una estructura ISO, donde los generadores están obligados a participar, y deben entregar sus costos variables de generación que deben representar los costos reales de generar un kWh, siendo estos costos auditados por el Coordinador. Esta característica hace una diferenciación del mercado chileno con otros mercados que se basan en bolsas de energía o de operación centralizada con ofertas libres de compra y venta. Al respecto, se debe señalar que en el mercado eléctrico chileno no existe el concepto de contratos bilaterales físicos, que existen en algunos mercados eléctricos como el europeo, donde los contratos de suministro entre agentes privados tienen el derecho a ser informados al operador del sistema y traducirse en un despacho físico de energía. En Chile, como se ha dicho anteriormente, los contratos de suministro privados sólo tienen un carácter financiero, siendo el Coordinador la entidad que realiza el despacho físico hora a hora, indistintamente si ese generador tiene o no contratos bilaterales (Lozano et al., 2018) y que está basado en la información de costos variables de operación de cada una de las unidades generadoras, buscando la operación más económica posible para el sistema eléctrico nacional.

La siguiente figura muestra un esquema general del funcionamiento del mercado nacional. En ella se puede apreciar que las empresas generadoras se relacionan con el mercado *spot* a través de compras y ventas de energía y potencia, al coste marginal de la energía (CMg) y precio de la potencia en el tiempo medido o evaluado hora a hora. Este esquema también es aplicable a los PMG, PMGD y otros proyectos de ERNC que acceden a un precio estabilizado en las ventas de energía (DTO N°244, 2019).

Figura 3.3 Estructura de Remuneración en el Mercado Eléctrico Chileno.



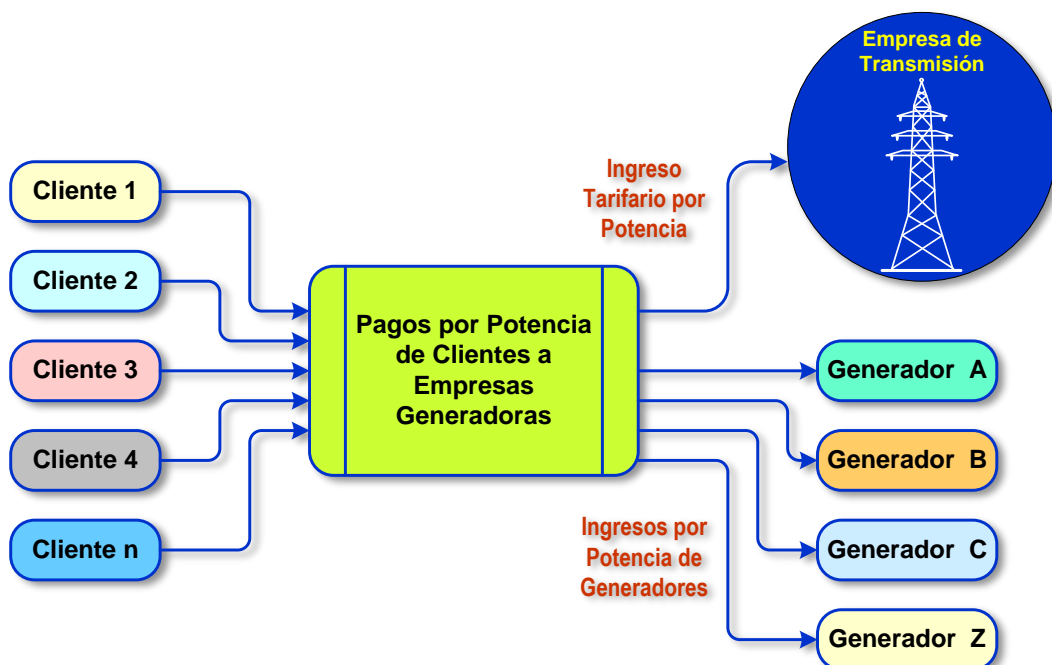
Fuente: Elaboración propia a partir de (Palma et al., 2009).

El precio de nudo (PN) de la potencia señalado en la Figura 3.3 es determinado semestralmente por la autoridad y se define como el costo de desarrollo de la tecnología más económica para dar suministro en horas de mayor demanda (punta). A cada unidad generadora, dependiendo de las características de su combustible primario, su tasa de fallas de curso forzoso, salidas de operación programadas por mantenimiento y su contribución conjunta en el sistema, se le reconoce una potencia denominada potencia de suficiencia (antes se le reconocía como potencia firme), con la cual se determina el ingreso por potencia (venta de potencia) al sistema.

A este tipo de mecanismo se le conoce en la literatura internacional como "pago por capacidad de tipo administrativo", ya que no es el mercado quien la determina, sino que es un organismo administrativo quien evalúa y determina precios y cantidades, siendo en Chile la CNE y el Coordinador Eléctrico Nacional, representando el pago por las inversiones de las unidades generadoras, indistintamente del tipo de tecnología que utilicen para generar (Narvik, 2017).

Asimismo, cada empresa generadora, de acuerdo a sus contratos de suministro y al comportamiento de estos consumos en condiciones de demanda de punta, es responsable de realizar compras de potencia en el sistema, según defina el mercado de operación en línea o en tiempo real. Las compras de potencia son transferidas por los generadores como cargos de potencia a sus clientes libres y clientes regulados a través de las diferentes tarifas (Palma et al., 2009). A continuación, en la siguiente figura se resume las transferencias de potencia que se realizan entre los distintos generadores que operan en el mercado spot.

Figura 3.4 Transferencias de Potencia en el Mercado Spot.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Palma et al., 2009).

Se aprecia que los cargos por potencia a clientes finales, teóricamente cubren los ingresos por potencia de las centrales generadoras, es decir cubren los costos de las inversiones valorizadas según la potencia de suficiencia determinada para cada unidad generadora.

La posición excedentaria o bien deficitaria de potencia de una empresa de generación dependerá de los contratos de suministro que ésta posea y del despacho en línea de sus unidades generadoras, ya que es en ese marco donde se realiza el balance de energía y potencia hora a hora de la operación real del sistema eléctrico.

Si bien el modelo chileno de precios considera el costo de expansión del sistema de transmisión a través del valor de desarrollo de la potencia de punta, de igual manera contempla la remuneración de la energía no suministrada en condiciones de déficit, conocido como coste de falla.

La energía no suministrada por racionamiento corresponde al costo marginal valorado en los periodos de déficit, de modo que los modelos de cálculo de precios a clientes regulados como también los costos de planificación de la operación son incorporados al costo de la energía no suministrada cuando se optimiza la operación del sistema (DFL N°4/20018, Art. 163° y 164°, 2007).

3.6. Mercado de Contratos

El mercado de contratos corresponde a un mercado de tipo financiero con contratos bilaterales privados pactados libremente entre las partes, en los que puede participar cualquier empresa generadora o empresa eléctrica ya que se aplica el mismo procedimiento validado para cualquier empresa generadora del sector (Fereidoon P. & Raineri, 2006).

El mercado de contratos presenta las siguientes características: Desde el año 2010, la venta de energía a empresas distribuidoras (energía y potencia) corresponde a adjudicaciones en licitaciones públicas de suministro y los generadores pueden mantener contratos con empresas distribuidoras y clientes libres (Ley N°20.805, 2015). Los clientes libres son aquellos consumidores con potencia conectada superior a 5,0 MW, sin embargo, también pueden optar a esta categoría, clientes con una potencia mínima de 0,5 MW y máxima de hasta 5,0 MW de potencia instalada, pertenecientes al segmento de distribución. Si optan como clientes libres en este segmento, el contrato deberá tener una duración mínima de 4 años, de manera que los contratos con empresas distribuidoras pueden ser para el abastecimiento de clientes regulados o para clientes libres (Tarificación | CNE, 2021). Los contratos son confidenciales, ya que contienen información técnica como punto de conexión y medidas, potencia contratada e información comercial como el precio de la energía y potencia, pero esta información debe ser entregada al Coordinador del sistema para su administración y cálculo del precio medio de mercado. En el mercado de contratos se establece una obligación de suministrar y una obligación de comprar a un precio predeterminado donde normalmente oferta el generador, y esta oferta dependerá de la disponibilidad de potencia y del costo variable de combustible que le corresponda. La facturación generalmente se hace de forma mensual y la medición se hace cada una hora cronológica.

Los contratos son formalmente financieros, es decir, el generador hace el ejercicio de comprar en el mercado *spot* para vender en el mercado de contratos, estando o no la unidad generadora en servicio o despachada como se conoce en el ámbito técnico operacional. En términos generales, el contrato financiero permite dar estabilidad de precio a los concurrentes compradores y vendedores (Ramteen Sioshansi et al., 2008), de acuerdo con las expectativas que tengan de la evolución de los costos marginales que vaya a generar el sistema.

Con esta premisa básica, los generadores deben definir un precio de venta donde evalúan un esquema tipo BATNA¹¹, de manera de poder establecer los mínimos esperados de costos marginales para la duración del contrato y esos costos siempre serán considerados por sobre la media que resulte de una planificación de la operación a mediano plazo, cuyas variables utilizadas son normalmente el pronóstico de la demanda del sistema, el pronóstico de nivel de embalses y mantenimiento mayor de todas las unidades generadoras del parque despachable del sistema.

Respecto de los precios de clientes regulados, éstos son los que las empresas distribuidoras cobran a sus clientes y quedan definidos según los resultados de las licitaciones públicas reguladas y dirigidas por la Comisión Nacional de Energía (Licitaciones Suministro Eléctrico | CNE, 2017). Por último, la tarificación de la potencia del mercado spot, corresponde al precio resultante del estudio de precio de nudo¹², que se calcula semestralmente por la CNE en los meses de abril y octubre de cada año calendario.

3.7. Suficiencia y Seguridad del Sistema Eléctrico

En el año 2004 se reconoce formalmente los conceptos de suficiencia y seguridad del sistema eléctrico, derivando este último en la implementación de servicios complementarios SSCC. En relación a los SSCC establece que todo propietario de instalaciones eléctricas interconectadas deberá prestar los SSCC de que disponga que permitan realizar la coordinación de la operación del sistema conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio (Ley N°19.940, 2004).

¹¹ **BATNA** = Best Alternative to a Negotiated Agreement.

¹² El precio de nudo de energía corresponde al promedio de los costos marginales esperados de corto plazo, con un mínimo de 24 y un máximo de 48 meses, ajustado a una banda de precios libres.

Los conceptos definidos en esta ley son los siguientes: Margen de Reserva Teórico – Confiabilidad – Suficiencia – Suficiencia de Potencia – Seguridad de Servicio – Calidad del Producto – Calidad del Suministro – Ingreso tarifario por Tramos – Servicios Complementarios. (Ver Anexo N°3 subsecciones 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5).

La definición operacional de “suficiencia”, corresponde a la habilidad del sistema eléctrico de abastecer la totalidad de la demanda eléctrica de forma continua, considerando salidas programadas de componentes y equipos de generación del sistema y también salidas no programadas por fallas y/o de curso forzoso, pero con ciertas capacidades de anticipación razonablemente esperadas cuando son en línea.

Por otra parte, la “seguridad” se entiende como la habilidad del sistema eléctrico capaz de soportar perturbaciones sorpresivas como cortocircuitos monofásicos, bifásicos y trifásicos en cualquier componente del sistema eléctrico o pérdida inesperada de componentes del sistema, incluyendo operaciones de desconexión programadas, ya sean por mantención o salidas de curso forzoso. La remuneración del atributo de seguridad, se relaciona mediante el reconocimiento de los Servicios Complementarios.

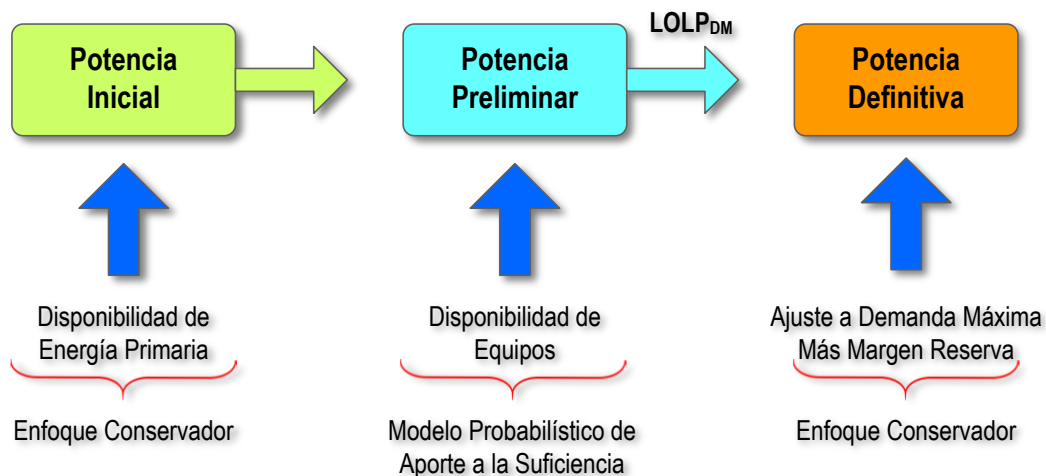
El concepto de suficiencia se asocia a un pago por capacidad instalada dinámica, este pago se enfoca en el reconocimiento, en términos de potencia, de la contribución de los diferentes generadores a la demanda de punta del sistema eléctrico y se valoriza en función de los costos de inversión que representaría esa unidad de punta definidos por la autoridad. La Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras del año 2016 definió la Potencia Inicial de suficiencia de centrales cuya fuente de energía sea renovable no convencional, como el valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores: 1) Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo. 2) Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo (Centro de Energía U. de Chile, 2017).

Hasta enero de 2016 en el sector eléctrico chileno, los atributos de seguridad y suficiencia se agrupaban bajo el concepto de potencia firme, característica que solo le permitía participar a los generadores convencionales, quedando fuera todos los sistemas de generación de energía variable, particularmente la eólica y solar fotovoltaica, aunque desde el año 2007 ambas tecnologías estaban consideradas en la legislación (DTO N°62, 2007). Sin embargo, los servicios complementarios fueron definidos en el Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del Artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos (RE N°683 Exenta, 2018), aun así, recién quedó definido con la publicación de la Norma Técnica de Servicios Complementarios (RE N°786 Exenta, 2019), cuya entrada en vigencia fue a partir del 1 de enero de 2020.

3.7.1. Potencia de Suficiencia

La Suficiencia de Potencia es un término acuñado para la tarificación y pago de la capacidad instalada del sistema eléctrico. El método de cálculo consiste en determinar la oferta de potencia confiable de cada unidad generadora (potencia de suficiencia), con que contribuirá a abastecer la demanda de hora de punta del sistema eléctrico (U.S. Department of Energy, 2016). En el siguiente diagrama se muestra el enfoque metodológico de la potencia de suficiencia (DTO N°62, 2007).

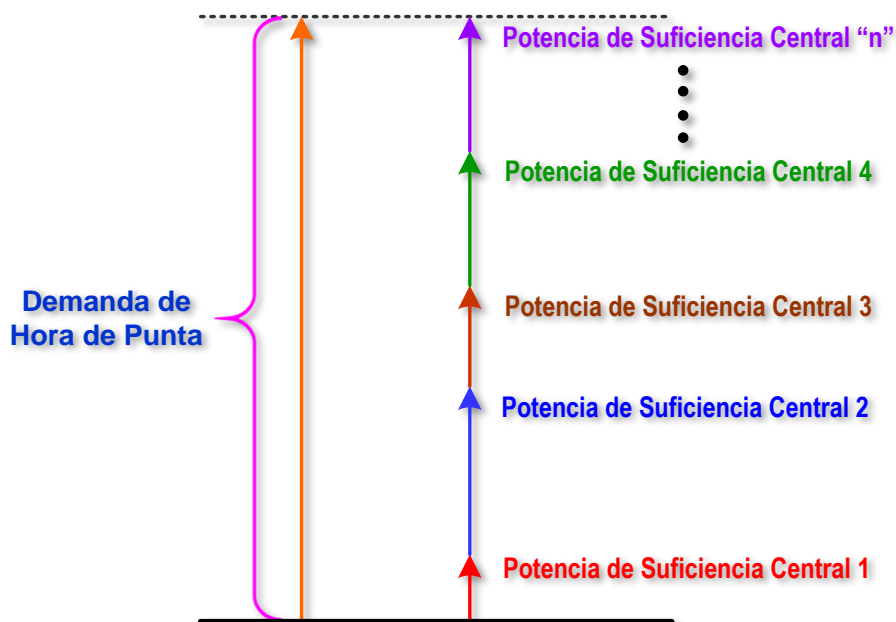
Figura 3.5 Enfoque Metodológico de la Potencia de Suficiencia.



$LOLP_{DM}$ = Probabilidad de Pérdida de Carga en Horas de Demanda Máxima (hora de punta)

Fuente: Elaboración propia partir de (Watts & Pérez, 2018).

Figura 3.6 Estructura de Ajuste de la Potencia de Suficiencia a la Demanda de Hora de Punta.



Fuente: Elaboración Propia a partir de (Narvik, 2017).

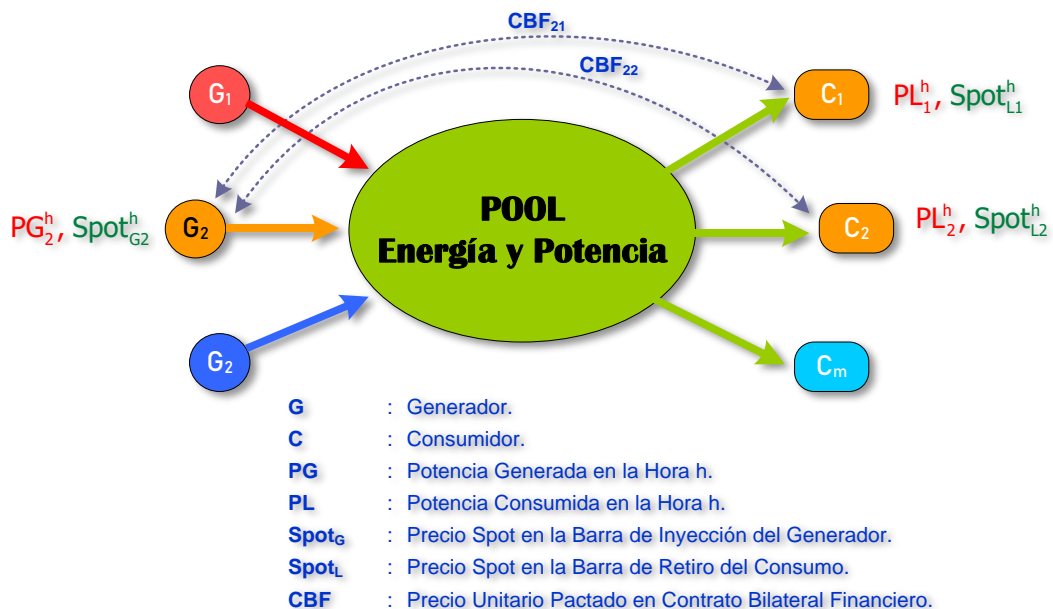
(Ver Anexo N°3, subsección 3.1 Demanda de Hora de Punta).

3.8. Aspectos Operacionales del Mercado Eléctrico Chileno

3.8.1. Despacho de Carga

El despacho de las unidades generadoras del Sistema Eléctrico Nacional es realizado por el Coordinador, quien a través de herramientas de optimización lineal realiza la planificación de corto plazo para la operación en línea, definido como despacho de carga, que finalmente lleva la operación a mínimo costo del sistema, con las limitaciones y restricciones operacionales pertinentes (Shahidehpour et al., 2002). Esta optimización determina el costo marginal por hora (precio *spot*) para cada barra del sistema, sin embargo, los valores de costo marginal lo definen la operación en línea, aunque existe un costo de pérdidas que son marginales, definido a través del factor de pérdidas calculado por el Coordinador. A continuación, en la figura 3.7 se muestra las relaciones de los actores del sistema con el pool de energía y potencia administrado y dirigido operacionalmente por el coordinador.

Figura 3.7 Esquema General del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica en Chile.



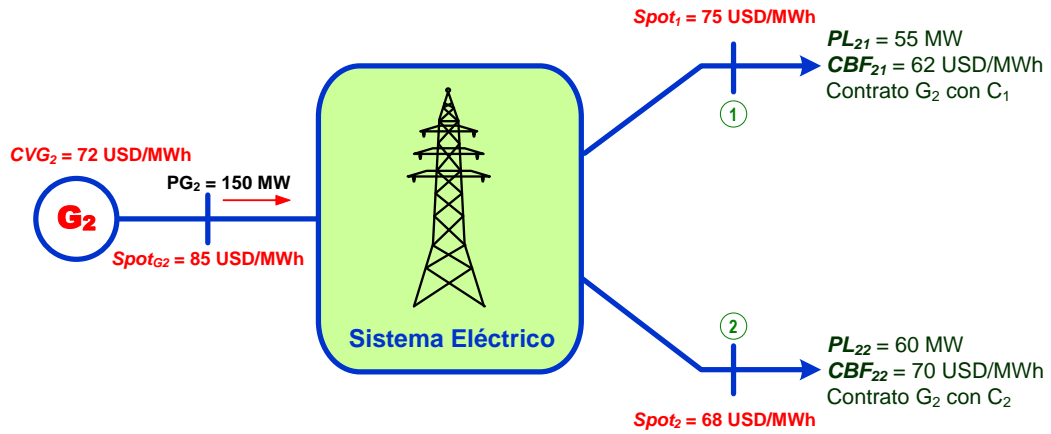
Fuente: Elaboración propia a partir de (Watts & Pérez, 2018).

Para una determinada hora h , el coordinador establece una operación económica del sistema, que da lugar a costos marginales en las barras de inyección y retiro del sistema, definidos como $Spot_G$ el precio que define la inyección del generador y $Spot_L$ el precio de retiro que hacen los clientes. La operación económica del sistema se alcanza despachando las unidades de generación en orden de mérito (de costos), es decir en orden creciente de coste de generación, hasta cubrir la demanda requerida para una hora determinada. Las unidades de costo variable de generación cero son las primeras en ser despachadas, cuya energía se considera como generación base, entre ellas están las ERNC como solar fotovoltaica y eólica, entre otras.

Se debe considerar que todos los consumos se encuentran previamente contratados sea de clientes libres o regulados a través de contratos financieros bilaterales, del tipo CBF_{gn} (Contratos Bilaterales Financieros), donde cada empresa generadora “g” debe realizar su balance, tomando en cuenta los ingresos en el punto de inyección, los retiros de energía para sus clientes y el pago de los clientes por concepto del consumo de energía, amparado en el contrato bilateral existente, el balance siempre considera los costos variables de generación ocurridos durante el tiempo medido.

A continuación (Figura 3.8), se presenta un ejemplo donde se desarrolla la condición que afecta a la empresa de generación G_2 que tiene contratos bilaterales vigentes con los clientes C_1 y C_2 . En la hora h el generador 2 inyecta energía al sistema PG_2 (MWh), mientras que sus clientes retiran energía PL_1 (MWh/h) y PL_2 (MWh/h), respectivamente.

Figura 3.8 Ejemplo de Balance Financiero de Energía entre un Generador y Clientes Libres.



Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestra la ecuación general de balance financiero entre generadores y consumidores (que pueden ser al mercado *spot* o mediante contratos bilaterales).

$$BalanceE_g^h = PG_g^h \cdot \left(Spot_{G_g}^h - CVG_g \right) + \sum_{n=1}^n PL_{gn}^h \cdot \left(CBF_{gn} - Spot_n^h \right) \quad (3.1)$$

Donde:

$BalanceE_g^h$ = Balance Financiero del generador “g” en la hora “h”.

PG_g^h = Potencia del generador “g” en la hora “h”.

$Spot_{G_g}^h$ = Precio *spot* de inyección del generador “g” en la hora “h”.

CVG_g = Costo variable de generación del generador “g”.

CBF_{gn} = Precio contrato bilateral financiero entre generador “g” y cliente “n”.

$Spot_n^h$ = Precio *spot* (CMg) en la barra de retiro del cliente “n” en la hora “h”.

PL_{gn}^h = Potencia cliente “n” en la hora “h”.

Reemplazando valores del ejemplo, tenemos que:

$$BalanceE_g^h = 150 \cdot (85 - 72) + 55 \cdot (62 - 75) + 60 \cdot (70 - 68) = 1.355 \quad (USD / h)$$

El resultado del balance financiero para el generador 2 es de 1.355 (USD/h), así mismo se puede analizar que la potencia que está generando es de 150 (MW), mientras que ambos contratos suman 115 (MW) de potencia contratada, es decir este generador en la hora de evaluación es excedentario, lo que significa que la diferencia de potencia entre la carga y la demanda de sus clientes es de (150-115=35 MW), lo que significa que los 35 MW son vendidos al mercado spot, que comprará otro generador que sea deficitario en esa hora del balance.

3.9. Operación Comercial del Mercado Eléctrico Chileno

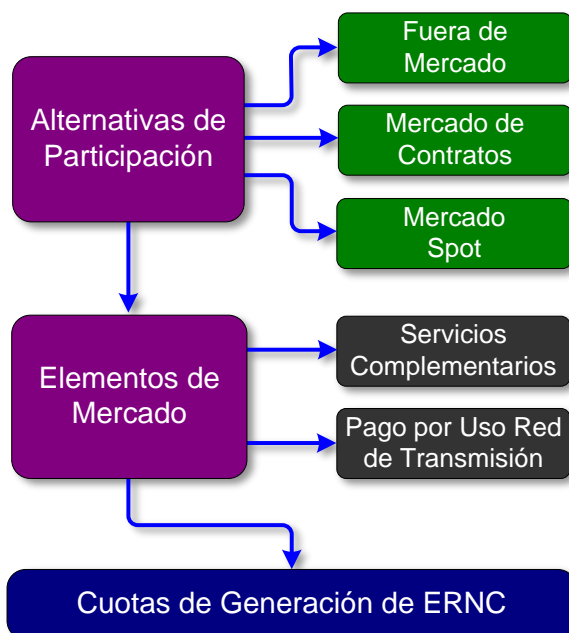
La operación comercial en el mercado eléctrico se rige en condiciones de igualdad para cualquier medio de generación, sea convencional como renovable, sin embargo, haremos una descripción más detallada, aunque igualitaria de las distintas alternativas de comercialización que tienen las ERNC.

Los aspectos técnicos de la operación del mercado eléctrico están bajo los reglamentos y normas técnicas de cada uno de los segmentos que conforman estructuralmente el mercado, en el caso de los sistemas de transmisión y generación, los rige la NTSyCS, que define los requerimientos de operación y medición de las unidades generadoras (NTSyCS | CNE, 2020), mientras que para sistemas de media tensión, tenemos la NTCO de PMGD que se enfoca en los aspectos operativos y de coordinación de los PMGD (NTCO PMGD MT | CNE, 2019).

En la siguiente figura (Fig. 3.9) se muestra un diagrama esquemático relacionado con los elementos que constituyen la operación en el mercado. En la figura se puede observar las diferentes alternativas de participación entre ellas fuera de mercado; mercado *spot* y mercado de contratos.

En cuanto a la alternativa "Fuera de Mercado", ésta se puede generar cuando existe una negociación directa y privada entre un pequeño generador de ERNC y la Empresa Distribuidora que está en la zona de concesión en que está emplazada este pequeño generador, sin formar parte en forma directa de un mercado más formal como el mercado *spot* o el de contratos bilaterales. En la segunda etapa denominada "elementos de mercado", nos encontramos con los pagos de peajes o estampillado por el uso de la red de transmisión y los servicios complementarios (SSCC), y finalmente tenemos dos leyes que norman las cuotas mínimas de generación de ERNC en el sistema eléctrico nacional (Ley N°20.257, 2008) y (Ley N°20.698, 2013).

Figura 3.9 Variables Constitutivas de la Operación en el Mercado Eléctrico.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Watts & Pérez, 2018).

3.9.1. Cuotas de Generación de ERNC en el Mercado Eléctrico

La exigencia de cuotas¹³ de generación de ERNC están definidas en la legislación vigente (Ley N°20.257, 2008) y (Ley N°20.698, 2013) y se traduce en la posibilidad de comercializar parte de la energía de cualquier empresa eléctrica que exceda su obligación de inyecciones de energía renovable no convencional, y que puede traspasar sus excedentes a otra empresa eléctrica que no cumpla o le falte la cuota de cumplimiento obligatorio que impone la ley a todo generador. Este traspaso puede comercializarse en forma bilateral a precios libremente pactados e independientemente de las ventas de energía que una empresa tenga convenida. (Ver Anexo N°2 subsecciones 2.2 y 2.3).

3.10. Sistema de Generación

Una central eléctrica es una unidad productora en rigor, “transformadora” de energía, que al igual que cualquier otra unidad productiva utiliza insumos para obtener un producto final. Cada unidad de energía eléctrica generada tiene un costo directamente relacionado con los insumos utilizados en su producción, insumos que varían según la tecnología que se utilice. Por ejemplo, en el caso de una central termoeléctrica a carbón, el costo variable de cada kWh generado guarda estrecha relación con la cantidad de carbón necesario para generar un kWh. Por lo tanto, si la generación de 1 MWh requiere de la utilización de 0,4 toneladas de carbón y el precio de cada tonelada es de 100 USD, el costo variable (combustible) de esta unidad será cercano a los 40 USD/MWh. A lo anterior se suma el costo variable no combustibles (CVNC), que en unidades termoeléctricas suele ser comparativamente marginal o poco incidente en el costo de generación.

¹³ La ley N°20.698, define las cuotas mínimas de inyección de ERNC en sus contratos bilaterales a todos los generadores que operan en el sistema eléctrico. Las cuotas Son: 13,5% 2021; 15,0% 2022; 16,5% 2023; 18,0% 2024 y 20,0% 2025. Hay que considerar que, en el año 2021, la inyección de generación de ERNC al sistema, alcanzó el 46,0%.

Algunas otras fuentes primarias de energía son: Gas natural, GN; Gas natural licuado, GNL; Derivados del petróleo como Diesel o Fuel Oil; Desechos forestales; Agua, ya sea embalsada o no; Viento; Radiación solar; Calor subterráneo (geotermia), etc. (Breeze, 2019).

El costo variable de producción de un generador como una central termoeléctrica, basta con conocer la eficiencia de la unidad generadora para determinar el gasto de combustible, cuyo precio está fijado en contratos de suministro de combustible que deben ser informados al Coordinador. En un parque eólico, el viento no tiene costo como energía primaria, igual que la radiación solar o el agua que corre por un río (sin capacidad de almacenamiento). Lo que dificulta el análisis, es la existencia de los embalses de las centrales hidroeléctricas. Si bien el agua no tiene un costo directo, la posibilidad de almacenarla en el embalse para uso futuro introduce un costo de oportunidad.

Una forma simplificada de entender el valor del agua embalsada es la siguiente: Si hoy se genera el último MWh del sistema (el más caro) a un costo de 100 USD, entonces el utilizar el agua del embalse para generar 1 MWh adicional hará innecesario el MWh caro. El sistema se ahorra 100 USD. El problema es que no hay certeza de la operación futura y por tanto es el problema a resolver. Puede ser que los precios suban, abriendo la posibilidad que mañana el agua desplace generación aún más cara, por ejemplo 110 USD/MWh. Entonces el agua que hoy evitó el desembolso de 100 USD mañana habría evitado un gasto de 110 USD. La hidrología introduce mucha incertidumbre al análisis, pues puede llover y existir abundancia de agua o puede producirse una sequía con consecuencias inversas.

El Coordinador desarrolla un programa de generación diaria, que fija la generación horaria de cada unidad del sistema. Obviamente el programa no coincide exactamente con la demanda real, por lo que constantemente se van haciendo ajustes respecto de la operación programada, ajustes que se realizan en línea.

Cada empresa generadora sustenta su compromiso de abastecer a su cliente con la capacidad de generación que posee, sin embargo, si esta no le alcanza para cubrir ese contrato, acude al mercado *spot*, para comprar su déficit a las empresas que tienen generación excedentaria y que venden la energía en un precio fijado por el Coordinador, cuyo costo corresponde al coste marginal horario calculado para cada barra o nudo del sistema.

3.11. Sistema de Transmisión

El segmento de transmisión, tiene un carácter muy nuevo en Chile, renovado con la Ley 20.936 (Ley N°20.936, 2016) y nace bajo el contexto de la interconexión de los Sistemas Interconectados Central (SIC) y del Norte Grande (SING) realizado el 21 de noviembre de 2017 (Sala de Prensa | CNE, 2019), cuya interconexión dio origen al Nuevo Sistema Eléctrico Nacional SEN, fundamentalmente para consolidar la transmisión como un incentivo al desarrollo de la generación. Ésta se divide en dos ejes principales. Por un lado, crea y regula al nuevo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional establecido como el continuador legal de los Centros de Despacho Económico de Carga, especificando sus atribuciones y obligaciones. Por otro lado, reestructura completamente los sistemas de transmisión eléctrica, definiendo un nuevo esquema de tarificación basado en el estampillado.

a) Sistema de Transmisión Nacional

La Definición de Sistema de Transmisión Nacional (Ley N°20.936, 2016, Art. 74°), señala que el sistema de transmisión nacional permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, (líneas y subestaciones eléctricas) y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico nacional, según la disponibilidad de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas, los reglamentos y las normas técnicas.

b) Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo

La definición que hace la legislación vigente indica que *“Se entenderá por polos de desarrollo a aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico, debiendo cumplir con la legislación ambiental y de ordenamiento territorial. La identificación de las referidas zonas tendrá en consideración el cumplimiento de la obligación establecida en el Artículo 150° bis, esto es, que una cantidad de energía equivalente al 20% de los retiros totales afectos en cada año calendario, haya sido inyectada al sistema eléctrico por medios de generación renovables no convencionales”*.

Si por problemas de coordinación entre distintos inversionistas de proyectos de generación, la totalidad o parte de la capacidad de producción de uno o más polos de desarrollo definidos por el Ministerio de Energía no pudiere materializarse (vertimiento de energía), la CNE podrá considerarla en el plan de expansión anual de la transmisión (Subgerencia de Planificación | CEN, 2020).

c) Sistemas de Transmisión Dedicados

La definición de Sistemas de Transmisión Dedicados (Ley N°20.936, 2016. Art. 76°), señala que estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico, es decir esencialmente son líneas que abastecen a un cliente libre. Estas instalaciones anteriormente se conocían como instalaciones de transmisión adicionales.

d) Sistemas de Transmisión Zonal

También se definen los Sistemas de Transmisión Zonal (Ley N°20.936, 2016. Art. 77°), estos estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables por el sistema concesionado, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión. Los sistemas de transmisión zonal operan en niveles de tensión mayores a 23 kV y comúnmente menores o iguales a 110 kV, gran parte de este segmento opera generalmente en 66 kV, estas instalaciones anteriormente se conocían como instalaciones de subtransmisión (Subgerencia de Planificación | CEN, 2020).

e) Sistemas de Interconexión Internacional

Por último, se definen los Sistemas de Interconexión Internacional (Ley N°20.936, 2016. Art. 78°). Estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional. Dentro de estos sistemas, la Ley distingue dos tipos de instalaciones de interconexión internacional una de servicio público y otra de interés privado. Define a las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, aquellas que facilitan la conformación o desarrollo de un mercado eléctrico internacional y complementan el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico en territorio nacional frente a diferentes escenarios de disponibilidad de instalaciones de generación, incluyendo condiciones de contingencia y/o falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la Ley, los reglamentos y las normas técnicas.

3.12. Cambios en los Pagos del Sistema de Transmisión

La calificación de los segmentos de transmisión precedentes a excepción de los sistemas de interconexión internacional estará a cargo de la Comisión Nacional de Energía los cuales serán definidos mediante un Informe Técnico cuatrienalmente.

La ley contempla las mismas componentes de tarifa para los sistemas de transmisión que su antecesora, estas son el A.V.I.¹⁴ y el C.O.M.A.¹⁵ las cuales sumadas representan el V.A.T.T.¹⁶, cuya determinación se llevará a cabo mediante Estudios de Valorización de Sistemas de Transmisión, los cuales serán dirigidos y licitados por la CNE. Actualmente se cuenta con el último estudio de valorización de las instalaciones del sistema de transmisión nacional, denominado “Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023” (Synex - Estudios Energéticos - Elequipos, 2019).

¹⁴ **AVI**: Anualidad del Valor de Inversión.

¹⁵ **COMA**: Costos de Operación Mantención y Administración.

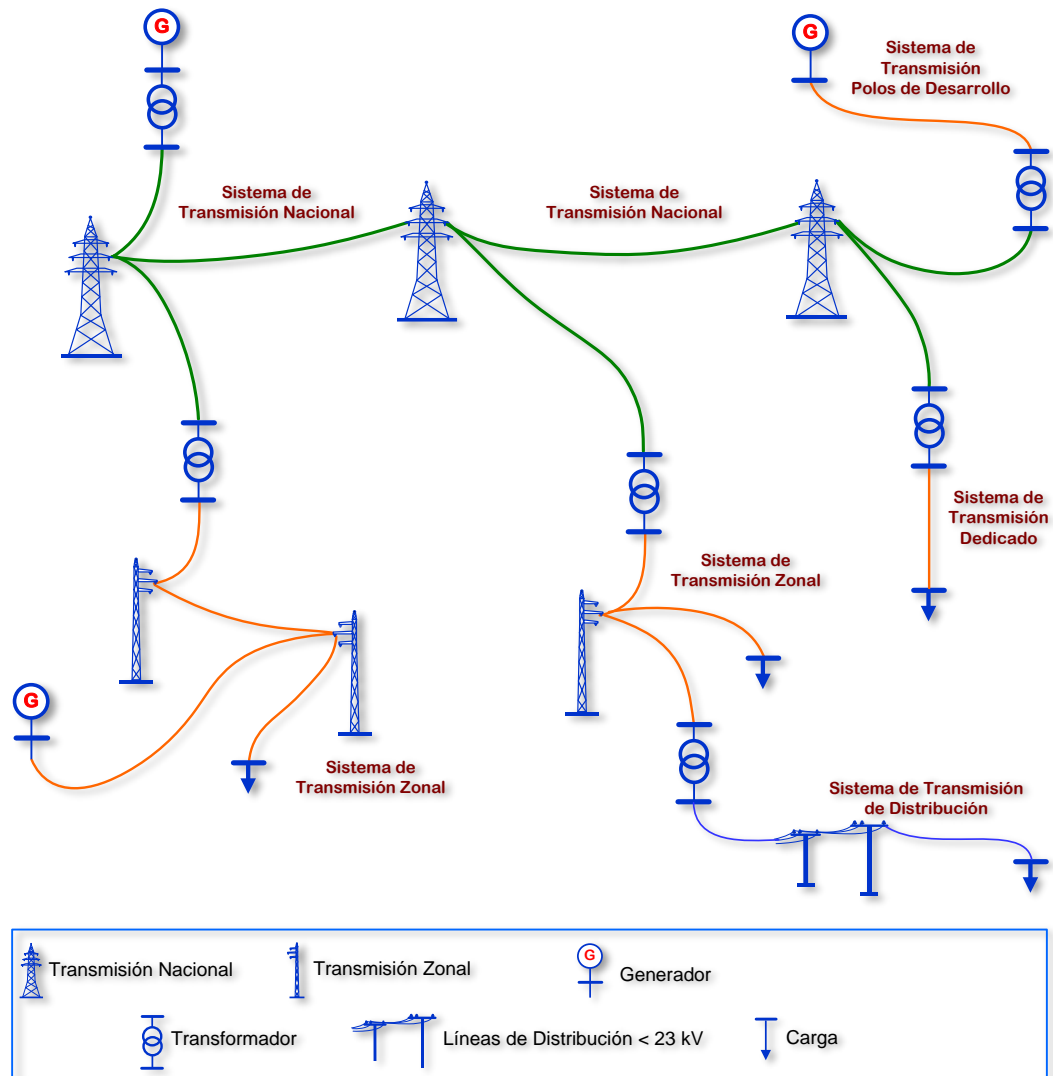
¹⁶ **VATT**: Valor Anual de Transmisión por Tramos.

Figura 3.10 Clasificación de los Sistemas de Transmisión y su Relación con Generadores y Consumidores (Ley N°20.936).



Fuente: Elaboración propia a partir de (Watts & Pérez, 2018)

Figura 3.11 Diagrama Esquemático de la Segmentación del Sistema de Transmisión Eléctrica según Ley N°20.936.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Palma et al., 2009)

3.13. Sistema de Distribución

Las empresas distribuidoras operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución en estas zonas, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados bajo ciertos estándares definidos por las normas técnicas pertinentes. En el segmento de distribución se consideran dos niveles de tensión, *Alta Tensión en Distribución*: Está definida para tensiones superiores a 400 V y hasta 23 kV, conocida y denominada media tensión. *Baja Tensión en Distribución*: Está definida para tensiones menores a 400 V.

De acuerdo con la definición anterior, los alimentadores que son parte de los sistemas de distribución (alta tensión en distribución) operan en diferentes tensiones cuyos valores y rangos mayormente utilizados son 12 kV, 13,2 kV, 15 kV y 23 kV, mientras que la red de distribución en baja tensión opera en 220 V monofásico y 380 V trifásicos (NTCS Sistemas Distribución | CNE, 2019). Cabe señalar que los niveles de tensión en alimentadores de distribución que se utilizan en Chile difieren de los definidos en países europeos, donde los sistemas de distribución generalmente pueden llegar a tensiones de 66 kV incluso mayores.

En la década de 1980, la regulación eléctrica chilena estableció una distinción conceptual entre los segmentos de generación, transmisión y distribución, reconociendo en este último segmento características propias de un monopolio natural, donde se busca explotar las economías de densidad y redes para transferir los beneficios a los consumidores finales (Serra, 2002).

En los últimos años, el desarrollo de la regulación en este segmento ha establecido exigencias técnicas que permitan lograr un mejoramiento sustantivo en la calidad de servicio, no obstante, este mejoramiento sigue teniendo un sólido proceso que pasa por la eficiencia económica.

3.14. Sistemas de Almacenamiento de Energía

La legislación eléctrica chilena agrega por primera vez en el año 2016, aspectos referentes sobre almacenamiento de energía, definiendo los sistemas de almacenamiento e integrándolo como parte del sistema eléctrico de potencia. La definición que hace la Ley chilena sobre sistemas de almacenamiento de energía eléctrica es la siguiente: *Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determina el reglamento (Ley N°20.936, 2016).*

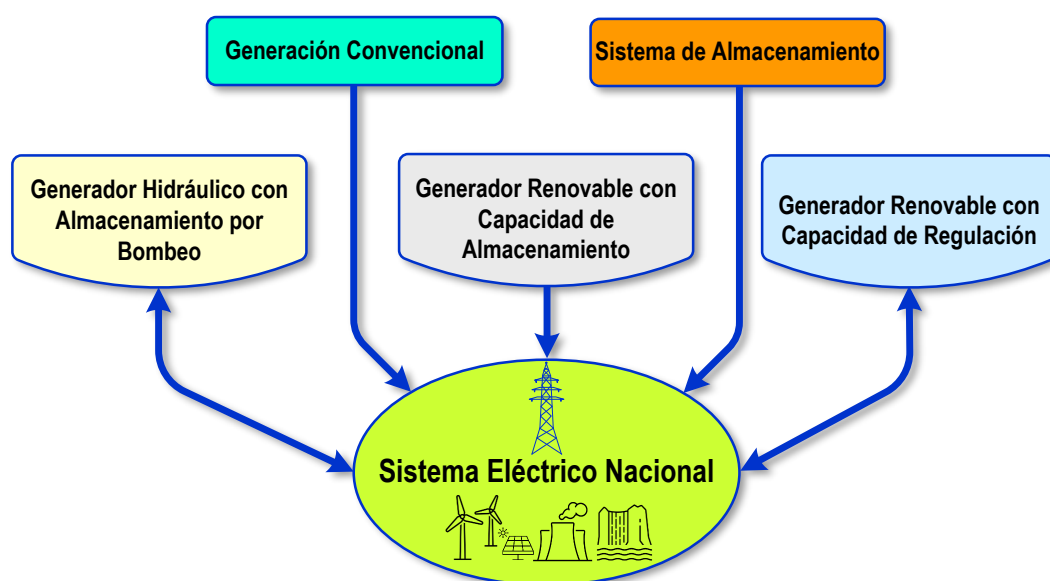
La Ley indica que los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a los clientes finales. El primer reglamento sobre almacenamiento fue publicado para la operación de centrales hidráulicas de bombeo sin variabilidad hidrológica (DTO N°128, 2019), en este reglamento se definen las normas aplicables a los retiros de energía eléctrica, el procedimiento para informar la programación de la operación y también el tratamiento de la potencia de suficiencia reconocida a este tipo de centrales hidráulicas. Además, este reglamento en su Artículo N°7, letra b), establece que los retiros de energía que realice una Central Hidráulica de Bombeo (cuando está en modo de operación de bombeo) no se considerarán para el pago de los clientes finales por uso de los sistemas de transmisión, sin embargo, cuando esté operando en modo generación, sí deberán pagar por sus inyecciones en el sistema de transmisión.

Por otra parte a partir del 1 de enero de 2020, entró en vigencia el reglamento de coordinación y operación del SEN, en el cual se establecen las disposiciones para integrar los sistemas de almacenamiento en la programación y operación del sistema eléctrico nacional (DTO N°125, 2019).

En este decreto, se establecen las obligaciones del coordinador para operar los retiros y las inyecciones de energía de estos sistemas de almacenamiento definiendo su participación en el sistema de arbitraje de precios de energía y establece la metodología para considerar estos sistemas dentro de la programación de la operación, además de cómo determinar los costos variables y la ventana de valorización del sistema de almacenamiento.

A continuación, se muestra un diagrama sobre los procedimientos normativos que regirán los sistemas de almacenamiento, para los retiros, el arbitraje de precios de la energía y la provisión de servicios complementarios. (Ver Anexo N°3 subsección 3.6 Integración para Arbitraje de Precios de la Energía).

Figura 3.12 Diagrama Relacional de los Sistemas de Almacenamiento con el Mercado Eléctrico.



Fuente: Elaboración propia, a partir de (DTO N°128, 2019) y (DTO N°125, 2019).

El almacenamiento presenta dos opciones de operación, que se diferencian según su tipo. Para el efecto se retira energía eléctrica directamente del sistema eléctrico para almacenarla en algún tipo de componente, que pueden ser sistemas de baterías estáticas o almacenamiento en una fuente de energía potencial como puede ser un reservorio de agua que es alimentado con un caudal afluyente por una estación de bombeo. A partir de estas dos premisas operacionales para el almacenamiento de energía, el coordinador eléctrico nacional, podrá instruir el cambio del modo de operación de un sistema de almacenamiento por bombeo en virtud de la obligación de preservar la seguridad del sistema (DTO N°125, 2019).

3.14.1. Modo de Carga de Sistemas de Almacenamiento y Centrales con Almacenamiento por Bombeo

El tratamiento de retiros de energía para la operación en modo de carga para cualquiera de los dos tipos de almacenamiento, no pueden ser destinados a la comercialización con distribuidoras o clientes libres. Sin embargo, estos retiros no podrán ser considerados cuando sean para acreditación de cumplimiento de la obligación de ERNC, según el Artículo 150° bis de la LGSE; cuando sea para el pago correspondiente a clientes finales por uso de los sistemas de transmisión; cuando sea utilizado para la asignación de ajuste por precio estabilizado a PMGD y PMG; para el cálculo de las prorratas de asignación de certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada, según el inciso tercero, Artículo 150° ter de la LGSE y cuando exista pago asociado a clientes finales por Servicios Complementarios. (Ver Anexo N°2 subsección 2.1 LGSE).

El tratamiento de retiros en modo de carga, para una central generadora con sistema de almacenamiento, sea tecnología convencional o renovable, podrá efectuar retiros para comercialización con clientes finales o distribuidoras, también podrá efectuar retiros para almacenamiento, los cuales no pueden ser destinados a la comercialización con clientes finales. Para un sistema de almacenamiento, el tratamiento de los retiros en modo de carga, indican que no podrá efectuar retiros para comercialización con clientes finales o distribuidoras, pero podrá efectuar retiros para almacenamiento, sin embargo, estos retiros para almacenamiento no pueden ser destinados a la comercialización con clientes finales (DFL N°4/20018 | Ministerio de Economía, 2006).

Para una central hidráulica con almacenamiento por bombeo, el tratamiento de retiros en modo carga podrá efectuar retiros para comercialización con clientes finales o distribuidoras, incluye efectuar también retiros para almacenamiento propiamente tal, estos retiros para almacenamiento no podrán ser destinados a la comercialización con clientes finales. Para el sistema de almacenamiento puede hacer retiros de energía, mientras que no podrá efectuar retiros de energía para comercializarlos con clientes finales o distribuidoras y los retiros para almacenamiento no pueden ser destinados a la comercialización con clientes finales (DTO N°128, 2019).

3.14.2. Viabilidad de Mercado para el Modelo de Almacenamiento Propuesto

Se plantea como solución, integrar una central o unidad de generación hidráulica con almacenamiento por bombeo (PHS), ya que, de acuerdo a la gran mayoría de las investigaciones, se señala como la mejor alternativa para almacenar energía eléctrica a gran escala.

Por otra parte, para reducir la dependencia hidráulica del sistema, se propone el uso del agua de mar como reservorio inferior, lo que permite la disponibilidad periódica del recurso. Por último en términos generales se observa que el emplazamiento sobre la meseta del sector costero, denominado FARELLÓN COSTERO (Instituto de Estudios Andinos Isluga, 2020) es viable, tanto desde el punto de vista socioambiental, como técnica y económica. Esta central PHS puede emplazarse entre las ciudades de Arica, Iquique y Antofagasta, que cubre el ex subsistema SING, abriendo un embalse artificial (almacenamiento), distinto del criterio técnico con que opera un sistema hidrotérmico como es el caso de nuestro sistema eléctrico nacional.

La central PHS que hemos definido como generación híbrida dual, consiste en elevar agua de mar a través de un sistema de bombeo cuya energía será proveída por una central solar fotovoltaica independiente de la red eléctrica. Esta configuración de tecnología PHS permitirá ofrecer servicios complementarios, como regular frecuencia y tensión con base a ERNC, entre otros parámetros eléctricos del sistema. La capacidad de generación quedará definida por la capacidad de bombeo y almacenamiento. El modelo propuesto consiste en probar la viabilidad técnica, económica y operacional simulando el ex sistema SING, cuyos resultados son extrapolables al SEN, por tratarse de un mismo sistema eléctrico hidrotérmico.

El modelo de almacenamiento presenta dos alternativas para el suministro eléctrico de la estación de bombeo. La primera es la estándar, que implica obtener la energía, a partir de las horas valles de demanda o de bajo coste marginal del sistema eléctrico. La segunda alternativa, es obtener la energía, a partir de la instalación de una central solar fotovoltaica que opere independiente del sistema eléctrico.

La primera opción implica, que el almacenamiento será dependiente de la demanda y de los costos horarios de la barra de retiro del sistema, mientras que la segunda opción nos permite según la capacidad instalada del sistema de bombeo estimar la energía almacenada hidroeléctrica. También esta segunda opción permite modular la demanda, ya que el almacenamiento hidroeléctrico aporta flexibilidad operacional a cualquier sistema eléctrico.

Una garantía operacional de esta segunda opción es que este almacenamiento puede ser tratado como cualquier central convencional tanto por la capacidad almacenada de energía hidráulica como por su costo variable de operación definido a partir del contrato bilateral suscrito con la central solar fotovoltaica.

La legislación actual en Chile que rige a los sistemas de almacenamiento y centrales hidráulicas de almacenamiento por bombeo, considera que para este tipo de centrales se requiere de la energía eléctrica del sistema eléctrico propiamente tal y generalmente es retirada cuando la demanda del sistema es baja y/o el costo marginal asociado, es decir se trata igual que cualquier otro sistema de almacenamiento como los sistemas *BESS (Battery Energy Storage System)* por ejemplo. Esta condición obliga a la programación de la operación de cualquier sistema de almacenamiento que deberá definir los retiros de energía que representa el modo de carga y las inyecciones que representa el modo de generación respectivamente para su balance económico de operación.

Por otra parte, la operación del tipo de almacenamientos propuesto tiene un tratamiento como cualquier otro sistema de generación convencional, es decir, se debe someter al cálculo de la potencia de suficiencia y determinación de su costo variable de generación que le permitirá la oportunidad de ingreso al sistema eléctrico en modo generación según el orden de mérito económico que le sea asignado dentro del parque de generación disponible.

También puede optar al arbitraje de precios de energía, a través de la habilitación para realizar retiros de energía, participación en los balances de energía y prestación de SSSC, el que puede materializar y obtener los mecanismos de remuneración según la norma técnica y legal pertinentes. (Ver Anexo N°2 subsección 2.6 y 2.7 Reg. SSSC).

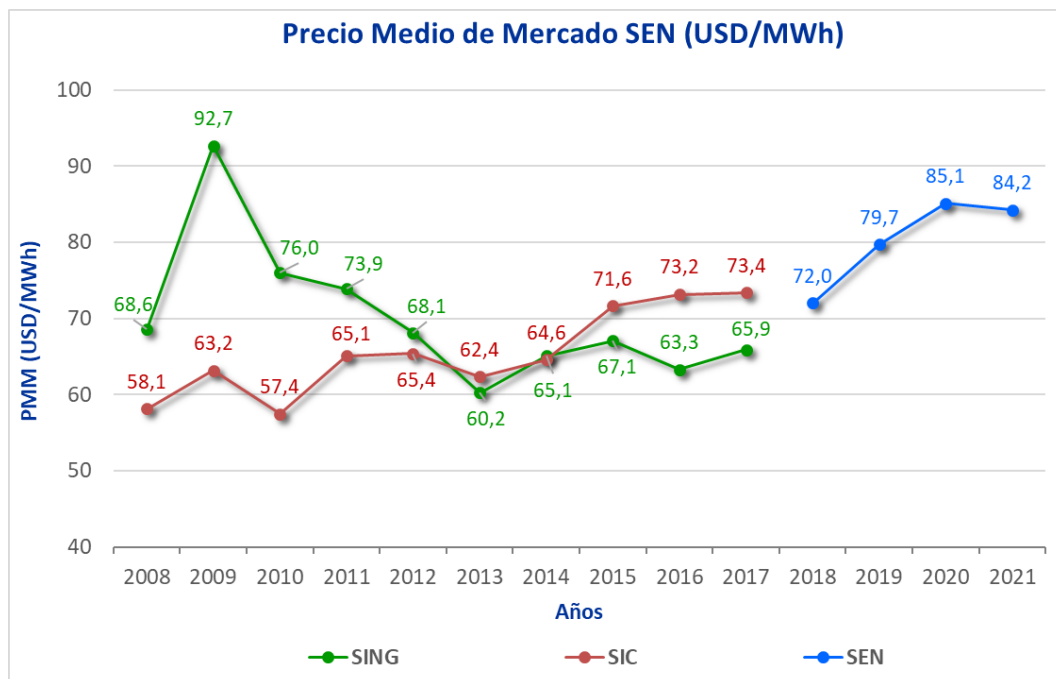
Finalmente, el modelo propuesto se puede ajustar a la actual legislación en materia de almacenamiento, esto es generando un contrato financiero de compra de energía con la central solar fotovoltaica, la que fijaría el precio del almacenamiento hidráulico, siendo viable, sostenible y fundado en la legislación vigente. El precio que puede ofertar el generador solar fotovoltaico debe representar sus costos de inversión, operación y mantenimiento, más una rentabilidad acorde a mercado, la que se puede revisar en el capítulo de simulación del modelo (Costos Inversión PHS, 2020).

3.15. Precio Medio de Mercado y Costes Marginales

El precio medio de mercado (PMM) se determina en función de los precios medios ponderados de los contratos informados por las empresas generadoras y de distribución a la CNE, evaluados en una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del precio medio de mercado. La importancia que tienen estos valores de PMM se ve apreciada en la utilización de la indexación del precio de nudo de la energía, que refleja el precio a clientes finales o regulados.

A continuación, se muestra gráficamente los valores del precio medio de mercado desde el año 2008 a 2021, referido al precio del dólar observado del día 31 de diciembre de 2021 (PMM | CNE, 2021). Se muestran valores medios desde el año 2008 al 2017 para los Sistemas Interconectados del Norte Grande SING e Interconectado Central SIC, luego a partir de fines de noviembre del año 2017 nace el Sistema Eléctrico Nacional con la Ley N°20.936.

Gráfico 3.7 Precio Medio de Mercado desde año el 2008 a 2021.

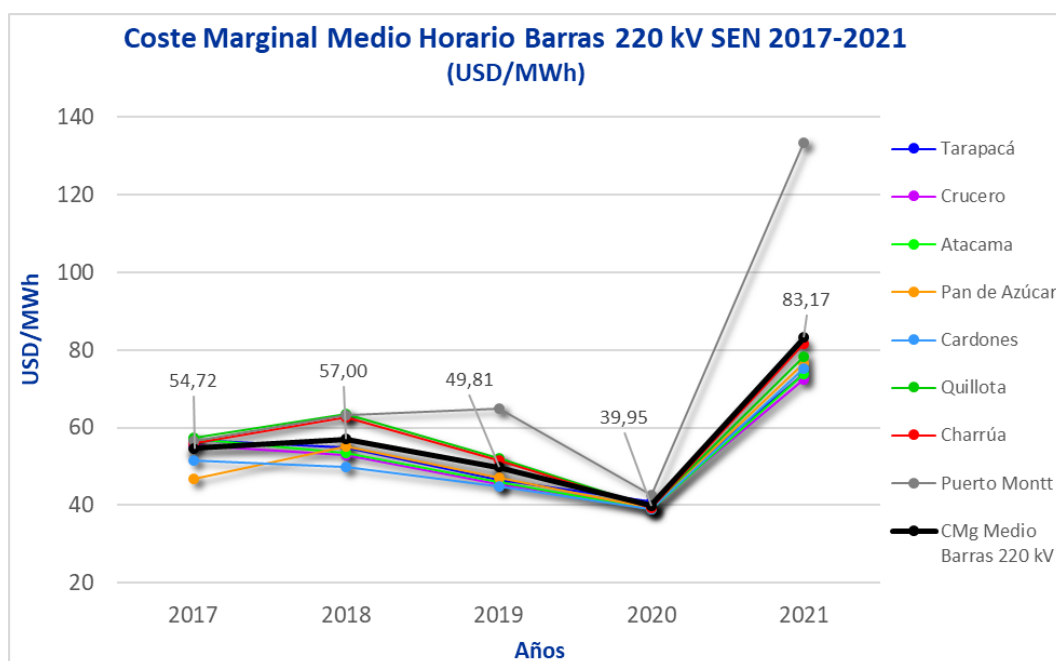


Fuente: Elaboración propia a partir de información extraída de: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/12/Precio_Medio_de_Mercado-12_21.pdf. Enero de 2022.

Se puede observar que el Precio Medio de Mercado (PMM) desde 2018 al 2020, ha sufrido un aumento promedio anual del 8,7%, lo que muestra claramente que el ingreso de las energías renovables ha producido un alza del precio medio de mercado, sin embargo de 2020 a 2021 se produce una baja del PMM equivalente al -1,02% lo que no se refleja en los costes marginales o precio *spot* para ese periodo que experimentan un aumento del 108,2% en su valor medio como se muestra en el gráfico 3.8 (Anuario 2021 | CNE, 2021), (CMg Real SEN | CEN, 2021) . Por otra parte, para poder servir la demanda de punta ha sido necesario la partida de unidades rápidas particularmente de gas natural de ciclo combinado, producto de la ausencia natural de las ERV particularmente solar fotovoltaica, lo que genera un aumento del precio *spot* en las horas de punta, e implica el aumento del precio de la energía a clientes finales del SEN (PMM | CNE, 2021).

También se deben sumar los costos del sistema de transmisión y servicios complementarios que impactan y aumentan el precio al cliente final, cobros definido en la legislación vigente (Anuario 2021 | CNE, 2021). (Ver Anexo N°3 subsección 3.8 Cargos del Sistema de Transmisión).

Gráfico 3.8 Coste Marginal Medio Horario Anual Barras 220 kV SEN 2017 – 2021.



Fuente: Elaboración propia a partir de información extraída de: <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/costo-marginal-real/>. Enero de 2022.

Para coste total de operación menores, la tecnología PHS debe complementarse con fuentes de energía renovable no gestionables (Picarelli & Vargiolu, 2021).

CAPÍTULO IV

4. MODELO TÉCNICO – OPERACIONAL PROPUESTO

4.1. Fundamentos Generales del Modelo

Al año 2021, han pasado 41 años desde que se instauró el mercado competitivo de la generación en Chile, donde las decisiones de inversión son tomadas por la empresa privada considerando que los riesgos de mercado son controlados a través de contratos de venta de energía a clientes libres y/o regulados. Este mercado tiene como principal característica que no cuenta con una planificación centralizada, por lo que existe absoluta libertad de entrada y salida, donde el inversionista decide con qué tecnología, de qué tamaño, lugar de emplazamiento y cuándo incorporar al sistema eléctrico la infraestructura de generación que desarrolla (Deloitte, 2016). Sin embargo, el inversionista debe respetar la normativa técnica y ambiental, entre otras, siendo de su responsabilidad el debido cumplimiento. Los evaluadores de proyectos de infraestructura de generación no tienen ninguna exigencia técnica o administrativa que cumplir para ingresar al mercado. Distinto a lo que sucede en países como Corea, donde la propuesta para desarrollar la expansión de capacidad a largo plazo, que tiene planes para expandir la capacidad renovable a más de 32.890 MW, lo que representa el 20,1% de la capacidad instalada total para fines de 2029 (Korea Power Exchange | KPX, 2015).

Este despliegue anticipado a gran escala de ERNC en Chile, hizo necesario considerarles en los planes de expansión de capacidad a largo plazo que determinan de manera óptima cuándo, cuánto y qué tipo de capacidad de generación de energía se expandirá para satisfacer la demanda de electricidad durante un período de tiempo de varias décadas (Min et al., 2018).

El mercado de generación está conformado por un mercado de corto plazo y uno de largo plazo, ambos están en permanente interacción. El mercado de corto plazo está constituido por un conjunto de transacciones no programadas de potencia y energía entre empresas generadoras, las que resultan de las diferencias horarias entre el suministro efectivo a sus clientes y su generación despachada por el Coordinador Eléctrico Nacional. Estas transacciones son valoradas a costo marginal de la energía medida hora a hora en el sistema, mientras que, en el caso de la potencia, ésta se cobra al precio que regula la Comisión Nacional de Energía (Synex & Universidad de Comillas & Estudios Energéticos, 2018).

Las cantidades que son transadas en este mercado son condiciones de corto plazo, quedando definidas para cada generador, como se dijo anteriormente, y valoradas hora a hora, determinado según lo inyectado al sistema con sus unidades generadoras según hayan sido despachadas por el Coordinador y por lo retirado simultáneamente por ellos para cumplir sus respectivos compromisos comerciales con los clientes finales con quienes éstos mantienen contratos de suministro. De esta forma, las cantidades transferidas resultan para cada generador según el balance entre la valoración de la energía generada y la valoración de lo retirado o entregado, debiendo los generadores que son deficitarios (inyectan menor energía que sus obligaciones) remunerar a los generadores excedentarios.

Por otro lado, el mercado de largo plazo, o mercado de contratos, refleja condiciones de precio pactados, según las necesidades de potencia y/o demanda, dando cuenta por tanto a precios acordados entre las partes por un tiempo determinado, significando precios más estables o fijos que los costos marginales, y que se pactan *ex ante*.

Ello es deseable desde el punto de vista de los clientes y de los generadores en términos de la certidumbre financiera y comercial que estos contratos otorgan, sobre todo en el contexto de operación del Sistema Eléctrico Chileno, caracterizado como un sistema hidrotérmico y este último tiempo con una elevada generación renovable variable, lo que conlleva a precios de corto plazo menores en las horas de generación renovable, incluso volátiles y difíciles de predecir debido a la compleja operación que se produce cuando por ejemplo existe limitaciones de transferencia de alguna línea de transmisión, como también cuando existen condiciones operacionales de mínimo técnico de unidades generadoras (Pérez-Arriaga, 2013).

El concepto económico que soporta la operación y desarrollo del segmento generación desde una perspectiva financiera y comercial está basada en que el generador para comercializar su producción con un cliente determinado debe tener condiciones pactadas de precios y apoyándose en el mercado *spot* asegurar la entrega del suministro contratado. El balance de energía horario definirá que si su producción fue deficitaria deberá cancelar la diferencia a precio *spot*, mientras que si su producción es excedentaria esa diferencia positiva deberá venderla al mercado *spot* respectivamente.

A los efectos de poder tener la mayor competencia en el mercado, el sistema de transmisión nacional y los sistemas zonales y de áreas, se planifican centralizadamente, tomando como referencia diversos escenarios de desarrollo de la generación, los que son definidos por el Ministerio de Energía. Los escenarios tienen como único y exclusivo objetivo servir de orientación para las opciones que se evalúan en la planificación de la transmisión. Esta planificación no está planteada para incorporar el desarrollo y la expansión óptima de la capacidad de generación, sino como aquel que permite el desarrollo de un mercado competitivo de generación (Previsión de Demanda | CNE, 2020) y (RE N°12, 2020).

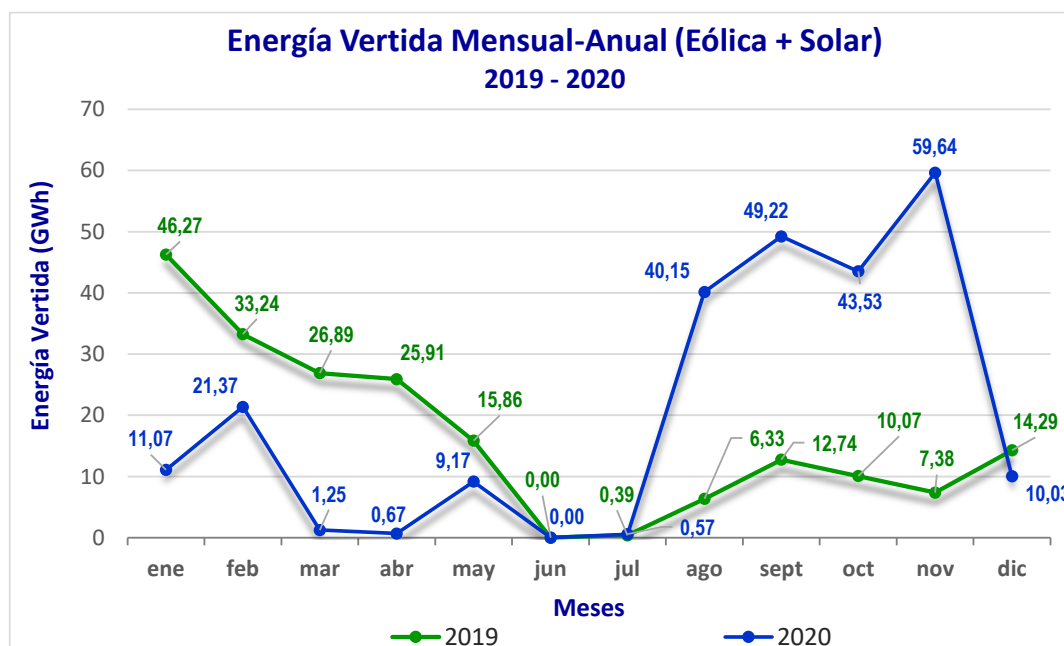
El marco conceptual del mercado de generación se fundamenta en el diseño de un esquema de precios *spot* de energía y potencia en cada barra o nudo del sistema de transmisión y permiten reflejar la holgura o limitaciones de la capacidad de transmisión, cuestión fundamental para los inversionistas, ya que es un parámetro de medición para el análisis de posibles localizaciones y emplazamientos para nuevas plantas de generación y los riesgos de inversión, por ejemplo en zonas de alta congestión por inyecciones de generación renovable. Complementariamente existe la planificación energética de largo plazo (DTO N°92 Exento, 2018), y su informe pertinente que entre sus resultados indica que en promedio al año 2040, el norte grande podría alcanzar una capacidad instalada de 20.000 MW entre otros datos de interés (Ministerio de Energía, 2019).

Cabe señalar que las principales modificaciones que ha tenido el marco regulatorio del mercado eléctrico en los últimos 10 años han tenido por objeto incrementar la competencia en el mercado de generación. En este periodo, particularmente en el año 2005, se promulgó la ley que introdujo las licitaciones competitivas para el suministro a clientes regulados de las empresas distribuidoras (Ley N°20.018, 2005), luego en el año 2015, esta ley se perfeccionó permitiendo mayores niveles de competencia en dichas licitaciones (Ley N°20.805, 2015), mientras que en el año 2016, se modificó la regulación de los sistemas de transmisión, con el fin de desarrollar los sistemas más robustos y con un esquema de tarificación diferente que permite incrementar la competencia de generadores y nuevos entrantes en el mercado (Ley N°20.936, 2016). (Ver Anexo N°2 subsección 2.4).

Con lo anteriormente indicado, podríamos decir que el mercado de la generación en Chile es un mercado en el cual se compite “**en el mercado**”, a diferencia de otros mercados de generación que requieren ser planificados centralizadamente, en los que la competencia está dirigida “**por el mercado**”.

Considerando los aspectos generales anteriormente descritos y el alto crecimiento de capacidad instalada de tecnologías solar FV y Eólica, generan una alta penetración de ERV, y por consiguiente una sobre oferta de éstas provocando vertimientos de energía (coste marginal “cero” y desacople del sistema, ver gráfico 4.1), por congestión de los sistemas de transmisión y operación a mínimos técnicos de generadores convencionales. El modelo propuesto justamente es un complemento para las ERV, ya que el almacenamiento hidráulico, ofrece flexibilidad al sistema para una alta penetración de ERV, conformando el mejor aliado tanto técnico - operacional como económico para el ingreso de las ERNC a un sistema eléctrico como el chileno (Kougias & Szabó, 2017). Por lo tanto es clave para la integración exitosa de la generación renovable en los sistemas de energía, manejar eficientemente la flexibilidad para operar el carácter variable e incierto de estas fuentes de energía (Pineda & Morales, 2016).

Gráfico 4.1 Energía Vertida Mensualmente en los años 2019 y 2020.



Fuente: Elaboración propia a partir de información extraída de Informe Mensual 2019-2020 del Coordinador Eléctrico Nacional (Informe Mensual | CEN, 2021).

Se puede observar que en el mes de junio de ambos años 2019 y 2020 hubo reducciones de energía renovable, cuyo costo marginal fue “cero” (0 USD/MWh), lo que implica el desacople de las centrales renovables que durante ese mes estuvieron sin inyectar la energía disponible al SEN.

4.1.1. Conceptos de Centrales Hidroeléctricas de Almacenamiento por Bombeo

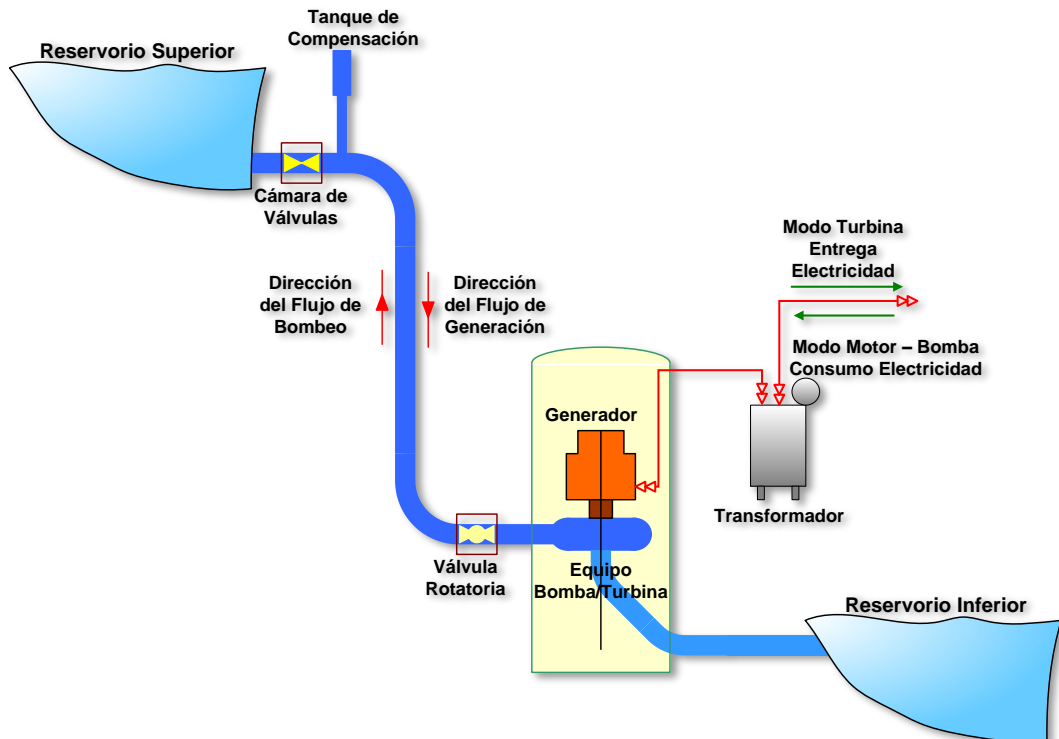
El objetivo principal de entregar los conceptos generales de una Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo, es para poder definir claramente las diferencias que presenta este tipo de centrales hidráulicas y las convencionales de embalse respecto del modelo propuesto (Hino & Lejeune, 2012). En términos operacionales, las centrales hidroeléctricas de bombeo funcionan como una central hidroeléctrica de embalse convencional, pero adicionalmente posee un reservorio inferior, ubicado aguas abajo de la central, estos reservorios están situados a diferentes alturas como se observa en la figura 4.1. Además de transformar la energía potencial del agua en electricidad cuando transporta el agua del embalse superior al inferior, estas centrales tienen también la capacidad de bombear agua desde el reservorio inferior al superior para almacenar nuevamente energía potencial hidráulica, denominadas centrales reversibles (McWilliams, 2022).

El principio de operación de una central Hidroeléctrica de Bombeo es generar energía eléctrica para cubrir la demanda de punta, con agua que se bombea con anterioridad al reservorio superior, operación que se realiza cuando generalmente durante el día la demanda de energía eléctrica del sistema es la más baja, o cuando el precio de la energía también es bajo, esta acción de devolver el agua utilizada al reservorio superior, también son definidas como centrales de bombeo reversibles (Vahidinasab & Habibi, 2021).

Muchos autores señalan que el principal inconveniente de esta tecnología de almacenamiento radica en la escasez de sitios disponibles para dos grandes embalses. Plazo de entrega prolongado y alto costo, con problemas ambientales y de construcción, como remoción de árboles y vegetación de las grandes extensiones de tierra antes de que se inunde el embalse. Muchos sistemas de almacenamiento hidroeléctricos (represas) de bombeo pueden tener impactos negativos en la tierra y la vida silvestre, además la reubicación de los habitantes nativos creará incomodidad en su vida, también sitios arqueológicos, áreas agrícolas y naturales quedarán cubiertos debido a las inundaciones o se secarán debido a la erosión y la sedimentación (A. Rahman et al., 2022). En general, en lugares geográficamente planos, esta tecnología puede ser difícil de desarrollar. La construcción de sistemas de almacenamiento por bombeo inevitablemente implica la destrucción de árboles y terrenos verdes para la construcción de embalses. La construcción de embalses también podría cambiar el sistema ecológico local, lo que puede tener consecuencias ambientales (F. Rahman et al., 2015).

Todas las desventajas señaladas en el párrafo anterior, en nuestro caso no existen o son marginales, debido principalmente a que el farellón costero entre las ciudades de Arica, Iquique y Antofagasta, es una zona desértica, donde no se encuentran asentamientos humanos, nula vegetación y prácticamente como única fauna, se encuentran animales como zorros, cuyo hábitat se encuentra hacia el oriente de la zona costera. Estas condiciones se convierten en una ventaja u oportunidad para el desarrollo e implementación de esta tecnología de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo sobre estos farellones costeros. Por otra parte, también existe otra ventaja incomparable para el emplazamiento de este tipo de centrales. El estudio del Centro de Energía de la Universidad de Chile junto a la *Australian National University*, indica que la Región de Arica y Parinacota posee 304 sitios, la Región de Tarapacá, presenta 459 sitios y la Región de Antofagasta 225 sitios. Es decir, estas 3 regiones del norte de Chile presentan 988 sitios factibles para instalación de centrales PHS a través de una longitud de costa de aproximadamente 825 km (Centro de Energía U. de Chile & Australian National University | GIZ, 2020).

Figura 4.1 Diagrama de Funcionamiento Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo Convencionales.



Fuente: Elaboración propia, a partir del documento, *Institute for Electricity Economics and Energy Innovations - Graz University of Technology*, pág. 19 (Huber & Gutsch, 2010).

Al igual que sucede con todos los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, las centrales hidroeléctricas de bombeo, como todo tipo de conversión de la energía, no son 100% eficientes. La conversión depende de una variedad de factores, no obstante, presentan ciclo de eficiencias entre el 70% y el 85%, mientras que el conjunto Bomba/Turbina es el factor que presenta la mayor pérdida alcanzando un 8% (EASE, 2020). Este tipo de centrales hidráulicas en cualquier mercado eléctrico debe balancear sus ingresos entre el costo de la energía utilizada para las horas de funcionamiento en modo bomba, versus el precio de la energía inyectada en las horas de punta o de despacho, balance que además deberá descontar los costos de operación y mantenimiento más la amortización de la inversión (W. Li et al., 2011).

Muchos proyectos de Centrales Hidroeléctricas de Bombeo desarrollados en Estados Unidos, fueron construidos entre los años 1960 y 1970 (Deane et al., 2010), en conjunto con las grandes centrales nucleares, que siempre son despachadas en carga base. Hoy en día, la penetración de generación renovable intermitente como la eólica y solar, han sumado un nuevo grado de incertidumbre a la operación de los sistemas eléctricos (Rangoni, 2012), especialmente el chileno, donde los proyectos PHS tienen la capacidad de desempeñar un papel significativo en la integración de fuentes renovables intermitentes en el funcionamiento del sistema eléctrico chileno.

4.1.2. Criterios de Clasificación de los Reservorios Según Emplazamientos

Una forma de clasificar las centrales Hidroeléctricas de Almacenamiento por Bombeo es considerando el criterio del lugar donde están emplazados los reservorios. Según esta clasificación existen tres tipos de disposición:

a) Centrales Hidroeléctricas de Bombeo Convencionales

En este tipo de centrales, los reservorios inferior y superior se ubican en la superficie terrestre (Rogers & Watkins, 2008). En este tipo de centrales, el reservorio superior e inferior puede conformarse ya sea mediante el uso de un lago o cauce natural existente en la zona del proyecto o mediante la construcción de una presa, creando así un embalse artificial que permita acumular agua y de esta forma cumplir con los ciclos de bombeo y generación requeridos. El cuarto de máquinas y el circuito hidráulico pueden ser instalados sobre o bajo la superficie del terreno.

b) Centrales Hidroeléctricas de Bombeo Subterráneas

En este tipo de centrales, el reservorio inferior se encuentra en un sistema de cavernas que son excavadas bajo tierra o en un acuífero subterráneo natural, o en una mina a tajo abierto, en este caso se debe tener en cuenta el medio poroso circundante (Pujades et al., 2017). El reservorio superior se ubica en la superficie terrestre y puede ser construido de la misma forma como se construye para una Central Hidráulica Convencional, la casa de máquinas y el circuito hidráulico son ubicados necesariamente bajo la superficie del terreno de emplazamiento de la central (EERA, 2018).

c) Centrales Hidroeléctricas de Bombeo con Agua de Mar

Es un tipo de Centrales Hidroeléctricas de Bombeo, donde se utiliza como reservorio inferior el océano. La única planta construida de este tipo en el mundo es la de Okinawa Yanbaru, ubicada en Kunigami, Okinawa, Japón (University of Strathclyde Glasgow, 2020). Fue construida por mandato del Ministerio de Comercio Internacional e Industria de Japón, con el fin de estudiar soluciones concretas a los problemas técnicos derivados de la utilización del agua de mar y los problemas de los efectos ambientales (Hino & Lejeune, 2012).

Energy Australia y *Arup* están proponiendo el desarrollo de un proyecto de almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo de 225 MW utilizando agua de mar cerca de Port Augusta, en el sur de Australia.

El proyecto *Cultana Pumped Hydro Energy Storage – Phase 2* reconoce que la tecnología de almacenamiento de energía está surgiendo en Australia para respaldar la integración de energía renovable y mantener una red eléctrica segura y confiable, especialmente en eventos de contingencia. La instalación hidroeléctrica de bombeo 'Cultana' será capaz de producir 225 MW de electricidad para la red eléctrica de Australia del Sur con ocho horas de almacenamiento.

Eso es el equivalente a instalar más de 120.000 sistemas domésticos de almacenamiento de baterías, pero a un tercio del costo. El desarrollo de la viabilidad y el concepto de este proyecto cuenta con el apoyo financiero del Gobierno de Australia Meridional y ARENA (ARENA, 2022).

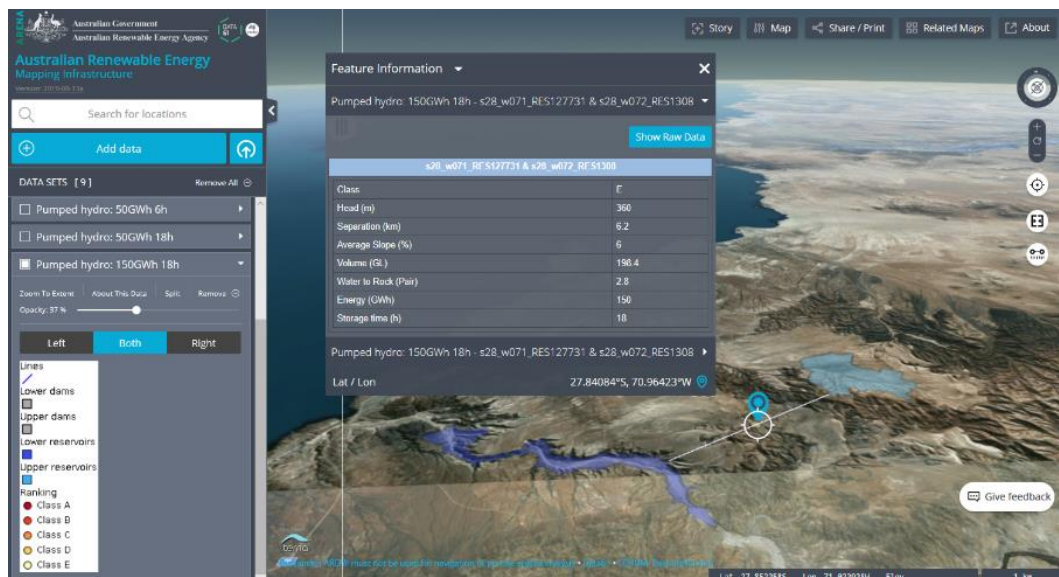
Por otra parte, en Chile, se está impulsando una mayor penetración de la energía solar y eólica en las redes eléctricas, en un esfuerzo por contribuir a la reducción de las emisiones de carbono. Los operadores del sistema de transmisión dependen de servicios complementarios como la reserva en giro de los generadores térmicos o los sistemas hidráulicos, entre ellos por bombeo, para mejorar la estabilidad de la red. La mayor penetración de las energías renovables en la red eléctrica está impulsando una demanda de mayor capacidad de almacenamiento en el área de inyección energía (McLean & Kearney, 2014).

4.2. Fundamentos Técnicos – Operacionales del Modelo

Un fundamento operacional que entrega viabilidad al modelo, se sustenta en que este tipo de almacenamiento de centrales PHS en la actualidad alcanza al 95% de toda la capacidad mundial de almacenamiento eléctrico a gran escala (Letcher, 2019). Luego técnicamente es una tecnología madura y confiable capaz de almacenar energía para ciclos diarios o semanales y hasta meses, así como aplicaciones estacionales, dependiendo de la escala y las configuraciones del proyecto (Troja & Law, 2021). Por lo tanto, esto implica que mientras no se desarrollen nuevas tecnologías de almacenamiento con estos niveles de capacidad, la tecnología PHS seguirá siendo la más importante de las tecnologías de almacenamiento, esperando un aumento del 50% para el año 2030 (IHA, 2021). Chile ha desarrollado estudios que nos entregan una señal clara de porqué es viable en los farellones costeros del norte de grande del país, emplazar centrales PHS, respecto de otras regiones del país (Centro de Energía U. de Chile & Australian National University | GIZ, 2020).

La siguiente figura extraída del informe “Identificación de potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile”, página 9, muestra los resultados del algoritmo sobre mapas del MS *Big Maps* de la plataforma AREMI australiana. Muestra el farellón costero del norte grande Chile.

Figura 4.2 Farellón Costero con resultados del algoritmo sobre mapas del MS *Big Maps* de la plataforma AREMI australiana.



Fuente: Elaboración extraído del Informe “Desarrollo de metodología aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para identificar potencial de Centrales de bombeo con agua de mar en Chile (Centro de Energía U. de Chile & Australian National University | GIZ, 2020).

Otros fundamentos técnico - operacional que ofrece la tecnología PHS, son: (1) flexibilidad de arranque/parada y velocidad de respuesta rápida; (2) capacidad para realizar un seguimiento de los cambios de carga y adaptarse a los cambios drásticos de carga; y (3) puede regular frecuencia y mantener la estabilidad de voltaje (Rehman et al., 2015). En este mismo sentido considerando la variabilidad de las energías renovables y su alta penetración en la actualidad, está impulsando una mayor demanda de capacidad de almacenamiento de energía (McLean & Kearney, 2014).

El modelo propuesto contempla la operación del sistema de bombeo, alimentado por energía eléctrica a través de una Central Solar Fotovoltaica, independiente del sistema eléctrico y también del grupo turbina-generador, cuyas características técnicas cumplirá con las exigencias de potencia para la estación de bombeo. A diferencia de una central de bombeo convencional, que se alimenta directamente de la red eléctrica u otra central, operando en modo reversible el equipo bomba-turbina (Huber & Gutsch, 2010) y (Kougias & Szabó, 2017).

El emplazamiento para la simulación de la central PHS, se consideró las características geológicas que ofrece el farellón costero de la 1ª Región de Tarapacá dado su perfil geométrico que puede variar entre los 400 metros y los 1.000 metros de altura sobre el nivel del mar (Urbina et al., 2011). Esta característica particular de la zona norte del país, desértica sin vegetación y casi nula vida animal son lugares excepcionales para la instalación de centrales PHS (Camus & Torrealba, 2016) y (Varas, 2019).

Para analizar el impacto que tendría la incorporación de una nueva central PHS alimentada con agua de mar, se plantea reproducir el modelo a través de *Unit Commitment* (UC). Este es un problema de optimización que se utiliza para determinar el cronograma de operación de las unidades generadoras en cada intervalo de una hora con cargas variables bajo diferentes restricciones y entornos (Saravanan et al., 2013). El problema puede describirse como un problema no lineal, entero mixto y no convexo y se considera un problema difícil de tiempo polinómico no determinista (Wood & Wollenberg, 1996). La verdadera dificultad para resolver el problema es la gran dimensión del espacio de solución posible. Se han desarrollado métodos metaheurísticos y matemáticos para resolver el problema de UC térmica e hidrotérmica (Başaran & Mehmet, 2010). En este mismo sentido, entonces, el problema de UC que presenta funciones no lineales y restricciones probabilísticas es difícil de resolver mediante métodos de optimización estándar.

Por lo tanto, la solución al modelo será entonces aplicar las técnicas de formulación de problemas de programación de enteros mixtos y sus aplicaciones al problema de UC (Viswanath et al., 2012).

Para definir el modelo de simulación, debemos introducirnos en una gran cantidad de métodos que resuelven el *Unit Commitment* o despacho de carga de los sistemas eléctricos de potencia.

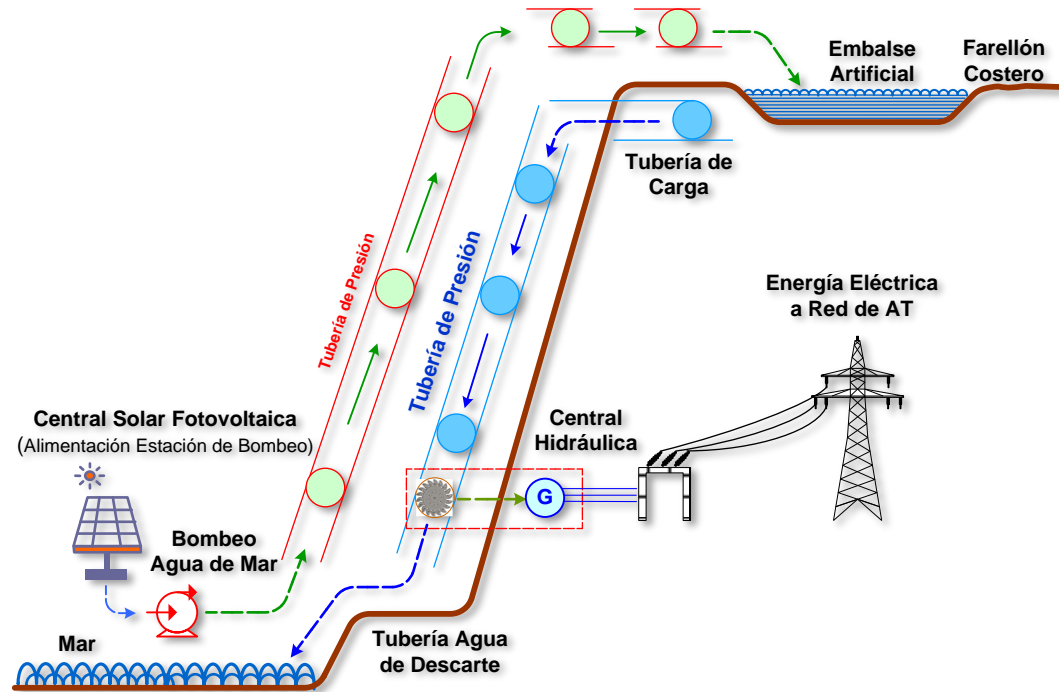
Los métodos metaheurísticos más utilizados son *Simulated Annealing* (SA) (Simopoulos et al., 2006), (Asir et al., 2004), *Expert Systems* (Kothari & Ahmad, 1995) y (Salam et al., 1991), *Genetic Algorithms* (Singhal et al., 2014), *Improved Genetic Algorithm* (Jo & Kim, 2018), *Memetic Algorithm* (Y. Zhu et al., 2019), *Neural Network* (Zareian et al., 2013), (Saksornchai et al., 2005) y (Raglend & Padhy, 2004). Los métodos basados en las matemáticas dependen de la teoría de la dualidad (Raj & Chanana, 2014) y (Yu & Zhang, 2014). Los otros métodos utilizados para resolver el problema de *Unit Commitment* son la programación dinámica (*Dynamic Programming*) (Vairamuthu & Manivannan, 2016), (Mon et al., 2016) y (Awadah et al., 2018), la programación lineal entera mixta *Mixed-Integer Programming* (Tuffaha & Gravidahl, 2013), (Viswanath et al., 2012), (Fu et al., 2019) y (Huang, 2019). Finalmente se encuentran otros métodos como *Benders Decomposition* (Amjady & Reza Ansari, 2013) y algunos métodos híbridos (Purushothama et al., 2002).

Dadas las características técnicas de la matriz eléctrica de generación del SEN, se aplicará el método *Mixed-Integer Linear Programming* (MILP), ya que las variables eléctricas y de costos que se manejan en el Despacho de Carga (*Unit Commitment*) del SEN, nos permitirá demostrar la aplicabilidad del modelo propuesto. La simulación del modelo se hará para un periodo de 24 horas, ya que la programación desarrollada por el Coordinador la realizan para una semana, la que se va ajustando en línea en el despacho diario.

Con este modelo técnico operacional, se prevé que el almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo con agua de mar, es técnica y económicamente factible para aumentar la capacidad de la red eléctrica nacional al permitir una alta penetración de energía renovable intermitente (Nghitevelekwa & Bansal, 2018). La viabilidad de una mayor penetración de ERV, como la solar y eólica, requiere de flexibilidad suficiente para garantizar su operación y esta se logra con la disponibilidad de energía hidroeléctrica de tecnología PHS (Nghitevelekwa & Bansal, 2018).

Por otra parte, el almacenamiento de energía eléctrica, será la tecnología crítica en el futuro para que las fuentes de energía renovable se conviertan en carga base en la estrategia de despacho de generación eléctrica (Javed et al., 2020). La operación de la central PHS dependerá del nivel y capacidad del embalse, garantizada por la potencia instalada de la estación de bombeo a un costo de operación mínimo mientras se satisfacen el balance de energía y el nivel del embalse (Javed et al., 2020). El diagrama operacional propuesto es el siguiente:

Figura 4.3 Diagrama Operacional el Modelo Propuesto de la Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo PHS.



Fuente: Elaboración propia.

Cabe señalar, que la toma de agua de mar de la estación de bombeo y el agua de descarte de la operación de central hidráulica corresponde al mismo punto, en el diagrama solo se ha mostrado de esa forma a fin presentar de mejor forma la gráfica.

4.2.1. Ventajas Operacionales de las Centrales Hidroeléctricas de Bombeo para el Mercado Eléctrico Chileno

El primer sistema PHS del mundo apareció en las regiones alpinas de Suiza, Austria e Italia en la década de 1890. Desde la década de 1950, una sola turbina de bomba reversible se ha convertido en el diseño dominante de la tecnología PHS (Yang, 2016).

Muchas de las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo que se construyeron durante este período se diseñaron originalmente para complementar la generación de energía nuclear y las grandes centrales eléctricas de carbón de carga base (Breeze, 2018b). Una central nuclear convencional opera de manera más eficiente si genera energía continuamente, operando en lo que se conoce como generación en carga base. De esta manera cuando la demanda disminuye la central PHS opera en modo de bombeo para mantener a plena carga de central convencional, mientras que cuando se alcance la hora de punta, la central PHS opera en modo generación (Breeze, 2018a). Lo anterior permite disminuir los encendidos y apagados (*cycling*) de las centrales térmicas, especialmente unidades de partida rápida.

Las Centrales Hidroeléctricas de Bombeo, pueden ser un aporte a la operación del sistema eléctrico chileno, sobre todo considerando el sistema híbrido propuesto que puede gozar de un alto nivel confiabilidad y daría como resultado un sistema de generación de energía confiable y rentable (Makhdoomi & Askarzadeh, 2020). Entre sus bondades este tipo de sistemas centrales PHS pueden entregar servicios complementarios definidos en la legislación chilena vigente (DTO N°113, 2020).

Desde una perspectiva técnica y económica, la tecnología PHS se encuentra entre las mejores en capacidad de almacenamiento y más rentables formas de proporcionar alta flexibilidad y confiabilidad para servicios complementarios (Voith, 2021). La tecnología PHS puede hacer frente a grandes bloques de penetración de generación renovable intermitente, donde el valor del almacenamiento permite reducir los costos de operación del sistema (Scottish Renewables, 2016).

En la actualidad, las centrales PHS pueden ser remuneradas al entregar los siguientes servicios complementarios o auxiliares: seguimiento de carga, regulación de frecuencia, reserva en giro, regulación de voltaje o de tensión, partida ante *black out*, entre otros eventos operacionales:

a) Seguimiento de Carga

En un sistema eléctrico de gran potencia, las variaciones de carga entre las distintas horas de un día requiere del ajuste de grandes bloques de potencia entregados por los generadores convencionales (Agora Energiewende, 2017). Esto conlleva a costos adicionales de operación y mantenimiento, lo que se puede disminuir con centrales de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo que ofrecen ventajas, como arranque / parada flexible y velocidad de respuesta rápida, y capacidad para rastrear cambios de carga y adaptarse a cambios drásticos de carga (Rehman et al., 2015). Por otra parte, la operación en modo de generación puede seguir rápidamente los aumentos y disminución de la demanda de energía eléctrica, ya que tienen una capacidad de velocidad de toma de carga de entre el 10% y 30% de la capacidad máxima por minuto. En modo de bombeo, las centrales PHS tienen restricciones operacionales como por ejemplo no pueden ajustar el bombeo a los requerimientos de la carga a menos que posea equipos de velocidad variables (DMF, *Doubly Fed Machines*) que no tiene esta limitación y pueden ajustarse en un rango de carga que va desde el 50% a 60% de la potencia nominal de bombeo (MWH Americas, 2009), (Bendl et al., 1999) ambos autores entregan una amplia descripción de la operación de estas centrales hidráulicas de bombeo.

b) Regulación de Frecuencia

Las centrales PHS se caracterizan por su rápida respuesta para equilibrar las variaciones entre el suministro de electricidad y la demanda, manteniendo el equilibrio entre la carga de potencia activa y la generación en el sistema para evitar problemas de frecuencia (IRENA, 2020).

En cualquier sistema eléctrico de potencia, es necesario mantener un balance dinámico entre generación y demanda de electricidad, sin embargo, la potencia de salida de cualquier generador no cambia instantáneamente, producto que la velocidad dependerá de las características técnicas, defínase como mecánicas – eléctricas de cada generador, en el caso de generadores térmicos, las velocidades de salida de servicio generalmente son más lentas que cualquier central hidráulica, incluidas las PHS (MWH Americas, 2009).

Una central PHS con velocidad variable, puede usar la inercia de rotación del generador y modular casi instantáneamente las variaciones de potencia que solicita la demanda (Sarasúa et al., 2018). La energía cinética almacenada en el rotor del generador se puede utilizar ante variaciones bruscas de carga o corto circuitos, ya que el generador se ajusta a través del cambio de la velocidad del rotor (Pérez-Díaz et al., 2014). Dado que la velocidad del rotor puede ser modificada mediante la variación de la frecuencia de las corrientes del rotor, ya que el tiempo de respuesta es más rápida que el de un generador de energía síncrono convencional (Cansiz, 2018). También la velocidad del generador hidráulico puede ser cambiada a través de la variación del flujo de la turbina (MWH Americas, 2009).

c) **Reserva en Giro**

Las centrales PHS pueden proporcionar reserva en giro cuando la consigna de carga de generación está por debajo de su capacidad nominal (IESO, 2021). Las reservas operativas se refieren a la capacidad de generación disponible para satisfacer la demanda en caso de que se interrumpa el suministro de energía programado o previsto. Una escasez de reserva de energía activa puede causar un deterioro de la respuesta de frecuencia en el sistema eléctrico. Esto no solo puede conducir a una caída de carga por baja frecuencia, sino que también puede causar un problema de estabilidad transitoria en el sistema (Wang, 2021). El operador del sistema es responsable de mantener un equilibrio constante entre la generación y la carga para mantener la frecuencia en el valor nominal (Matos et al., 2017).

Desde el punto de vista del mercado eléctrico no debe olvidarse que durante los períodos de almacenamiento (por ejemplo, bombeo) los medios de almacenamiento realizan también un servicio de reserva en giro, ya que su separación del sistema libera una cantidad igual de entrada de energía para cubrir la carga (Paris et al., 1979). También el operador del sistema considera como reserva en giro a la provisión de generación cuando la unidad está en *stand by* debido a su rápida respuesta de conexión al recibir la señal de despacho de la red (Voss et al., 2021). Las reservas en giro (*spinning reserve*) con capacidad de regulación de frecuencia primaria, responden casi instantáneamente para mantener la frecuencia del sistema (ESA, 2013).

d) Control de Voltaje

En sistemas de potencia las tensiones o voltajes se deben mantener dentro de ciertos rangos de diseño como también de la legislación vigente en cada país (NTSyCS | CNE, 2019). La regulación de tensión se logra con el manejo de la potencia reactiva del generador, es decir suministrando potencia reactiva (capacitiva) para elevar la tensión o absorbiendo potencia reactiva (inductiva) para bajar la tensión en la barra de inyección (Linn, 2013).

Los generadores de centrales hidroeléctricas son máquinas síncronas convencionales. Estos generadores utilizan un sistema de excitación sin escobillas convencional y un regulador automático de voltaje (AVR, *Automatic Voltage Regulator*) para regular el voltaje de salida del generador (Platero et al., 2019). El concepto y la importancia de la estabilidad de voltaje en una red eléctrica, implica la capacidad de un sistema de energía para mantener una magnitud de voltaje adecuada para que cuando se disminuya o aumente la carga nominal del sistema, la potencia real transferida a esa carga aumente. La causa principal de la inestabilidad de voltaje es la incapacidad del sistema de energía para satisfacer la demanda de energía reactiva (J. Zhu, 2015).

Las centrales PHS pueden funcionar con un factor de potencia según su diseño, aunque normalmente se encuentran hasta un mínimo de 85% en atraso, es decir operando con absorción de potencia reactiva, para disminuir las tensiones en las barras de inyección de la central PHS (MWH Americas, 2009).

4.2.2. Previsión de la Expansión Futura de Generación de ERV

Las estadísticas anuales de capacidad renovable de la *International Renewable Energy Agency*, a nivel mundial muestran que más del 80% de toda la nueva capacidad de generación agregada el año pasado fue renovable, y la energía solar y eólica representaron el 91% de las nuevas energías renovables, es decir el mundo agregó más de 260 gigavatios (GW) de capacidad de energía renovable el año 2020, superando la expansión de 2019 en cerca del 50% (IRENA, 2021).

Lo referente a Chile, no es diferente a lo que señala *IRENA*, ya que el estudio denominado “*Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile*” (Synex & Universidad de Comillas & Estudios Energéticos, 2018), indica que para los próximos años habrá una participación creciente de las ERV, debido a la disminución de sus costos de inversión, lo que sin duda no es un error, debido a que el crecimiento de capacidad instalada del país, ha sido altamente penetrante durante estos últimos años, así de tener una capacidad instalada en tecnologías solar fotovoltaicas y eólica, de un 1,13% en el año 2011 (Capacidad Instalada por Tecnología | CEN, 2021), la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento, estimó que la capacidad instalada en estas tecnologías llegaría al 38% en 2021 (ACERA, 2021), sin embargo este valor sólo alcanzó al 31,54% en 2021 (Capacidad Instalada por Tecnologías | CEN, 2022).

En Junio del año 2016 el CDEC-SIC publicó un estudio de planificación de la expansión del mercado de generación en el Sistema Interconectado Nacional, en ese entonces conformado por los sistemas SIC y SING, para el período 2017-2035 (DP&D CDEC-SIC, 2016).

Este estudio de predicción del crecimiento de la generación, utilizó como base el Estudio de Previsión de Demanda 2015-2035 (DP&D CDEC-SIC, 2015). El estudio, que analizó distintos escenarios de expansión del sistema de generación¹⁷, dejó como resultado que hacia el año 2035, el grado o porcentaje de participación de ERV particularmente Solar FV y Eólica sería entre un 53% y 65% de la demanda máxima del Sistema Eléctrico Nacional.

El estudio denominado “Desarrollo de metodología aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para identificar potencial para centrales de bombeo con agua de mar en Chile” desarrollado para GIZ por el Centro de Energía de la Universidad de Chile y la *Australian National University* cuyo informe final data de enero de 2020, se puede resumir que con la metodología aplicada sobre todo el territorio nacional costero identificaron 3.191 sitios topográficamente aptos para albergar una central de bombeo con agua de mar. Del estudio se puede concluir que existe una gran concentración en los extremos norte y sur del país, particularmente las regiones de Arica (304), Tarapacá (459), luego hacia el sur las regiones de Los Lagos (508), Aysén (834) y Magallanes (392). Estas dos últimas regiones no pertenecen al SEN, de modo que no sería relevante para nuestro proyecto. Sin embargo un resultado concluyente, indica que la región de Tarapacá es la que presenta la mejor condición técnica y operacional para el emplazamiento de centrales de almacenamiento por bombeo con agua de mar (Centro de Energía U. de Chile & Australian National University | GIZ, 2020).

¹⁷ En el estudio se analizan cuatro escenarios de expansión del parque generador, considerando como base el estudio de previsión de demanda 2015-2035, desarrollado por el CDEC-SIC para estimación de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional. El primer escenario considera supuestos para los costos de combustible y la expansión del sistema. El segundo considera una baja en el tiempo en los costos de desarrollo de las centrales solares fotovoltaicas. El tercer escenario incluye un nuevo ciclo combinado de 360 MW en la zona central del país, que se conectaría a la subestación Quillota 220 kV. El cuarto escenario incluye proyectos eólicos en la zona sur del país.

4.3. Modelo Despacho de Generación del Mercado Eléctrico Chileno

El despacho de la generación en el mercado eléctrico chileno, opera como un sistema ISO, pero sobre un *pool* obligatorio con costos declarados y auditables para cada unidad generadora que conforman el sistema eléctrico (Moreno et al., 2014). El mercado chileno no permite a las empresas declarar ofertas como lo hace el mercado europeo hora a hora (Koltsaklis & Dagoumas, 2018). Lo anterior con el fin de evitar posibles y probables prácticas de poder de mercado, debido a que estos mercados se repiten por naturaleza día tras día, son propensos a la colusión tácita entre generadores para aumentar los precios (Cau & Anderson, 2003). En Chile ha sido muy común en otros mercados, como por ejemplo las cadenas de farmacias que han sido coludidas en fijación de precios en medicamentos (SERNAC, 2020).

La operación del mercado eléctrico en Chile está basada en un modelo de costo marginal, que incluye los criterios de eficiencia económica y de seguridad operacional en la asignación de los recursos de generación disponibles en el sistema eléctrico, es decir en el equilibrio, los costos de operación e inversión deben reflejarse en este precio (Bustos-Salvagno & Fuentes, 2017). Los generadores tienen la obligación de participar en el mercado *spot*, además de también participar en el mercado de contratos. Cada empresa de generación puede vender en el mercado *spot* toda la energía excedente (diferencia positiva entre inyecciones y retiros para clientes contratados) efectivamente inyectada a la red a un precio equivalente al costo marginal del sistema eléctrico (precio *spot*), que es definido como el costo de producción de energía por hora por la instalación de generación menos eficiente (Jiménez, 2020).

Para cumplir con el objetivo de desarrollar la “eficiencia económica”, todas las unidades de generación pertenecientes a diferentes empresas están en un *pool* obligatorio y son coordinadas operacionalmente por el CEN (EIA, 2018).

En términos generales el Coordinador Eléctrico Nacional entre sus obligaciones indicadas en su Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema, son: “*La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de: 1) Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; 2) Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y 3) Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a lo establecido en la Ley y demás normativa vigente*” (DTO N°125, 2019). (Ver Anexo N°2 subsección 2.7 Reglamento del Coordinador Eléctrico Nacional).

En Chile, los costos de generación son declarados por cada empresa propietaria de una central generadora (Colbún, 2019) y son susceptibles de auditoría que se realizan semanalmente, sin embargo, las unidades generadoras que operan con gas natural tienen la libertad para sub declarar sus costos de operación, teniendo como límite máximo su costo real de operación y como límite mínimo un precio relacionado a los contratos *take or pay*¹⁸ de suministro de gas (Moreno et al., 2014) y (RE N°376, 2019).

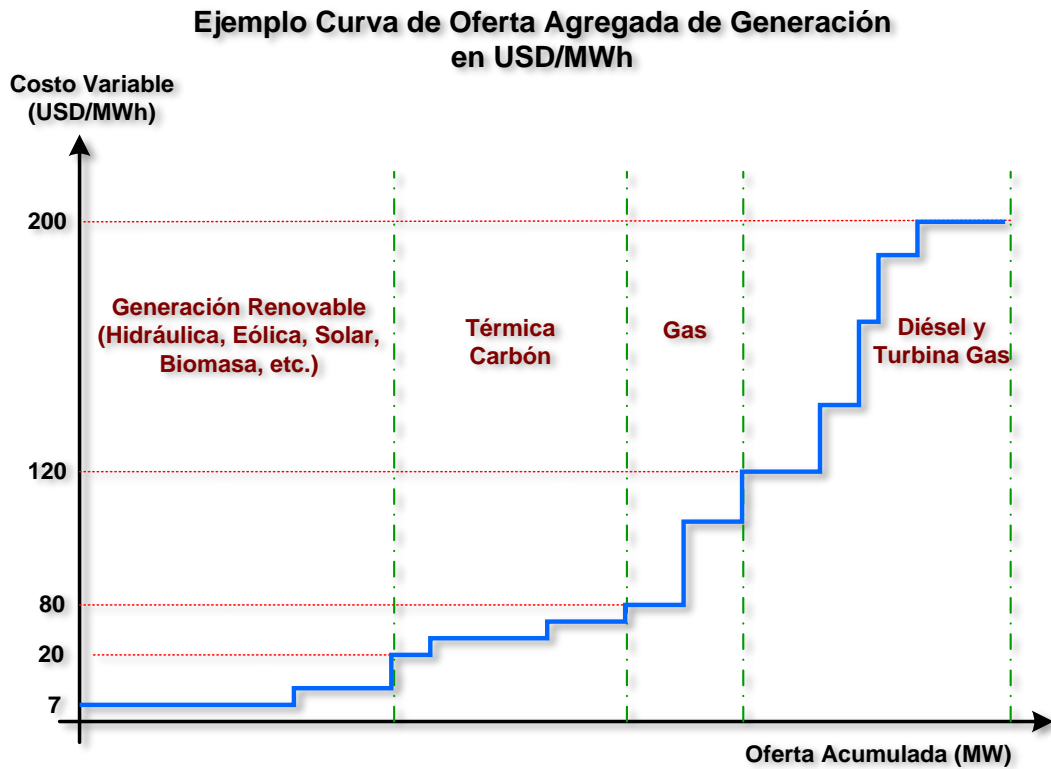
Por otra parte, una unidad generadora que se encuentre despachada y que tenga un costo variable igual al precio spot, sólo podrá recuperar su costo variable de producción. Además en cada instante, las empresas generadoras deben satisfacer sus compromisos contractuales de venta con la energía despachada, ya sea producida por ellos mismos o comprada a través del mercado spot, lo que genera posteriormente el balance de energía, valores que serán definidos para los correspondientes pagos, por el Coordinador Eléctrico Nacional (Synex & Universidad de Comillas & Estudios Energéticos, 2018).

¹⁸ Los contratos "*take or pay*", es un modelo de Contrato de compra y venta en este caso Gas Natural Licuado, en que el generador queda obligado a pagar por el gas, consumiendo o no, es decir, en el caso de que no consuma el gas en la fecha prevista, el contrato exige que se efectúe el pago, independientemente de haber existido consumo. Esto obliga a la operación INFLEXIBLE.

Para poder cumplir con el objetivo de “seguridad y continuidad del servicio de suministro eléctrico”, el modelo de tarificación también contempla un “cargo por potencia” que corresponde a una remuneración adicional para los generadores que mantienen disponibles todas sus unidades generadoras durante el año calendario que retribuye las inversiones de los generadores, aun no generando energía para el sistema, esta remuneración se valoriza y se mide en US\$/kW-mes (Narvik, 2017).

A continuación, se muestra un gráfico como ejemplo de la curva de oferta agregada de generación del sistema.

Gráfico 4.2 Curva de Oferta Agregada de Generación del SEN.



Fuente: Elaboración propia, extraído del libro (Watts & Pérez, 2018).

Es importante señalar que la función de asegurar la operación a mínimo costo del sistema, se realiza mediante el uso de herramientas de optimización, que en el caso más simplificado, se representa por un sistema “uninodal - térmico” que se puede definir como un problema de programación de la operación o despacho económico de carga, de la siguiente manera (Brokering & Palma, 2018):

$$\min = \sum_{i=1}^{N_G} b_i \left(\sum_{j=1}^{N_H} G_{ij} \right)$$

s.a.

$$\sum_{i=1}^{N_G} G_{ij} = D_j \quad j = 1, \dots, N_H \quad (\lambda_j)$$

$$G_{ij} \leq P_{Máx_i}; \quad i = 1, \dots, N_G; \quad j = 1, \dots, N_H$$

$$G_{ij} \geq 0; \quad i = 1, \dots, N_G; \quad j = 1, \dots, N_H$$

Donde:

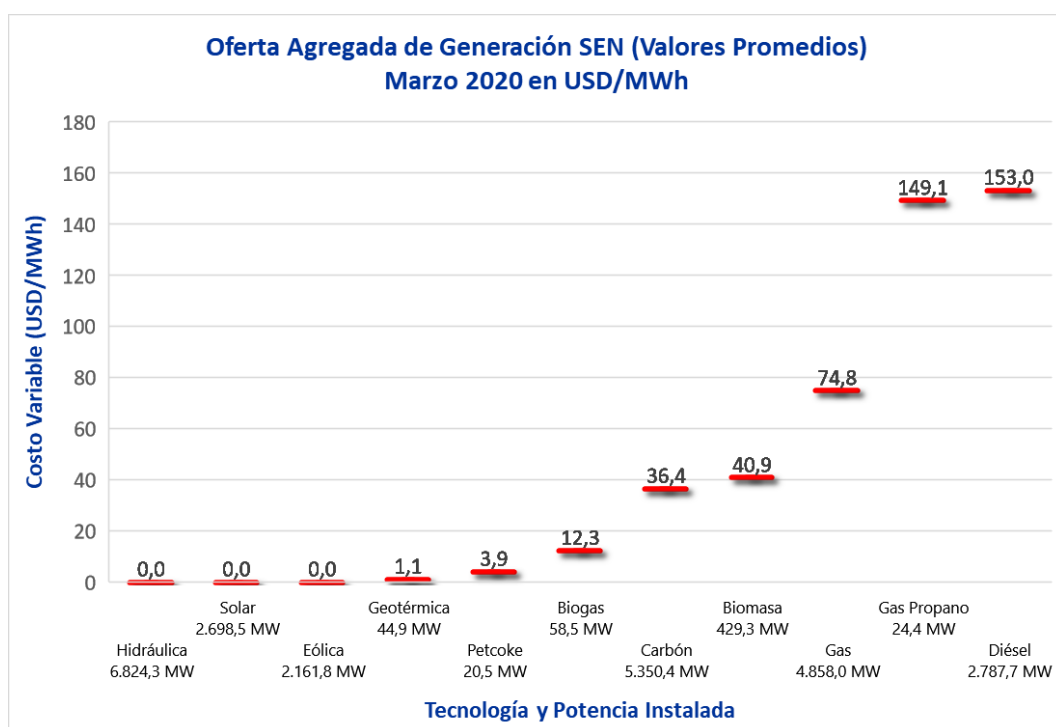
- b_i : Costo variable de operación de la unidad i (USD / MWh)
- $P_{máx_i}$: Capacidad de la unidad i (MWh)
- G_{ij} : Generación de la unidad i en el bloque j (MW)
- D_j : Demanda de la hora j (MW)
- λ_j : Variable dual asociada a la restricción de abastecimiento de la demanda en la hora j (USD / MWh)
(o precio de la energía en la hora j)

Donde, N_G representa el número de generadores, mientras que N_H representa el número de horas respectivamente. La solución óptima a este problema en términos simples es equivalente a ordenar los generadores de menor a mayor costo variable en una lista de mérito, que estará integrada sólo por unidades disponibles (cuya disponibilidad dependerá de múltiples factores, entre ellos, si está en mantención programada, por falla, etc.), de modo que el operador del sistema despacha las unidades (en ese orden) hasta cubrir la demanda en cada período.

El costo marginal del sistema, o precio *spot* de la energía quedará definido por el costo variable de la unidad generadora más cara que se encuentra operando en una hora determinada.

A modo de ejemplo se presenta la curva de oferta agregada de generación real de marzo de 2020 del SEN. Este gráfico representa la disponibilidad de potencia en MW según tecnología y costo variable de generación asociado. Esta curva recoge la relación existente entre el nivel de potencia disponible y su generación asociada ofrecido por las empresas y su nivel de precios pertinente.

Gráfico 4.3 Curva de Oferta Agregada de Generación del SEN correspondiente a marzo de 2020.



Fuente: Elaboración propia. Datos del Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/costos-variables-de-generacion-y-stock-de-combustible/costos-variables-de-generacion/>

4.4. Modelo Coordinación Hidrotérmico en el Mercado Actual

El Sistema Eléctrico Nacional SEN, dentro de sus principales características se caracteriza por tener una capacidad instalada con centrales hidráulicas de embalse capaces de almacenar agua y desplazar su uso en el tiempo, incluyendo períodos interanuales, como es el caso de las centrales de la cuenca del lago Laja y del Maule (Matus & Moreno, 2015).

Por otro lado, el problema del despacho económico de carga en un sistema eléctrico busca seleccionar las unidades de generación disponibles para proporcionar el costo de generación más eficiente, confiable y bajo mientras se satisfacen varias restricciones de igualdad y desigualdad (Bhattacharjee et al., 2015). Cuando el sistema es puramente térmico, su operación en el mediano plazo es desacoplado en el tiempo ya que cada unidad generadora tiene un costo operativo directo y este costo no depende de los costos de otras plantas, mientras que la operación hidrotérmica que considera hidrología de embalses resulta un problema acoplado en el tiempo (Warland et al., 2016), lo que significa que cualquier decisión de hoy va a afectar el costo de operación futuro del sistema.

La operación económica de un sistema térmico, está definido por una programación de despacho de acuerdo al orden de mérito de las unidades generadoras, es decir organiza las unidades generadoras en una heurística de arranque/apagado con orden creciente/decreciente por costo operativo, incluido el costo de transición de estado (Sen & Kothari, 1998). El objetivo de la programación hidrotérmica a corto plazo es la optimización de la generación, obteniendo un despacho de generación óptimo o cercano al ideal de todas las unidades térmicas e hidroeléctricas disponibles, de modo que el costo total de operación se minimice dentro de horizontes que van desde un día (24 horas) hasta una semana (168 horas) (Bento et al., 2020).

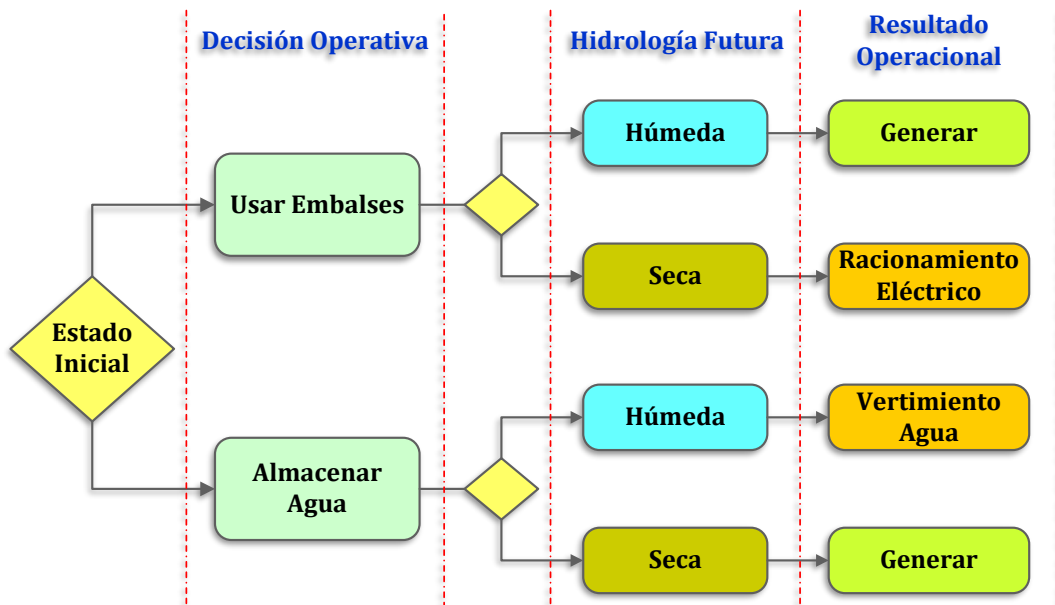
El problema de la coordinación hidrotérmica se resuelve aplicando programación matemática y corresponde a la optimización simultánea del abastecimiento de la demanda considerando el recurso hídrico en los embalses y cuencas del sistema eléctrico, solución que se plantea diferenciando el periodo de evaluación si es de corto, mediano o largo plazo respectivamente.

El problema de corto plazo que resuelve el despacho de carga diario no considera relevante evaluar la incertidumbre hidrológica y la demanda y por tanto su solución matemática se resuelve como un problema de optimización entero mixto (MILP), mientras que, en el mediano y largo plazo, estas variables pasan a ser esenciales en la solución del problema y por tanto el problema se resuelve como un problema de variables continuas (Brokering & Palma, 2018).

4.4.1. Coordinación Hidrotérmica de una Etapa

El despacho hidrotérmico también conocido como coordinación hidrotérmica de una etapa, se define como un problema de “despacho económico de carga térmico” al que se le agrega un sistema hidráulico y una función de costos que represente el costo de oportunidad del agua que se tiene almacenada en los embalses para el periodo de evaluación. Esta condición, permite que las centrales de embalse sean representadas como una central térmica, cuyo costo de operación se asimila a una función lineal por tramos o cuadrática, esta condición permite que el vector que representa las variables aleatorias de los caudales afluentes se transforma en una variable de entrada del modelo, convirtiéndose en valores predeterminados (Brokering & Palma, 2018). A continuación, se muestra el problema de la coordinación hidrotérmica de mediano plazo.

Figura 4.4 El Problema de la Coordinación Hidrotérmica.

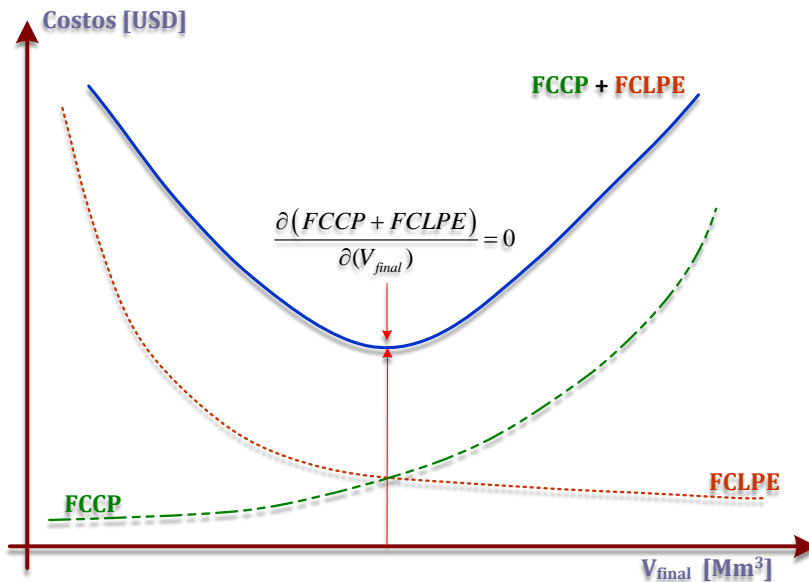


Fuente: Elaboración propia. Extraído del libro (Brokering & Palma, 2018).

El modelo actual cumple con el mandato de operar a mínimo costo, sin embargo, el problema se genera cuando no hay suficiente recurso de agua almacenada, debido a que se utilizó sin mediar observación futura o en su defecto ocurre una sequía severa. Este escenario podría llevar a producir un racionamiento eléctrico, generando una crisis energética del sistema y cuyo costo será muy elevado al tener que utilizar los recursos disponibles de generación térmica. Por el contrario, si no utilizamos las reservas de energía hidráulica, y operamos con el parque de generación térmica, y los afluentes futuros son elevados producto de intensas lluvias o deshielos, puede llevar a vertimiento en los embalses de las centrales de generación hidroeléctricas, lo que sin duda representará una pérdida de energía, llevando al sistema a un costo de operación mayor en su conjunto. Esta situación, en definitiva, se traduce en que existe una dependencia entre la decisión operativa inmediata, es decir, de despacho de carga y los costos operativos que se tendrán en el futuro, definidos en la planificación de la operación.

El problema se puede representar desde un punto de vista matemático, en el siguiente gráfico, donde podemos visualizar la “Función de Costos de Corto Plazo (FCCP)”, define los costos de generación térmica para un periodo o etapa dados, mientras que la “Función de Costos de Mediano y Largo Plazo (FCLP)”, refleja los costos del sistema de generación térmica desde el término de la etapa de corto plazo o etapa, hasta el fin del horizonte de estudio. Como se puede apreciar la “FCCP”, tiene una representación creciente con respecto al volumen final de agua almacenada, lo que implica reservar energía de generación, mientras que la “FCLP” se muestra decreciente debido a que el agua almacenada y generada permitirá disminuir costos futuros por inyección de energía térmica. El punto óptimo entonces, se encuentra en aquel volumen de agua final embalsado que es capaz de minimizar la suma de las funciones de “FCCP” y “FCLP” respectivamente. Adicionalmente sabemos que los afluentes que alimentan los embalses están definidos como modelo estocástico, mientras que la “FCLPE” representa una función de costos futuros esperados según la metodología que se defina para la incertidumbre hidrológica (Brokering & Palma, 2018).

Gráfico 4.4 Uso Económico del Agua Embalsada.



Fuente: Elaboración propia. Extraído del libro (Brokering & Palma, 2018).

4.5. Justificación del Modelo

El pilar fundamental para justificar el modelo se basa en las políticas de mercado que ha impulsado el Estado de Chile durante esta última década, en que ha incrementado su preocupación por incorporar e integrar de mejor forma las Energías Renovables No Convencionales (Pacheco, 2018). Para la integración de estas tecnologías, uno de los pilares fundamentales son los sistemas de almacenamiento de energía para permitir una mayor penetración de generación eólica y solar, considerando su potencial con las necesidades del sistema de energía eléctrica en su conjunto (Denholm et al., 2010).

Los sistemas de almacenamiento de energía por bombeo son una tecnología madura que en la actualidad representa el 91,9% de la capacidad de almacenamiento a nivel mundial (Zhang et al., 2021) y con capacidad descarga de 1 a 24 horas (He et al., 2021). La generación hidroeléctrica proporciona un grado significativo de flexibilidad (Aggarwal & Orvis, 2016), apoyando la integración de energía eólica y solar en la red eléctrica, así como su potencial de capacidad de almacenamiento. La tecnología de almacenamiento más tradicional y madura, es el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, que se adopta para respaldar tanto la conexión a la red como el sistema de red híbrido hidroeléctrico-eólico-solar autónomo (Simão & Ramos, 2020).

Las ventajas de las centrales de almacenamiento por bombeo son: a) flexibilidad y confiabilidad en la operación ya que, absorben o entregan potencia según las variaciones del sistema; b) reserva de salida con poco viento o falta de sol ya que, el almacenamiento por bombeo es la única posibilidad de almacenar energía de una manera económicamente viable y a gran escala, ofreciendo un alto valor económico debido a su alta eficiencia de hasta un 82%; c) gestión de recursos hídricos y control de inundaciones; y d) vida útil excepcional de más de 80 años.

Además, otras ventajas definidas como conceptuales es la relación de combinación de almacenamiento por bombeo con energía solar y eólica que acuñan el concepto de híbrido. También a la relación de producción de agua potable o sanitaria, a partir de energías renovables, se acuña el concepto de simbióticos (Voith, 2021).

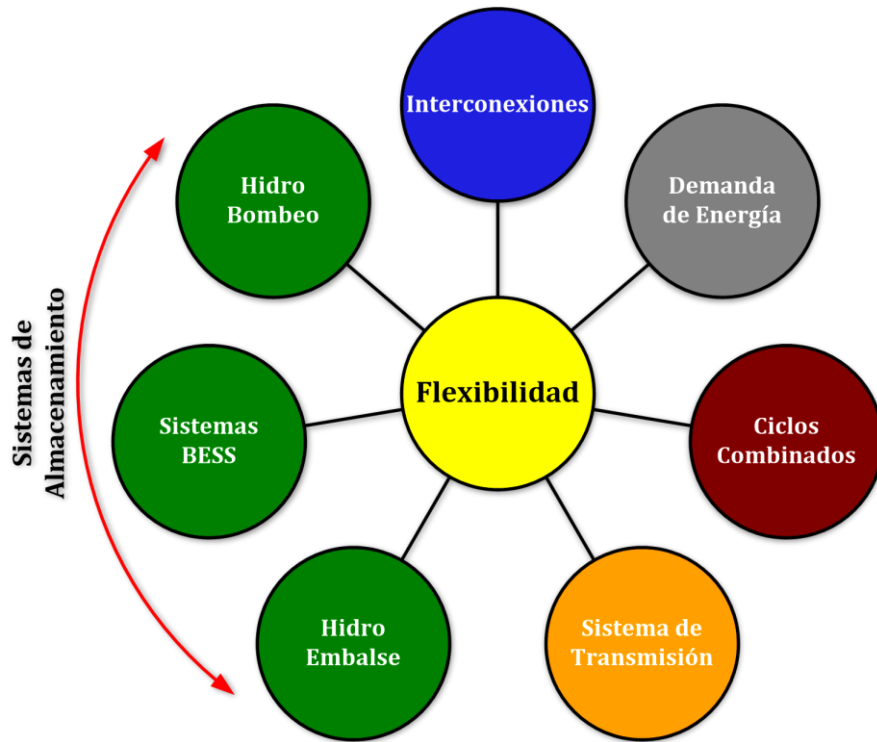
Se propone una central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo con agua de mar, cuyo reservorio superior se emplazará sobre el farellón costero del Norte Grande de Chile. Será un sistema híbrido¹⁹, ya que la estación de bombeo será independiente de la generación hidráulica de la central, y estará conectada directamente a una central solar fotovoltaica, que alimentará su operación. Además, la central solar será *off – grid* de la red eléctrica.

Dado lo antecedentes entregados, el modelo se sustenta en el aporte a la flexibilidad para la operación del sistema eléctrico, permitiendo una mayor integración de ERNC esperada para los próximos años. Sin embargo, existen otras como la capacidad del sistema de transmisión para facilitar transferencias de energía y recursos flexibles entre distintas zonas del Sistema Eléctrico Nacional, considerando la variabilidad intra - diaria y estacional de la generación de ERNC y las características de la demanda, así como la disponibilidad estacional de la hidroelectricidad de la zona sur del país.

A continuación, se muestra una figura con las fuentes de flexibilidad, extraído del estudio desarrollado por el Centro de Despacho Económico de Carga del SING en el año 2016 respectivamente.

¹⁹ Se ha definido el modelo propuesto como “híbrido” debido a que utiliza una central de bombeo (independiente de la central hidráulica) que opera con energía solar fotovoltaica, cuyo caudal se almacena en un embalse emplazado sobre el farellón costero, para después utilizar su agua como energía potencial hidráulica para generar energía eléctrica e inyectar al sistema interconectado.

Figura 4.5 Fuentes de Flexibilidad para la Operación de un Sistema Eléctrico.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Salazar & Araneda, 2016).

La experiencia internacional muestra que, sin duda, la flexibilidad que presentan las centrales hidroeléctricas (Energy, 2021), entre ellas las PHS, son muy adecuadas para un sistema como el chileno, por su alta penetración de energías renovables variables, convirtiéndose en una oportunidad para su aplicabilidad y desarrollo, particularmente por las características geográficas del Norte Grande de Chile, que presentan sus farellones costeros para el emplazamiento natural de este tipo de centrales PHS.

4.6. Modelo de Integración Hidrotérmico Propuesto

Bajo los argumentos planteados anteriormente, nos permite validar nuestro modelo, ya que el almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo será independiente de las variables climatológicas que definen los afluentes de embalses convencionales, y por lo tanto nuestro afluente queda definido como una variable de “porteo (m^3 /unidad de tiempo – segundos, horas, etc.)” que será una variable predeterminada y conocida, permitiendo la modificación del modelo actual chileno, con la simplicidad que la condición operacional de este tipo de centrales que hemos denominado como de “bombeo híbrido”, será repetitiva para todos los periodos, sean de corto, mediano y largo plazo respectivamente, es decir la operación de este tipo de centrales hidráulicas que se puedan instalar en Chile, bajo la estructura de bombeo independiente del sistema eléctrico, dependerá exclusivamente de las “horas sol” de la central solar fotovoltaica, quedando definida la disponibilidad de energía a generar, que será equivalente al agua embalsada disponible más el porteo bombeado respectivamente.

Por lo tanto, considerando que el sistema eléctrico chileno debe operar a mínimo costo, bajo la norma técnica de seguridad y calidad de servicio, la solución del problema queda definido ya que, si operamos la central, es decir utilizamos las reservas de energía hidroeléctrica, esto permitirá disminuir el costo de operación del sistema, debido a que se desplazará generación térmica, cuyo costo variable de generación es mayor que la energía hidráulica. (Ver Anexo N°2 subsección 2.9).

4.7. Aspectos Generales de Modelos de Optimización de la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia con Centrales PHS

Actualmente, se pueden encontrar muchas investigaciones sobre la programación de la operación de los sistemas eléctricos de potencia que consideran almacenamiento con Centrales Hidráulicas de Bombeo, PHS. Los algoritmos para realizar la optimización del Pre-Despacho de Carga (*Unit Commitment*), varían según las aplicaciones y complejidad del sistema, de manera que las soluciones se basan esencialmente en modelos de optimización, generalmente a través de programación lineal entera mixta (MILP), algoritmos metaheurísticos como los algoritmos genéticos (AG), o aplicando relajación lagrangeana (LR), entre otras soluciones.

La literatura de los autores (Xingying et al., 2011) proponen un modelo que permite optimizar la operación de un sistema térmico en conjunto con centrales hidroeléctricas de bombeo PHS, que les permita aprovechar las características de ajuste rápido que poseen estas unidades generadoras. El objetivo principal de este modelo es reducir los costos de operación y minimizar emisiones SO₂ y CO₂. El modelo presenta un problema que complejiza el Pre-Despacho de Carga (*Unit Commitment*), de modo que el problema lo descomponen y se resuelve la función objetivo por un Algoritmo Adaptativo Cooperativo Coevolutivo (*Adaptive Cooperative Coevolutionary Algorithm*), generando soluciones a cada subsistema mediante Algoritmos Genéticos (AG), ajustando el Multiplicador Lagrangeano que permita coordinar cada subsistema con el sistema completo.

Los autores (Suazo et al., 2014), mediante la modelación de Predespacho de Carga (*Unit Commitment*) estocástico de dos etapas, incorpora la operación de arbitraje de energía y reserva en giro de las centrales PHS, bajo diferentes escenarios de generación renovables intermitente, sus resultados indican que se puede obtener considerando arbitraje de energía una reducción del costo total de operación del sistema cercano al 0.5%.

CAPÍTULO V

5. MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO

El Sistema Eléctrico Nacional chileno SEN, desarrolla la planificación de la operación, con un modelo de coordinación estocástica dual de largo plazo. De esta manera logra coordinar particularmente el segmento de generación hidráulica junto al térmico, considerando los aportes de generación intermitente de las renovables.

Nuestro modelo sin embargo está enfocado en la solución de corto plazo, considerando la legislación y normativa vigente del país, para lo cual, la modelación integra las centrales de almacenamiento por bombeo y sus propias características operacionales que permiten una mayor inyección de ERV, como lo es la energía solar fotovoltaica y eólica con alta penetración en la matriz energética nacional.

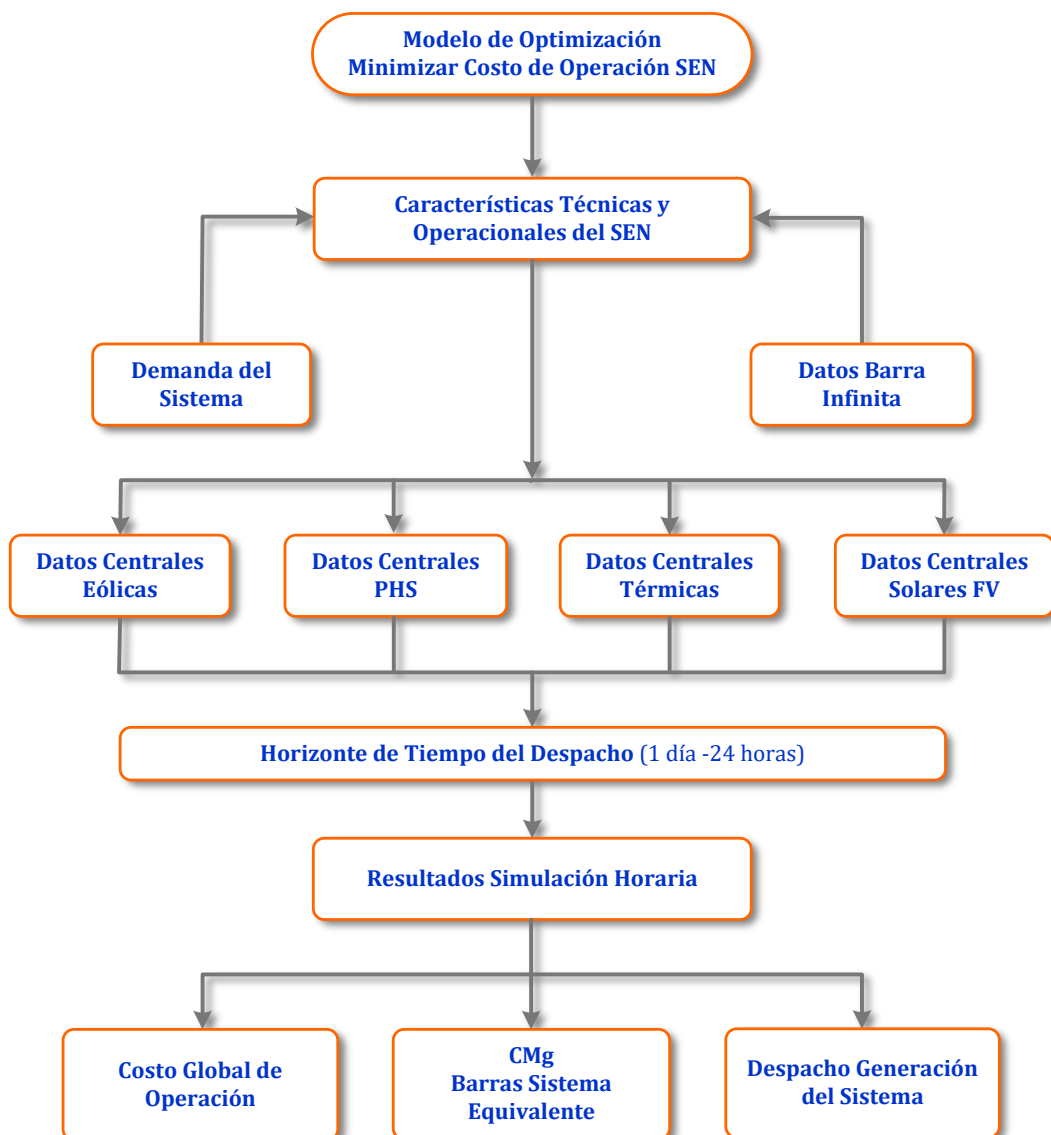
En resumen, el modelo consiste en determinar la operación de una central hidráulica de almacenamiento por bombeo híbrido, es decir, bombeo independiente del sistema eléctrico interconectado, minimizando los costos de operación de un parque generador sujeto a restricciones de operación de cada una de las centrales bajo diferentes niveles de penetración de ENRC. Al final del capítulo, se presenta la Nomenclatura de Funciones, Variables, Parámetros e Índices.

5.1. Diagrama de Solución del Modelo Propuesto

La solución propuesta (ver figura 5.1) contempla un modelo de optimización que minimiza el costo total de operación del SEN. Considera las características técnicas y operacionales como la demanda del sistema y datos de la barra infinita que separa eléctricamente el ex SING con el resto del SEN. Además, considera datos operacionales de centrales eólicas, solares fotovoltaicas, centrales térmicas y parámetros de la central PHS a simular.

La simulación se desarrollará con el software IBM ILOG CPLEX Optimization Studio V12.10.0 (IBM, 2021). Este software, permite construir modelos de forma muy eficiente para programación matemática, que nos posibilita abordar problemas de optimización complejos. El resultado de la simulación horaria entregará el Costo Total de Operación del sistema eléctrico simulado, Costos Marginales de las barras y despacho de generación horario.

Figura 5.1 Diagrama de Solución del Modelo Propuesto



Fuente: Elaboración propia.

5.2. Función Objetivo del Modelo

Como se ha señalado anteriormente, el sistema chileno es un sistema eléctrico que se opera de forma centralizada, y por tanto la función objetivo será minimizar el costo total o global de operación del sistema (J. Zhu, 2015), para lo cual como se ha señalado anteriormente se aplicará un modelo MILP que nos permite una convergencia al óptimo global en un número finito de iteraciones con la ventaja de poder incorporar restricciones complejas a las unidades generadoras del sistema a modelar.

El problema a resolver será comprobar si efectivamente el ingreso de unidades generadoras PHS disminuyen el costo de operación global del sistema, para un horizonte de operación diario (24 horas), considerando todas las restricciones de operación de las unidades y para un mismo escenario de demanda. El objetivo será minimizar los costos globales de operación.

La Función para un horizonte de tiempo definido (en nuestro caso 24 horas), se representa en la siguiente ecuación (5.1):

$$\text{Min } Z = \sum_{t=1}^{24} \left[\sum_{j=1}^{NG} C_{Op}(t, j) + \sum_{j=1}^{NG} C_{Partida}(t, j) + \sum_{j=1}^{NG} C_{Parada}(t, j) \right] \quad (5.1)$$

Donde:

$C_{Op}(t, j)$: Costo Total de Operación de la Unidad j en la hora t .

$C_{Partida}(t, j)$: Costo de Partida de la Unidad j en la hora t .

$C_{Parada}(t, j)$: Costo de Parada de la Unidad j en la hora t .

NG : Número de Generadores disponibles.

5.3. Balance de Generación y Demanda

La generación del sistema debe ser igual en todo momento a la demanda total del sistema eléctrico, garantizando de esta manera el balance de potencia generada y demanda durante todo el horizonte de evaluación.

Importante es señalar que, en el balance de energía, las Centrales Hidráulicas de Bombeo PHS, se comportan eléctricamente como un generador y/o como un motor cuando bombean en este modo utilizan energía de la red, lo que en nuestro modelo no tienen esa funcionalidad, sino que la restricción solo considera la condición en modo generador, ya que la energía que utilizará la central en modo bombeo, se alimentará directamente de una planta solar fotovoltaica y quedará absolutamente aislada del sistema eléctrico, cuya expresión se muestra en la ecuación (5.2).

$$\begin{aligned}
 P_{DTS}(t) = & \sum_{j=1}^{NG_T} P_{Térmica}(t, j) + \sum_{j=1}^{NG_E} P_{Eólica}(t, j) + \sum_{j=1}^{NG_{FV}} P_{FV}(t, j) \\
 & + \sum_{j=1}^{NG_{HP}} P_{HP}(t, j) + P_{g-PHS}(t) + P_{B-INF}(t) \quad t = 1, \dots, 24
 \end{aligned} \tag{5.2}$$

Donde:

NG_T , NG_E , NG_{FV} y NG_{HP} Representan el número de generadores térmicos, eólicos, solares e hidráulicos de pasada respectivamente.

$P_{DTS}(t)$: Demanda de potencia total del sistema (real efectiva) en la hora t. Dato de entrada.

$P_{Térmica}(t, j)$: Potencia que aporta la central térmica j en la hora t. Variable de decisión.

$P_{Eólica}(t, j)$: Potencia de generación de la central Eólica j en la hora t. Dato de entrada.

$P_{FV}(t, j)$: Potencia de generación de la central Solar FV j en la hora t. Dato de entrada.

$P_{HP}(t, j)$: Potencia de generación de la central hidráulica de pasada j en la hora t. Dato de entrada.

$P_{g-PHS}(t)$: Potencia de generación de la central PHS en la hora t. Variable de decisión.

$P_{B-INF}(t)$: Potencia barra infinita en la hora t, correspondiente a S/E Los Changos 220/500 kV. Dato de entrada.

Las componentes de potencia eólica, solar fotovoltaica e hidráulica de pasada, son datos de entrada y por lo tanto pueden resumirse en una nueva ecuación a partir de las siguientes simplificaciones:

$$P_{ERNC}(t) = \sum_{j=1}^{NG_E} P_{Eólica}(t, j) + \sum_{j=1}^{NG_{FV}} P_{FV}(t, j) + \sum_{j=1}^{NG_{HP}} P_{HP}(t, j) \quad t = 1, \dots, 24 \quad (5.3)$$

Nota: La ecuación (5.3) es un dato de entrada para la simulación, ya que sus valores están definidos por la operación real del día a simular. Este trabajo no considera el pronóstico de ERV.

$$P'_{DTS}(t) = P_{DTS}(t) + P_{B-INF}(t) - P_{ERNC}(t) \quad (5.4)$$

Por lo tanto, la ecuación 5.2 queda de la siguiente manera:

$$P'_{DTS}(t) = \sum_{j=1}^{NG} P_{Térmica}(t, j) + P_{g-PHS}(t) \quad t = 1, \dots, 24 \quad (5.5)$$

Donde:

$P'_{DTS}(t)$: Demanda neta real efectiva de potencia total del sistema en la hora t. Se genera a partir de los datos de entrada.

5.4. Modelación de la Central PHS

La modelación de la central PHS propuesta, se basa a partir de los autores (Patwal & Narang, 2020), (Xingying et al., 2011), (Hering et al., 2013), (W. Li et al., 2011) y (Jaramillo et al., 2011) que han modelado entre otros, la operación de largo, mediano y corto plazo *Unit Commitment* de la tecnología PHS bajo diferentes esquemas y métodos matemáticos. La restricción del tamaño del reservorio es de vital importancia para la operación intradiaria de plantas de reservorio pequeño (Steffen & Weber, 2016). Las ecuaciones que podemos representar en nuestro modelo son las siguientes:

Almacenamiento: Se plantea almacenar agua de mar en un reservorio superior emplazado sobre el farellón costero de la Región de Tarapacá del norte grande Chile, cuyo sistema de bombeo será alimentado por una central solar fotovoltaica independiente del sistema eléctrico. Esta condición permitirá la independencia operacional tanto del sistema de bombeo, como de la generación de la central PHS.

$$P_{b-PHS}^{min} \leq P_{b-PHS}(t) \leq P_{b-PHS}^{max} \quad (5.6)$$

Donde:

La variable t representa las horas del día, $t = 1, \dots, 24$.

$P_{b-PHS}(t)$: Potencia de bombeo de la central solar FV en la hora t . Dato de entrada.

P_{b-PHS}^{min} : Potencia de bombeo mínima de la central solar FV. Dato de entrada.

P_{b-PHS}^{max} : Potencia de bombeo máxima de la central solar FV. Dato de entrada.

Generación: Será una variable independiente de solución. Operacionalmente se podrá generar energía, dependiendo del nivel del embalse superior, que solo estará limitado por la capacidad de energía hidráulica almacenada y la disponibilidad de potencia de la central solar fotovoltaica para la estación de bombeo.

$$P_{g-PHS}^{min} \leq P_{g-PHS}(t) \leq P_{g-PHS}^{max} \quad (5.7)$$

Donde:

La variable t representa las horas del día, $t = 1, \dots, 24$.

$P_{g-PHS}(t)$: Potencia de generación central PHS en la hora t . Variable de decisión.

P_{g-PHS}^{min} : Potencia de generación mínima de la central PHS. Dato de entrada.

P_{g-PHS}^{max} : Potencia de generación máxima de la central PHS. Dato de entrada.

Costo de Generación de la central PHS: El costo variable de generación de la central PHS queda definido a través de un contrato financiero bilateral con la central solar fotovoltaica, cuyo valor será fijo en (USD/MWh).

$$CG_{PHS}(t) = CvG_{PHS} \cdot P_{g-PHS}(t) \quad (5.8)$$

Donde:

La variable t representa las horas del día, $t = 1, \dots, 24$.

$CG_{PHS}(t)$: Costo generación central PHS en la hora t . Valor en USD.

CvG_{PHS} : Costo variable de generación de la central PHS. Definido en un contrato bilateral financiero (PPA), con la central solar fotovoltaica. Dato de entrada.

Las condiciones de operación del modelo propuesto, tanto el modo de bombeo como el modo de generación, son independientes uno de otro. Mientras que en el modelo convencional o estándar de operación de una central PHS, no se puede generar y bombear a la vez, ya que se consume electricidad de bajo costo para bombear agua a un depósito superior y se genera cuando el precio de la energía es alto o la demanda aumenta (Arabkoohsar & Namib, 2021). Esta condición operacional de no simultaneidad los autores (Moreno et al., 2015), muestran que no es necesario la creación binaria para satisfacer la restricción de simultaneidad de la operación en el almacenamiento, ya que esta queda implícita en la eficiencia de los modos de generación y bombeo de una central PHS convencional.

5.5. Balance de Energía Almacenada

En nuestro modelo, el bombeo es independiente del sistema eléctrico y de la generación, de modo que el bombeo ha sido modelado como una expresión lineal, donde las variables son: ηb que representa los metros cúbicos de agua que se pueden bombear por unidad de energía (m^3/MWh) y ηg corresponde a una constante que representa la eficiencia de la turbina hidráulica, la aceleración de gravedad, la densidad del agua de mar y la altura de caída neta del agua (para el generador).

$$Vb(t) = \eta b \cdot P_{b-PHS}(t) \quad (5.9)$$

$$Vg(t) = \eta g \cdot P_{g-PHS}(t) \quad (5.10)$$

Donde:

$Vb(t)$: Volumen de agua almacenada en el embalse o reservorio superior.
Energía almacenada.

$Vg(t)$: Volumen de agua utilizado para la generación de energía eléctrica.

ηb : Constante de eficiencia del bombeo en (m^3/MWh).

ηg : Constante que representa la eficiencia de la turbina hidráulica, la aceleración de gravedad, la densidad del agua de mar y la altura de caída neta del agua.

$$Va(t) = Va(t-1) - Vg(t) + Vb(t) \quad (5.11)$$

$$Va(0) = Va^{ini} = Va(T) \quad \text{con } T = 24 \quad (5.12)$$

$$Va^{min} \leq Va(t) \leq Va^{max} \quad (5.13)$$

Donde:

$Va(t)$: Volumen de agua en la hora t. Variable de decisión del programa.

Va^{ini} : Nivel de volumen inicial del embalse. Dato de entrada.

Va^{min} : Representa la capacidad mínima del embalse (reservorio superior).
Dato de entrada, constante.

Va^{max} : Representan la capacidad máxima del embalse (reservorio superior).
Dato de entrada.

La ecuación (5.9) representa el agua bombeada al embalse superior por la central solar fotovoltaica. La ecuación (5.10) es el agua descargada para generación de energía eléctrica. La ecuación (5.11) es el balance del agua del embalse. La ecuación (5.12) inicializa el volumen de agua y fijan las condiciones de final de periodo, y (5.13) garantiza que el volumen almacenado esté dentro de los parámetros definidos.

5.6. Centrales de Energías Renovables Variables

Las energías renovables variables como la eólica y solar fotovoltaica, a marzo de 2020, alcanzan una potencia instalada del 20,3% de la matriz energética nacional, mientras que complementada con la hidráulica y geotérmica alcanzan el 49,2% del total instalado en el SEN (Informe Mensual Marzo | CEN, 2020). Sin duda los perfiles de generación de ambas tecnologías tienen un impacto mediático en la generación nacional, alcanzando un 14,6% en el mismo mes.

Comúnmente la proyección de energía generada de las centrales eólicas se obtiene a partir de la curva de potencia del aerogenerador (Cucó, 2017), y el perfil de la turbina eólica especificada por el fabricante. No obstante lo anterior, una forma común de construir los perfiles de generación, es la que se utiliza con mucha frecuencia en las unidades térmicas dadas sus características operacionales, que es la aproximación lineal por tramos (Palma et al., 2013), perfectamente aplicable a un aerogenerador.

Las plantas solares fotovoltaicas en Chile, utilizan un modelo predictivo simplificado, que corresponde a la potencia solar estimada, controlada por el ángulo de inclinación de los paneles, la superficie total de la planta, la eficiencia del panel solar (entregado por el fabricante) y la irradiancia que incide sobre los paneles, limitándose a un máximo y mínimo de potencia.

Existen a nivel mundial, muchos autores que nos hablan de métodos de predicción de demanda, no obstante (Gigoni et al., 2018), compara varias metodologías de pronóstico simples con otros sofisticados en 32 plantas solares fotovoltaicas de distintos tamaños y tecnologías durante un año, considerando condiciones climáticas y pronósticos meteorológicos para la predicción de la generación fotovoltaica.

Sin embargo, en nuestro sistema las predicciones son realizadas por las mismas centrales de generación de ERNC y validadas por el CEN, que en nuestro modelo, serán considerados como dato de entrada, ya que se pueden obtener del CEN (Programa Diario Generación | CEN, 2020). Estos datos serán parte de las ecuaciones presentadas en el balance de generación y demanda respectivamente.

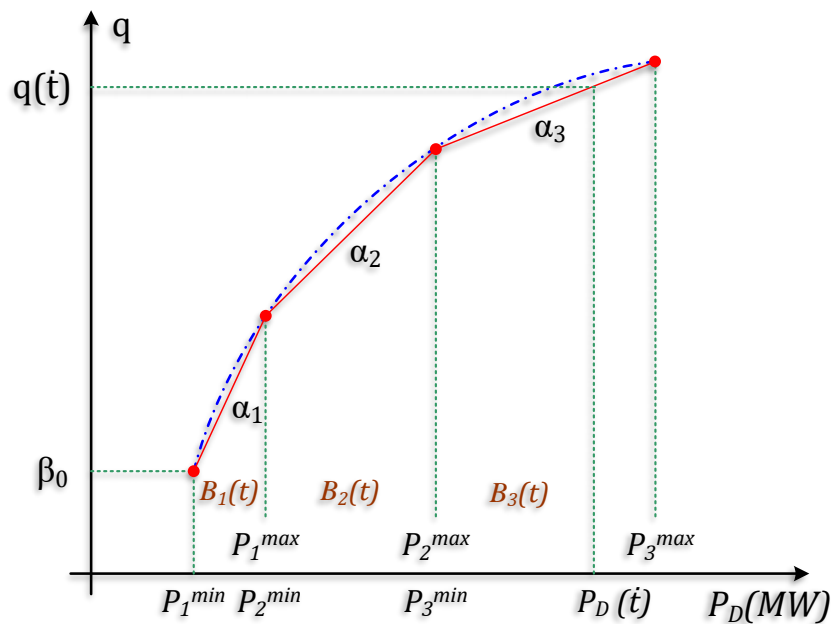
5.7. Centrales Térmicas

La modelación teórica que se utiliza normalmente para representar a las unidades térmicas de un sistema eléctrico, es la propuesta por el autor (Palma et al., 2013), quien aplica la aproximación lineal por tramos para representar el costo de generación de una central térmica, como el consumo específico de combustible por unidad de potencia, lo que se transforma en la relación costo por unidad de energía. Por lo general es representada por una función cuadrática (Djurovic, 2012) que modela el costo de generación en (USD/MWh), representada en la siguiente ecuación.

$$C_p(j,t) = c(j) + b(j) * P(j,t) + a(j) * P^2(j,t) \quad t = 1, \dots, 24 \quad (5.14)$$

A continuación, se muestra gráficamente una función típica de una central térmica.

Gráfico 5.1 Función de Costo Cóncava de un Generador Diésel.

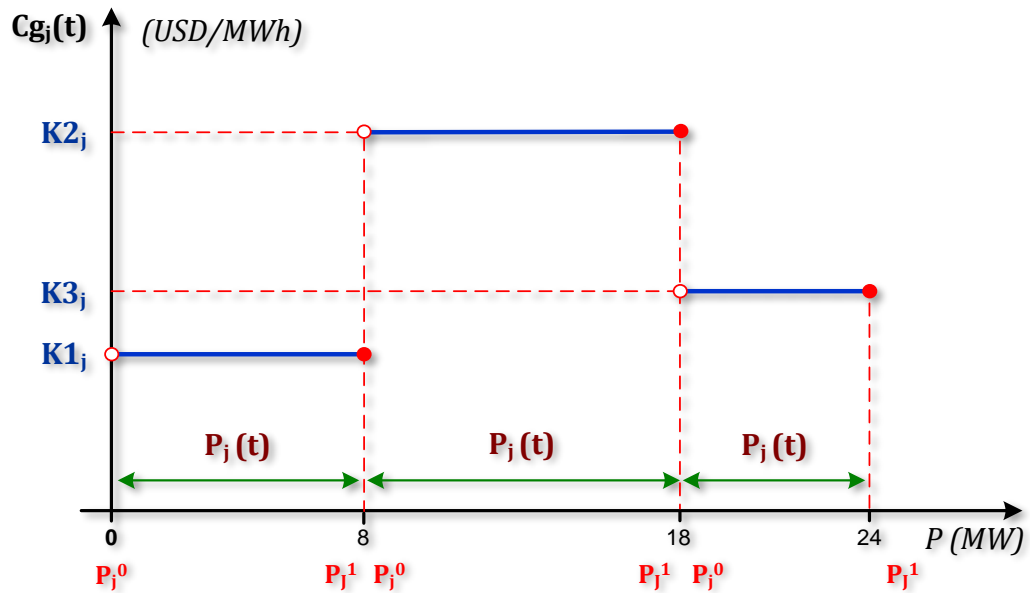


Fuente: Elaboración propia, extraída de (Palma et al., 2013).

No obstante, la realidad del Sistema Eléctrico Chileno difiere notablemente con la teoría. Los costos variables de generación están representados para todas sus unidades térmicas en tres escalones de precios, definidos para tres bloques horarios diarios, esto es bloque 1 de 00:00 a 08:00 hrs, bloque 2 de 08:00 a 18:00 hrs y el bloque 3 de 18:00 a 24:00 hrs respectivamente. La particularidad del modelo actual chileno, permite que, para cada bloque horario, la unidad generadora pueda tomar carga desde su mínimo técnico hasta su potencia nominal, permitiendo al sistema una metodología *sui generis* y contrario a la teoría clásica de despacho de carga, tal como se ha señalado al inicio de este punto.

Lo anterior, permite uniformizar la función de costos por tramos, que está definido como una función muy similar para cada una de las unidades generadoras que conforman el sistema, permitiendo poder determinar el costo de generación a partir de una solución matemática por tramos que describe correctamente los costos variables de generación horaria de cada unidad generadora.

Gráfico 5.2 Función de costo variable de generación real de un generador térmico del SEN de marzo de 2020.



Fuente: Elaboración propia, con datos obtenidos de (Programa Diario Generación | CEN, 2020).

La función del gráfico 5.2, puede representarse por tramos lineales de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 Cg_j(t) &= K1_j \cdot P_j(t), & t = 1, \dots, 8 \\
 Cg_j(t) &= K2_j \cdot P_j(t), & t = 9, \dots, 18 \\
 Cg_j(t) &= K3_j \cdot P_j(t), & t = 19, \dots, 24
 \end{aligned}
 \tag{5.15}$$

$$P_j^{\min} \leq P_j(t) \leq P_j^{\max}$$

Si por razones de asignación de carga, para optimización del costo global de operación, la unidad j debe tomar su potencia mínima, se deberá asumir como potencia mínima, la potencia de mínimo técnico, cuyo costo será K_{MT} .

Dónde:

- $Cg_j(t)$: Costo de generación de la central térmica j, en la hora t.
 $K1_j$: Costo de generación de la unidad j, para el tramo $0 < t \leq 8$.
 $K2_j$: Costo de generación de la unidad j, para el tramo $8 < t \leq 18$.
 $K3_j$: Costo de generación de la unidad j, para el tramo $18 < t \leq 24$.
 $P_j(t)$: Es la Potencia de salida de la unidad j en la hora t.
 P_j^{min} : Potencia mínima de la unidad j.
 P_j^{max} : Potencia máxima de la unidad j.
 NG_T : Número de generadores térmicos disponibles.
 K_{MT} : Costo de generación de mínimo técnico de la unidad j, operando a potencia de mínimo técnico para CPF. Para $0 < t \leq 24$ hrs.

La potencia entregada por el generador está dada por $P_{Térmica}(t)$, pero limitada por su potencia mínima y máxima respectivamente.

$$P_{Térmica}(t) = \sum_{j=1}^{NG_T} P_j(t), \quad \text{con } P_j^{min} \leq P_j(t) \leq P_j^{max} \quad t = 1, \dots, 24 \quad (5.16)$$

$$C_{Op}(t) = \sum_{j=1}^{NG_T} Cg_j(t) \cdot P_j(t) \quad t = 1, \dots, 24 \quad (5.17)$$

5.7.1. Costos de Partida de Generadores Térmicos

Los costos de partida del generador lo representa la variable $C_{Partida}$, mientras que el parámetro C_{fp} es el costo fijo de partida y el parámetro B_j^{g0} será la condición binaria del estado previo del generador para el inicio de la simulación, tomando el valor 1 si estaba en servicio, esto con el fin de poder definir los costos a partir de $t=1$ que es la hora donde se inicia la optimización, luego la variable binaria $B_j(t)$ se define cuando la simulación considera a la unidad j como despachada en la hora t, representada por 1. (Anexo Técnico Partida/ Detención Generadores | CNE, 2019).

La variable binaria $U_j(t)$, indica si la unidad j ha entrado en operación en la hora t .
 La variable binaria $D_j(t)$, indica si la unidad j se ha detenido en la hora t .

$$C_{Partida}(t) = \sum_{j=1}^{NG_T} Cfp_j \cdot U_j(t) \quad \text{para } t = 1, \dots, 24 \quad (5.18)$$

$$B_j(t) = 1, \quad \text{si, } P_j(t) > 0, \quad \text{siendo, } \dots P_j^{CPF}(t) \leq P_j(t) \leq P_j^{\max}(t)$$

$$B_j(t) = 0, \quad \text{si, } P_j(t) = 0$$

$B_j(t)$, variable binaria. Indica si la unidad j está en servicio o no en la hora t .

Dónde:

$C_{Partida}(t)$: Costo de Partida en la hora t .

Cfp_j : Costo fijo de partida unidad generadora j .

$B_j^{g^0}$: Condición binaria del estado previo del generador j , para el inicio de la simulación.

$B_j(t)$: Variable binaria. Es igual a 1 cuando la unidad j está en servicio o despachada (conectada) en la hora t respectiva. Es igual a “cero” cuando la unidad j está desconectada en la hora t .

Para modelizar el encendido y apagado de las unidades generadoras se deben coordinar las variables de estado, $B_j(t)$, con las variables indicadoras de encendido, $U_j(t)$, y con las variables de apagado $D_j(t)$. La ecuación 5.19 asegura que si una unidad no cambia de estado $B_j(t)$ es igual a $B_j(t-1)$, ya sea encendida o apagada), las variables indicadoras de encendido y apagado están forzadas a ser cero. En cambio, si la unidad pasa de apagado a encendido $B_j(t) - B_j(t-1)$ será igual a 1. Para que se cumpla la ecuación solo $U_j(t)$ puede tomar el valor 1 y balancear la ecuación. De forma similar, si la unidad pasa de estar en funcionamiento a apagada, $[B_j(t) - B_j(t-1)]$ será igual a -1 forzando a la variable $D_j(t)$ a tomar el valor 1 para balancear la ecuación:

$$B_j(t) - B_j(t-1) - U_j(t) + D_j(t) = 0 \quad j = 1, \dots, NG \quad \text{y} \quad t = 1, \dots, 24 \quad (5.19)$$

t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Estado			X	X	X	X	X				X	X				
B _j (t)	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0
U _j (t)	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
D _j (t)	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0

Por otra parte, debemos asegurar que las unidades no arranquen y detengan su operación en un mismo periodo:

$$U_j(t) + D_j(t) \leq 1 \quad j = 1, \dots, NG \quad \text{y} \quad t = 1, \dots, 24 \quad (5.20)$$

Dónde:

$U_j(t)$: Variable que indica si la unidad j ha entrado en operación en la hora t.

$D_j(t)$: Indica si la unidad j se ha detenido en la hora t.

La vinculación entre la variable generación y las variables de estado se definen en la siguiente restricción, donde la variable generación podrá tomar cualquier valor entre P_j^{min} y P_j^{max} si la variable de estado B_j(t) toma el valor 1. En caso contrario, la generación deberá ser cero:

$$B_j(t)P_j^{min} \leq P_j(t) \leq P_j^{max} B_j(t) \quad (5.21)$$

5.7.2. Costos Detención de Generadores Térmicos

El proceso de detención de una unidad generadora es aquel que permite que la unidad deje de entregar energía al sistema, partiendo del punto de operación a Mínimo Técnico hasta quedar en estado apagado.

En el caso de unidades térmicas, corresponde al proceso que permite que la unidad deje de entregar energía al sistema y alcance los distintos estados definidos por la Empresa Generadora, hasta llegar a detener por completo los procesos térmicos y alcanzar su estado apagado (Anexo Técnico Partida/ Detención Generadores | CNE, 2019).

En la simulación, sólo se requiere sumar el costo de detención al costo total de operación, ya que es una función determinada cuando la variable $D_j(t)$ es igual a cero en el proceso de simulación.

$$C_{\text{Detención}_j}(t) = \sum_{j=1}^{NG} D_j(t) \cdot Cfd_j(t) \quad t = 1, \dots, 24 \quad (5.22)$$

5.7.3. Operación de Unidades Térmicas GNL en Modo Inflexible

La operación de unidades generadoras que utilizan como combustible primario el Gas Natural Licuado Regasificado, está regido por la “Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado” vigente de junio de 2019 (NTPCO Unidades GNL Regasificado | CNE, 2019), cuyos objetivos son establecer las exigencias de información, procedimientos, metodologías, mecanismos y condiciones de aplicación que resulten necesarias para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL Regasificado.

Las disposiciones de la Norma Técnica indicada, se aplicará a toda Empresa Generadora que opera con GNL. Se entenderá por Empresa Generadora GNL aquella definida en el Artículo 1-3, numeral 4 de esta normativa. Se aplicarán también al Coordinador, en particular en lo relativo a la programación y coordinación de la operación de las Unidades GNL.

Sobre la programación de la operación de Unidades GNL, se deberán considerar todas las restricciones operacionales asociadas al suministro del insumo, tales como capacidad de regasificación y transporte, entre otros. Dado lo anterior la Norma define la “Condición de Suministro”, que señala que para cada volumen de GNL, las Empresas Generadoras GNL deberán declarar la condición de flexibilidad o inflexibilidad respecto a su utilización en la Ventana de Información indicada por la norma, la que deberá estar debidamente justificada ante el Coordinador, sobre la base de sus acuerdos de suministro, restricciones operacionales y/o condiciones comerciales, acompañando todos los antecedentes que permitan acreditar dicha condición.

La Normativa define que un volumen tiene condición de **inflexibilidad** si éste no puede ser destinado a un uso distinto como es generar energía eléctrica para el Sistema Eléctrico Nacional en la Ventana de Información indicada por la norma, sin causar un perjuicio económico relevante a la Empresa Generadora GNL calificado como tal por la misma. El perjuicio debe ser determinado comparando la utilización del GNL en condición inflexible versus la mejor alternativa para el mismo. La utilización del volumen declarado como inflexible no debe corresponder al resultado de una optimización de la posición comercial de la empresa que lo declarara en el mercado de transferencia de energía y potencia.

Asimismo, la Empresa GNL deberá demostrar ante el Coordinador que realizó sus mejores esfuerzos para evitar o minimizar el volumen declarado en condición **inflexible** ya sea modificando las condiciones contractuales, búsqueda de alternativas de ventas, capacidad almacenamiento o cualquier otra acción que permita este objetivo. Todo volumen que no cumpla con la condición anterior se deberá informar como un volumen en condición de suministro flexible.

Si bien es cierto, existe esta normativa para la generación con GNL, importante y más relevante será el efecto económico sobre el costo global de generación cuando una unidad generadora de GNL es declarada con generación **inflexible**, es decir cuando se encuentren operando con un volumen en condición de suministro inflexible, deberán ser consideradas para efectos del cálculo del costo marginal del sistema con un costo variable total igual a cero. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador Eléctrico Nacional, deberá optimizar la programación de la operación de dichas unidades de manera de minimizar el costo total de operación y falla del sistema eléctrico durante el correspondiente período. Las inyecciones de energía de las Unidades GNL serán valorizadas al costo marginal del sistema, no recibiendo otra remuneración por concepto de energía inyectada al sistema, sin perjuicio de las remuneraciones que pueda recibir por potencia y servicios complementarios.

Dicho lo anterior, y realizadas las consultas al coordinador eléctrico nacional, estas unidades son despachadas según la operación real del sistema, considerando el volumen de GNL disponible, y su capacidad de energía asociada para generar, con su costo variable de generación igual a “cero”, es decir de igual tratamiento que una unidad de ERV. La asignación de carga será parte de valores preestablecidos según la programación diaria del Coordinador, para lo cual, en nuestro modelo, será un dato conocido previamente.

Por último, en caso de que existan Unidades GNL con un volumen en condición de suministro inflexible, con otras unidades generadoras de costo variable cero, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador en la operación real a prorrata de la potencia instalada de dichas unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas.

Si tenemos el caso de un volumen en condición de suministro flexible, el Coordinador deberá optimizar la generación de dicha unidad considerando su costo variable de generación dentro de la ventana de información, de manera de minimizar el costo total de operación y falla del sistema eléctrico durante el horizonte de programación de la operación. (Ver Anexo N°2 subsección 2.10).

5.8. Requerimientos de Reserva

En un sistema eléctrico, las reservas son requeridas para responder en el caso que exista alguna contingencia que puede deberse a variaciones bruscas de carga, como también por fallas transitorias de corto tiempo en el sistema de transmisión y equipos primarios y complementarios, fallas intempestivas de unidades generadoras, y otros eventos operacionales que se presentan por la dinámica operacional normal del sistema eléctrico, como variaciones de baja y sobre frecuencia del sistema. Por estas razones es que los sistemas eléctricos deben programar montos mínimos de reserva en cada periodo, el cual se determina según la norma técnica (NTSyCS | CNE, 2020), cuyo valor será cubierto por subasta de servicios complementarios, que en nuestra simulación es un dato conocido y definido por el coordinador, asignando los respectivos valores a las unidades ganadoras en la subasta. Se debe entender que la suma de todos los aportes de los generadores que brindan el control primario de frecuencia CPF bajo subasta de SSCC conectados al sistema, deberían responder satisfactoriamente a los requerimientos del sistema eléctrico.

Si bien es cierto, los servicios complementarios SSCC, entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2020 (RE N°786 Exenta, 2019), durante el desarrollo de este trabajo de investigación, no existe contundencia suficiente de información del funcionamiento de la aplicación de estas disposiciones legales, es más en abril de 2020 fueron publicadas en su segunda versión las (Subastas de Control de Frecuencia | CEN, 2020).

Por lo tanto, se ha considerado (Art. 1-7 de la NTSyCS, numeral 78) (NTSyCS | CNE, 2020) mantener la regulación de frecuencia como el aporte fijo de todos los generadores que estén en servicio durante el periodo de evaluación, quedando de esta manera establecida su reserva primaria para el control de frecuencia²⁰.

Esta opción además, se ve respaldada ya que existen unidades generadoras térmicas que poseen sistemas BESS que utilizan como reserva primaria, permitiéndoles operar a máxima potencia neta cuando así son requeridas por el coordinador (Compensadores Activos | CEN, 2021).

5.9. Cálculo del CMg de Barras

El cálculo del CMg del sistema será determinado a partir de la unidad generadora de mayor coste de generación considerada en el despacho en la hora t (Dirección de Peajes | CDEC-SING, 2008).

Para referenciar este CMg a alguna barra del sistema, sólo basta con multiplicar el factor de pérdidas (fp) por el CMg del sistema, que es definido por el Coordinador Eléctrico Nacional.

A modo de ejemplo el fp de la barra S/E Crucero para el día 23 de marzo de 2020, para el bloque 1 fue 1,161, para el bloque 2 fue 0,937 y para el bloque 3 fue 1,112.

$$C(t) = \text{Máx}_j Cg(t) \quad \text{con } j = 1, \dots, NG \quad \text{y } t = 1, \dots, 24 \quad (5.23)$$

Donde:

$C(t)$: Coste Marginal del sistema en la hora t , en (USD/MWh).

²⁰ Reserva en Giro: Margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima del conjunto de unidades generadoras sincrónicas en operación que pueden aportar y sostener un aumento brusco de la demanda o reducción brusca de la generación. La Reserva en Giro del sistema incluye el aporte que pueden hacer los Equipos de Compensación de Energía Activa.

- $Cg_j(t)$: Coste de generación de la unidad térmica j, en la hora t.
 fp : Factor de pérdidas para barras del sistema.
 $CMg Barra_k$: Coste Marginal barra k, en (USD/MWh).

$$\begin{aligned} CMg Barra_k(t) &= fp1_k \cdot C(t), \quad t = 1, \dots, 8 \quad y \quad k = 1, \dots, 58 \\ CMg Barra_k(t) &= fp2_k \cdot C(t), \quad t = 9, \dots, 18 \quad y \quad k = 1, \dots, 58 \\ CMg Barra_k(t) &= fp3_k \cdot C(t), \quad t = 19, \dots, 24 \quad y \quad k = 1, \dots, 58 \end{aligned} \quad (5.24)$$

Dónde:

$CMg Barra_k(t)$: Es el costo marginal en la barra k a la hora t.

- $fp1_k$: Factor de penalización barra k, para el tramo $0 < t \leq 8$.
 $fp2_k$: Factor de penalización barra k, para el tramo $8 < t \leq 18$.
 $fp3_k$: Factor de penalización barra k, para el tramo $18 < t \leq 24$.
 $C(t)$: Costo marginal del sistema en la hora t.

5.10. Nomenclatura de Funciones, Variables, Parámetros e Índices

Índices

- t : Índice asociado a las 24 horas del día.
j : Índice asociado a cada unidad generadora.
NG : Número de generadores térmicos
k : Número de barras. En total son 58 barras.

Funciones

- $C_j^{Partida}$: Costo de partida unidades térmicas. (USD).
 C_j^{Op} : Costo de operación del generador. (USD).
 C_j^{Parada} : Costo de parada o detención del generador. (USD).
 $P_{DTS}(t)$: Demanda real efectiva de potencia total del sistema. (MW).
 $P'_{DTS}(t)$: Demanda real efectiva menos la potencia aportada por las ERNC. (MW).

- $C_g(j,t)$: Costo de generación de la central térmica j , en la hora t . (USD).
 $CMg(t)$: Costo Marginal del Sistema en la hora t . (USD/MWh).
 $CMg \text{ Barra}_k$: Costo Marginal barra k . (USD/MWh).
 CG_{PHS} : Costo generación PHS. (USD).

Variables

- $P_j(t)$: Potencia entregada por el generador j en la hora t .
 $P_{Térmica}(t,j)$: Potencia que aporta la unidad generadora térmica j en la hora t .
 P_{g-PHS} : Potencia generada central PHS. Variable de decisión.
 $V_b(t)$: Volumen de agua almacenada en el embalse.
 $V_g(t)$: Volumen de agua generado de energía eléctrica.
 $V_a(t)$: Volumen de agua en el embalse superior de la central PHS.
 ReS : Aporte para la reserva secundaria de la unidad generadora.
 $B(j,t)$: Variable que indica el estado de la unidad j en la hora t .
 $U(j,t)$: Variable que indica si la unidad j ha entrado en operación en la hora t .
 $D(j,t)$: Indica si la unidad j se ha detenido en la hora t .

Parámetros

- $K1j$: Costo variable de generación de la unidad j , para el tramo $0 < t \leq 8$.
 $K2j$: Costo variable de generación de la unidad j , para el tramo $8 < t \leq 18$.
 $K3j$: Costo variable de generación de la unidad j , para el tramo $18 < t \leq 24$.
 K_{MT} : Costo de generación de mínimo técnico de la unidad j , operando a potencia de mínimo técnico para CPF.
 P_j^{\min} : Potencia mínima de la unidad térmica j .
 P_j^{\max} : Potencia máxima de la unidad térmica j .
 $P_{Eólica}(t,j)$: Potencia de la central eólica j a la hora t .
 $P_{Solar}(t,j)$: Potencia de la central solar fotovoltaica j a la hora t .
 P_{b-PHS} : Potencia bombeada para almacenamiento.
 $P_{HP}(t,j)$: Potencia de la central hidráulica de pasada j a la hora t .

- $P_{g\text{-PHS}}(j)$: Potencia de la central hidráulica de almacenamiento por bombeo a la hora t .
- $P_{\text{ERN}}(t)$: Potencia de la central eólica j a la hora t .
- $P_{g\text{-PHS}}^{\min}$: Potencia de generación mínima de la central PHS.
- $P_{g\text{-PHS}}^{\max}$: Potencia de generación máxima de la central PHS.
- $P_{b\text{-PHS}}^{\min}$: Potencia de bombeo mínima de almacenamiento de la central PHS.
- $P_{b\text{-PHS}}^{\max}$: Potencia de bombeo máximo de almacenamiento de la central PHS.
- B_j^{g0} : Condición binaria del estado previo del generador j , para el inicio de la simulación.
- C_{vGPHS} : Costo variable de generación PHS en (USD/MWh). Contrato financiero con planta Solar Fotovoltaica.
- η_b : Eficiencia de bombeo de la central PHS en (m^3/MWh).
- η_g : Eficiencia de generación de la central PHS.
- V_a^{\max} : Capacidad máxima del embalse superior de la central PHS.
- V_a^{\min} : Capacidad mínima del embalse superior de la central PHS.
- V_a^{ini} : Volumen inicial de agua del embalse superior de la central PHS.
- C_{fp} : Costo fijo de partida unidad térmica j .
- ReS^{\max} : Aporte máximo para reserva secundaria de la central.
- $ReTp(j)$: Reserva total primaria, del sistema generador j .
- $ReP(j)$: Reserva primaria del generador j .
- $ReS(t,j)$: Reserva secundaria del generador j en la hora t .
- $ReTs(j)$: Reserva total secundaria, del sistema generador j .
- fp : Factor de pérdidas para barras del sistema.

CAPÍTULO VI

6. SIMULACIÓN DEL MODELO

6.1. Simulación

La simulación del modelo se definió aplicarlo al ex Sistema Interconectado del Norte Grande, SING, que hoy es parte del Sistema Eléctrico Nacional, SEN, cuyas características técnicas y operacionales, tanto de los generadores, líneas de transmisión, subestaciones y equipos complementarios, fueron obtenidas a partir de la información disponible en la WEB del Coordinador Eléctrico Nacional (Infotécnica | CEN, 2020).

La simulación matemática del modelo fue desarrollada con la aplicación del software ILOG CPLEX 12.10.0 de IBM, según lo planteado en el Capítulo anterior.

La simulación considera a este subsistema con todas sus características técnicas de las unidades generadoras para la realización de la simulación de despacho de carga, considerando la operación *on-off* de una Central Hidroeléctrica con Almacenamiento por Bombeo, PHS, contemplada en un despacho hidrotérmico. El resto del Sistema Eléctrico Nacional fue considerado como una barra infinita, definida en S/E Los Changos 2ª Región de Antofagasta, en el nivel de 220 kV, ya que esta S/E es la que marca en el nivel de 500 kV el punto de Interconexión con S/E Cumbres, dando origen al Sistema Eléctrico Nacional, es decir la interconexión entre los ex sistemas interconectados SING y SIC respectivamente. Los datos considerados para esta barra infinita fueron obtenidos de igual forma desde la página WEB del Coordinador, considerando particularmente nivel de transferencia de potencia horaria y sus respectivos Costos Marginales horarios (Potencia Transitada Sistema Transmisión | CEN, 2020), (CMg Real SEN | CEN, 2020).

La simulación fue concebida para un periodo de 24 horas de operación, ya que la programación de corto plazo que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional, tiene un horizonte de 24 horas (Programa Diario Generación | CEN, 2021). Una de las tendencias más generalizadas es la programación semanal, que sin duda permite visualizar de mejor manera el comportamiento de una planificación de corto plazo de la generación de un sistema eléctrico. Sin embargo, en nuestro caso, no es necesario programar para una semana, ya que el resultado no cambiará la condición óptima de solución. Lo anterior particularmente porque la demanda máxima diaria del SEN en el mes de marzo de 2020, presenta una variación promedio de los máximos del 0,98%, mientras que para la semana del lunes 23 al domingo 29 su variación promedio de los máximos fue de 0,11% (Demanda Sistémica Real SEN | CEN, 2020). También tenemos otro dato a considerar que es la capacidad instalada del SEN, que presenta una ratio de 2,4 veces sobre la demanda máxima, lo que en términos prácticos permite tener una alta seguridad de suministro (Capacidad y Generación de Energía | CEN, 2021).

Puede existir variación importante en el despacho de generación, cuando existe mantención mayor de varias unidades generadoras, pero que además sean del grupo de generación base del sistema, aun así, las asignaciones de despacho entre los generadores por orden de mérito no presentan diferencias notables de costo variable de generación (Costos Variables Generación SEN | CEN, 2021). Esto incide marginalmente sobre el costo total de operación del sistema (CMg Real SEN | CEN, 2021). En el mismo sentido, la variabilidad hidrológica del sistema durante una semana, también presenta variaciones marginales a no ser que se analice un escenario de alta generación hidráulica producto de lluvias inusuales. El objetivo de la simulación, busca evaluar la inyección de energía hidráulica de una central PHS y su impacto en el costo total de operación del sistema. Bajo estas consideraciones el periodo definido de simulación, nos permite obtener resultados absolutamente válidos y comparables con los efectivamente entregados en la operación real del SEN (Programas de Operación | CEN, 2021), (Programa Diario Generación | CEN, 2021).

6.2. Datos de Entrada Operacionales

La elección del día a simular, fue definido después de una revisión detallada de varios días de operación del SEN (Operación Real | CEN, 2020). Teóricamente para representar adecuadamente la demanda, se generan perfiles típicos de potencia media horaria, de acuerdo con los tipos de clientes para cada día definido, los cuales son: lunes, trabajo (martes a viernes), sábado y domingo. Estos perfiles se determinan en base a las demandas horarias reales del año anterior, para cada mes y día tipo, para cada barra de consumo modelada, con la finalidad de representar la distribución espacial y temporal de la demanda proyectada (Proyección Demanda Eléctrica | CEN, 2019).

Al analizar cuatro días tipo de trabajo del mes de marzo, y dado la característica que presentan los días lunes que se distingue de los otros días de trabajo principalmente debido a la diferencia que existe en las horas de la madrugada. Además, ese día tuvo que operar “Inflexible” la central Kelar emplazada en Mejillones, lo que, desde el punto de vista del análisis operacional, nos permitiría simular este tipo de consideración. Al respecto, se debe entender que, según el reglamento, las inyecciones de energía de las unidades GNL, son valorizadas al costo marginal del sistema, más las remuneraciones que pueda recibir por potencia y servicios complementarios (NTPCO Unidades GNL Regasificado | CNE, 2019). Estas características operacionales presentadas por este lunes fue la decisión de tomarlo como ejemplo para la simulación.

Los parámetros de entrada necesarios para realizar la simulación del modelo propuesto fueron obtenidos de la operación real del día 23 de marzo de 2020 (Operación Real | Coordinador Eléctrico Nacional, 2020).

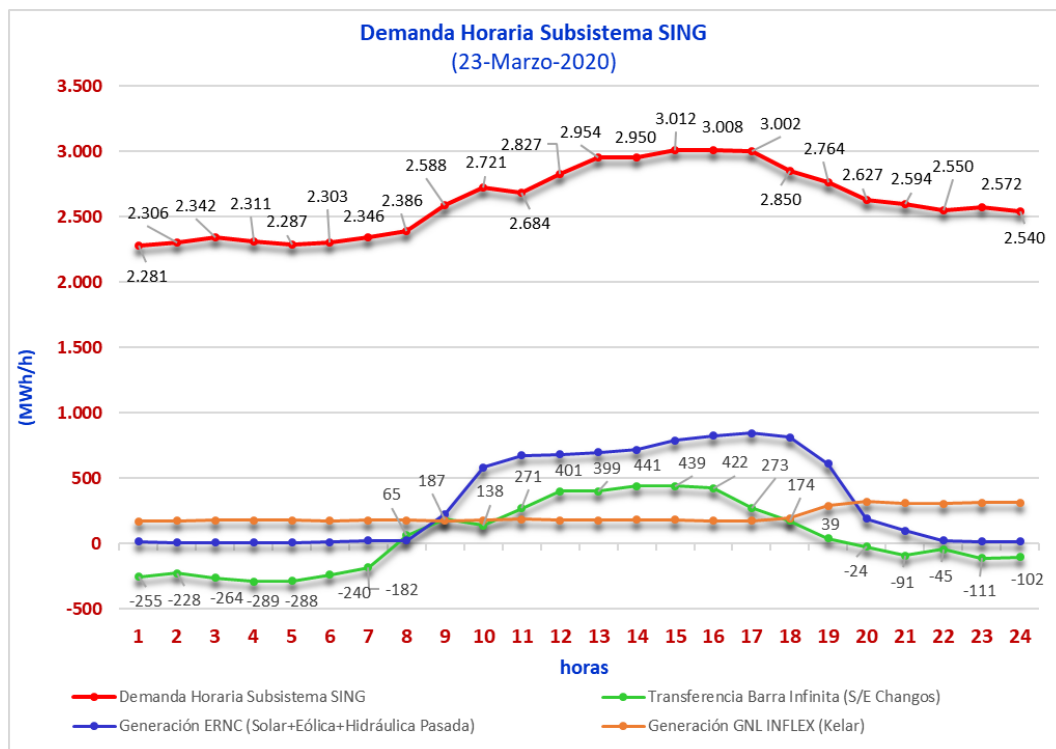
La demanda real del subsistema norte ex SING, generación de las unidades de ERNC (eólico y solar), operación inflexible de unidades generadoras de GNL, costos variables de generación, costos marginales asociados a unidades generadoras y subestaciones e información técnica de unidades generadoras (Infotécnica Centrales Generadoras | CEN, 2022).

Para mayor abundamiento, la estación de bombeo de la central PHS, se ha considerado un rendimiento hidráulico de la bomba de 0,95, rendimiento volumétrico de 0,97 y rendimiento del grupo motor-bomba de 0,94%, que en su conjunto alcanza una eficiencia del orden de 86,66% (Ingemecánica, 2020).

6.2.1. Demanda de Energía Eléctrica Subsistema Ex SING

Se consideró la demanda real del día 23 de marzo de 2020. Esta demanda queda representada por la generación de las unidades que pertenecen a este subsistema sumando o restando según la dirección del flujo de potencia en la barra infinita (Potencia Transitada Sistema Transmisión | CEN, 2020), definida como S/E Los Changos en nivel de 220 kV respectivamente.

Gráfico 6.1 Demanda real día 23 de marzo de 2020. Corresponde a la generación real de las unidades generadoras del subsistema SING.

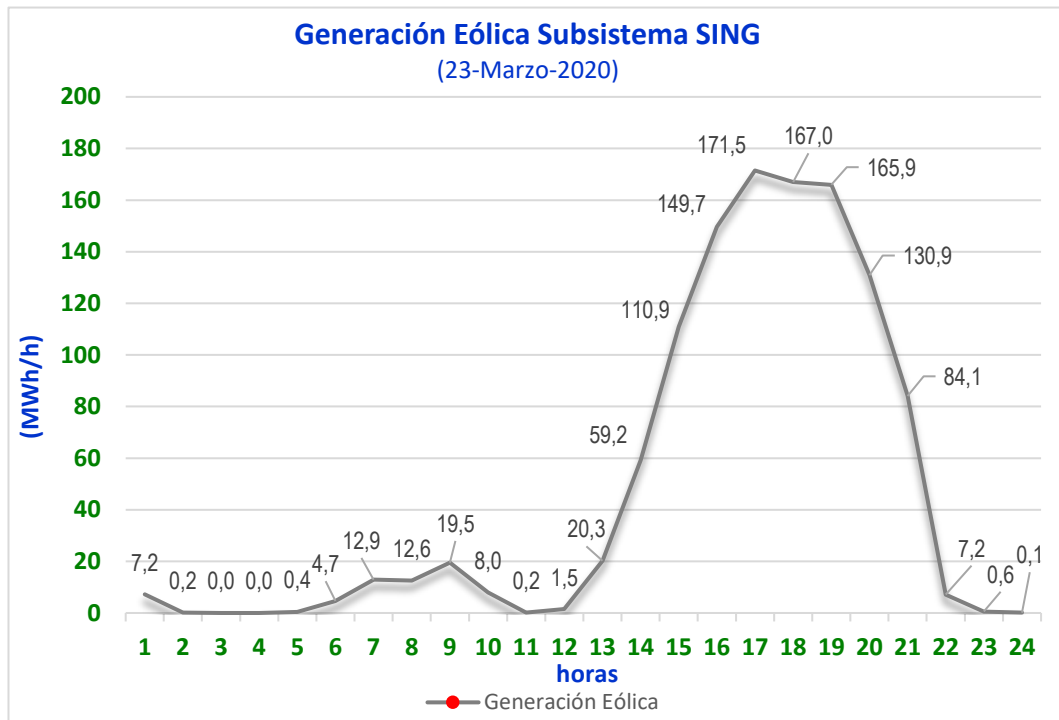


Fuente: Elaboración propia, con datos obtenidos del Coordinador Eléctrico Nacional. (Demanda Real SEN | CEN, 2020), (Datos Simulación ex SING | CEN, 2021).

6.2.2. Perfil de Potencia Horaria Eólica

El perfil de potencia horaria eólica fue considerado como la generación real de las centrales eólicas correspondiente del día 23 de marzo de 2020, quedando definida su operación, respecto de la demanda del subsistema SING. Los datos de energía eólica utilizados corresponden a la central Valle de los Vientos y Parque Eólico Sierra Gorda Este, ambas instalaciones del grupo Enel Green Power, ubicada en la Región de Antofagasta, provincia El Loa, comuna de Calama (Infotécnica Centrales Generadoras | CEN, 2022), (Generación Real | CEN, 2020).

Gráfico 6.2 Potencia de generación eólica real día 23 de marzo de 2020, del subsistema SING.



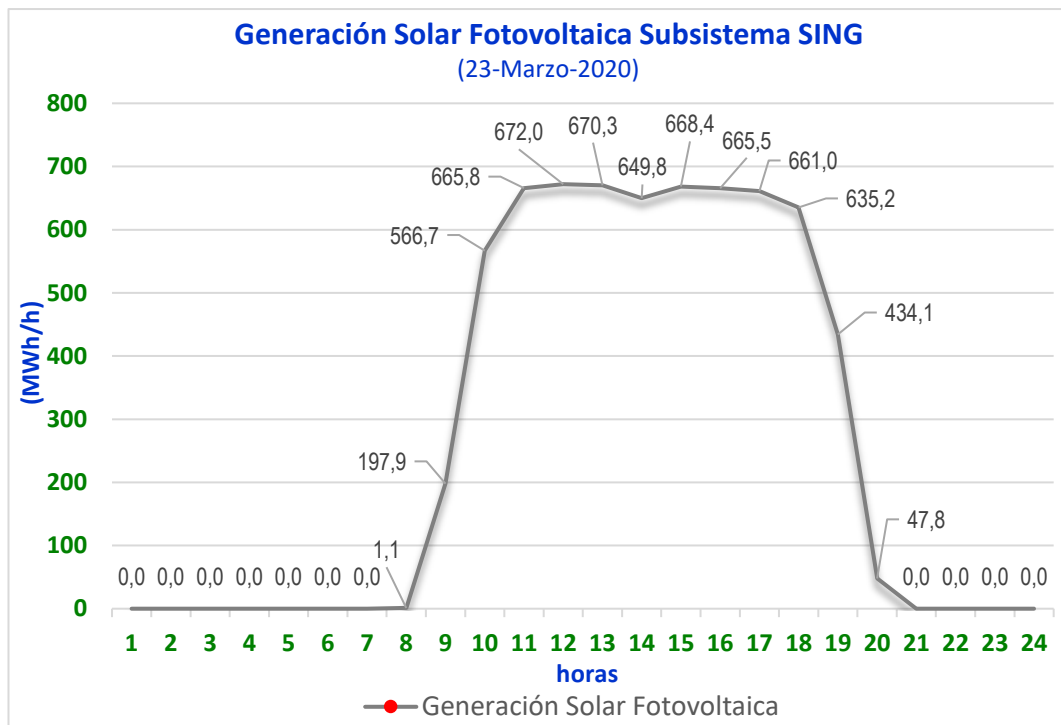
Fuente: Elaboración propia, con datos obtenidos del Coordinador Eléctrico Nacional. (Generación Real | CEN, 2020), (Datos Simulación ex SING | CEN, 2021).

6.2.3. Perfil de Potencia Horaria Solar Fotovoltaica

El perfil de potencia horaria solar fotovoltaica fue considerado como la generación real de todas las centrales solares fotovoltaicas emplazadas en este subsistema, correspondiente al día 23 de marzo de 2020, quedando definida su operación, respecto de la demanda del subsistema SING.

Los datos de energía generada corresponden a las Centrales: Solar El Águila I, Parque Solar Pampa Camarones, Los Puquios, PMGD Pica, FV La Granja Solar, Andes Solar, Cerro Dominador PV, Parque Solar Finis Terrae, PAS1, PAS2, PAS3, La Huayca II, Uribe Solar, María Elena FV, FV Bolero, Solar Jama 1 y 2, PV Puerto Seco Solar, PMGD Bellavista 1 y Huatacondo (Infotécnica Centrales Generadoras | CEN, 2022), (Generación Real | CEN, 2020).

Gráfico 6.3 Potencia de generación solar fotovoltaica real día 23 de marzo de 2020, del subsistema SING.

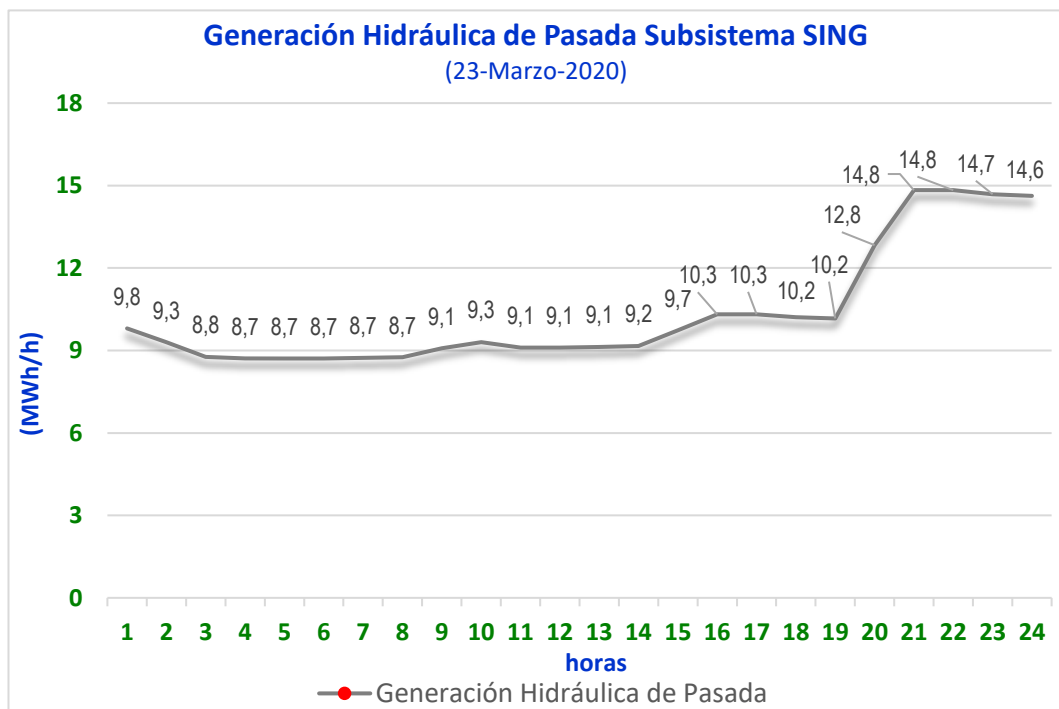


Fuente: Elaboración propia, con datos obtenidos del Coordinador Eléctrico Nacional. (Generación Real | CEN, 2020), (Datos Simulación ex SING | CEN, 2021).

6.2.4. Perfil de Potencia Horaria Centrales Hidráulicas de Pasada

El perfil de potencia horaria de las centrales hidráulicas de pasada con que cuenta este subsistema SING, fue considerado como la generación real de todas las centrales de estas características técnicas emplazadas en este subsistema, correspondiente al día 23 de marzo de 2020, quedando definida su operación, respecto de la demanda del subsistema SING. Los datos de energía generada corresponden a las siguientes centrales hidráulicas de pasada: HP Chapiquiña, PMGD HP Santa Rosa, PMGD HP El Toro N°2, PMGD HP Alto Hospicio, PMGD HP Cavanca (Infotécnica Centrales Generadoras | CEN, 2022), (Generación Real | CEN, 2020).

Gráfico 6.4 Potencia de generación hidráulica de pasada real día 23 de marzo de 2020, del subsistema SING.



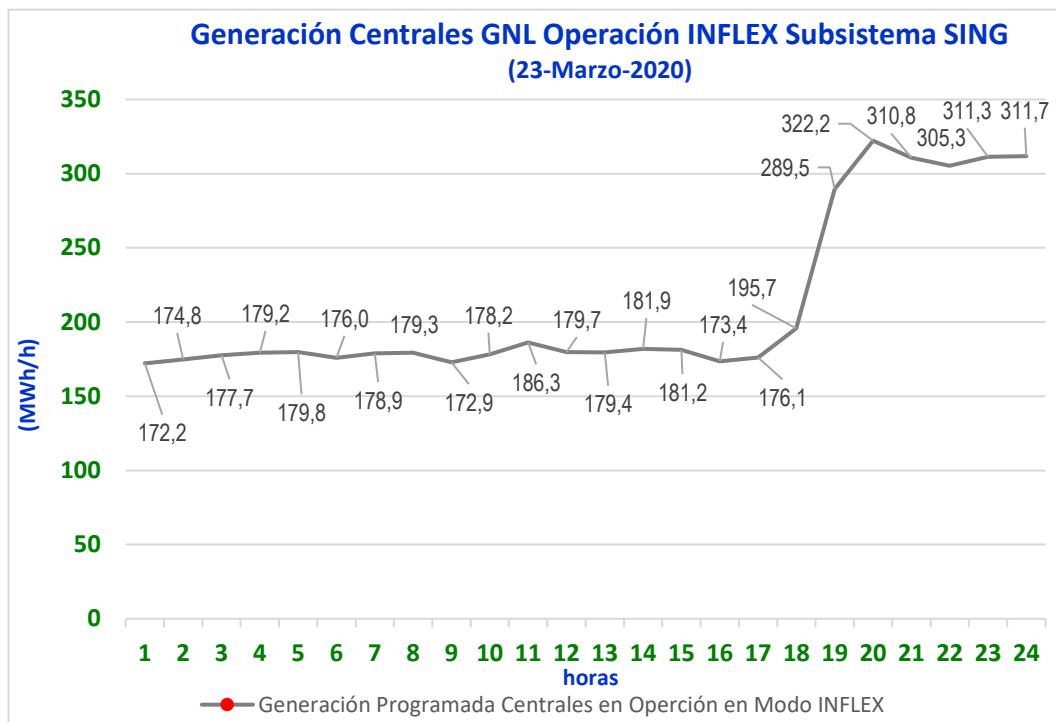
Fuente: Elaboración propia, con datos obtenidos del Coordinador Eléctrico Nacional. (Generación Real | CEN, 2020), (Datos Simulación ex SING | CEN, 2021).

6.2.5. Potencia de Generación Horaria Unidades GNL en Operación Inflex

El perfil de potencia horaria de las centrales térmicas de GNL que se encuentran en modo de operación INFLEX, que podemos definir cuando cualquier empresa generadora con GNL declara ante el Coordinador esta condición de suministro inflexible, el coordinador deberá utilizar el volumen declarado dentro de la Ventana de Información para la generación de energía eléctrica, conforme lo indicado en los incisos siguientes. Por otra parte, las unidades GNL que se encuentren operando bajo esta condición, deberán asignarles un costo variable de generación igual a cero, no obstante, el Coordinador deberá optimizar la programación de la operación de estas unidades siempre considerando minimizar el costo total de operación y falla del sistema eléctrico nacional, durante el correspondiente período.

Adicionalmente las inyecciones de energía de las Unidades GNL serán valorizadas al costo marginal del sistema, no pudiendo optar a otra remuneración por concepto de energía inyectada al sistema, sin perjuicio de las remuneraciones que pueda recibir por potencia y servicios complementarios. Cuando operan unidades GNL, con otras unidades generadoras de costo variable cero, y el sistema no permite colocación de potencia para todas ellas, la generación de cada una deberá ser ajustada a la operación real, a prorrata de la potencia instalada de las unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, según características técnicas de las instalaciones y limitaciones operativas. En nuestra simulación se considera en operación INFLEX la central Kelar, según programa de operación. (NTPCO Unidades GNL Regasificado | CNE, 2019), (Infotécnica Centrales Generadoras | CEN, 2022), (Generación Real | CEN, 2020).

Gráfico 6.5 Potencia de generación GNL INFLEX día 23 de marzo de 2020, del subsistema SING.



Fuente: Elaboración propia, con datos obtenidos del Coordinador Eléctrico Nacional. (Generación Real | CEN, 2020), (Datos Simulación ex SING | CEN, 2021).

6.3. Parque Generador Térmico del Subsistema Simulado

El parque de generación térmica que dispone el ex - SING, lo conforman unidades de energía primaria como carbón, petróleo – diésel, gas natural o combustible mixto, cuya conversión se lleva a cabo a través de un ciclo termodinámico de agua – vapor (Generadoras de Chile | Energía Térmica, 2021).

Las unidades térmicas consideradas en la simulación, corresponde al ex sistema SING y son las siguientes (Infotécnica Centrales Generadoras | CEN, 2022).

Tabla 6.1 Especificaciones técnicas subconjunto generadoras SEN Norte ex-SING, utilizados en simulación del modelo propuesto.

Reporte Centrales Térmicas Convencionales ex-SING

Ficha Técnica: Centrales

Fecha generación reporte: 03-10-2021 17:20

Total instalaciones: 689 Sistema Eléctrico nacional

ID	Nombre	Nombre Propietario	Región	Comuna	Tipo Central	Cantidad unidades generadoras	Potencia máxima bruta, para cada tipo de combustible que pueda operar	Consumos propios como % de la potencia máxima bruta	Capacidad máxima, potencia neta efectiva	Potencia mínima técnica, para cada combustible que pueda operar	Fecha de entrada en operación	Combustible (sólo para termoeléctricas)
1	TER NORGENER	AES ANDES S.A.	ANTOFAGASTA	Tocopilla	Termoeléctricas	2	276,39	6,87	262,29	55,00	1995	Carbón
2	TER ANDINA	CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA SPA	ANTOFAGASTA	Mejillones	Termoeléctricas	1	177,00	9,15	160,80	70,00	15-07-2011	Carbón
3	TER ANGAMOS	EMPRESA ELÉCTRICA ANGAMOS S.A.	ANTOFAGASTA	Mejillones	Termoeléctricas	2	558,20	10,15	501,55	80,00	11-04-2011	Carbón
4	TER TARAPACÁ	ENEL GENERACION CHILE S.A.	TARAPACÁ	Iquique	Termoeléctricas	1	20,04	0,11	20,02	3,00	1999	Diésel
5	TER COCHRANE	EMPRESA ELÉCTRICA COCHRANE SPA	ANTOFAGASTA	Mejillones	Termoeléctricas	2	549,72	10,94	489,60	85,00	CCH1: 09-07-2016 / CCH2: 12-10-2016	Carbón
6	TER ARICA	ENGIE ENERGIA CHILE S.A.	ARICA Y PARINACOTA	Arica	Termoeléctricas	3	13,60	2,89	13,21	1,62	GMAR-M1AR: 1953/M2AR: 1960	Diésel
7	TER MEJILLONES	ENGIE ENERGIA CHILE S.A.	ANTOFAGASTA	Mejillones	Termoeléctricas	5	580,00	6,83	540,37	40,00	1995	GN / GNL / Carbón / Diésel
8	TER TOCOPILLA	ENGIE ENERGIA CHILE S.A.	ANTOFAGASTA	Tocopilla	Termoeléctricas	12	703,73	3,34	680,20	3,00	1960	GN / GNL / Carbón / Diésel
9	PMGD TER ZOFRI	ENORCHILE S.A.	TARAPACÁ	Iquique	Termoeléctricas	6	5,83	0,00	5,83	no aplica	14-09-2018	Diésel
10	PMGD TER ESTANDARTES	ENORCHILE S.A.	TARAPACÁ	Iquique	Termoeléctricas	7	6,25	2,40	6,19	no aplica	14-09-2018	Diésel
11	TER MANTOS BLANCOS	MANTOVERDE S.A.	ANTOFAGASTA	Antofagasta	Termoeléctricas	10	28,64	0,03	27,92	2,10	01-10-1995	Fuel Oil N°6 / Diésel
12	TER INACAL	INACAL S.A.	ANTOFAGASTA	Antofagasta	Termoeléctricas	4	6,20	4,82	5,90	3,40	16-09-2009	Diésel
13	TER ATACAMA	ENEL GENERACION CHILE S.A.	ANTOFAGASTA	Mejillones	Termoeléctricas	6	732,12	2,15	716,39	25,00	15-09-1999	GN / GNL / Diésel
14	TER HORNITOS	INVERSIONES HORNITOS SPA	ANTOFAGASTA	Mejillones	Termoeléctricas	1	177,54	9,12	161,34	70,00	05-08-2011	Carbón
15	TER UJINA	COMPAÑÍA DOÑA INES DE COLLAHUASI SCM	TARAPACÁ	Pica	Termoeléctricas	6	45,96	2,30	44,13	5,36	30-03-2016	Fuel Oil N°6 / Diésel
16	TER PLANTA DE ÁCIDO SULFÚRICO MEJILLONES	NORACID S.A.	ANTOFAGASTA	Mejillones	Termoeléctricas	1	24,36	24,38	18,42	3,00	27-10-2012	Cogeneración
17	TER AGUAS BLANCAS	ON-GROUP S.A.	ANTOFAGASTA	Antofagasta	Termoeléctricas	1	1,83	0,00	1,83	0,91	04-06-2013	Diésel
18	TER KELAR	TAMAKAYA ENERGIA SPA	ANTOFAGASTA	Mejillones	Termoeléctricas	1	532,46	2,02	521,71	6,00	27-12-2016	GNL / Diésel
19	TER LA PORTADA	TECNET S.A.	ANTOFAGASTA	Antofagasta	Termoeléctricas	3	2,99	1,15	2,95	0,25	09-08-2014	Diésel
20	TER IEM	ENGIE ENERGIA CHILE S.A.	ANTOFAGASTA	Mejillones	Termoeléctricas	1	376,96	7,70	347,95	106,20	16-05-2019	Carbón

Fuente: Elaboración propia, con datos obtenidos del Coordinador Eléctrico Nacional. (Infotécnica Centrales Generadoras | CEN, 2022).

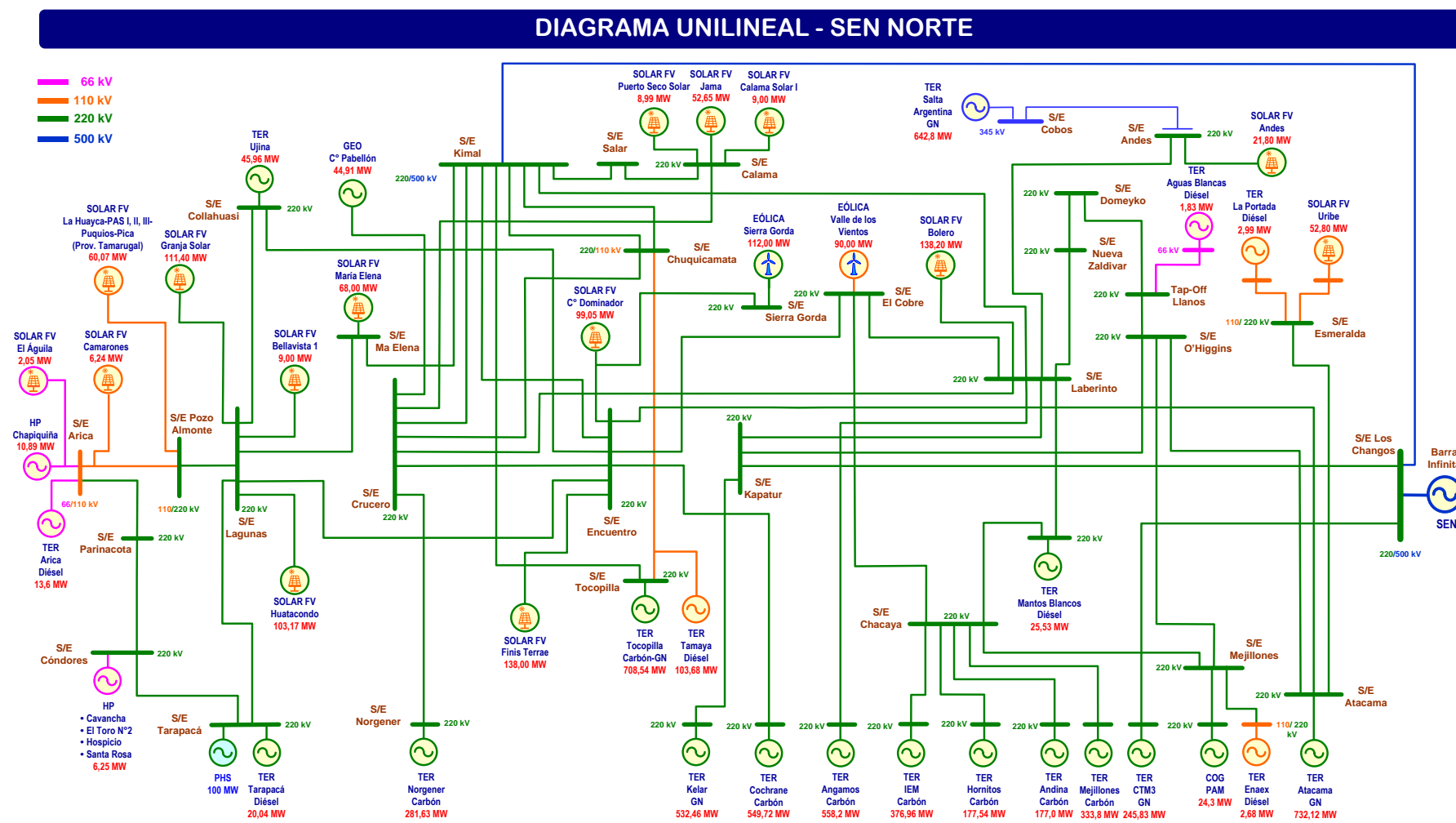
6.4. Datos Técnicos de Entrada del Parque Generador Simulado

Para determinar el parque generador donde se aplica la simulación, se utilizaron las unidades que componen el ex - SING, tales como centrales térmicas, hidráulicas y de generación de ERNC. La información necesaria se refiere a las capacidades instaladas, capacidades de reservas, costos variables de operación y parámetros técnicos de cada una de las unidades generadoras. Además, se consideraron los montos de reserva primaria aplicando el criterio de distribución de la reserva en giro entre las unidades despachadas, debido que a la fecha de la simulación, estaban suspendidas las licitaciones de Servicios Complementarios, asumiendo una operación distributiva entre las unidades en servicio, tal como funcionaba antes los sistemas interconectados eléctricos chilenos (DO CDEC-SIC, 2016), (Infotécnica Centrales Generadoras | CEN, 2022).

Para poder establecer la simulación se construyó un diagrama unilineal que representa en todas sus consideraciones eléctricas el subsistema simulado, incorporando todas las centrales generadoras, líneas de transmisión y emplazamiento de cada una de ellas, a fin de poder referir los resultados obtenidos, la construcción del diagrama unilineal que a continuación se presenta fue desarrollado en función de la información técnica disponible en la WEB del Coordinador Eléctrico Nacional, e información solicitada a través de la página de transparencia del Coordinador como fue el plano georreferenciado de todo el Sistema Eléctrico Nacional, que va desde la Región de Arica y Parinacota y hasta la Región de los Lagos en la ciudad de Puerto Montt y la Isla grande de Chiloé. (Infotécnica | CEN, 2020), (Sistemas Eléctricos de Chile | CEN, 2020).

A continuación, se presenta el diagrama Unilineal desarrollado para la simulación del sistema.

Gráfico 6.6 Diagrama Unilineal del Sistema Eléctrico Nacional, SEN Norte ex SING, sometido a simulación del modelo propuesto.



Fuente: Elaboración propia, con datos obtenidos del Coordinador Eléctrico Nacional. (Infotécnica | CEN, 2020), (Sistemas Eléctricos de Chile | CEN, 2020).

6.5. Resultados de la Simulación

La determinación tanto técnica como económica de los equipos y componentes de las inversiones consideradas en la simulación, fueron obtenidos de fuentes oficiales del estado chileno, entre ellos la CNE (Comisión Nacional de Energía | CNE, 2022) y el Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador Eléctrico Nacional | CEN, 2022) entre otras fuentes gubernamentales complementarias, además de fuentes internacionales como más adelante se detallan.

El dimensionamiento base de potencia definida, nace a partir del análisis de la potencia en operación de centrales a carbón. Se pudo definir para el caso de aportes de generación anual por tecnologías de carbón un 34,8% durante el año 2020 y 33,95% para el año 2021, equivalente aproximadamente a 3.000 (MWh/h) (Generación por Tecnologías | CEN, 2022) del SEN. Por otra parte, la tecnología PHS tiene recomendaciones de eficiencias en capacidad mínima instalada a partir de los 10 MW hasta los 3 GW (EASE, 2020), sin embargo reportes de la IEA, señalan que la potencia media instalada en Estados Unidos de tecnologías PHS convencionales es de 143,59 MW (EIA, 2022).

Bajo esta premisa, y considerando que el aporte en potencia de las centrales de carbón de este subsistema al SEN es de aproximadamente 1.500 MW, se definió simular potencias en PHS que llegaran a un valor equivalente de reemplazo al carbón, asumiendo una potencia máxima PHS de 1.400 MW. Para poder escalar hasta este valor de potencia instalada en PHS se definió una potencia base de simulación de 100 MW, 300 MW y 1.400 MW, esta última para capacidad de almacenamiento para 11 horas de generación y 24 horas de generación. La eficiencia del conjunto hidráulico de la central se utilizó una eficiencia del 80%.

A partir de la definición de potencias, se definió el emplazamiento de la central PHS. Para ello se eligió por sus características geográficas y especialmente desérticas el farellón costero que ofrece naturalmente la región de Tarapacá, apoyada en información proporcionada por el estudio “Desarrollo de Metodología aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para Identificar Potencial de Centrales de Bombeo con Agua de Mar en Chile”, que señala a la región de Tarapacá presenta 459 sitios potenciales para instalación de esta tecnología (Centro de Energía U. de Chile & Australian National University | GIZ, 2020).

Dadas las características indicadas anteriormente, se eligió la zona de Chanabaya, ubicada aproximadamente a 80 km al sur de la ciudad de Iquique, que permite una conexión eléctrica de no más de 15 km a la subestación Tarapacá de 220 kV del SEN. A partir del emplazamiento definido, se hizo el cálculo del perfil hidráulico (ACIPCO, 1999) y dimensionamiento del sistema de bombeo (Blanco et al., 1994), cuyo resultado nos entregó la potencia requerida para la estación de bombeo, considerando una eficiencia del 86,6% al conjunto motor-bomba, hidráulico-bomba y volumétrico-bomba (Ingemecánica, 2020), para las potencias a simular en PHS y su capacidad de almacenamiento para requerimientos de operación a plena carga de 11 horas (PHS 100, 300 y 1.400 MW) y 24 horas de operación para una central de 1.400 MW de potencia instalada.

El dimensionamiento de la central solar fotovoltaica, se consideró un factor de conversión de 0,88 del sistema en su conjunto, incluida la célula solar, inversores, pérdidas en conductores y condiciones climáticas que también influyen en la eficiencia, que depende de forma no lineal del nivel de irradiación y la temperatura (Singh, 2013), (Kumari et al., 2022).

Las especificaciones técnicas de las centrales PHS simuladas son las siguientes:

Tabla 6.2 Resumen Especificaciones Técnicas Sistema Bombeo y Turbina Hidráulica.

Potencia PHS	100 MW	300 MW	1.400 MW	1.400 MW ⁽¹⁾
H Neta (m)	850,0 m	850,0 m	850,0 m	850,0 m
Q Bombeo Promedio (m ³ /s) ⁽²⁾	16,9 m ³ /s	48,5 m ³ /s	226,5 m ³ /s	452,9 m ³ /s
Q Generación Turbina (m ³ /s) ⁽³⁾	14,6 m ³ /s	43,8 m ³ /s	204,5 m ³ /s	204,5 m ³ /s
Potencia Nominal Útil (MW)	155,2 MW	549,7 MW	2.841,7 MW	4.531,4 MW
Potencia Bomba (MW)	168,4 MW	584,3 MW	3.020,5 MW	4.816,6 MW
Potencia Eléctrica Sistema Bombeo (MW)	179,2 MW	608,7 MW	3.146,4 MW	5.017,3 MW
Potencia Instalada Solar FV (MWp)	203,6 MW	691,7 MW	3.575,4 MW	5.637,4 MW
Ratio de Potencias (Solar FV/PHS)	2,0	2,3	2,6	4,0

(1) Considera almacenamiento para operación a plena carga durante 24 horas.

(2) Incluye pérdidas grupo motor – bomba.

(3) Incluye pérdidas turbina hidráulica.

Fuente: Elaboración propia a partir (Resultados Simulación PHS, 2022).

Las inversiones consideradas para las centrales PHS (Grupo Formación de Empresas Eléctricas, 1986), fueron obtenidas del “Informe de Costos de Tecnologías de Generación, de marzo de 2020” (RE N°100, 2020).

Tabla 6.3 Resumen Costos de Inversión.

Potencia PHS	100 MW	300 MW	1.400 MW	1.400 MW
Tiempo Generación Plena Carga (horas)	11	11	11	24
Inversión Sistema Bombeo (MMUSD)	151,10	487,57	2.387,65	3.555,49
Inversión Central PHS (MMUSD)	264,36	687,34	3.115,04	3.115,04

Fuente: Elaboración propia a partir (Resultados Simulación PHS, 2022).

Una de las variables más destacadas entre las especificaciones técnicas es la potencia *peak* total instalada de la central solar fotovoltaica, calculada para los diferentes valores de potencia nominales PHS. Los ratios de potencia nos indican claramente que existe una relación de 1 a 2, es decir por cada unidad de potencia PHS se requieren 2 unidades de potencia para almacenamiento. Los caudales de diseño particularmente de la central PHS, fueron consideradas eficiencias de conversión del 80%, sin embargo pueden llegar al 95% para grandes instalaciones y entre 80% y 85% para sistemas más pequeños (Martínez et al., 2019).

La base técnica de la simulación se inicia a partir del cálculo unitario del costo de inversión de la central PHS. El costo unitario utilizado fue de 2.644 USD/kW (ICTG | CNE, 2019) para una central PHS de 100 MW de potencia instalada²¹. Este valor de 2.644 USD/kW es un valor muy cercano a lo informado por “*Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*” (Mongird et al., 2020), tabla N°4 “*Low and High PSH Cost Estimates by Category, Adapted from Miller*”, cuyo “*Total cost without contingency fees*”, es de 2.625 USD/kW instalados para una central PHS con almacenamiento de 10 horas²². Para la central solar fotovoltaica se definió un costo unitario base de 742 USD/kW (ICTG | CNE, 2020), que abastecerá la estación de bombeo para una potencia de 100 MW (ICTG | CNE, 2020), cuyo costo hace referencia a centrales solares fotovoltaicas con potencias instaladas de entre los 50 MW y 100 MW²³. Se consideró este informe debido a que Chile estos últimos años ha venido con un crecimiento exponencial de instalación de centrales solares fotovoltaicas.

²¹ Se definió este valor como el equivalente a una central de embalse emplazada en el sector sur de Chile ajustada un +20% superior.

²² Se considera “*Total cost without contingency fees*”, ya que la zona de emplazamiento definida, para la simulación de la central PHS, no presenta contingencias prácticamente de ningún tipo. El costo unitario para las simulaciones con PHS 300 MW se asignó un costo superior al 4% sobre el valor del informe de 2.203 USD/kW, correspondiente al “Informe Costos de Tecnologías de Gx”. Tabla N°7 costos de inversión SIC Sur, 2019. Para la simulación PHS de 1.400 MW su valor corresponde a +1% del mismo Informe.

²³ Se definió utilizar este valor base para una potencia instalada de 100 MW, dado el alto nivel de inversiones en tecnología solar fotovoltaica que se viene desarrollando en Chile en estos últimos 5 años. Luego para una potencia de 300 MW (-5%) 705 USD/kW y 1.400 MW (-10%) 668 USD/kW equivalente a costo unitario.

La simulación fue desarrollada con el software de IBM ILOG CPLEX ver 12.10.0, de programación lineal entera mixta, cuya programación consideró todo el sistema eléctrico del área norte del sistema eléctrico nacional (Sistemas Eléctricos de Chile | CEN, 2020), cuya principal consideración es la barra infinita definida en S/E Los Changos 220/500 kV, ubicada en la segunda Región de Antofagasta, que interconecta los ex Sistemas Interconectados Central (SIC) y del Norte Grande (SING) a través de la S/E Cumbres en una distancia de 189 km de longitud y una capacidad de transporte de 1.500 MVA respectivamente.

El proceso de simulación estará basado en la incorporación de una central PHS de diferentes capacidades de generación. La resolución del modelo considerará primero el caso base sin este tipo de tecnologías (sin PHS) que servirá como resultado comparativo con relación a los casos con tecnología PHS. Importante es señalar que Chile no cuenta en la actualidad como sistema eléctrico con este tipo de tecnologías. Las simulaciones que se realizarán con tecnología PHS, serán para una capacidad instalada de 100 MW, 300 MW, 1.400 MW, con capacidad de generación a plena carga para 11 horas. Se considera una cuarta simulación que considera una potencia instalada de 1.400 MW y capacidad de generación para 24 horas a plena carga, en este caso la estación de bombeo debe ser capaz de almacenar durante las horas sol el equivalente a 33.600 MWh/día. Las potencias consideradas de simulación, fueron definidas a partir de la potencia mínima que hace rentable este tipo de tecnologías de 100 MW (Arabkoohsar & Namib, 2021).

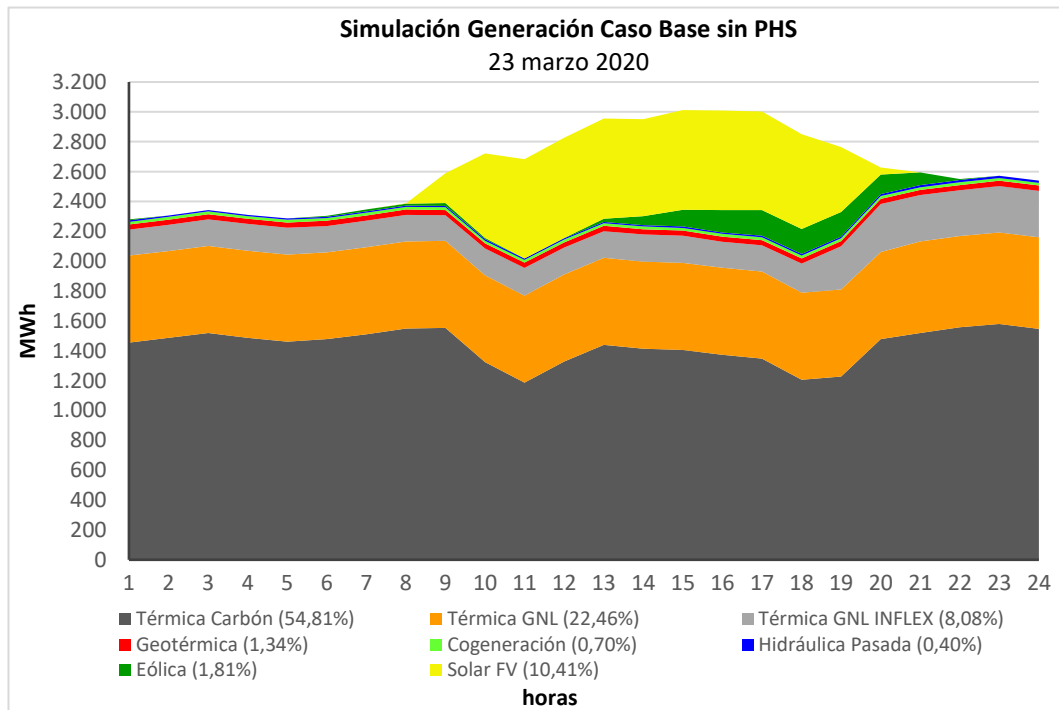
6.5.1. Simulación Caso Base sin Central PHS

La simulación del caso base, no considera una potencia de generación de tecnología PHS, de modo que este resultado muestra tal como se desarrollaría la repartición de carga entre las unidades disponibles correspondiente al día simulado 23 de marzo de 2020.

Los resultados si bien es cierto muestran en su magnitud las asignaciones de potencia a cada una de las unidades generadoras, descontando que las asignaciones de todas las ERV poseen la libertad de inyectar toda la energía que son capaces de producir en el tiempo y periodos que ellas están disponibles, también es cierto que todas ellas se ven limitadas ante variaciones operacionales que produce la demanda del sistema eléctrico, es decir “siempre” va a existir un balance efectivo de producción y demanda, este balance queda definido como la generación es igual a la suma de la demanda neta más las pérdidas del sistema de transmisión.

A continuación, se muestra el resultado de forma gráfica de la distribución de la generación durante las 24 horas del día. Se puede observar cómo se va completando la curva de carga diaria con la generación disponibles despachadas.

Gráfico 6.7 Resultado simulación caso base generación sin PHS.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022)

En la Tabla siguiente se muestra numéricamente el gráfico anterior con el fin de poder cuantificar la generación de energía total diaria de las diferentes unidades generadoras despachadas y su correspondiente impacto medido en porcentaje sobre la distribución y asignación de carga por cada unidad según tecnologías. Complementariamente se debe señalar que el despacho se realiza según orden de mérito de costo variable de generación de cada unidad generadora disponible.

Tabla 6.4 Resultados *Unit Commitment* por tecnologías. Simulación sin PHS. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.

Tecnología	Energía (MWh)	Asignación
Térmica Carbón	34.426	54,81%
Térmica GNL	14.106	22,46%
Térmica GNL INFLEX	5.073	8,08%
Geotérmica	840	1,34%
Cogeneración	442	0,70%
Hidráulica Pasada	249	0,40%
Eólica	1.134	1,81%
Solar FV	6.536	10,41%
PHS	0	0,00%
Total	62.806	100,0%

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

La Tabla siguiente nos muestra los costes de generación por bloque de horario, más los costes de partida y parada de las unidades generadoras despachadas. Se alcanza un coste total del sistema simulado, equivalente a USD1.444.326 para la operación de 24 horas respectivamente.

Tabla 6.5 Resultados de Costes simulación caso base sin PHS. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.

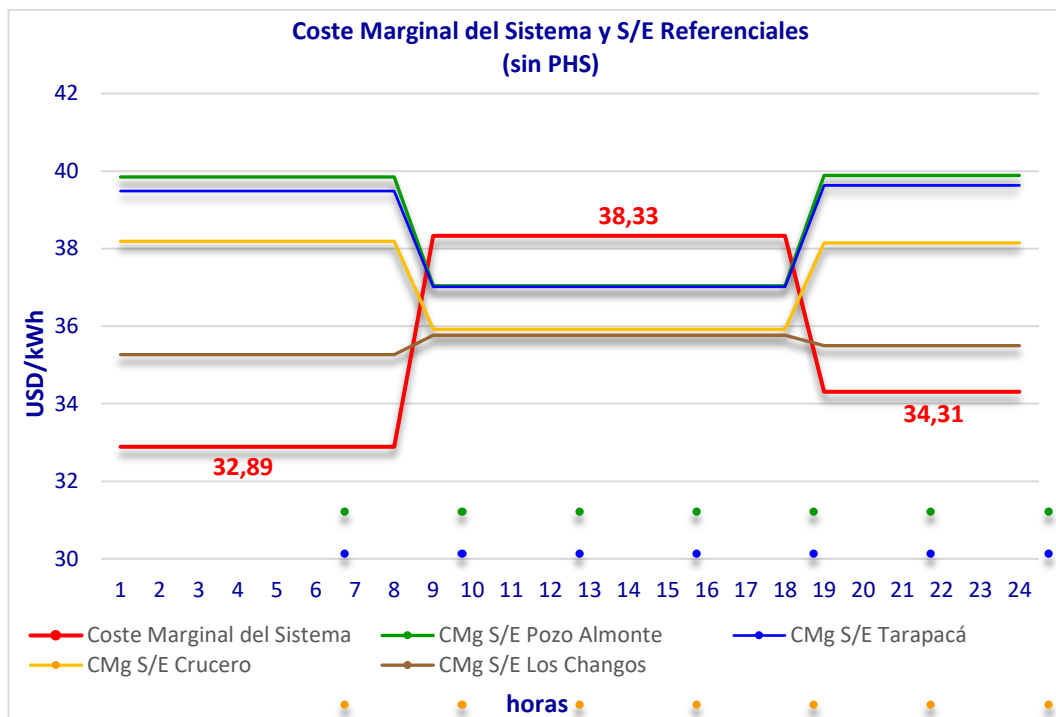
Costes Parciales y Total (sin PHS)	
Partidas	Costes
Coste Bloque 1	USD 446.533
Coste Bloque 2	USD 619.194
Coste Bloque 3	USD 352.018
Coste Generación	USD 1.417.745
Coste Partida	USD 21.110
Coste Parada	USD 5.472
Coste PHS	USD 0
Coste TOTAL Sistema	USD 1.444.326

Nota: Bloque 1 de 00:00 hrs a 08:00 hrs. Bloque 2 de 08:00 a 18:00 hrs. Bloque 3 de 18:00 hrs a 24:00 hrs respectivamente.

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

A continuación, se muestra un gráfico con los costes marginales de las barras más importantes del sistema simulado. Se puede observar que el coste marginal del sistema en el bloque 2 es mayor que los demás costes marginales en las barras señaladas. Esto se debe a que en ese bloque se inyecta prácticamente toda la ERV en el sistema norte cuyo coste de generación es prácticamente igual a cero y por tanto produce el efecto de disminuir los costes marginales afectando directamente al coste del sistema eléctrico simulado.

Gráfico 6.8 Resultado simulación Coste Marginal del Sistema y S/E referenciales. Caso generación base sin PHS.

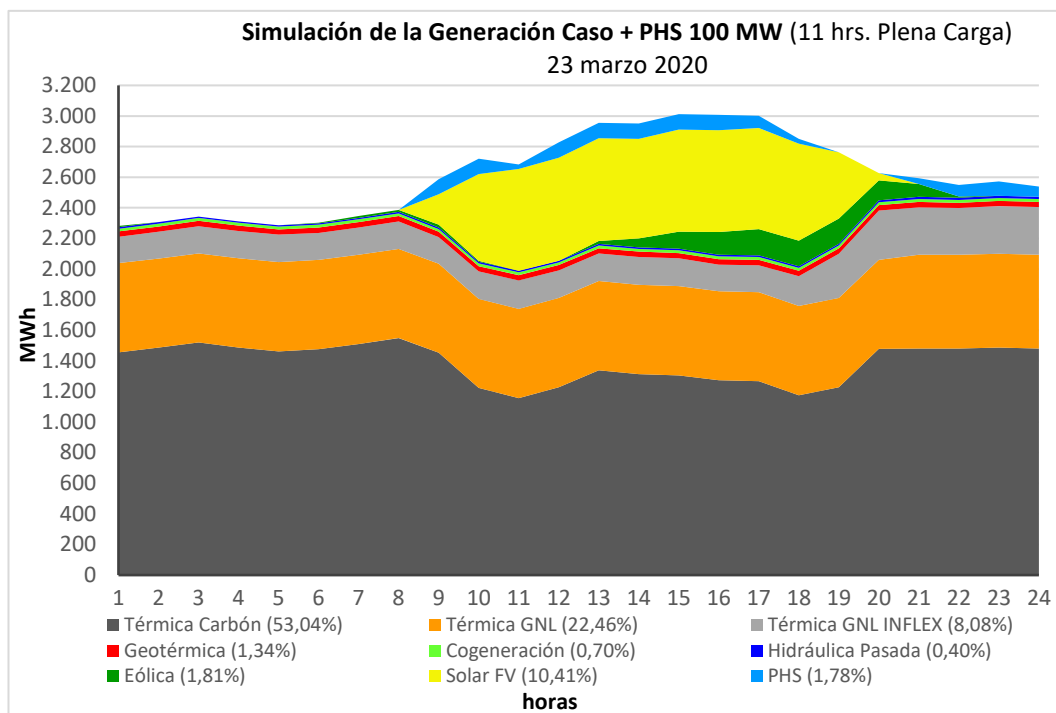


Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

6.5.2. Simulación Considerando una Central PHS de 100 MW

La primera simulación, consideró una Central Hidroeléctrica de Almacenamiento por Bombeo, PHS de 100 MW de potencia nominal de generación, cuya energía equivalente de almacenamiento le permitiría generar 11 horas a plena carga, sin embargo, la energía equivalente almacenada de 1.100 MWh/día puede ser generada y distribuida durante las 24 horas del día, ya que la estación de bombeo es independiente de la red eléctrica nacional. Esta central PHS considera su emplazamiento y conexión en S/E Tarapacá en 220 kV, cuyos resultados obtenidos se muestran en el siguiente gráfico.

Gráfico 6.9 Resultado simulación caso generación PHS 100 MW.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG CPLEX de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Podemos observar en el gráfico anterior, la capacidad de inyección de generación de 11 horas de la central PHS, incidiendo claramente en el desplazamiento de generación térmica y sobre todo de la capacidad de flexibilidad que muestra el desplazamiento de generación PHS previo a la hora de punta²⁴ entre las 18 y 20 horas. Esa capacidad de flexibilidad es una demostración clara de que esta tecnología propicia definitivamente la operación de las energías renovables variables. Se puede apreciar que en el caso base la asignación de generación térmica de carbón era de 54,81%, mientras que con el despacho de la central PHS esta disminuye a 53,04%, como se puede apreciar en la siguiente tabla.

²⁴ La hora de punta fue desplazada a horas previas de la hora normalizada que define la hora de punta en horario de invierno, entre las 18 y 23 horas, mientras que en horario de verano entre las 20 horas y 24 horas respectivamente.

Tabla 6.6 Resultados *Unit Commitment* por tecnologías. Simulación con PHS 100 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.

Tecnología	Energía (MWh)	Asignación
Térmica Carbón	33.310	53,04%
Térmica GNL	14.106	22,46%
Térmica GNL INFLEX	5.073	8,08%
Geotérmica	840	1,34%
Cogeneración	442	0,70%
Hidráulica Pasada	249	0,40%
Eólica	1.134	1,81%
Solar FV	6.536	10,41%
PHS (100 MW - Storage 11 hrs)	1.116	1,78%
Total	62.806	100,0%

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

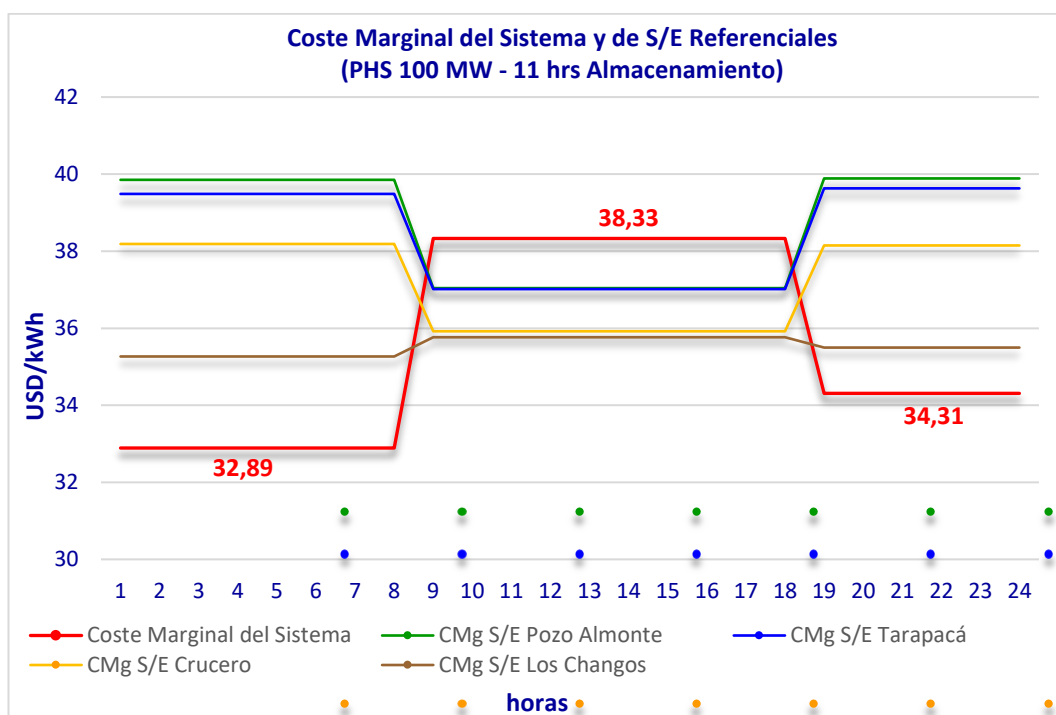
Tabla 6.7 Resultados de costes simulación con PHS 100 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.

Costes Parciales y Total (PHS 100 MW - 11 hrs almacenamiento)	
Partidas	Costes
Coste Bloque 1	USD 446.533
Coste Bloque 2	USD 590.172
Coste Bloque 3	USD 342.590
Coste Generación	USD 1.379.295
Coste Partida	USD 21.110
Coste Parada	USD 5.472
Coste PHS (100 MW - Storage 11 hrs)	USD 16.444
Coste TOTAL Sistema	USD 1.422.320

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

La tabla 6.7 anterior, nos muestra que efectivamente al considerar la operación de una pequeña central PHS de 100 MW sobre una demanda del sistema simulado que sobrepasa los 2.500 MW, provoca una disminución del costo total de generación del sistema. Importante es señalar que la central PHS tiene disponibilidad de generación a plena carga para 11 horas.

Gráfico 6.10 Resultado simulación Coste Marginal del Sistema y S/E referenciales. Caso generación PHS 100 MW – 11 horas Almacenamiento.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados de la simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

- El costo total de generación del subsistema simulado disminuye -1,52%, si bien se puede indicar que es un valor marginal respecto del costo total, no se puede decir lo mismo si lo relacionamos con la capacidad de inyección de energía al subsistema durante el periodo de simulación que alcanza a un 1,78% respectivamente.

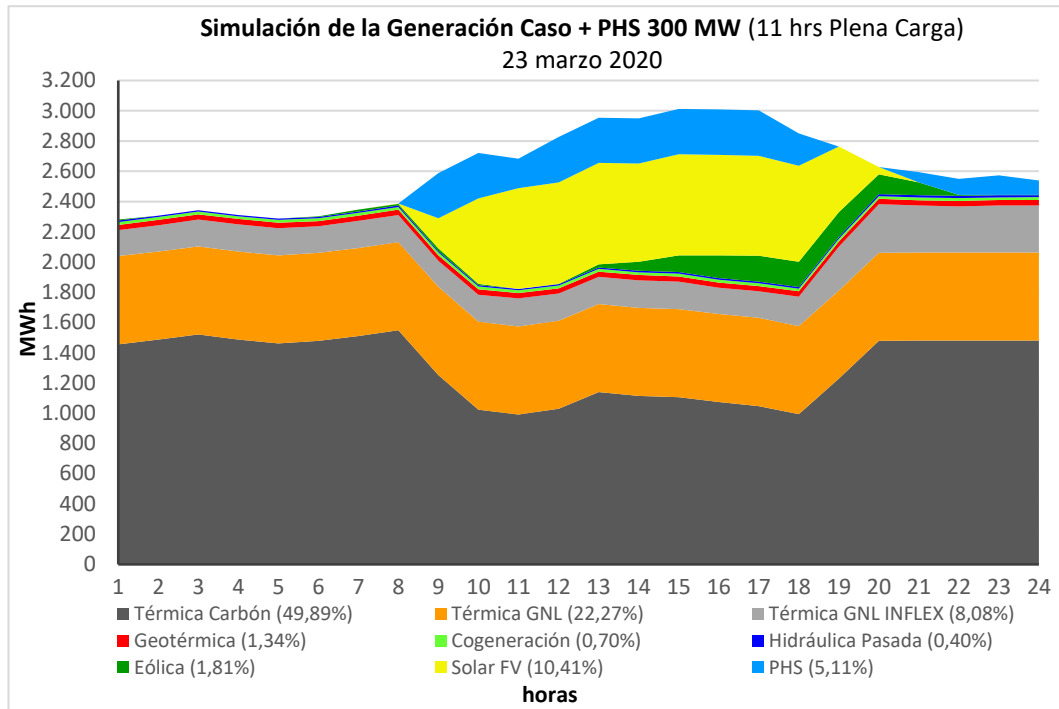
- Desde un punto de vista del modelo y básicamente con relación a su objetivo principal, este se cumple absolutamente, ya que se obtiene una disminución del costo total de generación del subsistema eléctrico simulado, al inyectar una potencia máxima de 100 MW con generación PHS, cuya energía almacenada podrá ser distribuida durante las 24 horas del día, equivalente a una generación diaria de hasta 1.100 MWh.
- El desplazamiento de tecnologías que genera la operación de una central PHS de 100 MW, es muy marginal. En este caso desplaza un 1,78% de generación térmica de carbón. Sin embargo, la generación PHS si impacta positivamente en la disminución del costo total de generación del sistema, alcanzando un -1,52%.

6.5.3. Simulación Considerando una Central PHS de 300 MW

Del mismo modo que para la simulación de una Central PHS de 100 MW, se volvió a simular esta vez con una central PHS de 300 MW de potencia nominal de generación, el objetivo es demostrar que al aumentar la potencia instalada de la central PHS, el costo total de generación del subsistema debe seguir disminuyendo, debido a que el costo de generación asignado a la unidad generadora PHS es menor, producto de la economía de escala²⁵ por unidad de potencia instalada, la que debe reflejarse en la simulación. La central PHS de 300 MW se considera en el mismo lugar de emplazamiento, y las mismas condiciones operacionales, es decir puede operar distribuyendo su generación durante las 24 horas del día. Importante a destacar es que las características geográficas y topológicas del sector lo permiten de forma natural, esta central también se considera conectada a S/E Tarapacá en el nivel 220 kV, cuyo resultado de simulación se presenta en el siguiente gráfico.

²⁵ La economía de escala es producto de la capacidad instalada en cualquier planta de generación de energía, es decir el costo unitario disminuye a medida que la planta es de mayor capacidad y viceversa. Esto sucede por ejemplo con la estación de bombeo, que es abastecida por una central solar fotovoltaica independiente de la red eléctrica, cuyo costo unitario de potencia instalada disminuye a medida que aumenta la potencia instalada, lo que se puede ver en todos los “Informes de Costos de tecnologías de Generación”, emitidos por la CNE.

Gráfico 6.11 Resultado simulación caso generación PHS de 300 MW.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

En el gráfico anterior, ya es posible distinguir la incidencia de la generación PHS en el sistema. Sin embargo, lo más destacado que podemos relacionar con este gráfico es la operación en modo INFLEX de generación térmica GNL, que, si tuviéramos que hacerla igual a cero, el costo y la potencia de generación asociado, sería el mismo correspondiente a GNL como se puede apreciar en el gráfico. Es decir, la operación a costo total mínimo se sigue respetando debido a la obligatoriedad del despacho por orden de mérito.

Tabla 6.8 Resultados *Unit Commitment* por tecnologías. Simulación con PHS 300 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.

Tecnología	Energía (MWh)	Asignación
Térmica Carbón	31.335	49,89%
Térmica GNL	13.985	22,27%
Térmica GNL INFLEX	5.073	8,08%
Geotérmica	840	1,34%
Cogeneración	442	0,70%
Hidráulica Pasada	249	0,40%
Eólica	1.134	1,81%
Solar FV	6.536	10,41%
PHS (300 MW - Storage 11 hrs)	3.211	5,11%
Total	62.806	100,0%

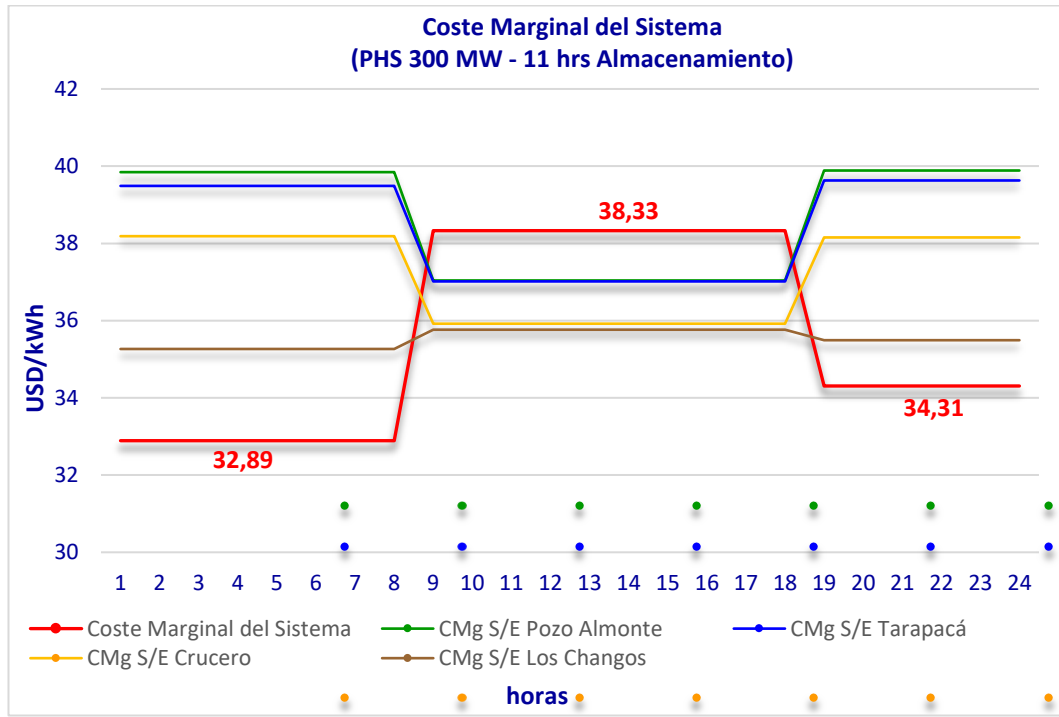
Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados de la simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Tabla 6.9 Resultados de Costes simulación con PHS 300 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.

Costes Parciales y Total (PHS 300 MW - 11 hrs almacenamiento)	
Partidas	Costes
Coste Bloque 1	USD 446.533
Coste Bloque 2	USD 524.224
Coste Bloque 3	USD 338.275
Coste Generación	USD 1.309.032
Coste Partida	USD 21.079
Coste Parada	USD 5.472
Coste PHS (300 MW - Storage 11 hrs)	USD 43.261
Coste TOTAL Sistema	USD 1.378.844

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Gráfico 6.12 Resultado simulación Coste Marginal del Sistema y S/E referenciales. Caso generación PHS 300 MW – 11 horas Almacenamiento.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

- El costo total de generación disminuye un 4,53%, valor que sin duda ya presenta un resultado muy interesante y desde luego no menor, sin embargo, si analizamos por capacidad instalada y de generación, esta representa el 5,11%, es decir existe cierta linealidad proporcional respecto de la simulación con la central PHS de 100 MW, resultado que se condice con la representación real de costos de generación en una gran franja de capacidad, establecida particularmente por generación a carbón, cuyos costos de generación son relativamente cercanos unos de otros, y por tanto se justifica esa linealidad entre capacidad de generación inyectada y costo total de generación.

- Nuevamente al analizar la simulación desde el punto de vista de los objetivos del modelo, y en función de su hipótesis y objetivos, podemos decir, que se cumple absolutamente con una disminución del costo total de generación del subsistema eléctrico simulado, al inyectar una potencia máxima de 300 MW en generación PHS, distribuida durante las 24 horas del día y en función de la energía disponible almacenada que alcanza una capacidad de generación diaria de hasta 3.300 MWh.

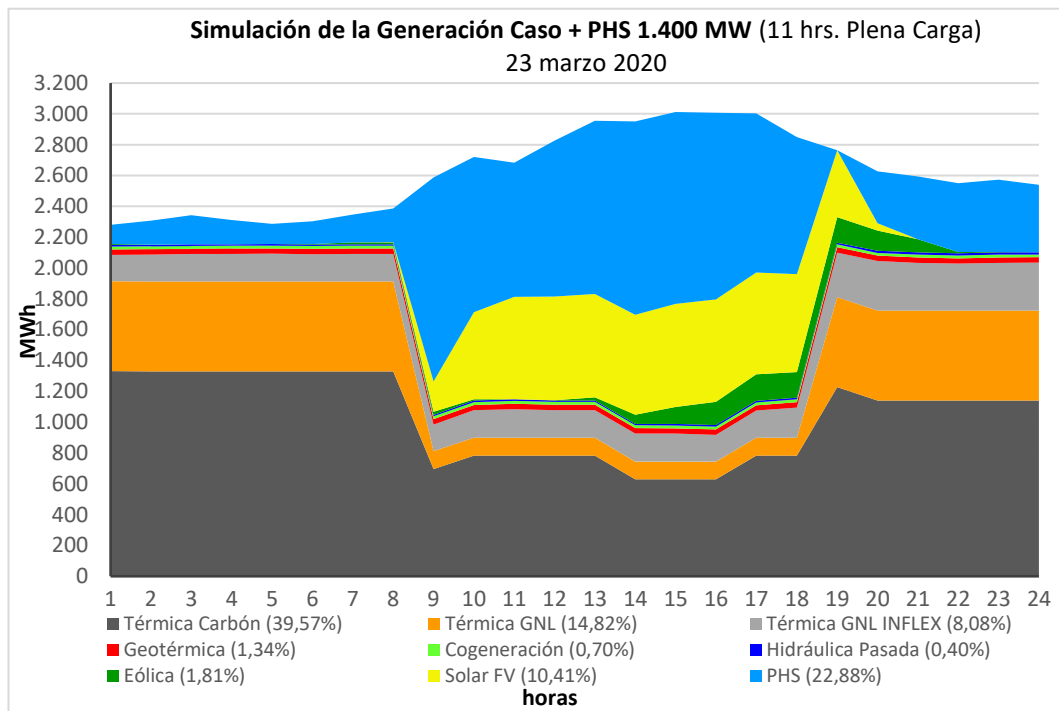
Por otra parte quizás lo más importante que podemos decir y relacionar con estas dos simulaciones es que se puede comprobar por análisis de la operación del subsistema eléctrico y la simulación asociada, que será efectivamente preponderante una capacidad instalada de potencias de sistemas de generación PHS, equivalente por ejemplo a la potencia en línea de generación térmica de carbón, en este caso podemos establecer una potencia de 1.485,79 MW (Programa Diario Generación | CEN, 2020), considerando esta potencia equivalente a tecnología PHS, se podría establecer que el costo variable de generación del sistema eléctrico, podría disminuir en un rango de entre 9,44 USD/MWh y 13,46 USD/MWh respectivamente, lo que finalmente se puede traducir en una disminución del costo total de generación.

6.5.4. Simulación Considerando una Central PHS de 1.400 MW

Otro análisis que nos parece pertinente es considerar una simulación que permita un mayor desplazamiento de generación térmica de carbón que esté despachada ese día 23 de marzo de 2020, este escenario y/o caso nos permitirá visualizar cuál sería el efecto en el costo total del subsistema al inyectar una potencia equivalente a 1.400 MW durante 11 horas o distribuida dentro de las 24 horas del día.

A continuación, se presentan los resultados gráficos de la simulación, considerando una central PHS de 1.400 MW, para una operación con capacidad de almacenamiento de generación de 15.400 MWh/día.

Gráfico 6.13 Resultado simulación caso generación PHS de 1.400 MW.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

En este gráfico, si es posible apreciar el desplazamiento efectivo de generación térmica tanto de carbón como GNL. Importante es analizar el comportamiento de flexibilidad de la central PHS sobre la generación renovable variable, permitiendo que siga inyectando energía variable entre las horas 18 a 20 horas. Este análisis nos demuestra que el costo de generación total es de $-18,59\%$, demostrando la viabilidad del modelo propuesto. Además, resulta de la mayor trascendencia operacional, que la central PHS puede operar durante las 24 horas con una capacidad de almacenamiento a plena capacidad de 11 horas, es decir nuevamente encontramos flexibilidad en su operación, ya que su despacho se va ajustando siempre en consideración al mínimo costo total de operación del sistema y todas sus restricciones de costes de partida y parada de unidades, como también sus potencias mínimas y máximas de operación, entre otras.

Tabla 6.10 Resultados *Unit Commitment* por tecnologías. Simulación con PHS 1.400 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.

Tecnología	Energía (MWh)	Asignación
Térmica Carbón	24.854	39,57%
Térmica GNL	9.308	14,82%
Térmica GNL INFLEX	5.073	8,08%
Geotérmica	840	1,34%
Cogeneración	442	0,70%
Hidráulica Pasada	249	0,40%
Eólica	1.134	1,81%
Solar FV	6.536	10,41%
PHS (1.400 MW - Storage 11 hrs)	14.370	22,88%
Total	62.806	100,0%

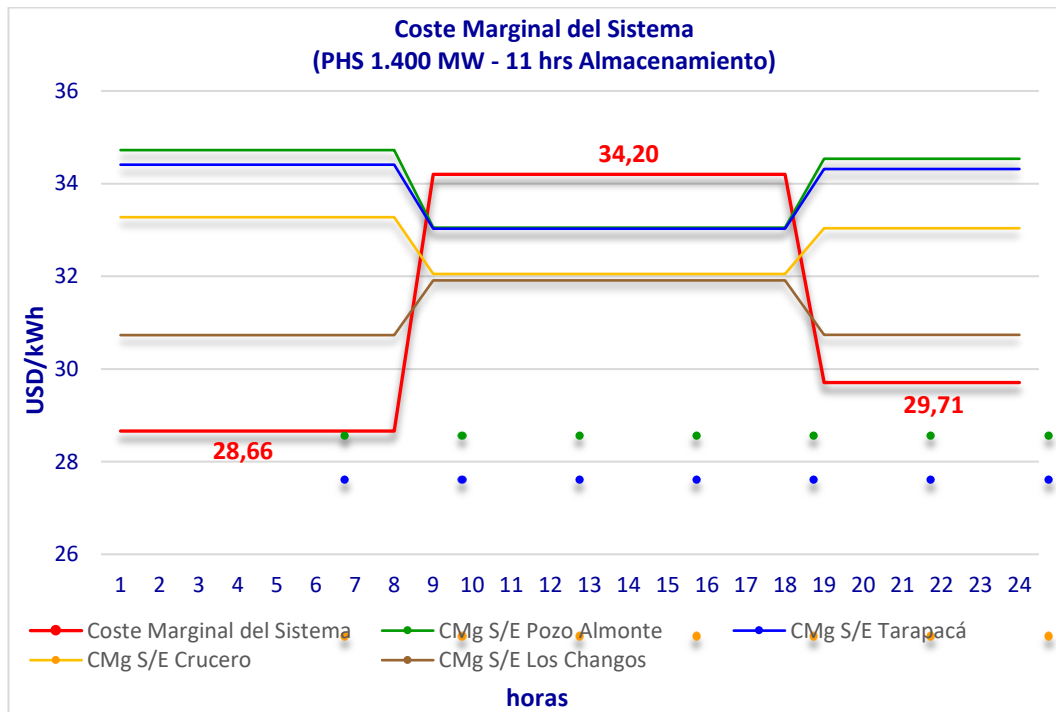
Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Tabla 6.11 Resultados de Costes simulación con PHS 1.400 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.

Costes Parciales y Total (PHS 1.400 MW - 11 hrs almacenamiento)	
Partidas	Costes
Coste Bloque 1	USD 403.438
Coste Bloque 2	USD 262.822
Coste Bloque 3	USD 283.655
Coste Generación	USD 949.914
Coste Partida	USD 21.079
Coste Parada	USD 23.379
Coste PHS (1.400 MW - Storage 11 hrs)	USD 181.522
Coste TOTAL Sistema	USD 1.175.895

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Gráfico 6.14 Resultado simulación Coste Marginal del Sistema y S/E referenciales. Caso generación PHS 1.400 MW – 11 horas Almacenamiento.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

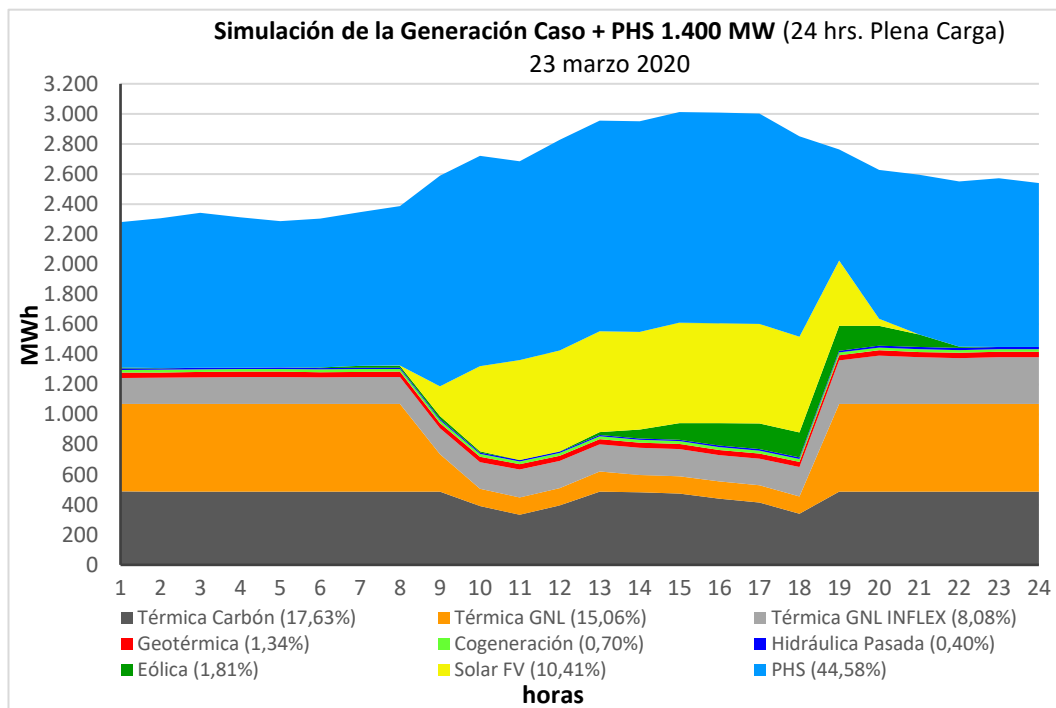
El resultado efectivamente genera un impacto en el coste total de generación del subsistema, equivalente a un -18,59%, cuya potencia demandada está representada en el gráfico N°6.1, que corresponde a la generación real de las unidades del subsistema SING. Este valor nos permite afirmar que el modelo efectivamente cumple con la hipótesis y objetivos planteados que permite disminuir el costo total de generación del sistema.

El análisis operacional sobre el efecto que podría ocasionar al desplazar estos 1.485,79 MW de potencia térmica de carbón, en condiciones normales de operación, incluso en estado alerta o de falla, no debería verse afectada la operación del sistema, dado que el complemento de potencia sobre la generación PHS, lo estaría supliendo unidades rápidas de GNL que considera el resultado de la simulación del modelo, incluso considera algunas unidades térmicas de carbón, lo que se puede observar en los resultados de la simulación, esto último debido a los costos de generación que considera el sistema eléctrico nacional, cuya operación económica optimizada obliga al sistema a ingresar estas unidades generadoras. Por otro lado también nos permite el ingreso complementario, oportuno y rápido para satisfacer la demanda, cuando disminuye la potencia entregada por los sistemas de ERV como eólica y solar fotovoltaica, esta última marcada por las condiciones climáticas ambientales de días soleados o nublados.

6.5.5. Simulación Considerando una Central PHS de 1.400 MW con Almacenamiento 24 horas

La simulación para una potencia PHS de 1.400 MW, con almacenamiento para una operación de 24 horas a plena carga, muestra resultados bastante lineales con relación a los otros casos simulados. No obstante, la potencia requerida para el sistema de bombeo es casi 4 veces la capacidad de la central PHS. Esta simulación, nos permite encontrar una solución viable tanto económica como operacional para el ingreso de las ERNC al sistema eléctrico nacional, particularmente porque esta tecnología PHS nos brinda capacidades de adecuación de la potencia, regulación de frecuencia y regulación de tensión, es decir flexibilidad a un costo incremental “cero”, condición ideal y funcional para la operación de todas las ERV cuya complementariedad queda demostrada con una disminución del 37,53% del costo total de generación del subsistema simulado, permitiendo un desplazamiento real de la generación térmica de carbón, aportando directamente a la “descarbonización” del sistema, establecido en la política energética del Estado de Chile (Descarbonización | Ministerio de Energía, 2021).

Gráfico 6.15 Resultado simulación caso generación PHS de 1.400 MW con disponibilidad de operación 24 horas a plena carga.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Este gráfico nos muestra de forma clara el desplazamiento de tecnología térmica de carbón por PHS. Además, la simulación demuestra una vez más que la tecnología PHS incorpora la flexibilidad deseada para el ingreso de las ERV, especialmente solar fotovoltaica y eólica, demostrado en las horas 18 a 20 horas respectivamente. También se demuestra que la operación térmica de carbón, que permanece en la base de generación del subsistema simulado, ofrece menor flexibilidad en la hora 11 y 18, sin embargo, la generación GNL si aporta con rampas de energía al momento de la prescindencia de la energía solar particularmente cuando cae la noche.

En la siguiente tabla vemos los resultados tanto en MWh como la asignación porcentual de esta, donde la tecnología PHS desplaza definitivamente a la energía térmica tanto de carbón, como GNL. El carbón pasa de 39,57% cuando la central tiene almacenamiento de 11 horas a 17,63% cuando se considera almacenamiento para 24 horas ambas para operación de 24 horas. El ingreso de una central PHS como la simulada nos permite establecer la linealidad que existe en el desplazamiento de la generación térmica, ya que pasamos de un 22,88% a 44,58% en generación PHS.

Por otra parte, en la tabla subsiguiente 6.11, podemos ver el impacto en el coste total de generación del sistema, de USD 1.175.895 a USD 902.305, disminuyendo prácticamente en la misma proporción del almacenamiento para 11 horas a almacenamiento para 24 horas a plena carga.

Tabla 6.12 Resultados *Unit Commitment* por tecnologías. Simulación con PHS 1.400 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.

Tecnología	Energía (MWh)	Asignación
Térmica Carbón	11.072	17,63%
Térmica GNL	9.460	15,06%
Térmica GNL INFLEX	5.073	8,08%
Geotérmica	840	1,34%
Cogeneración	442	0,70%
Hidráulica Pasada	249	0,40%
Eólica	1.134	1,81%
Solar FV	6.536	10,41%
PHS (1.400 MW - Storage 24 hrs)	28.000	44,58%
Total	62.806	100,0%

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Tabla 6.13 Resultados de Costes simulación con PHS 1.400 MW. Unidades generadoras SEN Norte ex – SING.

Costes Parciales y Total (PHS 1.400 MW - 24 hrs almacenamiento)	
Partidas	Costes
Coste Bloque 1	USD 217.165
Coste Bloque 2	USD 165.276
Coste Bloque 3	USD 169.228
Coste Generación	USD 551.669
Coste Partida	USD 21.291
Coste Parada	USD 0
Coste PHS (1.400 MW - Storage 24 hrs)	USD 329.345
Coste TOTAL Sistema	USD 902.305

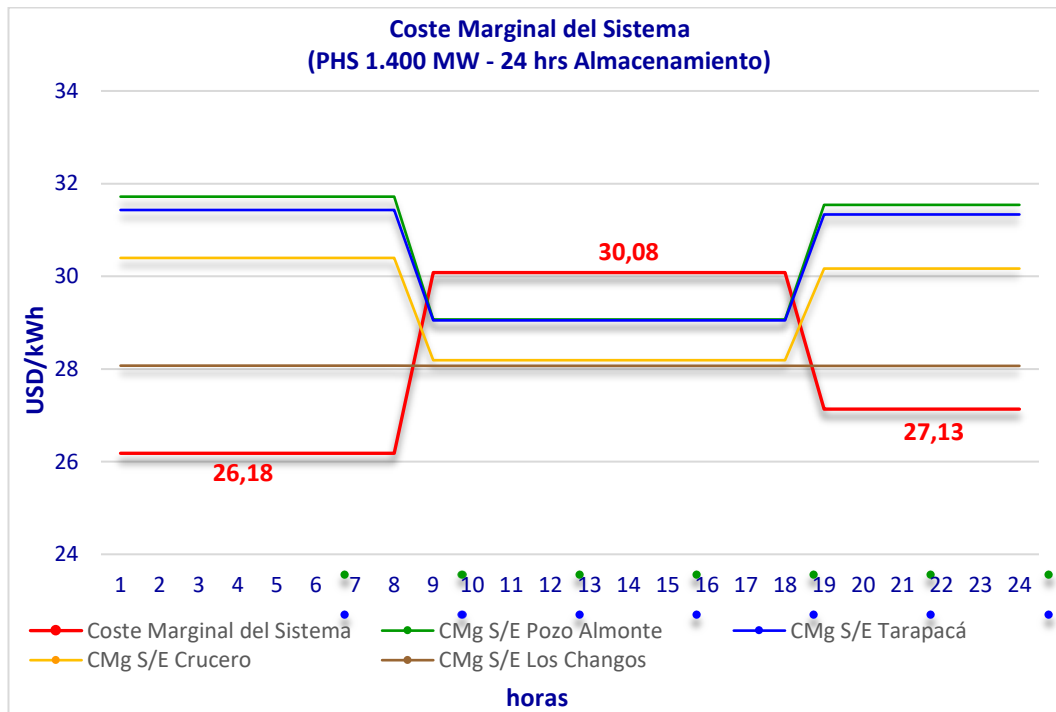
Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG CPLEX de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

En el gráfico siguiente podemos observar el desplazamiento del coste marginal del sistema, que efectivamente se obtiene una disminución entre el caso con potencia PHS de 1.400 MW con 11 horas de almacenamiento y 24 horas de almacenamiento, ambos casos para operación de 24 horas.

La ventaja que se produce a partir de todas las simulaciones para diferentes potencias, es que se puede operar la central PHS durante las 24 horas del día de forma independiente del bombeo, que se alimenta de energía de la central solar fotovoltaica, operación que en cualquiera de las condiciones económicas – operacionales del sistema la central PHS puede generar la energía hidráulica almacenada equivalente.

Luego analizando los costes marginales de esta simulación, se aprecia una disminución importante debido al desplazamiento de generación térmica GNL, y en definitiva también se desplaza generación térmica de carbón.

Gráfico 6.16 Resultado simulación Coste Marginal del Sistema y S/E referenciales. Caso generación PHS 1.400 MW – 24 horas Almacenamiento.



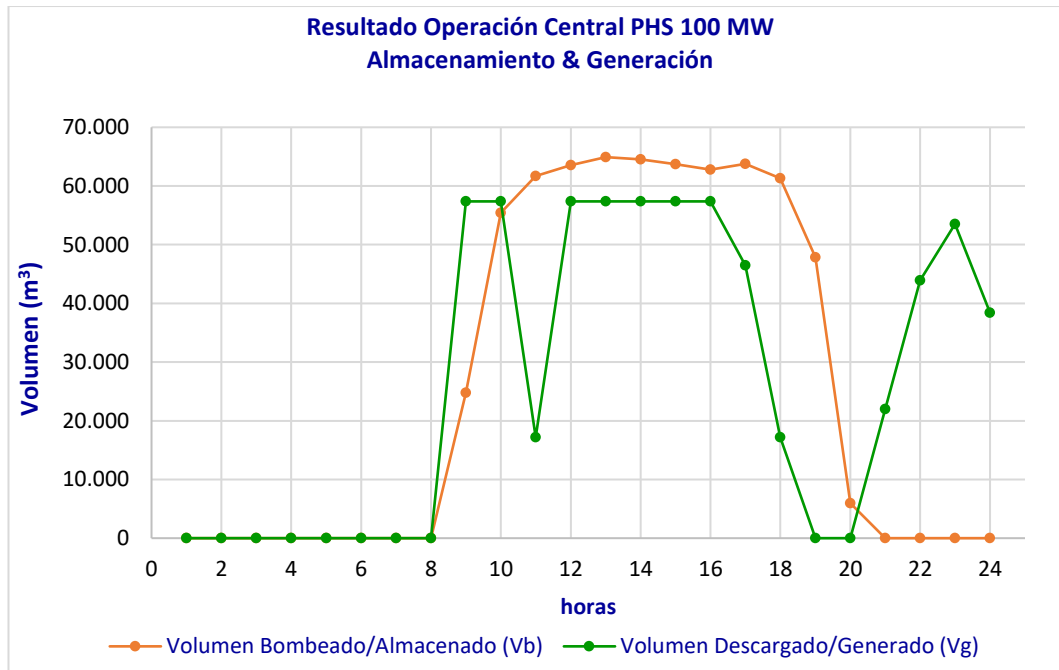
Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

6.6. Resultados de la Operación del Embalse PHS

A continuación, se mostrarán los resultados de la operación del embalse según los casos simulados que resultan de la aplicación del modelo propuesto. Importante es señalar que el modelo considera a la central PHS como una unidad térmica más del sistema, ya que el modelo considera el costo de generación de la central PHS, que queda definido a través de un contrato bilateral financiero entre la central PHS y la central solar fotovoltaica que entrega la energía a la estación de bombeo. El costo de venta por parte de la central solar fotovoltaica considera, inversión, costos de O&M, RRHH y costo financiero. Del mismo modo el costo variable de generación de la central PHS considera las mismas partidas.

Los resultados de la operación de los distintos escenarios de simulación para el sistema de almacenamiento son los siguientes.

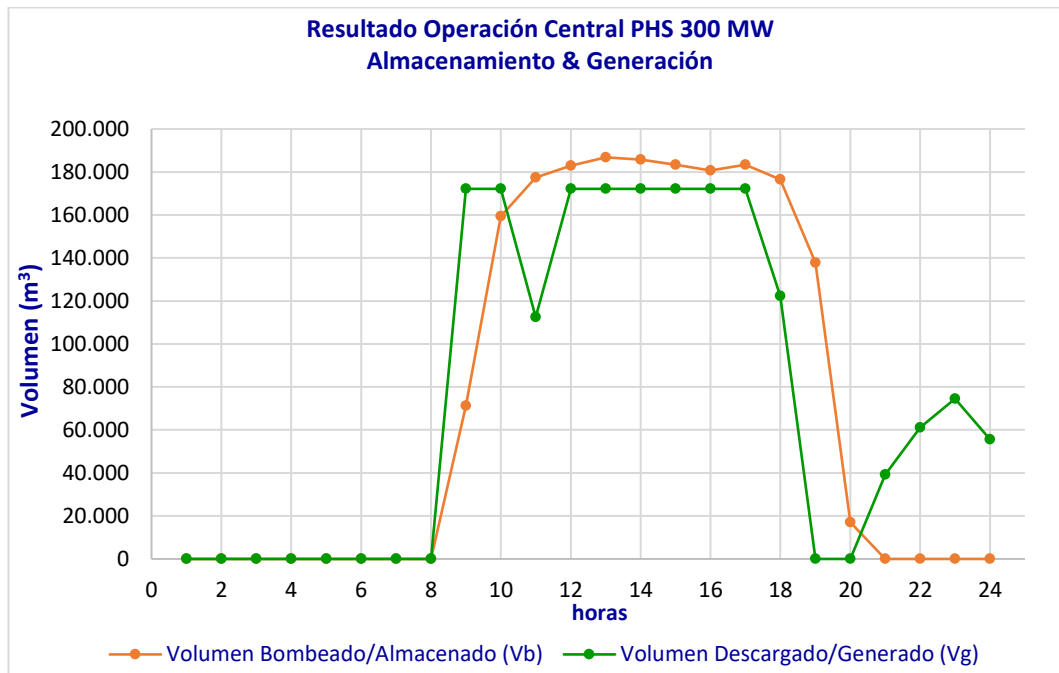
Gráfico 6.17 Resultado operación almacenamiento/generación de la central PHS. Caso generación con PHS 100 MW – 11 horas Almacenamiento.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

En este gráfico podemos apreciar la flexibilidad que ofrece la central PHS respecto del sistema simulado. En efecto se puede ver claramente durante las horas previa a la hora de punta, es decir entre 18 y 20 horas, donde permite que las ERV puedan seguir inyectando su generación, cediendo capacidad y luego reponiendo su generación para cuando la energía solar particularmente deja de estar disponible.

Gráfico 6.18 Resultado operación almacenamiento/generación de la central PHS. Caso generación con PHS 300 MW – 11 horas Almacenamiento.

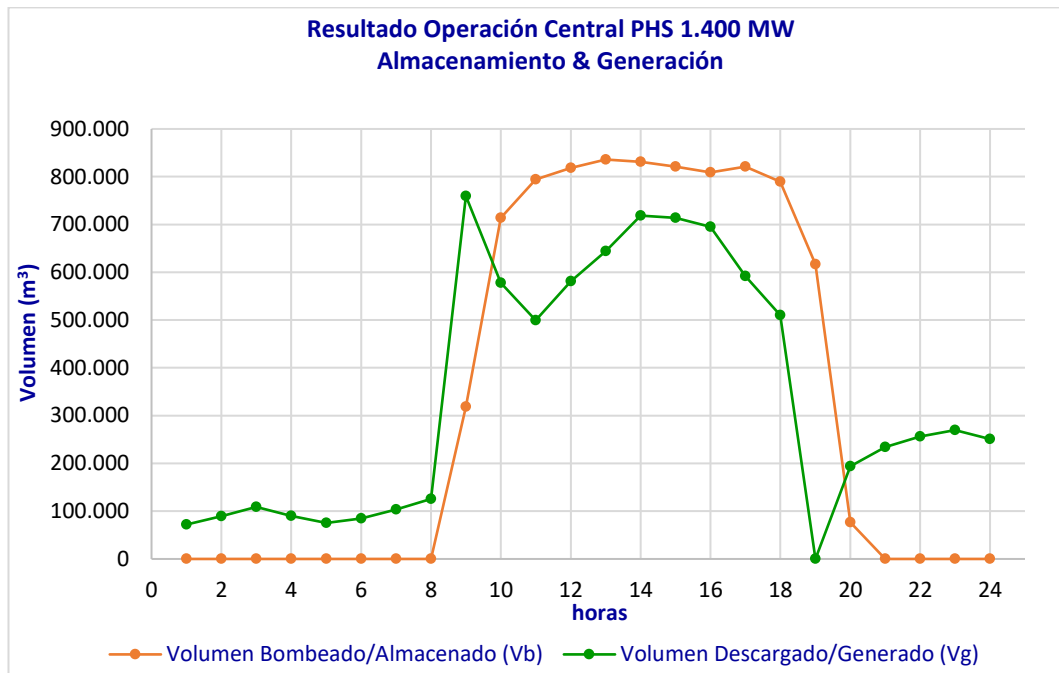


Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

En este gráfico, podemos nuevamente comprobar que la operación del embalse con generación PHS, entrega una flexibilidad para la operación de centrales de ERV que permiten su inyección hasta la última hora del día solar, lo que significa que de esta manera podemos garantizar una operación a mínimo coste total del sistema.

También se vuelve a demostrar especialmente en las horas cercanas a la hora de punta la capacidad del modelo que permite la inyección al final de las horas de sol del día, que finalmente permiten una operación confiable y flexible, como es requerido por este tipo de tecnologías de generación variable.

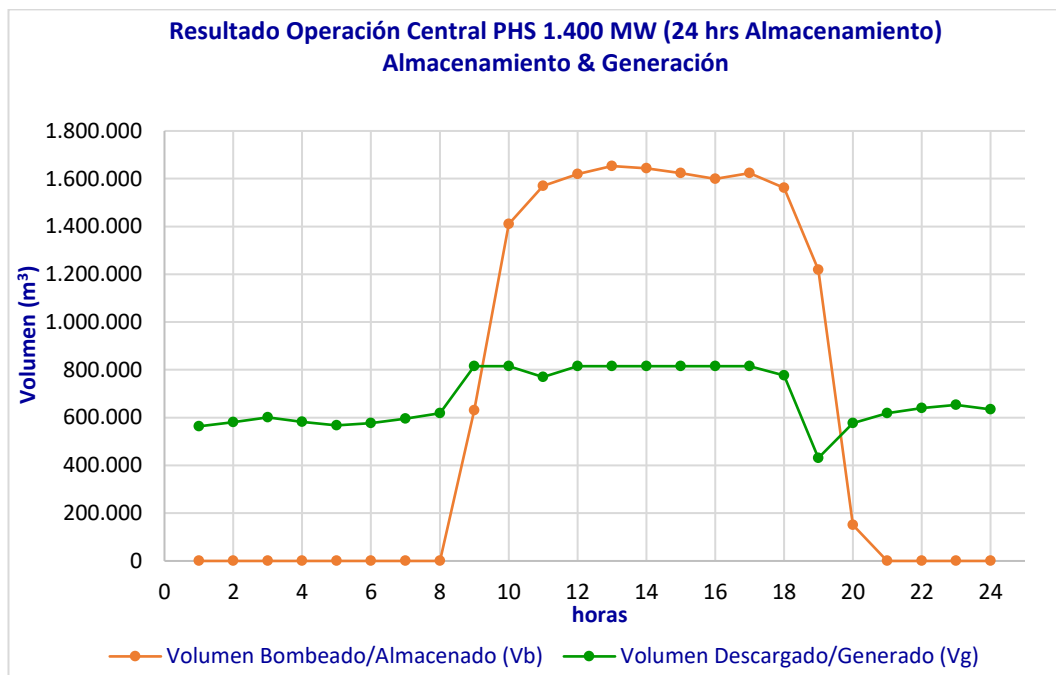
Gráfico 6.19 Resultado operación almacenamiento/generación de la central PHS. Caso generación PHS 1.400 MW – 11 horas Almacenamiento.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

En este nuevo gráfico en que se considera una potencia instalada de central PHS de 1.400 MW, nos permite poder establecer que efectivamente el modelo funciona de forma flexible como lo exigen las tecnologías renovables variables, que se traduce en una operación confiable y cumpliendo un costo de generación total menor que si no utilizamos la tecnología PHS.

Gráfico 6.20 Resultado operación almacenamiento/generación de la central PHS. Caso generación PHS 1.400 MW – 24 horas operación continua.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

En esta última simulación, nos viene a dejar la claridad de disponer de energía embalsada para una operación de 24 horas a plena capacidad, bajo la misma potencia instalada que el caso anterior, es decir 1.400 MW.

Finalmente, al analizar y concluir sobre las simulaciones desarrolladas para el modelo propuesto, nos queda claro que los resultados son evidentes, comprobando que el modelo tiene viabilidad técnica, económica y operacional.

Nota: Para complementar este capítulo, ver Anexo N°4 Especificaciones Técnicas de Generadores, Costos, Factores de Pérdidas y Demanda. Anexo N°5 Emplazamiento de la Central PHS Simulado en Google Earth y Anexo N°6 Ingreso de Datos para la Simulación.

CAPÍTULO VII

7. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

7.1. Opción de Inyectar Directamente la Generación Solar de la Estación de Bombeo al Sistema Eléctrico

Uno de los grandes misterios técnicos y económico que encierra este modelo, justamente es poder responder a este interrogante simple pero profundo sobre la opción de almacenar energía o inyectarla directamente al sistema. Si bien es cierto que una estación completa de almacenamiento como son las centrales hidroeléctricas PHS, integrada por estación de bombeo, embalse superior y equipos de generación independiente del sistema de bombeo, conforman un sistema absolutamente “ineficiente” desde el punto de la eficiencia energética (AChSE, 2021), es decir una Central PHS desde este punto de vista no debería ser considerada en su operación, sin embargo en nuestro modelo se demuestra lo contrario, debido a que el sistema eléctrico genera condiciones de operación prácticamente para todo el parque generador de ERNC, pero con mucho más énfasis en la energía solar fotovoltaica y eólica, que conlleva una pérdida de generación real al sistema eléctrico producto de limitaciones tanto del sistema de transmisión (congestión) como de operación a mínimo técnico de unidades generadoras convencionales (Centro de Energía U. de Chile, 2016). Lo anterior se podría definir en términos económicos como una sobreoferta de ERNC para un sistema eléctrico que, como en muchos países a nivel mundial, es común encontrar esta realidad por ejemplo Europa, donde se vierte energía renovable producto de estas limitaciones (ACER, 2020), y Chile no es la excepción.

Entonces una justificación clara y precisa sobre el porqué “no inyectar” la energía solar generada directamente al sistema eléctrico utilizada para el sistema de bombeo, está basada en que esa energía perfectamente puede ser vertida por las condiciones operacionales que puede generar el sistema eléctrico en su operación real hora a hora y por tanto si comparamos la energía que hoy se vierte en Chile, en el año 2020 alcanzó a 247 GWh, mientras que entre los años 2016 y 2019 esta alcanzó un total de 2.398,3 GWh (Reducciones | CEN, 2021). La energía eléctrica utilizada por el sistema de bombeo para la planta PHS de 100 MW, alcanza a 581 GWh/año, sin embargo, no existe certeza que toda esta energía pueda ser inyectada a la red dado el nivel de vertimiento actual, pero a la vez existe otra condición limitante para la inyección de energías renovables variables que es la capacidad de alcanzar las potencias mínimas técnicas de todo el parque generador que se encuentre en línea y este deberá ser capaz de sustituir la ERV, particularmente la solar FV cuando comienza la pérdida de luz solar.

Existe una condición operacional extremadamente importante al momento de evaluar la opción de inyectar directamente a la red la energía solar que alimenta la estación de bombeo, y es que justamente el almacenamiento de energía hidráulica en un reservorio superior que en nuestro caso no depende del sistema eléctrico, nos permite generar energía eléctrica de forma independiente de los eventos meteorológicos del cual son altamente dependientes las centrales hidráulicas convencionales como de embalse y de pasada, es decir la operación de una central PHS con almacenamiento independiente de fenómenos meteorológicos y de alimentación del sistema de bombeo, nos permitiría desplazar finalmente el parque de generación térmica a carbón, cuya operación además, ejercería las funciones como regulación de frecuencia y de tensión que la tecnología renovable variable como solar fotovoltaica y eólica no son capaces de satisfacer en gran escala en la actualidad.

7.2. Limitaciones Técnicas de la Operación Real

También existe otra consideración no menor y se puede definir como la más importante en operación de sistemas eléctricos de potencia, especialmente el sistema chileno, y dice relación con las capacidades en línea del mínimo técnico que pueden alcanzar “cada una” de las unidades generadoras que actualmente están conectadas al sistema. Este valor es finito y conocido, por tanto, también será conocida la potencia máxima de ERV permisible de inyectar al sistema para no perder la estabilidad operacional del sistema eléctrico.

Al respecto, esta condición técnica operacional de los sistemas eléctricos, no permite abastecer el 100% de la demanda con un parque generador de ERV, ya que estos sistemas no poseen la capacidad de regulación de frecuencia y regulación de tensión dinámica, como si la poseen las tecnologías convencionales (Kothari & Nagrath, 2003). En este último caso, la normativa actual licita como servicios complementarios la regulación de frecuencia, no obstante, actualmente las ERV no aportan a la regulación de tensión del sistema, excepto para la inyección de su generación. La generación convencional, lo hace de forma dinámica, al subexcitar el generador absorbe potencia reactiva inductiva que permite bajar tensiones y viceversa al sobre excitar genera potencia reactiva capacitiva que permite elevar las tensiones del sistema eléctrico (J. Zhu, 2015) .

Este escenario real y creíble que no sustenta opiniones técnicas divididas, cuya potencia renovable variable no podrá ser superior a la diferencia entre la demanda horaria del subsistema y la generación total a mínimo técnico, cuyo valor calculado no podrá ser superior a 28.605 MWh/día (Resultados Simulación PHS, 2022), considerando el esquema de generación del día simulado, valor que sin duda puede variar, y que dependerá de las configuraciones de generación programadas.

Sin embargo, no será un valor tan diferente a este, ya que el esquema de generación podría cambiar levemente cuando alguna(s) unidad(es) generadora(s) ingrese(n) a mantenimiento programada²⁶ o que la demanda aumente o disminuya sobre los valores estándares conocidos en el sistema eléctrico, tal como teóricamente se le conoce como sistemas de control automático de la generación, AGC²⁷ *Excitation System* (Hadi Saadat, 1999).

7.3. Vertimiento de Energía en el Sistema Eléctrico Nacional

Otra de las grandes dificultades que ha tenido el sistema eléctrico chileno en materia de crecimiento de la generación renovable variable, ha sido la pérdida sustantiva de esta generación, como se mencionó anteriormente, debido a dos variables operacionales que presenta el sistema eléctrico nacional. La primera es la condición de congestión o limitaciones de los sistemas de transmisión, particularmente en las áreas donde se inyecta gran cantidad de ERV tanto solar como eólica y la segunda es la operación a mínimo técnico de unidades generadoras convencionales que deben ser operadas bajo esta condición, por exceso de oferta de generación renovable. Ambas condiciones, nacen a partir del análisis de su estructura de costos variables de generación, estos costos prácticamente son “cero” o muy cercanos a “cero” en el mercado diario, lo que implica sin duda un desplazamiento por orden de mérito de la generación convencional, reduciendo su factor de carga y casación del mercado, que se traduce en la disminución de los precios promedios y por tanto sus ingresos que son valorados a costo marginal. Además, el mercado chileno que posee una escasa capacidad de almacenamiento el precio de mercado puede llevarse a una mayor volatilidad, como es el caso de los mercados europeos.

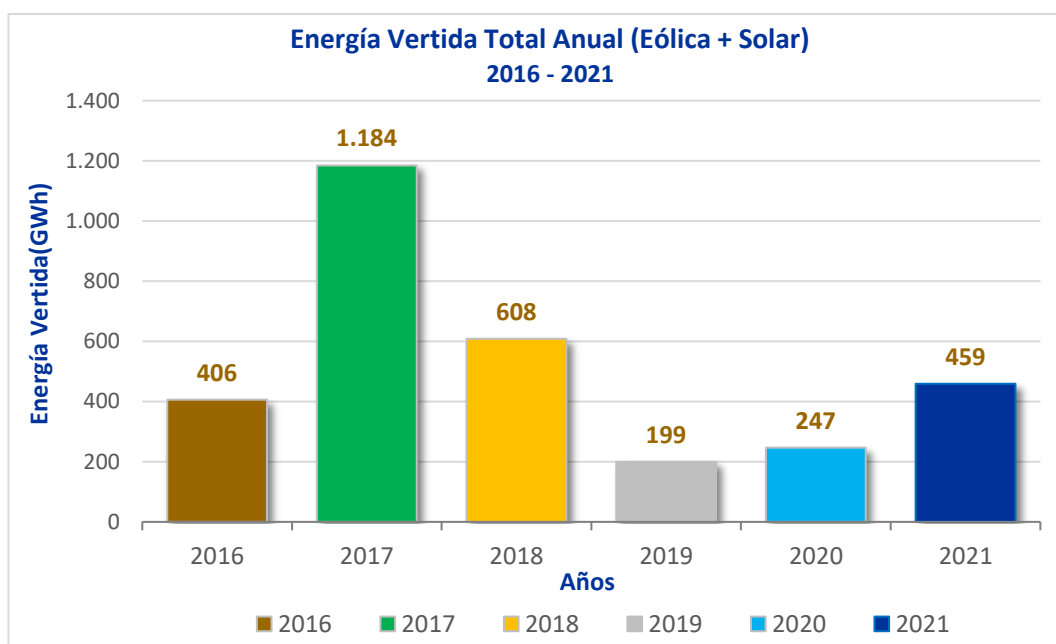
²⁶ La relación de potencias neta de generación unitaria respecto de la demanda total del sistema, es menor al 5% de la potencia máxima demandada, por tanto, no existen condiciones de pérdida de estabilidad del sistema eléctrico. La reserva en giro es del 10% de la potencia en servicio.

²⁷ AGC : Automatic Generation Control.

También existe otro efecto en la operación del sistema, particularmente cuando las energías renovables variables dejan de generar, especialmente la solar fotovoltaica que genera rampas de salida del orden de -800 MW/hora (Valgesta Energía, 2019, p. 17) y que deben ser cubiertas por la generación convencional, que generalmente comienza al momento de inicio de la demanda de hora de punta.

Por otra parte, como se ha señalado anteriormente, el vertimiento ha sido uno de los motivos de la formulación del modelo de la presente tesis, sin embargo, a pesar del gran volumen de pérdidas de energía, aún Chile posee bajos índices comparados con países europeos (Synex et al., 2018, p. 87). A continuación, se muestra un gráfico con las energías vertidas desde los años 2016 a 2021 respectivamente.

Gráfico 7.1 Energía eólica y solar vertida anual en GWh entre los años 2016 y 2021 del Sistema Eléctrico Nacional, SEN.



Fuente: Elaboración propia, con datos obtenidos del Coordinador Eléctrico Nacional, página de transparencia. (Reducciones | CEN, 2021), (Revista Electricidad, 2022a).

Respecto del gráfico anterior, podemos indicar en base a información de la operación real del Sistema Eléctrico Nacional, que a partir del año 2017 a 2018 se produjo una disminución muy importante en el vertimiento de ERV, debido a que el 21 de noviembre de 2017, se interconectaron los ex sistemas SING y SIC dando origen al nuevo Sistema Eléctrico Nacional (Anuario 2017 | CNE, 2018), luego entre los años 2018 y 2019 se vio una disminución importante del vertimiento, sin embargo en el año 2020 y 2021, ha vuelto a aumentar, debido al gran aumento de potencia renovable instalada (Capacidad Instalada por Tecnología | CEN, 2021), particularmente solar, lo que se traduce en una sobreoferta de este tipo de energías, emplazada preferentemente en el norte grande y norte chico del país. Se puede prever bajo estos estándares de crecimiento que en los próximos años es muy probable un mayor vertimiento, producto que seguirá aumentando la potencia instalada por el ingreso de nuevas centrales renovables y especialmente de energía solar fotovoltaica (Reporte Conexión Proyectos | CEN, 2021). Una solución a este problema es la propuesta de la CNE de la construcción de una línea de transmisión HVDC Kimal – Lo Aguirre de 1.500 km de longitud en 600 kV que conectará a la Región de Antofagasta con la Metropolitana, la cual contempla una capacidad de 3.000 MW, según indica el decreto de adjudicación publicado por el Ministerio de Energía en el Diario Oficial y que deberá entrar en operaciones en mayo de 2029 (Revista Electricidad, 2022b), (DTO N°1T, 2022).

Todo este crecimiento explosivo de generación solar fotovoltaica, marcará sin duda la agenda operacional diaria del Sistema Eléctrico Nacional, hacia un mayor vertimiento de energías renovables variables, la que podrá disminuir en términos de oportunidad de almacenamiento a través de Centrales PHS, como una solución viable tanto para la operación del sistema a través de capacidades de regulación de frecuencia y un inminente impacto negativo en el costo total de generación del SEN, como se ha demostrado en este trabajo de investigación.

7.4. Discusión y Análisis de Resultados

El sector eléctrico en Chile, es un sector que funciona plenamente como un mercado abierto y competitivo en todos los segmentos en que le es posible y que la legislación vigente lo permite incluso lo incentiva a la competencia, como es el segmento de transmisión.

Abordar nuestro mercado eléctrico conlleva a analizar su funcionamiento operacional como su regulación y en este contexto, llegamos a analizar los conceptos técnicos y económicos que permiten su operación y finalmente los resultados de esa operación.

Nuestro modelo apunta en proponer una solución para el ingreso de las ERNC al mercado eléctrico chileno que, en función de sus resultados, nos permite abordar la operación de una forma distinta, respetando toda la normativa y regulación vigente, cuyo único objetivo general fue analizar la viabilidad técnica y operacional de incorporar al sistema eléctrico nacional, centrales PHS, cuyo costo total de operación del sistema sea menor que si no incorporamos tecnología PHS.

Los objetivos del modelo que se plantearon de ingresar centrales PHS a la operación real, quedan claramente cumplidos con los resultados obtenidos de la simulación del modelo matemático. Esta solución sin duda, si la vemos desde el punto de vista del desarrollo mundial de tecnologías de generación PHS es viable en muchos países, y posiblemente pueda ser una solución para Chile. No obstante, en nuestro modelo planteamos la variante de obtener la energía para su sistema de bombeo desde una fuente independiente del sistema eléctrico del cual está conectada, y por tanto nos permite poder programar diariamente la energía almacenada que dependerá (en nuestro modelo) de la central solar fotovoltaica que no formará parte del sistema eléctrico nacional.

El modelo para poder operar dentro de la regulación eléctrica en Chile, considera acordar un contrato financiero bilateral (PPA) entre la central PHS y la central solar fotovoltaica, cuyo precio de la energía en USD/MWh, estará determinado por el costo de inversión de la central solar fotovoltaica (RE N°100, 2020), costo financiero, costo de O&M, más una rentabilidad sobre el costo variable de generación que se fijó en un 3% que permitirá manejar cierta holgura en las variaciones de los costos de generación de esta central solar. Este precio definido y acordado en el contrato financiero (entre privados), permite determinar el precio de la energía almacenada y por tanto el costo variable de generación de la central PHS (Costos Inversión PHS, 2020), el que debe ser considerado como cualquier costo variable de generación de tecnología convencional en el *pool* de unidades generadoras disponibles para la programación de la generación diaria del sistema eléctrico.

Para desarrollar la simulación del despacho diario de unidades generadoras (*Unit Commitment*), se propuso un modelo matemático de programación lineal entera mixta PLEM, cuya programación matemática se realizó con el software de IBM ILOG CPLEX Studio, versión 12.10. Básicamente es un modelo hidrotérmico convencional, que en nuestro caso agrega y considera para el despacho la tecnología PHS. Para poder simular el modelo, se analizaron las condiciones operacionales del Sistema Eléctrico Nacional SEN, cuyo resultado de acuerdo con su extensión real, se redefinió simular el Ex Sistema Interconectado del Norte Grande SING, hoy parte del SEN, que en nuestro caso de estudio está conectado con el resto del sistema eléctrico nacional a través de la S/E Los Changos en 220/500 kV que hemos definido como una barra infinita. Además, representa el punto físico real de conexión con el resto del sistema eléctrico nacional. Las variables eléctricas de esta barra como las transferencias de potencia horaria y variables económicas como los CMg horarios, fueron obtenidos según información de la operación en línea de la WEB del Coordinador Eléctrico Nacional (Operación Real | CEN, 2020).

Las simulaciones realizadas se desarrollaron considerando unidades generadoras PHS conectadas en 220 kV a S/E Tarapacá, con potencias nominales de 100 MW, 300 MW y 1.400 MW, todas ellas con una dependencia de capacidad de almacenamiento por bombeo, equivalente a 11 horas por día, que corresponde a las horas que permite operar la planta solar fotovoltaica diariamente. Luego una cuarta simulación, con la misma central PHS de 1.400 MW, pero con capacidad de almacenamiento para operación a plena carga durante 24 horas, la que se puede alcanzar con una potencia bruta de bombeo considerando todos los factores de rendimiento del grupo motor – turbina de 4.531 MW, el que deberá ser alimentado por una central solar fotovoltaica de 5.637 MWp, cuyo reservorio superior se encontrará a una altura neta de 850 metros sobre el nivel del mar. Potencia calculada considerando los factores de corrección de rendimiento de centrales solares fotovoltaica, obtenidos de la operación real de plantas solares con seguimiento de un eje (Operación Real | CEN, 2020). Los resultados obtenidos son los siguientes.

Tabla 7.1 Resumen de Resultados de las Simulaciones.

Potencia PHS	100 MW	300 MW	1.400 MW	1.400 MW
Tiempo Generación a Plena Carga (hrs)	11	11	11	24
Costo Total Operación sin PHS (Base) (USD)	1.444.326	1.444.326	1.444.326	1.444.326
Costo Total Operación con PHS (USD)	1.422.320	1.378.844	1.175.895	902.305
Disminución Costo Total ex SING	1,52%	4,53%	18,59%	37,53%
Costo Variable Generación PHS (USD/MWh)	28,184	23,665	22,575	10,657
Costo Variable Generación FV (Referencial) (USD/MWh)	14,306	13,080	12,263	11,419
Costo de Almacenamiento (Contrato) ⁽¹⁾ (USD/MWh)	14,735	13,473	12,631	11,762

(1) Contrato financiero bilateral (PPA) entre la Central Solar Fotovoltaica y la Central PHS. Considera rentabilidad de 3% sobre el precio base calculado que incluye costos de O&M y costos financieros.

Fuente: Elaboración propia a partir de (RE N°100, 2020), (Costos Inversión PHS, 2020), (Resultados Simulación PHS, 2022).

Los resultados son muy explícitos sobre los objetivos planteados, cuyos valores nos indican la viabilidad del modelo, es decir, si logramos inyectar potencias de centrales PHS, desde 100 MW instalados, vamos a obtener resultados de disminución del costo total de generación del sistema, lo que permite la plena justificación de los objetivos planteados.

También es posible establecer otro mecanismo de comprobación de objetivos cumplidos del modelo, y lo demuestra la siguiente tabla resumen de operaciones.

Tabla 7.2 Resumen de Operación Simulación Central PHS.

Potencia PHS	100 MW	300 MW	1.400 MW	1.400 MW ⁽¹⁾
Generación Diaria de Diseño PHS (MWh)	1.100	3.300	15.400	33.600
Generación Diaria Simulación PHS (MWh)	1.100	3.211	14.371	28.001
Ingresos Diarios PHS ⁽²⁾ (CMg S/E Tarapacá) (USD)	42.027	119.904	479.147	846.506
CMg horario promedio S/E Tarapacá (USD/MWh)	38,493	38,493	33,810	30,415
CMg horario mínimo S/E Tarapacá (USD/MWh)	37,015	37,015	33,027	29,048
CMg horario máximo S/E Tarapacá ⁽³⁾ (USD/MWh)	39,630	39,630	34,408	31,431

(1) Considera almacenamiento para operación a plena carga durante 24 horas.

(2) Los ingresos diarios para la central PHS se determinan en función de la asignación de generación horaria y su costo marginal asociado a la barra de inyección. La barra de inyección es S/E Tarapacá y se valoriza hora a hora, cuyo ingreso total corresponde a la sumatoria de las 24 horas del día.

(3) S/E Tarapacá considerada como punto de inyección de la potencia simulada de la central PHS.

Fuente: Elaboración propia a partir (Resultados Simulación PHS, 2022).

El resumen operacional de la simulación, nos indica que entre potencias de una planta PHS de 100 MW y 300 MW no generan una variación del costo marginal del sistema. Esto debido a que las potencias inyectadas son insuficientes para desplazar alguna central térmica de carbón, lo que lleva al sistema a operar estas centrales térmicas en su mínimo técnico, obligando al sistema a mantenerlas en servicio.

Luego para potencias de 1.400 MW para generación de 11 horas a plena carga ya se puede ver una variación de -12,17%, mientras que para la misma potencia de 1.400 MW nominales y generación disponible las 24 horas, la variación del costo marginal es de -20,99% sobre la potencia instalada de 300 MW respectivamente.

Finalmente, en esta tabla podemos visualizar a manera de ensayo que los ingresos de todas las potencias ensayadas para la central PHS son positivos. Sin embargo, existe una condición no menor que es la diferencia entre el costo marginal medio horario y el costo de generación base de las diferentes potencias de las PHS. Ese rango nos permite incluso manejar de mejor manera el precio del contrato de suministro con la central solar fotovoltaica. Como se ha señalado, la regulación del precio acordado se realiza a través de un contrato financiero bilateral que es de libre pacto. Desde un punto de vista integral del negocio el precio óptimo para ambas instalaciones, claro que siempre visualizando la banda de precio del costo marginal del sistema como referencia. También existe otro análisis que nos permite poder evaluar los resultados del modelo y es el movimiento de energía resultante de las simulaciones, cuyos resultados son los siguientes:

Tabla 7.3 Resumen Movimiento de Energía Simulación Central PHS.

Potencia PHS	100 MW	300 MW	1.400 MW	1.400 MW ⁽¹⁾
Disponibilidad Anual PHS y Solar FV ⁽²⁾ (días)	355	355	355	355
Energía Eléctrica Bombeada (GWh)	581	1.975	10.209	16.097
Generación Energía Nominal (GWh)	391	1.172	5.469	11.933
Generación Energía Simulación PHS (GWh)	391	1.140	5.104	9.944
Eficiencia Neta del Sistema⁽³⁾	67,2%	59,3%	53,6%	74,1%

(1) Considera almacenamiento para operación a plena carga durante 24 horas.

(2) Se consideró 6 días anuales para mantención mayor de la central PHS más 4 días por falla. Se tomó como referencia la central hidroeléctrica El Toro (de embalse), cuyo plan de mantenimiento mayor entre los años 2021 – 2023 es de 4 a 6 días anuales por unidad (IDMPM | CEN, 2021). La tasa de falla de una central hidroeléctrica es marginal y se definió 4 días por año, en total 10 días de indisponibilidad anuales.

(3) Bombeo-Almacenamiento/Descarga-Generación Nominal. Relación directa con la altura de emplazamiento del reservorio superior.

Fuente: Elaboración propia a partir (Resultados Simulación PHS, 2022).

Si bien es cierto, este sistema es muy ineficiente desde el punto de vista de los conceptos de la eficiencia energética, también es muy cierto que aún con estas ineficiencias, el sistema sigue siendo un aporte a la operación del sistema eléctrico y particularmente porque cumple con los objetivos del modelo, es decir disminuir el costo total de generación del sistema. Sin embargo, el sistema se hace mucho más eficiente al momento de considerar la central PHS de 1.400 MW con operación a plena carga por 24 horas, cuyo resultado resulta muy alentador al momento de validar las cifras resultantes, es decir podemos concluir que es absolutamente convergente mientras mayor disponibilidad de generación de una central PHS, estas son también mucho más eficientes y por tanto más rentables tanto en la contribución a mejorar la operación del sistema, como también en la disminución del costo total de generación y la consecuente disminución del costo marginal del sistema.

La validación de los resultados en materia de eficiencia neta nos indica que a mayor generación inyectada al sistema por la central PHS, mayor es la eficiencia operacional y económica del sistema, o dicho de otra manera a medida que la generación PHS es menor, el sistema es más ineficiente. Esto nos demuestra entonces, que será conveniente ubicar la central PHS en el menor costo variable de generación posible para su despacho diario garantizado.

Para complementar este capítulo, ver Anexo N°7 Resultados Asignación Generación Simulación Matemática del Modelo.

CAPÍTULO VIII

8. CONCLUSIONES

El objetivo principal de este trabajo de investigación, es demostrar la viabilidad de minimizar el costo total de generación del SEN, expandiendo la matriz de generación con tecnología de almacenamiento hidráulico por bombeo PHS (con agua de mar), que se demuestra a través de un modelo matemático MILP de solución del *Unit Commitment*, para distintos valores de potencia instalada, generando mayor flexibilidad, lo que permite el ingreso de las ERNC como solar y eólica al sistema eléctrico de potencia. De forma complementaria al objetivo principal, el resultado del trabajo de investigación también es un aporte a la transición energética del país y a la descarbonización de forma exitosa, al incluir mayor ERNC, como un aporte real al mejoramiento del medio ambiente.

Se han estudiado y abordado los siguientes aspectos para cumplir los objetivos del trabajo de investigación:

- ⦿ Análisis de los requerimientos legales y normativos del SEN chileno.
- ⦿ Objetivos de operación del sistema: Operar a mínimo coste, garantizando la calidad y seguridad del servicio. Mejoramiento de la flexibilidad del sistema.
- ⦿ Formación de la estructura de costes: oferta y demanda, costes de generación por tecnologías, estructura de costes marginales.
- ⦿ Objetivos medioambientales, abordando el emplazamiento de la central PHS en zonas de bajo impacto ambiental y características geomorfológicas como el farellón costero de la zona norte de Chile.

Por otra parte, la tesis genera una propuesta de valor al incorporar una unidad de almacenamiento hidráulico de bombeo con reservorio inferior marino y alimentada sus instalaciones de bombeo por una central solar fotovoltaica de uso exclusivo (sin conexión a la red eléctrica convencional), lo que permite una operación independiente entre bombeo y generación de electricidad, aportando mayor flexibilidad operacional al sistema.

La principal limitación será la disponibilidad de almacenamiento que no dependerá de las condiciones pluviométricas como en la tecnología convencional de almacenamiento hidráulico de embalse. Sobre el particular, también debemos agregar que, en la zona norte del país, existe gran disponibilidad del recurso solar, lo que garantiza altas condiciones para la generación solar fotovoltaica, transformándose en garantía para las operaciones de bombeo. En este mismo sentido, queda refrendada la viabilidad operacional del modelo, a través del contrato bilateral financiero de suministro de energía eléctrica entre la central solar fotovoltaica y la planta PHS.

Para evaluar el impacto de la solución propuesta se ha modelizado el funcionamiento del sistema eléctrico chileno mediante un modelo de *unit commitment*, particularmente se ha realizado una división eléctrica entre los ex sistemas SING y SIC, donde se modelizó como una barra infinita al ex sistema SIC quedando definida en S/E Los Changos en 220/500 kV, lo que nos permite obtener resultados de la simulación equivalentes a todo el SEN, permitiendo de esta manera modelizar la operación del sistema eléctrico a mínimo coste. El modelo además permite evaluar distintas alternativas de potencia instalada de generación PHS frente a un sistema altamente térmico y renovable solar y eólico.

Los resultados obtenidos han sido los siguientes:

- ⊙ Las tres primeras simulaciones con PHS consideran almacenamiento de 11 horas a plena carga y la cuarta simulación con almacenamiento de 24 horas.

Los datos de salida de la simulación para el escenario sin PHS, muestra un coste total de operación de USD 1.444.326, asociado un CMg de 38,493 USD/MWh.

La primera simulación con el ingreso de una unidad PHS de 100 MW, nos entrega valores de coste total de generación de USD 1.422.320, equivalente a -1,52% del coste sin PHS, sin embargo, el CMg se mantuvo.

La segunda simulación con una central PHS de 300 MW, el coste total de generación alcanzó USD 1.378.844, representando un -4,53%, y su CMg asociado nuevamente se mantuvo.

La tercera simulación con una central PHS de 1.400 MW el coste total de generación fue de USD 1.175.895 equivalente a un -18,59%, entregando un CMg de 33,810 USD/MWh, lo que significa un desplazamiento de generación térmica de la operación diaria del sistema.

Y la cuarta simulación considera una central PHS de 1.400 MW, pero con capacidad de almacenamiento de 24 horas, esto nos obliga a calcular una estación de bombeo que sea capaz de almacenar la energía hidráulica suficiente durante las horas de sol que pueda operar nuestra central solar fotovoltaica. Los datos de salida nos indican que el coste total de operación del sistema alcanza el valor de USD 902.305, equivalente a -37,53% del costo total sin PHS, asociado un CMg de 30,415 USD/MWh, lo que da cuenta de un desplazamiento de generación térmica, representada por una operación más flexible para el ingreso de las ERNC, lo que se puede observar en los resultados de la operación de la PHS respecto de las variaciones de carga que se ajusta perfectamente para una operación a mínimo coste.

- ⊙ La incorporación de unidades PHS como la propuesta, desplaza la generación de unidades más caras que a la vez son las más contaminantes. La reducción alcanza valores de entre 2,24% y 28,85% sobre la demanda máxima del subsistema simulado. Para referenciarlos al SEN, estos valores fluctúan desde un 0,51% al 7,13% para almacenamiento de 11 horas y de un 15,56% para almacenamiento de 24 horas sobre la demanda del Sistema Eléctrico Nacional en (MWh/h).
- ⊙ Se ha calculado la eficiencia de transformación de la energía primaria solar fotovoltaica – hidráulica de almacenamiento - generación de electricidad en un 67,2% para una potencia PHS de 100MW, 59,3% para una PHS de 300MW y de 53,6% para una PHS de 1.400MW, para almacenamiento de 11 horas de operación. Mientras que, para una potencia de 1.400 MW con almacenamiento de 24 horas, la eficiencia aumenta al 74,1%, esto debido a que la energía generada es mayor con relación al almacenamiento de 11 horas para una misma potencia y por tanto su despacho se hace durante las 24 horas dando flexibilidad al sistema eléctrico.
- ⊙ El modelo planteado nos permite un mayor ingreso de ERV, debido a la flexibilidad operacional ofrecida por la tecnología PHS, tal como se puede ver en el punto 6.6 “Resultados de la Operación del Embalse PHS”, que muestra el comportamiento del almacenamiento / generación de las diferentes simulaciones presentadas y que reflejan la flexibilidad operacional que ofrece esta tecnología, aumentando la presencia de unidades renovables no contaminantes.
- ⊙ Los resultados expuestos se alinean con investigaciones de otros autores que identifican el almacenamiento de energía como una condición imprescindible de los sistemas eléctricos futuros, por lo que esta tecnología PHS permitirá una integración eficiente, casi vertical de las energías renovables intermitentes (Kougias & Szabó, 2017), lo que conlleva una operación más segura y por tanto confiable para el suministro de energía eléctrica del sistema.

Las centrales PHS y su característica de almacenamiento permiten respuestas rápidas a los cambios de la operación de un sistema eléctrico, tal como lo hacen las centrales hidroeléctricas convencionales de embalse, de modo que nuestro sistema debería orientarse no solo a regulaciones de servicios complementarios para estas tecnologías, sino que también deben ser consideradas en la participación directa del mercado y de capacidad, de modo que no se lleve a un desincentivo explícito de las tecnologías PHS.

Las limitaciones a la propuesta son las siguientes:

- ⊙ El estudio se ha basado en el subsistema SING ya que permite realizar el análisis con más detalle. La metodología y los resultados son escalables al SEN y a otros sistemas eléctricos que se definan.
- ⊙ Los resultados expuestos, se limitan al estudio de un día tipo cualquiera, que en nuestro caso coincidió con la operación de una central de ciclo combinado en modo Inflex, lo que implica la obligatoriedad por parte del operador del sistema de hacerla generar hasta cubrir la necesidad de disminución de almacenamiento de gas natural, cuyo pago se hace a coste marginal horario del sistema, referenciado a la barra de inyección. Importante es señalar, que se debe analizar las variaciones que podrían sufrir los resultados para otras condiciones de operación del sistema, entre estos en periodo de 7 días para distintas épocas o periodos del año.
- ⊙ El uso de unidades de almacenamiento por bombeo PHS con agua de mar, requiere de localizaciones con características orográficas muy particulares. Si bien es cierto, la propuesta no es una solución genérica si existen varios estudios a nivel nacional e internacional de prospección de dicha tecnología que dan cuenta del potencial existente en el norte grande de Chile y que si puede extrapolarse como potencial a otras latitudes.

- ⊙ La alimentación eléctrica exclusiva de la unidad PHS por una central solar fotovoltaica, limita la aplicación directa de la solución a áreas geográficas con una radiación solar alta, siempre y cuando existan costes marginales altos en las horas de sol. Sin embargo, se puede definir que, para la condición propuesta, el análisis de coste de oportunidad entre el precio de un contrato bilateral y el precio spot del sistema, existe un riesgo al asumir la venta a precio *spot* y que hoy debe evaluarse detalladamente por su bajo precio en las horas de generación solar.

Un contrato bilateral garantiza al generador solar ingresos de un negocio seguro, ya que el precio del contrato debe reflejar los costos variables de generación real que son cercanos a cero más un delta que viabilice el negocio de la central solar. En el mismo sentido se debe considerar además que toda la energía producida será comprada por la estación de bombeo, por la complementariedad del negocio de ambos.

- ⊙ El segmento de generación en Chile es un mercado abierto y por tanto es de iniciativa privada quien estudia, analiza, desarrolla y ejecuta los planes de instalación y operación de las unidades de generación. Este interés privado podría no ser coincidente con el bien común.
- ⊙ Un componente fundamental para la operación a mínimo coste de un sistema eléctrico de potencia, es la capacidad de su sistema de transmisión para dar viabilidad a la oferta de generación particularmente de ERV, permitiendo inyectar esta energía de coste variable de generación cercano a cero USD/MWh.

También existen otras limitaciones que emergen cuando la oferta de ERV sobre pasa los mínimos técnicos de los generadores convencionales, generando el desacople del sistema, es decir CMg cero, dando paso al vertimiento de ERV.

Por último, se entregan algunas propuestas para trabajo futuro:

- ⊙ Estudiar alternativas de alimentación y funcionamiento de la central PHS, entre ellas inyectar al sistema eléctrico parte de la generación solar que alimentará la estación de bombeo. En este caso la condición será económica y por tanto habrá que estudiar detalladamente el coste de oportunidad entre abastecerse directamente de la central solar como está planteado en este trabajo de investigación o abastecerse del sistema eléctrico como cualquier central PHS convencional o estándar, cuyo coste de almacenamiento quedará condicionada a la demanda del sistema y/o costes marginales más bajos.
- ⊙ Otra línea futura de trabajo de investigación, es profundizar el modelo considerando almacenamiento para 24 horas de generación, ya que las condiciones de emplazamiento, capacidad de energía primaria como la solar, existen en abundancia en el norte de Chile, por lo que sería recomendable evaluar detalladamente las inversiones requeridas con estudios de ingeniería de detalle, que permitan afinar los costes de inversión, costes variables de generación y condiciones contractuales de suministro de energía para la estación de bombeo.
- ⊙ Estudiar alternativas para el éxito de la transición energética en Chile, por ejemplo, estudiar y analizar la operatividad de dos mercados eléctricos paralelos, uno sería de ERV y otro de generación convencional, ya que ambas tecnologías cumplen un mismo fin, que es generar electricidad. Sin embargo, sus características técnicas para producir esa energía eléctrica son absolutamente diferentes, particularmente por el coste de la energía primaria. El desafío es encontrar el punto de equilibrio de operación a mínimo coste del sistema, considerando los conceptos de seguridad, calidad y flexibilidad que las puedan hacer programables.
El camino no es fácil para poder identificar la forma que puedan operar estos dos mercados, y habrá que delimitar operacionalmente sus participaciones especialmente en el espacio temporal (día – noche), para lo cual habrá que validar sus costes propios y costes comunes, al igual que lo hacen los mercados por áreas, zonas o multiáreas.

Al concluir este trabajo de investigación académica, se espera haber podido contribuir al enriquecimiento del conocimiento en materia de mercados eléctricos y particularmente a la transición energética del mercado eléctrico chileno, definido por la comunidad internacional como el primer país a nivel mundial en el desarrollo de mercados eléctricos abiertos y competitivos, particularmente el segmento de generación como es el caso particular estudiado en esta tesis.

Bibliografía

- Abbas, T., Issa, M., & Ilinca, A. (2020). Biomass Cogeneration Technologies: A Review. *Journal of Sustainable Bioenergy Systems*, 10(01), 1-15. <https://doi.org/10.4236/jsbs.2020.101001>
- ACER. (2020). *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2019: Vol. D*. [http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER Market Monitoring Report 2018 - Consumer Protection and Empowerment Volume.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_Market_Monitoring_Report_2018_-_Consumer_Protection_and_Empowerment_Volume.pdf)
- ACERA. (2021, agosto 15). *Capacidad instalada de ERNC llegará a 38% en 2021, con gran presencia de solar y eólica*. <https://acera.cl/capacidad-instalada-de-ernc-llegara-a-38-en-2021-con-gran-presencia-de-solar-y-eolica/>
- AChSE. (2021, febrero 16). *Eficiencia Energética | Agencia Chilena de Eficiencia Energética*. <http://old.acee.cl/?q=content/eficiencia-energetica>
- ACIPCO. (1999). *Datos de Ingeniería. Manual de Tubería Internacional*. <http://www.acipco.com>
- Aggarwal, S., & Orvis, R. (2016). Grid Flexibility: Methods for Modernizing the Power Grid. En *Energy Innovation Policy & Technology LLC* (Número marc). <http://lowcarbongrid2030.org/>
- Aghaei, M., Manoj, N., Eskandari, A., Ahmed, H., Kirsten, A., & Chopra, S. S. (2020). Solar PV systems design and monitoring. En *Photovoltaic Solar Energy Conversion* (pp. 117-145). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-819610-6.00005-3>
- Agora Energiewende. (2017). *Study: Flexibility in thermal power plants. With a focus on existing coal fired power plants*. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Flexibility_in_thermal_plants/115_flexibility-report-WEB.pdf
- Akhil, A. A., Huff, G., Currier, A. B., Hernandez, J., Bender, D. A., Kaun, B. C., Rastler, D. M., Chen, S. B., Cotter, A. L., Bradshaw, D. T., Gauntlett, W. D., Eyer, J., Olinsky-Paul, T., Ellison, M., Schoenung, S., & Hernández, J. (2016). DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. En *Sandia National Laboratories* (Número January). <https://doi.org/10.2172/1431469>
- Al-Masri, H. M. K., Magableh, S. K., Abuelrub, A., & Alzaareer, K. (2021). Realistic coordination and sizing of a solar array combined with pumped hydro storage system. *Journal of Energy Storage*, 41(July), 1-12. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102915>

- Al Garni, H. Z., & Awasthi, A. (2018). Solar PV Power Plants Site Selection: A Review. En *Advances in Renewable Energies and Power Technologies* (Vol. 1, pp. 57-75). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812959-3.00002-2>
- Amaral, R., Gronborg, R., Martins, J., Murta-Pina, J., Reynders, G., & Madsen, H. (2020). Characterisation and use of energy flexibility in water pumping and storage systems. *Applied Energy*, 277(March). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115587>
- Amjady, N., & Reza Ansari, M. (2013). Hydrothermal unit commitment with AC constraints by a new solution method based on benders decomposition. *Energy Conversion and Management*, 65, 57-65. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.07.022>
- Ampuero, C. (2012). *El Mercado Eléctrico Chileno. [Tesis Grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales, Universidad Alberto Hurtado]* [Repositorio Universidad Alberto Hurtado]. <https://repositorio.uahurtado.cl/bitstream/handle/11242/7023/DERAmpuero.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Anexo Técnico Partida/ Detención Generadores | CNE. (2019). *Anexo Técnico: Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras.* <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/DETERMINACIÓN-DE-PARÁMETROS-PARA-LOS-PROCESOS-DE-PARTIDA-Y-DETENCIÓN-DE-UNIDADES-GENERADORAS.pdf>
- Anuario 2017 | CNE. (2018). Anuario Estadístico de Energía 2017. En *Comisión Nacional de Energía. Ministerio de Energía de Chile.* <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/reportes/informacion-y-estadisticas/>
- Anuario 2019 | CNE. (2020). Anuario Estadístico de Energía 2019. En *Comisión Nacional de Energía. Ministerio de Energía de Chile.* <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/reportes/informacion-y-estadisticas/>
- Anuario 2021 | CNE. (2021). *Anuario Estadístico de Energía 2021.* <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/reportes/informacion-y-estadisticas/>
- Arabkoohsar, A., & Namib, H. (2021). Pumped hydropower storage. En *Mechanical Energy Storage Technologies* (pp. 73-100). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820023-0.00004-3>
- ARENA. (2022, agosto 14). *Cultana Pumped Hydro Energy Storage Phase 2 (Australian Renewable Energy Agency).* <https://arena.gov.au/projects/cultana-pumped-hydro-energy-storage-phase-2/>
- Asir, C., Mohan, M. R., & Manivannan, K. (2004). Refined simulated annealing method for solving the unit commitment problem. *Engineering Intelligent Systems*, 12(4), 243-251. <https://doi.org/10.1109/ijcnn.2002.1005493>

- Awadah, N., Ali, R. A. S., AlBaijan, S., Al-Qallaf, G., Al-Hassawi, M., & Kasap, S. (2018). Dynamic Programming approach to unit commitment problem for Kuwait power generations. *Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering and Operations Management, 1939-1947*.
- Bajpai, P. (2020). Biomass types. *Biomass to Energy Conversion Technologies*, 13-19. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-818400-4.00002-5>
- Başaran, Ü., & Mehmet, K. (2010). Solving unit commitment problem using modified subgradient method combined with simulated annealing algorithm. *Mathematical Problems in Engineering*, 2010. <https://doi.org/10.1155/2010/295645>
- Bendl, J., Chomat, M., & Schreier, L. (1999). Adjustable-speed operation of doubly fed machines in pumped storage power plants. *IEE Conference Publication*, 468, 223-227. <https://doi.org/10.1049/cp:19991023>
- Bento, P., Pina, F., Mariano, S., & Calado, M. do R. (2020). Short-term Hydrothermal Coordination By Lagrangian Relaxation: A New Algorithm for the Solution of the Dual Problem. *KnE Engineering*, 728–742. <https://doi.org/10.18502/KEG.V5I6.7093>
- Bhattacharjee, K., Bhattacharya, A., & Halder Nee Dey, S. (2015). Backtracking search optimization based economic environmental power dispatch problems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 73, 830-842. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.06.018>
- Biomass | IRENA. (2021, junio 22). *Biomass explained - U.S. Energy Information Administration (EIA)*. <https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/>
- Blanco, E., Valverde, S., & Fernández, J. (1994). *Sistemas de Bombeo*. Universidad de Oviedo E. T. S. Ingenieros Industriales Departamento de Energía. https://agasca.net/wp-content/uploads/2018/08/PDF_SistemasdeBombeo2.pdf
- Bradley, M. S. A. (2016). Biomass fuel transport and handling. En *Fuel Flexible Energy Generation: Solid, Liquid and Gaseous Fuels* (pp. 99-120). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-378-2.00004-3>
- Braun, S., & Hoffmann, R. (2016). Intraday Optimization of Pumped Hydro Power Plants in the German Electricity Market. *Energy Procedia*, 87, 45-52. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.356>
- Breeze, P. (2018a). Chapter 2: Pumped Storage Hydropower. En Lisa Reading (Ed.), *Power System Energy Storage Technologies* (pp. 13-22). Joe Hayton. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812902-9.00002-x>
- Breeze, P. (2018b). Pumped Storage Hydropower. En Lisa Reading (Ed.), *Hydropower* (pp. 73-78). Joe Hayton. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812906-7.00008-9>

- Breeze, P. (2019). Power Generation Technologies. En Lisa Reading (Ed.), *Newnes is an imprint of Elsevier* (Third Ed). Joe Hayton. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-6313-7.X5000-1>
- Brokering, W., & Palma, R. (2018). *Atrapando el Sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia* (Walter Brokering, Rodrigo Palma, Bárbara Blanco, & Danny Espín (eds.); 1a ed.). http://sepsolar.centroenergia.cl/index_esp.html
- Bustos-Salvagno, J., & Fuentes, F. H. (2017). Electricity interconnection in Chile: Prices versus costs. *Energies*, 10(9), 1-17. <https://doi.org/10.3390/en10091438>
- Caillat, S., & Vakkilainen, E. (2013). Large scale biomass combustion plants: An overview. En *Biomass Combustion Science, Technology and Engineering* (pp. 189-224). Woodhead Publishing Limited. <https://doi.org/10.1533/9780857097439.3.189>
- Camus, J., & Torrealba, F. (2016). Bright Prospects for Pumped Storage in Chile. *International Water Power & Dam Construction*, April, 36-38. <http://valhalla.cl/w2015/wp-content/uploads/2016/05/Chile-PS.pdf>
- Cansiz, A. (2018). Electromechanical Energy Conversion. En *Comprehensive Energy Systems* (Vol. 4, pp. 598-635). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809597-3.00425-9>
- Capacidad Instalada por Tecnología | CEN. (2021). *Coordinador Eléctrico Nacional. Histórico Capacidad Instalada por Tecnología*. <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>
- Capacidad Instalada por Tecnologías | CEN. (2022). *Coordinador Eléctrico Nacional. Capacidad y generación*. <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>
- Capacidad y Generación de Energía | CEN. (2021). *Coordinador Eléctrico Nacional. Capacidad y generación*. En *Coordinador Eléctrico Nacional*. <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/#Estadisticas>
- Capacidad y Generación de Energía | CEN. (2022). *Coordinador Eléctrico Nacional. Reportes, Estadísticas y Plataformas de Uso Frecuente. Estadísticas. Capacidad y Generación de Energía*. <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>
- Cau, T. D. H., & Anderson, E. J. (2003). A co-evolutionary approach to the tacit collusion of generators in oligopolistic electricity markets: Piecewise linear bidding structure case. *2003 Congress on Evolutionary Computation, CEC 2003 - Proceedings*, 4, 2306-2313. <https://doi.org/10.1109/CEC.2003.1299376>
- CDEC-SIC. (2006). *Estadísticas de Operación 1997/2006 Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central*. CDEC-SIC. <https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2014/01/anuario2007.pdf>

- CEN. (2021, febrero 1). *Coordinador Eléctrico Nacional | Servimos a Chile con Energía*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/>
- Centro de Energía U. de Chile. (2016). *Informe Final Estudio de Integración de ERNC al Sistema Interconectado Nacional Dirección de Planificación y Desarrollo 30 de diciembre de 2016*. https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2015/06/Informe-Final-Estudio-de-Integración-de-ERNC-al-SIN_web.pdf
- Centro de Energía U. de Chile. (2017). Estudio y propuesta de metodología para reconocimiento de potencia de suficiencia en sistemas eléctricos flexibles. En *ACERA* A.G. https://energia.gob.cl/sites/default/files/2017_acera_estudio_potencia_de_suficiencia.pdf
- Centro de Energía U. de Chile & Australian National University | GIZ. (2020). Desarrollo de metodología aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para identificar potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile. En *Centro de Energía U. de Chile*. <https://www.4echile.cl/publicaciones/desarrollo-de-metodologia-aplicada-en-sistemas-de-informacion-geografica-sig-para-identificar-potencial-de-centrales-de-bombeo-en-chile/>
- CEW. (2021, noviembre 28). *International experts see Germany as energy transition role model but doubt it will reach own targets | Clean Energy Wire*. <https://www.cleanenergywire.org/news/international-experts-see-germany-energy-transition-role-model-doubt-it-will-reach-own-targets>
- CMg Real SEN | CEN. (2020, agosto 7). *Costo Marginal Real | Coordinador Eléctrico Nacional*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/costo-marginal-real/>
- CMg Real SEN | CEN. (2021, diciembre 20). *Costo Marginal Real | Coordinador Eléctrico Nacional*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/costo-marginal-real/>
- Colbún. (2019). Memoria Integrada Colbún 2018. En *COLBÚN S.A.* <https://www.colbun.cl/memoria-2018/>
- Comisión Nacional de Energía | CNE. (2022, agosto 20). *Comisión Nacional de Energía*. <https://www.cne.cl/>
- Compensadores Activos | CEN. (2021). *Información Técnica de los Compensadores Activos (BESS)*. <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/compensadores-activos>

- Consolidado | CEN. (2020). Consolidado 2020 marzo, Compilado de Costos Variables y Costos de Partida y Detención. En *Coordinador Eléctrico Nacional*. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/04/Consolidado-2020-marzo.xlsx>
- Consultora SysteP. (2020, junio 20). *Alertan por sobreoferta de ERNC en norte del SIC por menor proyección de demanda eléctrica*. Chile Desarrollo Sustentable. <http://www.chiledesarrollosustentable.cl/noticias/noticia-pais/alertan-por-sobreoferta-de-ernc-en-norte-del-sic-por-menor-proyeccion-de-demanda-electrica/>
- Coordinador Eléctrico Nacional | CEN. (2022, agosto 20). *Coordinador Eléctrico Nacional*. <https://www.coordinador.cl/>
- Costos Inversión PHS. (2020). *Análisis de Costos de Inversión del Modelo Económico Operacional*.
- Costos Variables Generación SEN | CEN. (2021, noviembre 20). *Consolidado Mensual de Costos Variables y Costos de Partida y Detención Sistema Eléctrico Nacional | Coordinador Eléctrico Nacional*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/costos-variables-de-generacion-y-stock-de-combustible/costos-variables-de-generacion/consolidado-mensual-de-costos-variables-y-costos-de-partida-y-detencion/>
- Cucó, S. (2017). Manual de Energía Eólica. Desarrollo de Proyectos e Instalaciones. En Universitat Politècnica de València (Ed.), *Manual de energía eólica*. https://gdocu.upv.es/alfresco/service/api/node/content/workspace/SpacesStore/fec4b8c2-1850-4838-8819-84043444dcc4/TOC_0500_04_01.pdf?guest=true
- Datos Simulación ex SING | CEN. (2021). Datos de Entrada Simulación, IBM ILOG CPLEX. En *Elaboración a Partir de Base Información Datos Operación Real SEN*. <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/>
- Deane, J. P., Ó Gallachóir, B. P., & McKeogh, E. J. (2010). Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(4), 1293-1302. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.11.015>
- Deloitte. (2016). Sector Energía II: Mercado Eléctrico e Inversión. En *Deloitte Chile*. <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cl/Documents/energy-resources/cl-er-estudio-energía-chile-parte2.pdf>
- Demanda Real SEN | CEN. (2020). *Demanda Sistémica Real | Coordinador Eléctrico Nacional*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/demanda-real/>

- Demandas Máximas | CEN. (2021). Demandas Máximas Históricas Anual Horas de Punta (2000 - 2021). En *Coordinador Eléctrico Nacional*. https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/02/historico_demandas_maximas_anual_y_punta.xlsx
- Demandas Máximas | CEN. (2022). *Demandas Máximas Históricas Anual Horas de Punta (2020 - 2021)*. <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>
- Denholm, P., Ela, E., Kirby, B., & Milligan, M. (2010). The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation. En *NREL is a national laboratory of the U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy Operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC*. <http://www.osti.gov/bridge>
- Descarbonización | Ministerio de Energía. (2021, noviembre 17). *Plan de Descarbonización de la Matriz Eléctrica de Chile*. Ministerio de Energía. <https://energia.gob.cl/mini-sitio/plan-de-descarbonizacion-de-la-matriz-electrica>
- DFL N°1. (1982). Ministerio de Minería (1982, 13 de septiembre). Aprueba Modificaciones al DFL N°4, de 1959, Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica. En *Biblioteca del Congreso Nacional del Chile*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=3410>
- DFL N°4/20018 | Ministerio de Economía, F. y R. (2006). Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. (2006, 12 de mayo). Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (pp. 1-147). CNE. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/LGSE-febrero-2015.pdf>
- Dincer, I., & Zamfirescu, C. (2014). *Advancer Power Generation Systems* (First). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-383860-5.09994-6>
- Dirección de Peajes | CDEC-SING. (2008). *Cálculo de Costos Marginales para Transferencias de Energía Entre Empresas Generadoras del CDEC-SING. (Manual de Procedimientos N°4)*.
- Djurovic, Z. (2012). *A simplified model of quadratic cost function for thermal generators*. 23(1), 25-28.
- DO CDEC-SIC. (2016). Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas. En *Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central*. <https://sic.coordinador.cl/informes-y-documentos/fichas/estudio-de-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/>

- DP&D CDEC-SIC. (2015). Estudio de Previsión de Demanda 2015-2035. En *Dirección de Planificación y Desarrollo CDEC-SIC, 12 de noviembre de 2015*. <https://sic.coordinador.cl/informes-y-documentos/fichas/estudio-de-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/>
- DP&D CDEC-SIC. (2016). Estudio: Escenarios de Expansión del Parque Generador SIC – SING. En *Dirección de Planificación y Desarrollo CDEC-SIC (15 de junio de 2016)*. <https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2014/08/Estudio-Escenarios-de-Expansión-Parque-Generador.pdf>
- DTO N°113. (2020). Ministerio de Energía (2020, 1 de enero). Aprueba Reglamento de Servicios Complementarios a los que se Refiere el Art. 72°-7 de la LGSE. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (pp. 1-19). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1129970>
- DTO N°125. (2019). Ministerio de Energía (2019, 20 de diciembre). Aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. En *Biblioteca del Congreso Nacional del Chile* (pp. 1-47). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/N?i=1140253&f=2019-12-20&p=>
- DTO N°128. (2019). Ministerio de Energía (2019, 20 de diciembre). Aprueba Reglamento para Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica. En *Biblioteca del Congreso Nacional* (p. 7). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/N?i=1095456&f=2019-12-20&p=>
- DTO N°134. (2017). Ministerio de Energía (2017, 5 de enero). Aprueba Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo. En *Biblioteca del Congreso Nacional* (p. 8). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1098751>
- DTO N°1T. (2022). Ministerio de Energía (2022, 7 de mayo). Fija derechos y condiciones de ejecución y explotación de la obra nueva denominada «Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre» contemplada en el Decreto N°231 Exento, de 2019, del Ministerio de Energía. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (pp. 1-10). <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1175779>
- DTO N°244. (2019). Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2019, 20 de diciembre). Aprueba Reglamento para Medio de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la LGSE. En *Biblioteca del Congreso Nacional del Chile* (p. 28). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=246461&idVersion=2019-12-20>
- DTO N°327. (2008). Ministerio de Minería (2008, 4 de agosto). Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En *Biblioteca del Congreso Nacional del Chile* (p. 94). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=124102&idParte=0>

- DTO N°52. (2018). Ministerio de Energía (2018, 3 de abril). Aprueba Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (p. 16). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1116675>
- DTO N°62. (2007). Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2007, 2 de marzo). Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia Entre Empresas Generadoras Establecidas en la LGSE. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (pp. 1-17). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar/?idNorma=250604&idVersion=2007-03-02&idParte>
- DTO N°92 Exento. (2018). Ministerio de Energía (2018, 10 de abril). Aprueba Planificación Energética de Largo Plazo Periodo 2018-2022. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (p. 6). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1116938>
- Dufey, A., Marzolf, N. C., & Ceppi, P. (2010). Energía: Instrumentos fiscales y no fiscales a las energías renovables en Chile. En *Inter-American Development Bank*. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Instrumentos-fiscales-y-no-fiscales-a-las-energias-renovables-en-Chile.pdf>
- EASE. (2020). Pumped Hydro Storage. En *European Association for Storage of Energy*. https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Mechanical_PHS.pdf
- EERA. (2018). Underground pumped hydro storage (UPHS). En *European Energy Research Alliance* (Número July). https://eera-es.eu/wp-content/uploads/2018/07/EERA_Factsheet_Underground-Pumped-Hydro-Energy-Storage_final.pdf
- EIA. (2018). Energy Policies Beyond IEA Countries - Chile Review 2018. En *IEA Publications International Energy Agency*. www.iea.org/t&c/
- EIA. (2021). *U.S. Energy Information Administration, EIA. Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021*. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf
- EIA. (2022). *Electric Power Annual 2020*. www.eia.gov
- Eller, A., & Giovinetto, A. (2019). Comparing the Costs of Long Duration Energy Storage Technologies. Commissioned by National Grid Ventures. *Navigant Research*, 1-12. https://www.slenergystorage.com/documents/20190626_Long_Duration_Storage_Costs.pdf
- Energía Abierta. (2020, julio 16). *Capacidad instalada – Energía Abierta / Comisión Nacional de Energía*. Energía Abierta. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>

- ERE | CNE. (2021). Estado de Reserva Estratégico, ERE. Descarbonización en el Sistema Eléctrico Nacional. En *Comisión Nacional de Energía*. https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=205684&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION
- ESA. (2013, agosto 15). *Spinning Reserve - Energy Storage Association*. Energy Storage Org. <https://energystorage.org/spinning-reserve/>
- Estadísticas Capacidad Instalada | CEN. (2020). *Coordinador Eléctrico Nacional. (2020, 16 de julio). Capacidad y generación 2020_6*. https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/06/capacidad_y_generación_2020_6.xlsx
- Estadísticas Capacidad Instalada | CEN. (2022). *Coordinador Eléctrico Nacional. (2022, 21 agosto) Estadísticas de Capacidad Instalada y Generación*. <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>
- Estadísticas Ventas Anuales | CEN. (2022). *Coordinador Eléctrico Nacional. (2022, junio). Histórico de Ventas Anuales de Energía. En Coordinador Eléctrico Nacional*. <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>
- Fekonja, S. (2021, agosto 29). *Hydropower and Flexibility. Hydropower plants are crucial in ensuring supply-side flexibility*. i Energy. <https://www.i-energy.info/supply/hydropower-and-flexibility/>
- Fereidoon P., S., & Raineri, R. (2006). Electricity Market Reform an International Perspective. En Elsevier Science (Ed.), *Chapter 3 Chile: Where It All Started* (Número 1, pp. 77-108). Fereidoon P. Sioshansi and Wolfgang Pfaffenberger. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102207-8.00005-9>
- Fosso, O. B., & Belsnes, M. M. (2004). Short-term hydro scheduling in a liberalized power system. *2004 International Conference on Power System Technology, POWERCON 2004*, 2(November), 1321-1326. <https://doi.org/10.1109/icpst.2004.1460206>
- Fu, B., Ouyang, C., Li, C., Wang, J., & Gul, E. (2019). An improved mixed integer linear programming approach based on symmetry diminishing for unit commitment of hybrid power system. *Energies*, 12(5), 1-14. <https://doi.org/10.3390/en12050833>
- García, N. (2020). Retiro de Centrales a Carbón: Incorporación del Estado de Reserva Estratégica en Chile. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*. https://www.bcn.cl/asesoriasparlamentarias/detalle_documento.html?id=76570
- Generación por Tecnologías | CEN. (2021). *Histórico Generación Anual por Tecnología*. <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>
- Generación por Tecnologías | CEN. (2022). *Histórico Generación Anual por Tecnología*. <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>

- Generación Real | CEN. (2020, agosto 7). *Generación Real del sistema / Coordinador Eléctrico Nacional*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real-del-sistema/>
- Generadoras de Chile | Capacidad Instalada. (2021, noviembre 14). *Generadoras de Chile - Generación eléctrica en Chile*. Generadoras de Chile. <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- Generadoras de Chile | Energía Térmica. (2021, octubre 3). *Generadoras de Chile - Energía Térmica*. Generadoras de Chile. <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-termica>
- General Electric. (2021, junio 20). *Combined Cycle Power Plant | GE Gas Power*. General Electric. <https://www.ge.com/gas-power/resources/education/combined-cycle-power-plants>
- Gigoni, L., Betti, A., Crisostomi, E., Franco, A., Tucci, M., Bizzarri, F., & Mucci, D. (2018). Day-Ahead Hourly Forecasting of Power Generation from Photovoltaic Plants. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(2), 831-842. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2762435>
- Glosario Energético | CNE. (2022). Glosario Energético. En *Ministerio de Energía de Chile*. <http://energiaabierta.cl/glosario/>
- Grupo Formación de Empresas Eléctricas. (1986). *Centrales Hidroeléctricas I. Conceptos y Componentes Hidráulicos* (Editorial Paraninfo S.A. (ed.)).
- Hadi Saadat. (1999). *Power System Analysis* (McGraw-Hill Series in Electrical and Computer Engineering (ed.)). Kevin Kane.
- Haque, A. (2016). Solar Energy. En Muhammad H. Rashid (Ed.), *Electric Renewable Energy Systems* (pp. 40-59). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804448-3/00003-7>
- Hassan, M. (2017). Peak Load Pricing. En *ResearchGate* (Número March). <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.29651.17447>
- He, W., King, M., Luo, X., Dooner, M., Li, D., & Wang, J. (2021). Technologies and economics of electric energy storages in power systems: Review and perspective. *Advances in Applied Energy*, 4, 1-18. <https://doi.org/10.1016/J.ADAPEN.2021.100060>
- Hering, P., Mošna, J., Janecek, E., & Hrycej, D. (2013). Optimal scheduling of a pumped-storage hydro power plant operation. *2013 13th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC 2013 - Conference Proceedings*, 166-171. <https://doi.org/10.1109/IEEEIC-2.2013.6737901>
- Hidropower | IRENA. (2021, junio 22). *Hydropower*. IRENA. <https://www.irena.org/costs/Power-Generation-Costs/Hydropower>

- Hino, T., & Lejeune, A. (2012). Pumped storage hydropower developments. En *Comprehensive Renewable Energy* (pp. 405-434). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-087872-0.00616-8>
- Huang, B. (2019). *Mixed-integer Programming in Power Systems : The Interdiction and Unit Commitment Problems* [THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN]. <https://repositories.lib.utexas.edu/bitstream/handle/2152/78738/HUANG-DISSERTATION-2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Huber, C., & Gutsch, C. (2010). Pump - Storage Hydro Power Plants in the European Electricity Market. *Institute for Electricity Economics and Energy Innovations*, pág. 1-52.
- IBM. (2021, noviembre 20). *IBM ILOG CPLEX Optimization Studio V12.10.0*. IBM Support. <https://www.ibm.com/support/pages/downloading-ibm-ilog-cplex-optimization-studio-v12100>
- ICTG | CNE. (2017). *Comisión Nacional de Energía. (2017, 6 de febrero). Report on Costs of Generation Technologies*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/12/Res-Ex-CNE-55-2018.pdf>
- ICTG | CNE. (2018). *Comisión Nacional de Energía. (2018, 31 de enero). Report on Costs of Generation Technologies*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/12/Res-Ex-CNE-55-2018.pdf>
- ICTG | CNE. (2019). *Comisión Nacional de Energía. (2019, 27 de marzo). Report on Costs of Generation Technologies*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/03/Res.-Ext.-N°-207-Informe-costos-de-generación-2019.pdf>
- ICTG | CNE. (2020). *Comisión Nacional de Energía. (2020, 12 de marzo). Report on Costs of Generation Technologies*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>
- IDMPM | CEN. (2021). Informe Definitivo de Mantenimiento Preventivo Mayor 2021-2023. En *WEB, Coordinador Eléctrico Nacional*. <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programa-mantenimiento-preventivo-mayor-2/informe-definitivo-mantenimiento-preventivo-mayor-2021-2023/>
- IEA. (2020, junio 26). *International Energy Agency. System Integration of Renewables Decarbonising While Meeting Growing Demand*. IEA Org. <https://www.iea.org/topics/system-integration-of-renewables>
- IEC. (2011). International Electrotechnical Commission. Electrical Energy Storage. IEC. En *Business Strategy and the Environment*. <https://doi.org/10.1002/bse.3280020501>

- IESO. (2021). Market Rules: Chapter 7 - System Operations and Physical Markets. En *IESO, Independent Electricity System Operator, Ontario, Canada* (Número 45.0, pp. 1-149). Market Rules for the Ontario Electricity Market. <https://www.ieso.ca/en/Sector-Participants/Market-Operations/Markets-and-Related-Programs/Operating-Reserve-Markets>
- IHA. (2021, agosto 1). *Pumped Storage Hydropower. International Hydropower Association.* Hidropower Org. <https://www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage>
- Informe Mensual | CEN. (2021, noviembre 18). *Informe Mensual del CEN.* Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/informe-mensual-coordinador-electrico-nacional/#>;
- Informe Mensual Marzo | CEN. (2020). *Informe Mensual Coordinador Eléctrico Nacional Marzo 2020.* <https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/informe-mensual-coordinador-electrico-nacional/2020/marzo-2020/>
- Infotécnica | CEN. (2020, julio 16). *Infotécnica Coordinador Eléctrico Nacional.* <https://infotecnica.coordinador.cl/>
- Infotécnica Centrales Generadoras | CEN. (2022, agosto 7). *INFOTÉCNICA / Información de Instalaciones de Centrales Generadoras.* Coordinador Eléctrico Nacional. <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/centrales>
- Infotécnica Líneas de Transmisión | CEN. (2022, agosto 24). *Coordinador Eléctrico Nacional, Información Técnica Líneas de Transmisión.* Coordinador Eléctrico Nacional. <https://infotecnica.coordinador.cl/info/lineas>
- Ingemecánica. (2020, agosto 15). *Instalaciones de Bombeo de Agua.* Ingemecánica. <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn206.html>
- Instituto de Estudios Andinos Isluga. (2020, junio 28). *Geografía Física - Tarapacá en el Mundo.* Universidad Arturo Prat. <https://www.tarapacaenelmundo.com/geografiacutea-fiacutesica.html>
- Instituto de Ingenieros de Chile. (1988). Política Eléctrica. En Instituto de Ingenieros de Chile (Ed.), *Editorial Universitaria* (1a ed.). Editorial Universitaria. <http://www.memoriachilena.gob.cl/archivos2/pdfs/MC0037341.pdf>
- IRENA. (2020). Innovative Operation of Pumped Hydropower Storage Innovation Landscape Brief. En *International Renewable Energy Agency.* https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Innovative_PHS_operation_2020.pdf

- IRENA. (2021, agosto 15). *World Adds Record New Renewable Energy Capacity in 2020*. International Renewable Energy Agency. /newsroom/pressreleases/2021/Apr/World-Adds-Record-New-Renewable-Energy-Capacity-in-2020
- Jaramillo, A., Castronuovo, E. D., Sánchez, I., & Usaola, J. (2011). Optimal operation of a pumped storage hydro plant that compensates the imbalance of a wind power producer. *Post-print submitted to Electric Power Systems Research*, 1-13.
- Javed, M. S., Ma, T., Jurasz, J., & Amin, M. Y. (2020). Solar and wind power generation systems with pumped hydro storage: Review and future perspectives. *Renewable Energy*, 148, 176-192. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.11.157>
- Jiménez, G. (2020). Electricity Regulation in Chile: Overview. *Thomson Reuters*, 5349, 1-19. [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/w-019-3060?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true&bhcp=1](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/w-019-3060?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&bhcp=1)
- Jo, K. H., & Kim, M. K. (2018). Improved genetic algorithm-based unit commitment considering uncertainty integration method. *Energies*, 11(6). <https://doi.org/10.3390/en11061387>
- Joskow, P. (2007). Independent System Operators (VI + Access Rules vs . ISO vs . IISO) Alternative System Operator. *Presented at the Cambridge-MIT Electricity Workshop, London, September 28, 2007*. <https://economics.mit.edu/files/1577>
- Kalogirou, S. (2014). Photovoltaic Systems. En Academic Press (Ed.), *Solar Energy Engineering Processes and Systems* (Second Ed., pp. 481-540). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-397270-5.00009-1>
- Koltsaklis, N. E., & Dagoumas, A. S. (2018). Incorporating unit commitment aspects to the European electricity markets algorithm: An optimization model for the joint clearing of energy and reserve markets. *Applied Energy*, 231(April), 235-258. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.098>
- Korea Power Exchange | KPX. (2015). *The 7th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand (Covering years 2015 to 2029)*. https://new.kpx.or.kr/board.es?mid=a20505000000&bid=0057&act=view&list_no=56884
- Kothari & Nagrath. (2003). *Modern Power System Analysis* (Tata McGraw Hill Education Private Limited (ed.); Thrid). Tata McGraw Hill.
- Kothari, D. P., & Ahmad, A. (1995). An Expert System Approach To The Unit Commitment Problem. *Elsevier Science Ltd*, 36(4), 257-261. [https://doi.org/10.1016/0196-8904\(94\)00075-B](https://doi.org/10.1016/0196-8904(94)00075-B)

- Kougias, I., & Szabó, S. (2017). Pumped hydroelectric storage utilization assessment: Forerunner of renewable energy integration or Trojan horse? *Energy*, 140, 318-329. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.08.106>
- Kumari, N., Kumar Singh, S., & Kumar, S. (2022). A comparative study of different materials used for solar photovoltaics technology. *Materials Today: Proceedings*. <https://doi.org/10.1016/J.MATPR.2022.06.403>
- Kunjumuhammed, L., Kuenzel, S., & Pal, B. (2020). Modelling of Solar Generation. En Lisa Reading (Ed.), *Simulation of Power System with Renewables* (1st ed., pp. 181-203). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-811187-1.00007-x>
- Lazard. (2020). *Lazards levelized cost of energy version 14.0 - October 2020* (Número October). <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>
- Letcher, T. M. (2019). Storing Electrical Energy. En Trevor M. Letcher (Ed.), *Storing Energy* (pp. 365-377). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814104-5.00011-9>
- Ley N°1.665. (1904). Ministerio del Interior (1904, 4 de agosto). Fija las prescripciones para la concesión de permisos y para hacer las instalaciones eléctricas en la República. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (p. 2). <http://bcn.cl/2jnsy>
- Ley N°19.940. (2004). Ministerio de Economía, Fomento Reconstrucción (2004, 13 de marzo). Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, Establece un Nuevo Régimen de Tarifas para Sistemas Eléctricos Medianos e Introduce las Adecuaciones que Indica a la LGSE. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (pp. 1-38). Ley Chile. <http://bcn.cl/1v19t>
- Ley N°20.018. (2005). Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2005, 19 de mayo). Ley Corta II, Modifica el Marco Normativo del Sector Eléctrico. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (p. 10). Ley Chile. <http://bcn.cl/1uyd9>
- Ley N°20.220. (2007). Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2007, 14 de septiembre). Perfecciona el Marco Legal Vigente con el Objeto de Resguardar la Seguridad del Suministro a los Clientes Regulados y la Suficiencia de los Sistemas Eléctricos. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (p. 6). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=264650>
- Ley N°20.257. (2008). Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2008, 1 de abril). Introduce Modificaciones a la LGSE Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de ERNC. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (p. 5). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=270212&idParte=0>

- Ley N°20.698. (2013). Ministerio de Energía (2013, 22 de octubre). Propicia la Ampliación de la Matriz Energética, Mediante Fuentes Renovables No Convencionales. En *Biblioteca del Congreso Nacional del Chile* (p. 4). Ley Chile.
<https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1055402&idVersion=2013-10-22>
- Ley N°20.805. (2015). Ministerio de Energía (2015, 29 de enero). Perfecciona Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Regulaciones de Precios. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (p. 7). Ley Chile. <http://bcn.cl/1vm95>
- Ley N°20.936. (2016). Ministerio de Energía (2016, 20 de julio). Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (p. 76). Ley Chile. <http://bcn.cl/1wo3a>
- Ley N°252. (1925). Ministerio de Obras y Vías Públicas. (1925, 18 de febrero). Decreto Ley N°252 de Instalaciones Eléctricas. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (pp. 1-28). Biblioteca del Congreso Nacional. <http://bcn.cl/2hkd0>
- Li, W., Huang, J., Li, G., & Zhufeng Wang. (2011). Research on optimizing operation of the single reservoir of hybrid pumped storage power station. *DRPT 2011 - 2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 1389-1394. <https://doi.org/10.1109/DRPT.2011.5994113>
- Li, Y., Gao, W., Ruan, Y., & Ushifusa, Y. (2018). The performance investigation of increasing share of photovoltaic generation in the public grid with pump hydro storage dispatch system, a case study in Japan. *Energy*, 164, 811-821. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.09.029>
- Licitación de Suministros Dx | CNE. (2022, junio 21). *Resolución Exenta N°83, de fecha 8 de febrero de 2022. Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación Suministro 2022/01*. Comisión Nacional de Energía. <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/licitacion-2022/>
- Licitaciones Suministro Eléctrico | CNE. (2017). *Nueva Ley Chilena de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados: Un caso de éxito*. Editores Generales. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Libro-Licitaciones-de-Suministro-Eléctrico.pdf>
- Linn, A. (2013). Variable Speed Pumped Storage Hydropower for Balancing Variable Power Production in Continental Europe. *Department of Electric Power Engineering*, M.S.(June). <https://core.ac.uk/download/pdf/52105817.pdf>

- Lozano, J., Luyo, J., & Molina Rodriguez, Y. P. (2018). El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización. *Revista TECNIA*, 11. <https://doi.org/10.21754/tecnia.v28i1.188>
- Makhdoomi, S., & Askarzadeh, A. (2020). Daily performance optimization of a grid-connected hybrid system composed of photovoltaic and pumped hydro storage (PV/PHS). *Renewable Energy*, 159, 272-285. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.020>
- Manfrida, G., & Secchi, R. (2014). Seawater pumping as an electricity storage solution for photovoltaic energy systems. *Energy*, 69, 470-484. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.03.040>
- Markvart, T., & Castañer, L. (2013). Principles of Solar Cell Operation. En Augustin McEvoy, Tom Markvart, & Luis Castañer (Eds.), *Solar Cells* (Academic Press, pp. 3-25). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386964-7.00001-9>
- Martínez, D. M., Ebenhack, B. W., & Wagner, T. P. (2019). Electric Power Sector Energy Efficiency. En Joe Hayton (Ed.), *Energy Efficiency Concepts and Calculations* (pp. 129-160). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812111-5.00005-6>
- Matos, M., Bessa, R., Botterud, A., & Zhou, Z. (2017). Forecasting and setting power system operating reserves. En George Kariniotakis (Ed.), *Renewable Energy Forecasting: From Models to Applications* (pp. 279-308). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100504-0.00011-1>
- Matthiesen, S. (2009). Wind Turbines – Components and Design Basics. En *ENERCON* (Número October). <https://www.cfms-sols.org/sites/default/files/manifestations/091020/Schackines.pdf>
- Matus, M., & Moreno, R. (2015, septiembre 18). Hydrothermal Coordination Model with Endogenous Irrigation Constraints Application to the Chilean Central Interconnected System. *Workshop on Hydro Scheduling in Competitive Electricity Markets*. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.35360.69121>
- McEvoy, A., Markvart, T., & Castañer, L. (2013). Solar Cells Materials, Manufacture and Operation. En Augustin McEvoy, Tom Markvart, & L. Castañer (Eds.), *Solar Cells (Materials, Manufacture and Operation)* (Second Ed., p. 641). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-386964-7.02001-1>
- McLean, E., & Kearney, D. (2014). An evaluation of seawater pumped hydro storage for regulating the export of renewable energy to the national grid. *Energy Procedia*, 46, 152-160. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.168>
- McWilliams, M. (2022). Pumped Storage Hydropower. *Comprehensive Renewable Energy*, 6, 147-175. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819727-1.00079-0>

- Min, D., Ryu, J. hyun, & Choi, D. G. (2018). A long-term capacity expansion planning model for an electric power system integrating large-size renewable energy technologies. *Computers and Operations Research*, 96, 244-255. <https://doi.org/10.1016/j.cor.2017.10.006>
- Ministerio de Energía. (2019). Planificación Energética de Largo Plazo Periodo 2018 - 2020. Actualizado a diciembre de 2019. En *Ministerio de Energía de Chile*. https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20191209_actualizacion_pelp_-_iaa_2019.pdf
- Ministerio de Energía. (2021). *Transición Energética de Chile. Política Energética Nacional*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/actualizacion_anteproyecto_pen_2021_lr.pdf
- Ministerio de Energía | ASSET Chile. (2017). Méritos económicos, riesgos y análisis de competencia en el mercado eléctrico chileno de las distintas tecnologías de generación de electricidad. En *Comisión Nacional de Energía*. [https://www.dropbox.com/s/xcua6ypvd5t050k/31_Análisis de los méritos económicos.zip?dl=0&file_subpath=%2F31_An lisis+de+los+m,ritos+económicos](https://www.dropbox.com/s/xcua6ypvd5t050k/31_Análisis%20de%20los%20méritos%20económicos.zip?dl=0&file_subpath=%2F31_An%20lisis%20de%20los%20m,ritos%20económicos)
- Mon, K. K., Htwe, T. Z., Soe, S., & Aung, E. (2016). Dynamic Programming Method Approach to Unit Commitment for Electricity Generation Schedule in Yangon Division. *INTERNATIONAL JOURNAL FOR INNOVATIVE RESEARCH IN MULTIDISCIPLINARY FIELD*, 2, 215-222.
- Mongird, K., Viswanathan, V., Alam, J., Vartanian, C., Sprenkle, V., & Baxter, R. (2020). 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment. En *Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2020* (Número December). https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/PSH_Methodology_0.pdf
- Montes, C. (2018, diciembre). Cómo Chile se convirtió en líder mundial en el uso de energía sustentable. *Qué pasa*. <https://www.latercera.com/que-pasa/noticia/chile-se-convirtio-lider-mundial-uso-energia-sustentable/428131/>
- Morandé, F., & Soto, R. (1996). El Mercado de Clientes No Regulados. En *Georgetown University*. <https://fen.uahurtado.cl/wp-content/uploads/2010/07/inv100.pdf>
- Moray PSR. (2018). Long term analysis for the national electric system of chile considering variable and intermittent energy sources. En *Moray Energy*. <http://www.morayenergy.com/archivos/pdf/final-report-long-term-analysis-for-the-national-electric-system-of-chile-considering-variable-and-intermittent-energy-sources-prepared-for-the-association-of-generators-of-chile-ag-pdf-1.pdf>

- Moreno, R., Matus, M., Flores, Á., & Püschel, S. (2014). Análisis Económico del Despacho Eléctrico de Generadores con Contratos de Suministro de Combustible GNL Take or Pay. En *Centro de Energía, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile*. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/CNE-CE-ToP-InformeFinal_vf.pdf
- Moreno, R., Moreira, R., & Strbac, G. (2015). A MILP model for optimising multi-service portfolios of distributed energy storage. *Applied Energy*, 137, 554-566. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.080>
- MWH Americas. (2009). Technical Analysis of Pumped Storage and Integration With Wind Power in the Pacific Northwest. En *U.S. Army Corps of Engineers*. <https://www.hydro.org/wp-content/uploads/2017/08/PS-Wind-Integration-Final-Report-without-Exhibits-MWH-3.pdf>
- Nakata, T. (2017). Steam turbine life cycle cost evaluations and comparison with other power systems. En Tadashi Tanuma (Ed.), *Advances in Steam Turbines for Modern Power Plants* (pp. 93-106). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100314-5.00005-1>
- Narvik. (2017). Determinación de Ingresos por Potencia de Suficiencia en los Sistemas Interconectados. En *Comisión Nacional de Energía* (Número diciembre). <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/01/Informe-Final-131217.pdf>
- Nghitevelekwa, K., & Bansal, R. C. (2018). A review of generation dispatch with large-scale photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 615-624. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.035>
- NTCO PMGD MT | CNE. (2019). Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión. En *Comisión Nacional de Energía*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/07/NTCO-PMGD-Julio-2019.pdf>
- NTCS Sistemas Distribución | CNE. (2019). Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. En *Comisión Nacional de Energía*. CNE. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Norma-Técnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribución.pdf>
- NTPCO Unidades GNL Regasificado | CNE. (2019). *Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/06/NT-GNL-Junio-2019.pdf>
- NTSyCS | CNE. (2019). Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. En *Comisión Nacional de Energía*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/NTSyCS-Dic2019.pdf>

- NTSyCS | CNE. (2020). Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. En *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/NTSyCS-Sept20.pdf>
- Operación Real | CEN. (2020, diciembre 26). *Operación Real SEN | Coordinador Eléctrico Nacional*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/>
- Pacheco, M. (2018). *Revolución Energética en Chile* (Máximo Pacheco (ed.)). Ediciones Universidad Diego Portales. <http://www.ediciones.udp.cl>
- Palma, R., Benavides, C., Lanas, F., Severino, B., Reyes, L., Llanos, J., & Sáez, D. (2013). A Microgrid Energy Management System Based on the Rolling Horizon Strategy. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 4, NO. 2, JUNE 2013*, 4(2), 996-1006. <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2231440>
- Palma, R., Jiménez, G., & Alarcón, I. (2009). *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno* (CNE - GTZ (ed.); Ed. 2009). Proyecto Energías Renovables No Convencionales (CNE/GTZ GmbH).
- Paris, L., Salvaderi, L., & Valtorta, M. (1979). Quantitative Optimization of Energy-Storage Peak-Duty Plants in Future Power Systems. *Electrical Load-Curve Coverage*, 99-117. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-022422-0.50012-X>
- Patwal, R. S., & Narang, N. (2020). Optimal generation scheduling of pumped storage hydro-thermal system with wind energy sources. *Applied Soft Computing Journal*, 93, 106345. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2020.106345>
- Pereira, A. O., Morais, R. C., Tavares, M., Morozowski Filho, M., Furtado, R. C., Furtado, M. G., & Pessanha, J. F. M. (2021). Inserting socio-environmental variables in the power sector expansion planning. *Environmental Impact Assessment Review*, 87(October 2020), 1-10. <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2020.106531>
- Pérez-Arriaga, I. J. (2013). *Regulation of the Power Sector* (Ignacio J. Pérez-Arriaga (ed.)). Springer. <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5034-3>
- Pérez-Díaz, J. I., Sarasúa, J. I., & Wilhelmi, J. R. (2014). Contribution of a hydraulic short-circuit pumped-storage power plant to the load-frequency regulation of an isolated power system. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 62, 199-211. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.04.042>
- Pezic, M., & Cedres, V. M. (2013). Unit commitment in fully renewable, hydro-wind energy systems. *International Conference on the European Energy Market, EEM*, 1-8. <https://doi.org/10.1109/EEM.2013.6607331>
- Picarelli, A., & Vargiolu, T. (2021). Optimal management of pumped hydroelectric production with state constrained optimal control. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 126, 103940. <https://doi.org/10.1016/J.JEDC.2020.103940>

- Pineda, S., & Morales, J. M. (2016). Capacity expansion of stochastic power generation under two-stage electricity markets. *Computers and Operations Research*, 70, 101-114. <https://doi.org/10.1016/j.cor.2015.12.007>
- Platero, C. A., Sánchez, J. A., Nicolet, C., & Allenbach, P. (2019). Hydropower plants frequency regulation depending on upper reservoir water level. *Energies*, 12(9), 1-15. <https://doi.org/10.3390/en12091637>
- PMM | CNE. (2020). Precio Medio de Mercado a junio de 2020. En *Comisión Nacional de Energía*. <https://www.cne.cl/precio-medio-de-mercado-2/>
- PMM | CNE. (2021). *Precio Medio de Mercado a noviembre de 2021*. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/11/Precio_Medio_de_Mercado-11_21.pdf
- Potencia Transitada Sistema Transmisión | CEN. (2020, agosto 7). *Potencia Transitada por el Sistema de Transmisión del SEN*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/potencia-transitada-por-el-sistema-de-transmision/>
- Previsión de Demanda | CNE. (2020). Informe Previsión de Demanda 2019-2039 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos. En *Comisión Nacional de Energía*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Informe-Preliminar-de-Previsión-de-Demanda-2019-2039.pdf>
- Programa Diario Generación | CEN. (2020, agosto 22). *Programa Diario de Generación del SEN*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-programada/programa-diario-de-generacion/>
- Programa Diario Generación | CEN. (2021, noviembre 16). *Programa Diario de Generación del SEN*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-programada/programa-diario-de-generacion/>
- Programas de Operación | CEN. (2021, noviembre 20). *Programas de Operación del SEN*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion/>
- Proyección Demanda Eléctrica | CEN. (2019). Informe Previsión de Demanda Eléctrica 2018 - 2038 del SEN. En *Coordinador Eléctrico Nacional* (Número Enero). <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/01/Anexo-3-Informe-de-Proyección-de-Demanda-Eléctrica-2018-2038.pdf>
- Proyectos en Gestión de Conexión | CEN. (2022, agosto 21). *Documentos de Planificación y Desarrollo. Conexión de Proyectos. Reportes de Proyectos en Gestión de Conexión*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/gestion-de-proyectos/reportes-de-proyectos-en-gestion-de-conexion/2022-reportes-de-proyectos-en-gestion-de-conexion/>

- Pujades, E., Orban, P., Bodeux, S., Archambeau, P., Erpicum, S., & Dassargues, A. (2017). Underground pumped storage hydropower plants using open pit mines: How do groundwater exchanges influence the efficiency? *Applied Energy*, *190*, 135-146. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.093>
- Purushothama, G. K., Narendranath, U. A., Jenkins, L., & Thukaram, D. (2002). A Hybrid Meta-Heuristic Algorithm for the Unit Commitment Problem. *NATIONAL POWER SYSTEMS CONFERENCE, NPSC2002*, *1*, 829-832.
- Putra, I., Artana, K., Ariana, I. ., & Sudiasih, L. (2019). A Study on conceptual design of mini FSRU as LNG receiving facility. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, *588*(1). <https://doi.org/10.1088/1757-899X/588/1/012026>
- Raglend, I. J., & Padhy, N. P. (2004). Short Term Unit Commitment Problem Using Back Propagation Neural Networks. *National Power Systems Conference, NPSC 2004*, 500-505.
- Rahman, A., Farrok, O., & Haque, M. M. (2022). Environmental impact of renewable energy source based electrical power plants: Solar, wind, hydroelectric, biomass, geothermal, tidal, ocean, and osmotic. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *161*, 112279. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2022.112279>
- Rahman, F., Baseer, M. A., & Rehman, S. (2015). Assessment of Electricity Storage Systems. En *Solar Energy Storage* (pp. 63-114). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409540-3.00004-9>
- Raj, V. M., & Chanana, S. (2014). Analysis of unit commitment problem through Lagrange relaxation and priority listing method. *Proceedings of 6th IEEE Power India International Conference, PIICON 2014*. <https://doi.org/10.1109/34084POWERI.2014.7117779>
- Ramteen Sioshansi, Shmuel Oren, & Richard O'Neill. (2008). The Cost of Anarchy in Self Commitment Based Electricity Markets. En Fereidoon P. Sioshansi (Ed.), *Competitive Electricity Markets* (pp. 245-266). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/B978-008047172-3.50010-6>
- Rangoni, B. (2012). A contribution on electricity storage: The case of hydro-pumped storage appraisal and commissioning in Italy and Spain. *Utilities Policy*, *23*, 31-39. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2012.07.007>
- RE N°100. (2020). Comisión Nacional de Energía (2020, 27 de marzo). Aprueba Informe de Costos de Tecnologías de Generación, marzo de 2020. En *Comisión Nacional de Energía* (p. 64). CNE. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/RE-100-Aprueba-IT-Informe-Costos-de-Tecnologías-de-Generación-Marzo-2020.pdf>

- RE N°12. (2020). Comisión Nacional de Energía (2020, 15 de enero). Informe Definitivo Previsión de Demanda 2019-2039, Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos, enero 2020. En *Comisión Nacional de Energía* (p. 56). CNE. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/Informe-Definitivo-de-Previsión-de-Demanda-2019-2039.pdf>
- RE N°376. (2019). Ministerio de Energía (2019, 21 de junio). Aprueba Modificaciones a la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen Gas Natural Regasificado de Conformidad al Artículo 34° del Decreto Supremo N°11 de 2017, del Ministerio de Energía y Fija Texto Refundido y Sistematizado de la Referida Norma Técnica. En *Biblioteca del Congreso Nacional del Chile* (pp. 1-3). Ley Chile. <http://bcn.cl/2hww0>
- RE N°683 Exenta. (2018). Comisión Nacional de Energía (2018, 18 de octubre). Aprueba Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la LGSE. En *Comisión Nacional de Energía* (p. 32). CNE. https://www.cne.cl/archivos_bajar/Res_Ex_CNE_683_2018.pdf
- RE N°786 Exenta. (2019). Comisión Nacional de Energía (2019, 18 de diciembre). Aprueba Norma Técnica de SSCC; Aprueba Modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, y Anexos Técnicos que Indica, Aprobada Mediante Resolución N°299, del 26 de abril de 2018. En *Comisión Nacional de Energía* (p. 39). CNE. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Resolución-Exenta-N°-786_18-12-2019.pdf
- Reducciones | CEN. (2020). *Coordinador Eléctrico Nacional. Reducciones año 2019. Obtenido por página de transparencia del CEN.*
- Reducciones | CEN. (2021). *Coordinador Eléctrico Nacional. Reducciones año 2020. Obtenido por página de transparencia del CEN.*
- Rehman, S., Al-Hadhrami, L. M., & Alam, M. M. (2015). Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 586-598. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>
- Renewable Energy Statistics | IRENA. (2020). *Renewable Energy Statistics 2020. Renewable Hydropower (including mixed plants)*. www.irena.org
- Renewable Power Generation Costs | IRENA. (2020). Renewable Power Generation Costs In 2019. En *International Renewable Energy Agency*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf
- Rentizelas, A. (2013). Biomass supply chains. En Lasse Rosendahl (Ed.), *Biomass Combustion Science, Technology and Engineering* (First, pp. 9-35). Woodhead Publishing Limited. <https://doi.org/10.1533/9780857097439.1.9>

- Reporte Conexión Proyectos | CEN. (2021, enero 31). *Documentos de Planificación y Desarrollo, Reportes de Proyectos en Gestión de Conexión*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/gestion-de-proyectos/reportes-de-proyectos-en-gestion-de-conexion/2020/>
- Resultados Simulación PHS. (2022). *Resumen de Simulación. Resultados de Cálculos, Tablas y Gráficos de Caso Base y PHS con Potencias Variables*.
- Revista Electricidad. (2020, junio 25). *Pérdida de ERNC se duplica en 2016*. Revista Electricidad. <https://www.revistaei.cl/2016/10/17/perdida-ernc-se-duplica-2016/#>
- Revista Electricidad. (2022a, enero 26). *Vertimiento de ERV: Coordinador Eléctrico registró aumento de 87% durante 2021*. Revista Electricidad. <https://www.revistaei.cl/2022/01/26/vertimiento-de-erv-coordinador-electrico-registro-aumento-de-87-durante-2021/#>
- Revista Electricidad. (2022b, mayo 17). *Transmisión: Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre deberá estar lista en mayo de 2029*. Revista Electricidad. <https://www.revistaei.cl/2022/05/17/transmision-linea-hvdc-kimal-lo-aguirre-debera-estar-lista-en-mayo-de-2029/#>
- Rogers, D., & Watkins, C. (2008). Overview of the Taum Sauk pumped storage power plant upper reservoir failure, Reynolds County, MO. En *6th International Conference on Case Histories in Geotechnical Engineering, Arlington, VA, August 11-16, 2008* (p. 12).
- Saksornchai, T., Lee, W. J., Methaprayoon, K., Liao, J. R., & Ross, R. J. (2005). Improve the unit commitment scheduling by using the neural-network-based short-term load forecasting. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41(1), 169-179. <https://doi.org/10.1109/TIA.2004.841029>
- Sala de Prensa | CNE. (2019, junio 2). *Sala de Prensa, Comisión Nacional de Energía. 21 de noviembre de 2017. Se concreta la Interconexión de los Sistemas Eléctricos SIC y SING con la presencia de la Presidenta de la República*. CNE. <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2017/11-noviembre-2017/se-concreta-la-interconexion-de-los-sistemas-electricos-sic-y-sing-con-la-presencia-de-la-presidenta-de-la-republica/>
- Salam, M. S., Hamdan, A. R., & Nor, K. M. (1991). Integrating an expert system into a thermal unit-commitment algorithm. *IEE Proceedings C: Generation Transmission and Distribution*, 138(6), 553-559. <https://doi.org/10.1049/ip-c.1991.0069>
- Salazar, D., & Araneda, J. C. (2016). Estudio ERNC. Flexibilidad y Sistemas de Almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021. En *Centro de Despacho Económico de Carga - SING*. http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_pag_web_pub.get_file?p_file=Informe_Estudio_ERNC_2016_CDEC_SING.pdf&p_tipo=A

- Sarasúa, J. I., Martínez-Lucas, G., Platero, C. A., & Sánchez-Fernández, J. Á. (2018). Dual Frequency Regulation in Pumping Mode in a Wind – Hydro Isolated System. *Energies MDPI*. <https://doi.org/10.3390/en11112865>
- Saravanan, B., Das, S., Sikri, S., & Kothari, D. P. (2013). A solution to the unit commitment problem - a review. *Front. Energy*, 223-236. <https://doi.org/10.1007/S11708-013-0240-3>
- Scottish Renewables. (2016). The Benefits of Pumped Storage Hydro to the UK. En *Report_Network Charging and Storage_LOT 3.docx*. <http://www.british-hydro.org/downloads/TypesofHydro/Pumped Storage report.pdf>
- Sen, S., & Kothari, D. P. (1998). Optimal thermal generating unit commitment: a review. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 20(7), 443-451. [https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(98\)00013-1](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(98)00013-1)
- SERNAC. (2020, abril 24). *Justicia condena a cadenas de farmacias al pago de US\$2,6 millones como compensación tras colusión de medicamentos - SERNAC: Noticias*. Servicio Nacional del Consumidor. <https://www.sernac.cl/portal/604/w3-article-57935.html>
- Shahidehpour, M., Yamin, H., & Li, Z. (2002). Market Operations in Electric Power Systems, Forecasting, Scheduling, and Risk Management. En Mohammad Shahidehpour, Hatim Yamin, & Zuyi Li (Eds.), *Jhon Wiley & Sons, Inc*. Jhon Wiley & Sons, Inc.
- Siemens Energy. (2021, junio 21). *Gas Turbines | Manufacturer | Power Generation | Siemens Energy Global*. Siemens. <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gas-turbines.html>
- Simão, M., & Ramos, H. M. (2020). Hybrid Pumped Hydro Storage Energy Solutions towards Wind and PV Integration: Improvement on Flexibility, Reliability and Energy Costs. *Water MDPI*, 12, 23. <https://doi.org/10.3390/W12092457>
- Simopoulos, D. N., Kavatza, S. D., & Vournas, C. D. (2006). Unit commitment by an enhanced simulated annealing algorithm. *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2006 - Proceedings*, 193-201. <https://doi.org/10.1109/PSCE.2006.296296>
- Singh, G. K. (2013). Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review. *Energy*, 53, 1-13. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2013.02.057>
- Singhal, P. K., Naresh, R., Sharma, V., & Kumar, N. G. (2014). Solution of unit commitment problem using enhanced genetic algorithm. *18th National Power Systems Conference, NPSC 2014*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/NPSC.2014.7103861>
- Sistemas Eléctricos de Chile | CEN. (2020). *Coordinador Eléctrico Nacional. Mapa Esquemático. Sistemas Eléctricos de Chile 2019*.

- Stantec. (2021, julio 5). *Rocky Mountain Pumped Storage Hydropower Project and Upgrade*. <https://www.stantec.com/en/projects/united-states-projects/r/rocky-mountain-pumped-storage-hydropower-project-and-upgrade>
- Steffen, B., & Weber, C. (2016). Optimal operation of pumped-hydro storage plants with continuous time-varying power prices. *European Journal of Operational Research*, 252, 308-321. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2016.01.005>
- Suazo, C., Pereira, E., Palma, R., & Zhang, X. P. (2014). Impacts of energy storage on short term operation planning under centralized spot markets. *IEEE Transactions on Smart Grid*, VOL. 5, N° 2, March 2014, 5(2), 1110-1118. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2281828>
- Subastas de Control de Frecuencia | CEN. (2020). *Bases Administrativas Subasta de Control de Frecuencia*. https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/04/Bases-Administrativas-SUBASTAS-SSCC_V.2-subastas-precio-cantidad.pdf
- Subgerencia de Planificación | CEN. (2020). Propuesta de la Expansión de la Transmisión - 2020. Proceso de Planificación para la Transmisión 2020. En *Coordinador Eléctrico Nacional*. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/Informe-Propuesta-de-Expansión-2020_22.01.2020.pdf
- Synex - Estudios Energéticos - Elequipos. (2019). Estudio de valorización de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional. En *Comisión Nacional de Energía*. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/11/Informe-de-Avance-N1_V2-1.pdf
- Synex & Universidad de Comillas & Estudios Energéticos. (2018). Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile. En *Generadoras de Chile AG* (Número febrero). https://energia.gob.cl/sites/default/files/2018_generadoras_informe_final_iit-synex-eec.pdf
- Tarificación | CNE. (2021, agosto 31). *Tarificación Eléctrica*. Comisión Nacional de Energía. <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>
- Timilsina, G. R. (2020). Demystifying the Costs of Electricity Generation Technologies. En *World Bank* (Número June). <https://doi.org/10.1596/1813-9450-9303>
- Timmons, D., Elahee, K., & Lin, M. (2020). Microeconomics of electrical energy storage in a fully renewable electricity system. *Solar Energy*, 206, 171-180. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.05.057>
- Troja, N., & Law, S. (2021, agosto 1). *Let's get flexible – Pumped storage and the future of power systems*. International Hydropower Association (IHA). <https://www.hydropower.org/blog/let-e2-80-99s-get-flexible-e2-80-93-pumped-storage-and-the-future-of-power-systems>

- Tuffaha, M., & Gravidahl, J. T. (2013). Mixed-integer formulation of unit commitment problem for power systems: Focus on start-up cost. *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, 8160-8165. <https://doi.org/10.1109/IECON.2013.6700498>
- U.S. Department of Energy. (2016). Maintaining Reliability in the Modern Power System. En *U.S. Department of Energy*. [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/01/f34/Maintaining Reliability in the Modern Power System.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/01/f34/Maintaining_Reliability_in_the_Modern_Power_System.pdf)
- Unilínea SEN | CEN. (2018). *Coordinador Eléctrico Nacional. Diagrama Unilínea del Sistema Eléctrico Nacional. Obtenido a través de transparencia del CEN el 12 de junio de 2018.*
- University of Strathclyde Glasgow. (2020, mayo 4). *Seawater pumped hydro storage*. [http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/17-18/cumbrae/Seawater pumped hydro.html](http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/17-18/cumbrae/Seawater_pumped_hydro.html)
- Urbina, S., Adán, L., Moragas, C., Olmos, S., & Ajata, R. (2011). Arquitectura de Asentamientos de la Costa de Tarapacá, Norte de Chile. *Estudios Atacamenos*, 41, 63-96. <https://doi.org/10.4067/S0718-10432011000100005>
- Vahidinasab, V., & Habibi, M. (2021). Electric Energy Storage Systems Integration in Energy Markets and Balancing Services. En Graham Nisbet (Ed.), *Energy Storage in Energy Markets* (1st ed., pp. 287-316). Brian Romer. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820095-7.00019-4>
- Vairamuthu, S., & Manivannan, G. (2016). New Dynamic Programming based Unit Commitment Technique by Reducing Paths. *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*, 4(24), 5.
- Valgesta Energía. (2019). *Informe Final Lineamientos Principales para Propuesta Flexibilidad. Preparado para Colbún*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/2019_Colbun_Flexibilidad.pdf
- Varas, V. (2019). Ecosistemas de la Región de Tarapacá y su Relación con el Recurso Hídrico Según las Condiciones y Características del Territorio. Explora Tarapacá. En *Fondo de Protección Ambiental y Ministerio de Medio Ambiente de Chile*. <https://repositorioambiental.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/10/Documento-Ecosistemas-Tarapacá.pdf>
- Vargas, L., Palma, R., & Moya, O. (2001). Mercados Eléctricos y Bolsas de Energía: Aspectos Críticos para su Implementación en Chile. *Revista Chilena de Ingeniería, ISSN, 113 N°1*, 9.
- Viswanath, A., Goel, L., & Peng, W. (2012). Mixed integer programming formulation techniques and applications to Unit Commitment problem. *10th International Power and Energy Conference, IPEC 2012*, 25-30. <https://doi.org/10.1109/ASSCC.2012.6523233>

- Voith. (2021). *Pumped storage plants – hydropower plant plus energy storage*. <https://voith.com/uk-en/industry-solutions/hydropower/pumped-storage-plants.html>
- Voss, D., Underwood, J., Kerth, J., & Bellman, D. K. (2021). Chapter 9 - Path to commercialization. En *Thermal, Mechanical, and Hybrid Chemical Energy Storage Systems* (pp. 513-568). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819892-6.00009-5>
- Wang, Q. (2021). Chapter four: Advances of wholesale and retail electricity market development in the context of distributed energy resources. En *New Technologies for Power System Operation and Analysis* (pp. 99-142). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820168-8.00004-3>
- Warland, G., Henden, A. L., & Mo, B. (2016). Use of Parallel Processing in Applications for Hydro Power Scheduling – Current Status and Future Challenges. *5Th International Workshop on Hydro Scheduling in Competitive Electricity Market*, 87, 157-164. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2015.12.346>
- Wärtsilä. (2021). *Energy Solutions 2019*. <https://www.wartsila.com/docs/default-source/power-plants-documents/pps-catalogue.pdf>
- Wärtsilä Energy. (2022, mayo 21). *Gas Turbines for Power Generation - Introduction*. Wärtsilä. <https://www.wartsila.com/energy/learn-more/technical-comparisons/gas-turbine-for-power-generation-introduction>
- Watts, D., & Pérez, R. (2018). *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno* (3a Ed). Ministerio de Energía/(GIZ) GmbH.
- Widell, H. (2013). Industrial-scale biomass combustion plants: Engineering issues and operation. En Lasse Rosendahl (Ed.), *Biomass Combustion Science, Technology and Engineering* (First, pp. 225-277). Woodhead Publishing Limited. <https://doi.org/10.1533/9780857097439.3.225>
- Wood, A., & Wollenberg, B. (1996). *Power Generation, Operation And Control* (Second Ed). Jhon Wiley & Sons, INC.
- World Bank. (2021, junio 26). *GDP growth (annual %) - Chile | Data*. https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG?end=2018&locations=CL&name_desc=false&start=1961&view=chart
- World Bank. (2022). *Crecimiento del PIB Anual - Chile Banco Mundial*. <https://datahelpdesk.worldbank.org/knowledgebase/articles/906519-world-bank-country-and-lending-groups>
- Xingying, C., Hexian, W., & Xiaohua, Z. (2011). Studies on the unit commitment of thermal-pumped storage plant considering the rapid adjustment characteristic of pumped storage plant. *International Conference on Computer Distributed Control and Intelligent Environmental Monitoring, CDCIEM 2011*, 1314-1318. <https://doi.org/10.1109/CDCIEM.2011.542>

- Yahyaoui, I., & Cantero, A. S. (2018). Modeling and Characterization of a Wind Turbine Emulator. En Imene Yahyaoui (Ed.), *Advances in Renewable Energies and Power Technologies* (Vol. 1, pp. 491-508). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812959-3.00016-2>
- Yang, C. (2016). Pumped Hydroelectric Storage. En Trevor M. Letcher (Ed.), *Storing Energy* (pp. 25-38). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803440-8/00002-6>
- Ynoub, R. (2015). *Cuestión de Método. Aportes para una Metodología Crítica* (Abril Vega Orozco (ed.)). CENGAGE Learning.
- Yu, X., & Zhang, X. (2014). Unit commitment using Lagrangian relaxation and particle swarm optimization. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 61, 510-522. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.03.061>
- Zareian, M., Hosseini, M., Rashidinejad, M., & Fadaeinedjad, R. (2013). Solution to the unit commitment problem using an artificial neural network. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 21, 198-212. <https://doi.org/10.3906/elk-1105-42>
- Zhang, Z., Ding, T., Zhou, Q., Sun, Y., Qu, M., Zeng, Z., Ju, Y., Li, L., Wang, K., & Chi, F. (2021). A review of technologies and applications on versatile energy storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 148, 1-31. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2021.111263>
- Zhao, D., Han, N., Goh, E., Cater, J., & Reinecke, A. (2019). Economics, challenges and potential applications of off-shore wind turbines. En Steve Merken (Ed.), *Wind Turbines and Aerodynamics Energy Harvesters* (pp. 493-510). Katey Birtcher. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-817135-6.00009-0>
- Zhu, J. (2015). *Optimization of Power System Operation* (Tariq Samad (ed.); Second Ed). IEEE Press and John Wiley & Sons, Inc.
- Zhu, Y., Liu, X., Deng, R., & Zhai, Y. (2019). Memetic Algorithm for Solving Monthly Unit Commitment Problem Considering Uncertain Wind Power. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 31(2), 511-520. <https://doi.org/10.1007/s40313-019-00541-3>

ANEXOS

Índice de Anexos

ANEXO 1	314
1. Definiciones y Acrónimos	315
1.1. Definiciones.....	315
1.3. Acrónimos	324
ANEXO 2	327
2. Resumen de Aspectos Regulatorios y Normativos del Mercado Eléctrico Chileno	328
2.1. Decreto con Fuerza de Ley N°4 Ley General de Servicios Eléctricos.	328
2.2. Ley N°20.257. Fomento a la Generación con Fuentes de ERNC	331
2.3. Ley N°20.698. Ampliación Matriz Energética a Través de ERNC....	332
2.4. Ley N°20.805. Perfecciona Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados	333
2.5. Ley N°20.936. Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea el Coordinador Eléctrico Nacional	335
2.6. Decreto Supremo N°130. Reglamento para SSCC.....	335
2.7. Decreto Supremo N°125. Reglamento del Coordinador Eléctrico Nacional.....	338
2.8. Decreto Supremo N°128. Reglamento Para Centrales de Bombeo Sin Variabilidad Hidrológica	339
2.9. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).....	340
2.10. Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen Gas Natural Regasificado	348
2.11. Norma Técnica de Servicios Complementarios	350
ANEXO 3	353
3. Algunos Conceptos Técnicos Complementarios de Operación del Mercado Eléctrico Chileno	354
3.1. Demanda de Hora de Punta	354
3.2. Potencia de Suficiencia.....	355
3.2.1. Potencia Inicial de Cada Unidad Generadora	355
3.3. Potencia de Suficiencia Preliminar de Cada Unidad Generadora	356
3.3.1. Potencia de Suficiencia Definitiva de Cada Unidad Generadora	359
3.3.2. Determinación de Potencia Inicial.....	362

3.4.	Margen de Reserva Teórico (MRT)	374
3.5.	Servicios Complementarios (SSCC)	377
3.6.	Integración para Arbitraje de Precios de la Energía.....	380
3.6.1.	Arbitraje de Precios de Energía.....	380
3.6.2.	Arbitraje de la Programación de Inyección de Energía.....	384
3.6.3.	Arbitraje de la Programación de Inyección de Energía Almacenada	385
3.6.4.	Arbitraje de la Programación de Inyección de Energía Almacenada de una Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo....	386
3.6.5.	Arbitraje del Costo Variable de Energía de un Sistema de Almacenamiento.....	388
3.6.6.	Arbitraje del Costo Variable de Energía de una Central Hidráulica con Almacenamiento por Bombeo	389
3.6.7.	Ventana de Valorización para el Arbitraje de la Inyección de Energía	390
3.6.9.	Condiciones Especiales de Operación para el Arbitraje de Inyección de Energía.....	391
3.6.10.	Arbitraje de la Potencia de Suficiencia.....	391
3.6.11.	Almacenamiento para Servicios Complementarios (SSCC)	393
3.7.	Términos Conceptuales del Precio de Nudo.....	395
3.7.1.	Precio de Nudo Corto Plazo.....	395
3.7.2.	Precio de Nudo Promedio.....	399
3.8.	Cargos del Sistema de Transmisión	401
3.8.1.	Definición de los Cargos del Sistema de Transmisión.	402
3.8.2.	Proceso Cuadrienal de Valorización de los Sistemas de Transmisión.....	403
3.8.3.	VATT Asociado a Obras de Interconexión SING – SIC Según Decreto N° 3T.....	405
3.8.4.	Valor Anual Por Tramo de los Sistemas Troncales.	406
3.8.5.	Exenciones de Cargos para Clientes Libres o Regulados.....	407
3.8.6.	Cargo Por Retiro Para los Clientes No Individualizados.....	408
ANEXO 4		411
4.	Especificaciones Técnicas de Generadores, Costos, Factores de Pérdidas y Demanda.....	412
4.1.	Especificaciones Técnicas Unidades Generadoras de ERNC	412

4.2.	Especificaciones Técnicas Unidades Generadoras Térmicas	413
4.3.	Costos Agregados de Generación día 23 de marzo de 2020.	414
4.4.	Costos de Oportunidad (Lista de mérito).	417
4.5.	Factores de Pérdidas Sub-Sistema Norte Ex - SING.....	419
4.6.	Demanda del Sub-Sistema Ex - SING.....	420
ANEXO 5		421
5. Emplazamiento de la Central PHS Simulado en Google Earth		422
ANEXO 6		427
6. Ingreso de Datos para la Simulación.....		428
6.1.	Cálculo de los Costos de Inversión	428
6.2.	Ingreso de Costos Variables de Generación y Datos Técnicos del Parque Generador Sujeto a Simulación	430
6.3.	Ingreso de Datos de Operación de ERNC	437
6.4.	Ingreso de Datos de Operación de Centrales Hidroeléctricas de Pasada	439
6.5.	Ingreso de Datos de Operación de Centrales en Modo INFLEX	441
6.6.	Ingreso Datos Barra Infinita S/E Los Changos 220 kV	443
6.7.	Ingreso de Datos Factores de Pérdidas Sub-Sistema Norte Ex – SING, 23 de marzo 2020.	445
ANEXO 7		447
7. Resultados Asignación Generación Simulación Matemática del Modelo		448
7.1.	Resumen de Resultados Simulación Térmica Caso Base sin Central PHS	448
7.2.	Resumen de Resultados Simulación Considerando una Central PHS de 100 MW.....	451
7.3.	Resumen de Simulación Considerando una Central PHS de 300 MW	454
7.4.	Resumen de Simulación Considerando una Central PHS de 1.400 MW	457
7.5.	Resumen de Resultados Simulación Considerando una Central PHS de 1.400 MW con Generación Disponible a Plena Carga 24 horas	460
7.6.	Resultados de la Operación del Embalse.....	463
Bibliografía Anexos.....		467

Índice de Figuras Anexos

Figura 3.1	Ajuste de la Potencia de Suficiencia Preliminar a la Demanda de Hora de Punta.....	360
Figura 3.2	Diagrama del Procedimiento de Cálculo de la Potencia de Suficiencia.	361
Figura 3.3	Programación de la Operación para Retiros de Energía.	384
Figura 3.4	Arbitraje de Programación de la Inyección de un Sistema de Almacenamiento.	386
Figura 3.5	Arbitraje de la Programación de Inyección de una Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo.	387
Figura 5.1	Emplazamiento de la central PHS en la zona costera de CHANABAYA.....	423
Figura 5.2	Emplazamiento de la central PHS en la zona costera de CHANABAYA y curvas de nivel.....	424
Figura 5.3	Emplazamiento de la central PHS en la zona costera de CHANABAYA, vista desde el norte.	425
Figura 5.4	Emplazamiento de la central PHS en la zona costera de CHANABAYA y curvas de nivel. Vista desde el norte.	426

Índice de Gráficos Anexos

Gráfico 3.1	Demanda de Hora de Punta Correspondiente al Promedio de los 52 Mayores Valores Horarios de la Curva de Carga de Duración Anual.	354
Gráfico 3.2	Función de Distribución de Probabilidades de la Potencia de Suficiencia.	358
Gráfico 3.3	Curva de Carga de Duración de la Demanda de Energía.	372
Gráfico 3.4	Sistema de Almacenamiento de Carga y Descarga de un Sistema BESS.	381
Gráfico 4.1	Gráficos de Costos Agregados de Generación disponible día 23 de marzo de 2020, bloque 1.	414
Gráfico 4.2	Gráficos de Costos Agregados de Generación disponible día 23 de marzo de 2020, bloque 2.	415
Gráfico 4.3	Gráficos de Costos Agregados de Generación disponible día 23 de marzo de 2020, bloque 3.	416
Gráfico 7.1	Resultado simulación caso generación sin PHS.	450
Gráfico 7.2	Resultado simulación caso generación PHS de 100 MW.	453
Gráfico 7.3	Resultado simulación caso generación PHS de 300 MW.	456
Gráfico 7.4	Resultado simulación caso generación PHS de 1.400 MW.	459
Gráfico 7.5	Resultado simulación caso generación PHS de 1.400 MW con disponibilidad de operación 24 horas.	462
Gráfico 7.6	Resultado operacional del embalse. Caso generación con PHS 100 MW – 11 horas Almacenamiento.	463
Gráfico 7.7	Resultado operacional del embalse. Caso generación con PHS 300 MW – 11 horas Almacenamiento.	464
Gráfico 7.8	Resultado operacional del embalse. Caso generación con PHS 1.400 MW – 11 horas Almacenamiento.	465
Gráfico 7.9	Resultado operacional del embalse. Caso generación con PHS 1.400 MW – 24 horas Almacenamiento.	466

Índice de Tablas Anexos

Tabla 2.1	Modificaciones al DFL N°4 de 2007, Ley General de Servicios Eléctricos.	328
Tabla 2.2	Exigencias Establecidas por la Ley N°20.257 (Ley ERNC I).....	332
Tabla 2.3	Exigencias Establecidas por la Ley N°20.698, (Ley ERNC II).....	333
Tabla 3.1	Estados Operativos Definidos en la Norma Técnica Art. 5-6.....	356
Tabla 3.2	Valor Anual de la Transmisión por Tramo de Obras Asociadas a la Interconexión SING - SIC Según DS N°23T.	406
Tabla 4.1	Datos y Especificaciones Técnicas Unidades Generadoras ERNC.	412
Tabla 4.2	Especificaciones Técnicas Unidades Generadoras Térmicas	413
Tabla 4.3	Costos de Oportunidad (Lista de mérito) disponible día 23 de marzo de 2020.....	417
Tabla 4.4	Factores de Pérdidas Horario Subsistema Norte Ex – SING.....	419
Tabla 4.5	Demanda del Sub-Sistema Ex - SING.....	420
Tabla 6.1	Resumen Cálculo LCOE (Levelized Cost of Energy).....	429
Tabla 6.2	Ingreso Costos Variables de Generación y Datos Técnicos del Parque Generador para Simulación, del día 23 de marzo de 2020.	431
Tabla 6.3	Datos de Generación de las Centrales de ERNC del día 23 de marzo de 2020.....	438
Tabla 6.4	Datos de Generación de las Centrales Hidráulicas de Pasada del día 23 de marzo de 2020.....	440
Tabla 6.5	Datos de Generación de la Central Térmica KELAR en operación modo INFLEX del día 23 de marzo de 2020.....	442
Tabla 6.6	Transferencia de Potencia y CMg en Barra Infinita ubicada en S/E LOS CHANGOS 220 kV del 23 de marzo de 2020.	444
Tabla 6.7	Factores de Pérdidas Sub-Sistema Norte Ex – SING, del 23 de marzo de 2020.....	445
Tabla 7.1	Resultados Simulación caso sin PHS.....	448
Tabla 7.2	Resultados CMg Simulación caso sin PHS.	449
Tabla 7.3	Generación Total Simulación caso sin PHS.	450
Tabla 7.4	Resultados Simulación caso PHS 100 MW (11 hrs.)	451
Tabla 7.5	Resultados CMg Simulación caso PHS 100 MW (11 hrs.)	452
Tabla 7.6	Generación Total Simulación caso PHS 100 MW (11 hrs.).....	453

Tabla 7.7	Resultados Simulación caso PHS 300 MW (11 hrs.)	454
Tabla 7.8	Resultados CMg Simulación caso PHS 300 MW (11 hrs.)	455
Tabla 7.9	Generación Total Simulación caso PHS 300 MW (11 hrs.)	456
Tabla 7.10	Resultados Simulación caso PHS 1400 MW (11 hrs.)	457
Tabla 7.11	Resultados CMg Simulación caso PHS 1400 MW (11 hrs.)	458
Tabla 7.12	Resultados Simulación caso PHS 1400 MW (11 hrs.)	459
Tabla 7.13	Resultados Simulación caso PHS 1400 MW (24 hrs.)	460
Tabla 7.14	Resultados CMg Simulación caso PHS 1400 MW (24 hrs.)	461
Tabla 7.15	Resultados Simulación caso PHS 1400 MW (24 hrs.)	462

ANEXO 1
DEFINICIONES Y ACRÓNIMOS

1. Definiciones y Acrónimos

1.1. Definiciones

Área Típica de Distribución: áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución para cada una de ellas son parecidos entre sí.

CEN: Coordinador Eléctrico Nacional. El Rol y atribuciones que tiene este organismo independiente es: - Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; - Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema y - Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a la ley.

Central de Embalse: Central hidroeléctrica capaz de acumular agua en un embalse. Esto permite almacenar energía en forma de agua para ser utilizada en el momento más propicio para generar electricidad.

Central de Pasada: Central hidroeléctrica desvía de manera directa una fracción del caudal a una turbina y restituye el flujo a continuación. En consecuencia, no tiene capacidad de almacenar energía.

Central Térmica: Central que genera energía eléctrica mediante la combustión de algún tipo de combustible (carbón, gas, petróleo diésel).

Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC): Organismo encargado de coordinar y determinar la operación de las instalaciones del sistema eléctrico, incluyendo centrales generadoras, líneas y subestaciones del sistema de transmisión, y barras de consumo de clientes libres. Existen dos CDEC: el CDEC-SIC y el CDEC-SING, los que coordinan los respectivos sistemas interconectados (ver SIC y SING).

Cliente Residencial: Cliente Regulado definido como tal en el Informe Técnico que fija las fórmulas tarifarias para las concesionarias de servicio público de distribución, emitido por la Comisión Nacional de Energía.

Cientes libres: Clientes cuya potencia conectada es de al menos 500 kW. Los clientes libres negocian libremente los precios de electricidad con las empresas generadoras y fijan las condiciones mediante contratos privados de suministro.

Cientes Regulados: Clientes cuya potencia conectada es inferior a 500 kW (Clientes cuyos empalmes para ser suministrados se encuentren entre 500 kW y 5.000 kW, pueden elegir adscribirse a una tarifa regulada o negociar libremente su suministro con alguna empresa generadora) y su suministro de energía eléctrica y servicios señalados en el Artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos están sujetos a fijación de precios y a estándares de calidad previamente definidos. A los clientes abastecidos por una empresa de distribución, ésta les traspassa el precio de nudo (precio al que compró la energía) y adiciona el Valor Agregado de Distribución VAD (cargo que cubre los servicios de distribución).

CMg, Costo marginal de la energía: Costo que supone generar una unidad adicional de energía, expresado en US\$/MWh. Como éste depende de las unidades generadoras, las que se despachan en orden creciente según su costo marginal individual, el costo marginal del sistema es creciente en función de la energía.

CNE, Comisión Nacional de Energía: Organismo público, dependiente del Ministerio de Minería, responsable de los planes, políticas y normas relacionadas con el mercado energético chileno, así como el encargado de velar por el cumplimiento de las mismas.

COMA, Costo de operación, mantenimiento y administración: Concepto utilizado en materias de transmisión para definir la remuneración que recibe el transmisor por estos conceptos.

CONAMA, Comisión Nacional de Medio Ambiente: Organismo público responsable de proponer políticas ambientales, así como velar por el cumplimiento de la normativa ambiental vigente. Está a cargo de la administración del SEIA.

CPI, Consumer Price Index: Medida de la inflación, equivalente inglés del IPC. En las licitaciones de energía, el CPI de Estados Unidos es uno de los parámetros que definen los precios.

DIA, Declaración de Impacto Ambiental: Documento mediante el cual el titular describe la actividad o proyecto que pretende realizar, para que la CONAMA evalúe que cumple con todas las normas ambientales. Las centrales eólicas habitualmente se presentan mediante DIA.

Documento de Diagnóstico: Documento que tiene como principal objetivo presentar el resultado de la primera fase de la ejecución de la metodología adoptada para modernizar la regulación del sector de distribución en Chile, en el que se hacen públicas las distintas conclusiones y directrices obtenidas a partir de los distintos procesos participativos realizados durante los años 2016 y 2017.

EIA, Estudio de Impacto Ambiental: Documento mediante el cual el titular describe la actividad o proyecto que pretende realizar, cuya complejidad o impacto hacen necesarios estudios para fundamentar los impactos ambientales declarados. El EIA también describe las acciones de mitigación ambiental que contempla el proyecto.

Empresa Modelo: Es una empresa ficticia construida en función de una empresa representativa de una Área Típica, que opera de forma eficiente y cumpliendo con las exigencias de calidad de servicio establecidas en la normativa.

Equipamiento de Generación: equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, que se conectan a la red de distribución a través del empalme de un usuario o cliente final, que inyecta sus excedentes de energía a la red de distribución a través de los respectivos empalmes y cuya capacidad instalada no supere los 300 kW.

ERNC, Energías Renovables No Convencionales: Combinación de fuentes de energía primaria renovable con tecnologías que tienen un bajo impacto ambiental y que no están presentes de manera importante en los mercados eléctricos nacionales. Internacionalmente se les conoce como “nuevas energías limpias”.

Factor de planta o factor de carga: Indicador del grado de utilización de una central de generación eléctrica. Se calcula como la energía generada por la unidad dividida en la energía máxima que podría entregar la misma funcionando a plena capacidad durante el período considerado, habitualmente de un año.

GEI, Gases de efecto invernadero: Gases cuya presencia en la atmósfera contribuye al efecto invernadero. Entre los más importantes se cuenta el dióxido de carbono (CO₂) y el metano (CH₄). El hexafluoruro de azufre (SF₆), utilizado como aislante en equipos eléctricos tales como interruptores o subestaciones aisladas en gas (GIS, por sus siglas en inglés), es de los más potentes en cuanto a su efecto invernadero (unas 20.000 veces más que el CO₂), pero por las escasas cantidades que se liberan a la atmósfera, su aporte global es casi insignificante.

GNL, Gas Natural Licuado: Gas natural que ha sido enfriado hasta el punto en que pasa al estado líquido. La licuefacción reduce drásticamente el volumen, facilitando el transporte y almacenamiento del gas natural. Este es el proceso que permite la importación de GNL en barcos para consumo doméstico. Los terminales de Quintero y Mejillones permiten por un lado almacenar el GNL que traen los barcos, y luego regasificar el GNL para su transporte mediante gasoductos.

GW, Gigawatt: Abreviado GW, es una unidad de potencia de gran magnitud, utilizada para hablar de sistemas interconectados o de centrales de generación eléctrica de gran tamaño (de un tamaño que no hay en Chile). Quiere decir “Mil millones de watts”. Ver watt.

GWh, Gigawatt hora: Unidad de medida de la energía, equivalente a la energía desarrollada (generada o consumida) por 1 GW de potencia durante una hora.

IPMPM: Informe Programación Mantenimiento Preventivo Mayor.

Ley Corta I: Ley N°19.940 que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos, publicada en el Diario Oficial el 13 de marzo de 2004.

Ley Corta II: Ley N°20.018 del 19 de Mayo de 2005, cuyo objetivo principal es estimular el desarrollo de inversiones en el segmento de generación a través de licitaciones de suministro realizadas por las empresas de distribución.

Ley de Equidad Tarifaria: Ley N°20.928 que establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos, publicada en el Diario Oficial el 22 de junio de 2016.

Ley de Transmisión: Ley N°20.936 que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, publicada en el Diario Oficial el 20 de julio de 2016.

Ley General de Servicios Eléctricos: Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y sus modificaciones posteriores o disposición que la reemplace.

Licitaciones de suministro: Licitaciones que las empresas de distribución deben realizar para abastecer los consumos regulados ubicados en su zona de concesión, de manera que éstas puedan satisfacer el consumo proyectado.

Margen de reserva: Capacidad en exceso instalada de un sistema eléctrico. Se calcula la diferencia entre la capacidad instalada y la demanda máxima. El margen de reserva da seguridad al sistema porque permite sortear la salida de centrales por mantención o falla.

Mercado spot: Mercado en el que se transa energía y potencia al precio marginal que el CDEC calcula a intervalos horarios. Las transacciones se llevan a cabo entre generadoras o entre éstas y clientes libres.

MW, Megawatt: Unidad de medida de potencia. Quiere decir “Un millón de watts” (ver watt). Habitualmente se habla de la potencia de las centrales, sin embargo, la energía (GWh) que éstas efectivamente generen dependerá de su factor de planta (ver Gigawatt-hora).

MWh, Megawatt-hora: Unidad de energía, equivalente a la energía consumida un Megawatt de potencia en el transcurso de una hora.

Panel de Expertos: Es un órgano integrado por profesionales expertos, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que empresas del sector sometan a su decisión.

Peaje: Corresponde al pago que tiene derecho a recibir el propietario de instalaciones, ya sea de transmisión o de distribución, por parte de quien hace uso de estas.

Plan de obras: Programa indicativo que utiliza semestralmente la CNE en la fijación de precio de nudo. Se elabora proyectando la demanda de potencia de punta y de energía del sistema eléctrico para los siguientes diez años y minimizando el costo de abastecimiento. No es vinculante para la construcción de obras.

PMGD, Pequeño Medio de Generación Distribuida: Central de generación eléctrica de hasta 9 MW de potencia que se conecta directamente a instalaciones de distribución, y que cuenta con algunos incentivos establecidos en la Ley Corta II.

PMGD, Pequeño Medio de Generación Distribuida: medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts y mayores a 100 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

PN, Precio de nudo: Precio máximo aplicable al suministro de electricidad de clientes regulados, considerando el costo de generación y transporte, sin considerar la distribución. El precio nudo es el que fija la autoridad o el que resulta de los procesos de licitación de suministro de clientes regulados.

Potencia firme: Cantidad de potencia que se le reconoce a las centrales generadoras considerando la disponibilidad técnica de sus instalaciones (fallas, mantenimientos, etc.) y la disponibilidad del insumo primario de generación que ésta utiliza (disponibilidad limitada de agua, viento, etc.). La potencia firme (MW), multiplicada por el precio de la potencia, constituye el ingreso por potencia de una central.

PPA, Power Purchase Agreements: O en castellano Acuerdos de Adquisición de Potencia, pero suele utilizarse la sigla en inglés. Corresponden a un contrato de “compra” de la electricidad generada por una planta o central generadora, por parte de un tercero: un cliente (regulado o no regulado) u otra empresa generadora.

Proceso de Diagnóstico: fase de actividades sucesivas que el Ministerio de Energía junto a la Comisión Nacional de Energía y con apoyo de la Universidad Católica, implementaron desde el año 2016 a través de diversos procesos participativos, y cuyo principal objetivo fue sentar las bases para la discusión del proyecto de ley para modernizar la regulación del segmento de distribución.

Prosumer (Prosumidor): generador, consumidor y almacenador de energía, por su traducción en inglés producer, consumer and storage.

Ranking SEC: ranking de las empresas distribuidoras elaborado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a partir de los resultados obtenidos de una encuesta a clientes, del índice de continuidad de suministro y datos de reclamos, indicadores que dan cuenta de la calidad de servicio entregado a los clientes y usuarios finales.

RCA, Resolución de Calificación Ambiental: Pronunciamiento oficial de la autoridad ambiental que establece la conformidad o no conformidad de un proyecto sometido al SEIA y que establece condiciones de funcionamiento. El titular debe contar con una RCA favorable previo al inicio del proyecto. Ver Legislación ambiental e indígena.

SEA, Sistema Eléctrico de Aysén: Este sistema mediano, está ubicado en la Décimo Primera Región del país, cuya capital es la ciudad de Coyhaique.

SEC, Superintendencia de Electricidad y Combustibles: Organismo encargado de fiscalizar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas en el ámbito de combustibles líquidos, gas y electricidad.

SEIA, Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental: Procedimiento que vinculan al titular de un proyecto o actividad con la autoridad ambiental a través de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o un Estudio de Impacto Ambiental (EIA). El titular presenta todos los antecedentes del proyecto para demostrar que el proyecto cumple con las normas ambientales y que se hace cargo de los impactos ambientales que genera, lo cual es verificado por la autoridad ambiental. Ver Legislación ambiental e indígena.

SEM, Sistema Eléctrico de Magallanes: Este sistema eléctrico mediano, está ubicado en el sur del país, en la Duodécima Región, cuya capital es la ciudad de Punta Arenas.

SEN, Sistema Eléctrico Nacional: Sistema eléctrico que se extiende entre las ciudades de Arica y Chiloé, que corresponde al sistema eléctrico de mayor tamaño en el país, compuesto por los ex sistemas SING Sistema Interconectado del Norte Grande y SICC, Sistema Interconectado Central.

Servicios Relacionados: servicios que por su naturaleza o razones de infraestructura se vinculan al segmento de distribución, pero que en la actualidad no tienen un tratamiento regulatorio determinado en dicho sentido, tales como alumbrado público y servicios de telecomunicaciones.

SING, Sistema Interconectado del Norte Grande: Sistema eléctrico que se extiende entre las ciudades de Arica y Antofagasta, cuya capacidad instalada es casi 100% térmica y en el que destaca una importante presencia de consumos dedicados a la minería.

Tarifificación Volumétrica: sistema de tarifas eléctricas basado en el volumen de consumo.

VAD, Valor Agregado de Distribución: El valor agregado por concepto de costos de distribución se determina en base de una empresa modelo teórica. Considera los costos fijos de administración, las pérdidas y las inversiones en infraestructura, considerando la respectiva mantención y operación.

VNR, Valor Nuevo de Reemplazo: Es el costo de renovar obras o bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio que las instalaciones a reemplazar, pero con tecnología y precios actuales. Se utiliza para valorizar las inversiones y las rentas que deben generar las mismas, sobre todo en materia de transmisión y distribución.

W, Watt: Unidad básica de potencia en el Sistema Internacional, equivalente a 1 joule/segundo, o en su forma esencial, $1 \text{ [kg]}\cdot\text{[m}^2\text{]}/\text{[s}^3\text{]}$.

1.3. Acrónimos

AChSE: Agencia Chilena de Sostenibilidad Energética.

AT: Alta Tensión.

BT: Baja Tensión.

CCHEN: Comisión Chilena de Energía Nuclear.

CDEC : Centro de Despacho Económico de Carga.

CEN: Coordinador Eléctrico Nacional.

CL: Combustibles Líquidos.

CMg: Costo Marginal

CNE: Comisión Nacional de Energía.

CONAMA: Comisión Nacional del Medio Ambiente.

Coordinador: Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

CORFO: Corporación de Fomento de la Producción.

CPF: Control Primario de Frecuencia.

CSF: Control Secundario de Frecuencia.

CTF: Control Terciario de Frecuencia.

DFL: Decreto con Fuerza de Ley.

DO: Diario Oficial.

DS: Decreto Supremo.

EAE: Evaluación Ambiental Estratégica.

EG: Equipamiento de Generación.

ENAP: Empresa Nacional del Petróleo.

ERE: Estado de Reserva Estratégico.

ERNC: Energías Renovables No Convencionales.

ERV: Energía Renovable Variable.

ETR: Equidad Tarifaria Residencial.

FIC: Frecuencia de Interrupciones a Clientes.

FNE: Fiscalía Nacional Económica.

FP: Factor de planta.

GEI: Gases de efecto invernadero.

GIZ: Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional.

GLP: Gas Licuado de Petróleo.

GNL: Gas Natural Licuado.

Dx: Distribución.

Gx: Generación.

ICC: Informe de Criterios de Conexión.

IEA: International Energy Agency.

IFOR: Tasa de fallas forzada del generador.

INACER: Índice de Actividad Económica Regional.

INE: Instituto Nacional de Estadística.

ISO: Independent System Operator.

kW: Kilo Watt.

kWh: Kilo Watt hora.

LCOE: Levelized Cost of Energy.

LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos.

LOLP_{DM}: Probabilidad de pérdida de carga en demanda máxima.

MGNC: Medio de Generación No Convencional.

MinEN: Ministerio de Energía.

MM\$: Miles de miles de pesos chilenos.

MMU\$: Miles de miles de dólares americanos.

MP: Margen de Potencia.

MRT: Margen de Reserva Teórico.

MT: Media Tensión.

MV: Mega Volt.

MVA: Mega Volt Amperio.

MW: Mega Watt.

MWe: Mega Watt eléctrico.

MWh: Mega Watt hora.

NSEC4 : Norma Técnica de Instalaciones de Consumo en Baja Tensión.

NTCO: Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión.

NTD: Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

O&M: Operación y Mantenimiento.

PM: Potencia máxima.

PMG: Pequeño Medio de Generación.

PMGD: Pequeño Medio de Generación Distribuida.

PN: Precio de Nudo.

PNP: Precio Nudo Promedio.

PPA: Power Purchase Agreement.

RGL: Reconocimiento de Generación Local.

SAIDI: System Average Interruption Duration Index. Índice de la duración promedio de las interrupciones del Sistema.

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index. Índice de la frecuencia promedio de las interrupciones del Sistema.

SCR: Solicitud de Conexión a la Red.

SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

SEIA: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SIC: Sistema Interconectado Central.

SINEA: Sistema de Interconexión Eléctrica Andina.

SING: Sistema Interconectado del Norte Grande.

SpotG: Precio Spot Generador.

SpotL: Precio Spot Consumo.

SSCC: Servicios Complementarios.

TDLC: Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

TDLC: Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

TIC: Tiempo de Interrupciones a Clientes.

Tx: Transmisión.

US\$: Dólar americano.

UTA: Unidad Tributaria Anual.

UTM: Unidad Tributaria Mensual.

VAD: Valor Agregado de Distribución.

VNR: Valor Nuevo de Reemplazo.

ANEXO 2
RESUMEN DE ASPECTOS REGULATORIOS Y
NORMATIVOS DEL MERCADO ELÉCTRICO
CHILENO

2. Resumen de Aspectos Regulatorios y Normativos del Mercado Eléctrico Chileno

2.1. Decreto con Fuerza de Ley N°4 Ley General de Servicios Eléctricos.

Esta ley ha tenido múltiples modificaciones, siendo el de mayor relevancia ocurrido en el año 2016 con la Ley N°20.936 que crea y establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica nacional que nace con la interconexión de los ex sistemas eléctricos SING y SIC y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional (Ley N°20.936, 2016).

La Tabla N° 2.1 enumera y describe de forma general y secuencial cada una de las modificaciones hasta diciembre de 2019.

Tabla 2.1 Modificaciones al DFL N°4 de 2007, Ley General de Servicios Eléctricos.

Ley	Descripción
DS N°327 13 de septiembre de 1998	Fija el nuevo reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Se lleva a cabo una modificación producto del avance de las tecnologías, quedando incompleta, además hasta esa no se había dictado un reglamento que contenga en forma íntegra y completa, las diversas materias normadas en la referida Ley General de Servicios Eléctricos, dificultándose su correcta ejecución y aplicación, no contando con una reglamentación orgánica que contemplara todos los aspectos normados en el D.F.L. N°1 de 1982.

<p>Ley N°19.940 13 de marzo de 2004.</p>	<p>Ley Corta I: Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos, entre ellos, modifica el sistema de pago de remuneraciones de los sistemas de transmisión, modifica la banda de precios de nudo haciéndolos más estable, amplía el mercado no regulado e introduce los servicios complementarios, crea el Panel de Expertos.</p>
<p>Ley 20.018 19 de mayo 2005</p>	<p>Ley Corta II: Es una reacción al corte de gas argentino hacia Chile, combustible primario que utilizaba gran parte del parque de generación del país, de modo que esta ley surge debido a esta incertidumbre respecto a la disponibilidad del recurso energético primario, lo que dificulta estimar niveles de precios futuros y niveles de ingresos por ventas de energía y crea los sistemas de licitaciones para contratos de energía para clientes regulados.</p>
<p>Ley 20.220 14 septiembre de 2007</p>	<p>Ley administración provisional: Modifica la LGSE respecto del resguardo de la seguridad de suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos.</p>
<p>Ley 20.257 1 de abril de 2008</p>	<p>Ley ERNC I: Establece obligación de cuotas anuales de generación de ERNC con aumentos progresivos hasta llegar a un 10% el año 2025.</p>
<p>Ley 20.402 3 de diciembre de 2009</p>	<p>Crea el Ministerio de Energía, a partir de la modificación DL N°2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales.</p>
<p>Ley 20.571 22 de marzo 2012</p> <p>Ley 21.118 17 noviembre de 2018</p>	<p>Ley de Facturación Neta (Netbilling): Habilita la generación distribuida, sea residencial, en locales comerciales, pequeñas industrias, agrícolas, etc. de hasta 100 kW, pues permite a estos generadores además de autoabastecerse inyectar sus excedentes a la red y recibir una compensación por ellos. Esta ley fue recientemente modificada en el 2018 y entre sus cambios está el aumento de generación hasta 300 kW.</p>

<p>Ley 20.701 14 de octubre de 2013</p>	<p>Agiliza el otorgamiento de Concesiones Eléctricas: Reduce los tiempos de tramitación de las concesiones eléctricas estableciendo un nuevo procedimiento de otorgamiento de servidumbres, simplificando requisitos, reduciendo los tiempos de reclamación y oposición, particularmente los permisos ambientales reclamados por la comunidad.</p>
<p>Ley 20.698 22 de octubre de 2013</p>	<p>Ley ERNC II: Establece nuevas obligaciones de cuotas anuales de generación ERNC con aumentos progresivos hasta llegar a un 20% el año 2025.</p>
<p>Ley 20.720 9 de enero de 2014</p>	<p>Ley de Quiebras: Modifica el procedimiento concursal de liquidación de una empresa generadora, transmisora o distribuidora y en general de empresas y personas naturales.</p>
<p>Ley 20.726 7 de febrero de 2014</p>	<p>Ley de Interconexión de Sistemas Eléctricos: habilita a la Comisión Nacional de Energía para que pueda incorporar en el plan de expansión de la red la interconexión de los sistemas interconectados como una nueva obra de transmisión.</p>
<p>Ley 20.805 29 de enero de 2015</p>	<p>Perfecciona el Sistema de Licitaciones para Clientes Regulados: Establece una serie de modificaciones y mejoras al sistema de licitaciones reguladas para hacerlas más competitivas, ampliando plazos, permite precios máximos diferenciados por bloques, etc.</p>
<p>Ley 20.897 5 febrero de 2016</p>	<p>Franquicia Tributaria para Sistemas Solares Térmicos y Alzamiento de Suspensión de Obras: permite que los proyectos ERNC puedan alzar la medida precautoria de suspensión de obras que originalmente sólo podían realizar los concesionarios eléctricos.</p>
<p>Ley 20.928 22 de junio de 2016</p>	<p>Ley de Equidad Tarifaria: Obliga a las tarifas reguladas de clientes residenciales entre empresas de distribución a que no existan diferencias para un consumo tipo de más de un 10%.</p>

<p>Ley 20.936 20 de julio de 2016</p>	<p>Ley de Transmisión y Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional : Es una reforma significativa al mercado eléctrico chileno, ya que esta Ley introduce cambios muy profundos a la remuneración y planificación de la red de transmisión y además crea un nuevo organismo Coordinador de la operación y planificación, reemplazando a los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga CDEC.</p>
<p>Ley N°21.118 17 de noviembre de 2018</p>	<p>Incentivo al desarrollo de las generadoras residenciales cuando inyecten energía de sus fuentes de generación a la red eléctrica de distribución a percibir un pago equivalente a la compra que realicen las empresas distribuidoras a sus generadores más las pérdidas.</p>
<p>DTO N°125 20 de diciembre de 2019</p>	<p>Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional SEN, así como las demás materias necesarias para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador y los derechos y deberes de los entes sujetos a dicha coordinación.</p>

Fuente: Elaboración propia a partir de (Watts & Pérez, 2018).

2.2. Ley N°20.257. Fomento a la Generación con Fuentes de ERNC

A partir del 1 de enero de 2010 entró en vigencia las exigencias impuestas por esta Ley que define una exigencia respecto de los retiros realizados por empresas de generación para servir sus contratos de suministro, ya sean estos con un cliente libre o con empresas de distribución, teniendo que acreditar un porcentaje de inyección ERNC en el origen de dicha energía. Este porcentaje o cuota sigue un crecimiento anual que se presenta en la siguiente tabla 2.2.

Tabla 2.2 Exigencias Establecidas por la Ley N°20.257 (Ley ERNC I).

Año	Exigencia Ley N°20.257
2010	5%
2011	5%
2012	5%
2013	5%
2014	5%
2015	5,5%
2016	6,0%
2017	6,5%
2018	7,0%
2019	7,5%
2020	8,0%
2021	8,5%
2022	9,0%
2023	9,5%
2024	10,0%
2025	10,0%

Fuente: Elaboración propia a partir de información extraída de la Ley N°20.257, Ley ERNC I. (Ley N°20.257, 2008).

2.3. Ley N°20.698. Ampliación Matriz Energética a Través de ERNC

Las exigencias contempladas en la ley (Ley N°20.698, 2013) respecto al cumplimiento de la cuota anual de ERNC se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2.3 Exigencias Establecidas por la Ley N°20.698, (Ley ERNC II).

Año	Exigencia Ley N°20.698
2013	5,0%
2014	6,0%
2015	7,0%
2016	8,0%
2017	9,0%
2018	10,0%
2019	11,0%
2020	12,0%
2021	13,5%
2022	15,0%
2023	16,5%
2024	18,0%
2025	20,0%

Fuente: Elaboración propia a partir de información extraída de la Ley N°20.698, Ley ERNC II. (Ley N°20.698, 2013).

2.4. Ley N°20.805. Perfecciona Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados

También esta ley contempla en el marco de las licitaciones un mecanismo especial de ajuste de precios, adicional a su fórmula de indexación. Para estos efectos, el CEN monitoreará la diferencia entre la componente de energía del precio medio de mercado vigente en el momento de la convocatoria, y el costo marginal horario en el punto de oferta correspondiente (Ley N°20.805, 2015). Este mecanismo de ajuste de precio se activará en los siguientes casos:

- a) Si el costo marginal horario en el punto de oferta se ubica dentro de una banda de precios entre un límite de 50% y 70%, inferior o superior, respecto de la componente de energía del precio medio de mercado, el precio del contrato en el punto de oferta será igual al costo marginal en dicho punto.

- b) Si el costo marginal horario en el punto de oferta se ubica sobre el límite superior o bajo el límite inferior del 70% de la banda de precios, respecto de la componente de energía del precio medio de mercado, el precio del contrato en el punto de oferta será igual a la componente de energía del precio medio de mercado incrementado o reducido en el 70%, según corresponda.

Entre los cambios al sistema de licitaciones los puntos más importantes son los siguientes:

- Incorpora un mayor plazo a licitaciones de largo plazo acorde a los tiempos requeridos de nuevos oferentes, aumentando el plazo máximo de contratos de 15 a 20 años.
- Permite licitaciones de corto plazo para satisfacer necesidades inmediatas que no hayan sido previstas en las proyecciones de demanda que hará la autoridad.
- Establece precios máximos diferenciados por plazos.
- La proyección de demanda pasa a realizarla la misma autoridad, en vez de las distribuidoras, eliminando algunos potenciales sesgos de estimación.

Con esta Ley, la CNE como autoridad regulatoria pasa a tener un rol más protagónico en el proceso y con ello se facilita la coordinación de procesos y estandarización de contratos.

2.5. Ley N°20.936. Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea el Coordinador Eléctrico Nacional

Esta nueva ley (Ley N°20.936, 2016), también aborda temas de propiedad de las instalaciones, conviniendo en que “Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras interconectadas al sistema eléctrico y sujetas a coordinación del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, deberá constituir sociedades de giro de generación eléctrica con domicilio en Chile. Asimismo, todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título instalaciones para la prestación de servicios complementarios o sistemas de almacenamiento de energía que se interconecten al sistema eléctrico nacional deberá constituir una sociedad con domicilio en el país”.

2.6. Decreto Supremo N°130. Reglamento para SSCC

Importante es señalar que este reglamento (DTO N°130, 2020) determina la forma de pago por estos servicios complementarios y son definidos de la siguiente manera:

- a) Los servicios relacionados con el control primario y secundario de frecuencia establecido en la NTSyCS serán remunerados, dentro del período de operación, por conceptos de costo de inversión por la instalación y/o habilitación, así como costos anuales adicionales por el mantenimiento, de las instalaciones o los equipos que participen en el control de frecuencia primaria o secundaria.
- b) Los servicios relacionados con el control de tensión, según se establece en la NTSyCS, serán remunerados dentro del período de operación, por conceptos de costos de inversión por la instalación y/o habilitación y costos anuales adicionales por el mantenimiento de las instalaciones o los equipos que participen en el control de tensión.

- c) Los servicios cuya prestación supone la operación de unidades de generación durante la operación del sistema a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema, serán remunerados según la ecuación $R = CV_d \times E_i - IngCMg$, cuyas variables se definen como CV_d , es el Costo variable, combustible y no combustible, de unidades de generación, vigente para la unidad, para el nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo en horas de operación en que el costo variable de operación de la central fue superior al costo marginal del sistema, durante el período de operación. En el caso de centrales hidráulicas de embalse se considerarán los costos de oportunidad de la energía embalsada y costos no combustibles. La variable E_i , se define como la energía activa inyectada por la unidad en horas de operación en que el costo variable de operación de la central fue superior al costo marginal del sistema, durante el período de operación y la variable $IngCMg$, definida como los Ingresos percibidos por venta de energía activa a costo marginal en horas de operación en que el costo variable de operación de la central fue superior al costo marginal del sistema, durante el período de operación.
- d) La instalación y/o habilitación de equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio, serán remunerados dentro del período de operación, por concepto de costo de inversión por la instalación y/o habilitación, instruida por el CEN, de los equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio, a partir del costo de inversión que resulte del estudio de costos a que hace referencia el artículo 17 del presente reglamento.

- e) Los servicios consistentes en la operación de instalaciones, componentes o equipos destinados exclusivamente para apoyar planes de recuperación de servicio, serán remunerados conforme el monto que resulte de sumar las remuneraciones señaladas en la letra anterior de todas las empresas que operen instalaciones, componentes o equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio, será aportado por todas las empresas que inyectaron energía durante la hora previa a la interrupción del suministro que ocasionó la operación de los equipos de recuperación de servicio y a prorrata de las inyecciones físicas de energía durante el período de una hora referido anteriormente.
- f) Los servicios de desprendimiento de carga automático o manual, serán remunerado a los usuarios, sean éstos distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, que presten servicios de desprendimiento automático de carga por subfrecuencia, subtensión o por contingencia específica, así como servicios de desprendimiento manual de carga, recibirán una remuneración por la prestación de dichos servicios complementarios sólo una vez superado el número de desconexiones y/o tiempo de duración acumulado que la NTSyCS defina, no recibiendo remuneración alguna por la prestación de tales servicios mientras no se superen los requerimientos establecidos en la referida norma. En el caso que la prestación de dichos servicios sea realizada por empresas distribuidoras, éstas deberán traspasar íntegramente el valor de la remuneración a los clientes finales que resultaron desconectados por la aplicación de los referidos servicios, cuyo valor será igual al costo de falla de corta duración definido en la NTSyCS, por cada kilowatt desconectado que estuvieren consumiendo al momento de la desconexión, según lo determine el CEN, en base a la medición que realice, por la duración del evento, expresada en horas.

2.7. Decreto Supremo N°125. Reglamento del Coordinador Eléctrico Nacional

1. Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional (DTO N°125, 2019), e introdujo diversas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos.
2. Para regular las disposiciones incorporadas a la Ley General de Servicios Eléctricos mediante la Ley N°20.936, se requiere dictar un reglamento, con miras a dar cabal cumplimiento a lo dispuesto en la Ley (Ley N°20.936, 2016).
3. Con la finalidad de garantizar la coherencia en el ordenamiento jurídico nacional, el presente instrumento establece reglas para las derogaciones del Decreto N°291 (DTO N°291, 2013) y del Decreto N°128 (DTO N°128, 2019).
4. Con el objeto de adecuar la regulación normativa de los pequeños medios de generación distribuida y de los sistemas medianos a las disposiciones introducidas por la Ley N°20.936 a la regulación eléctrica, es necesario modificar el Decreto N°244 (DTO N°244, 2019) y el Decreto N°23 (DTO N°23T, 2016), respectivamente.
5. El ejercicio de la potestad reglamentaria de ejecución implica dictar las disposiciones que se consideren necesarias para la plena aplicación de las leyes, potestad que se ejerce complementando las materias que han sido expresamente remitidas a un reglamento por la ley citada en los considerandos precedentes y colaborando para que todas sus disposiciones sean coherentes y armónicas entre sí, en un mismo acto administrativo para facilitar su comprensión y aplicación.

2.8. Decreto Supremo N°128. Reglamento Para Centrales de Bombeo Sin Variabilidad Hidrológica

Las consideraciones del decreto (DTO N°128, 2019) son las siguientes:

1. El Artículo 3° del Decreto Ley N°2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía (Ley N°2.224, 1978), señala que para los efectos de la competencia que corresponde al Ministerio de Energía, el sector de energía comprende todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, importación y exportación, y cualquiera otra que concierna a la electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas.
2. El literal d) del artículo 4° del Decreto Ley precitado, señala que corresponde al Ministerio de Energía elaborar, coordinar, proponer y dictar, según corresponda, las normas aplicables al sector energía que sean necesarias para el cumplimiento de los planes y políticas energéticas de carácter general así como para la eficiencia energética, la seguridad y adecuado funcionamiento y desarrollo del sistema en su conjunto, pudiendo al efecto requerir la colaboración de las instituciones y organismos que tengan competencia normativa, de fiscalización o ejecución en materias relacionadas con la energía.
3. La ley N°20.936 introdujo modificaciones a la LGSE, definiendo a los sistemas de almacenamiento de energía como parte de las instalaciones eléctricas sujetas a la coordinación del Coordinador (Ley N°20.936, 2016).
4. Conforme a lo dispuesto en el artículo 72°-1 de la LGSE, la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y garantizar el acceso abierto a todos

los sistemas de transmisión. Esta coordinación deberá efectuarse a través del Coordinador.

5. Las centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica son sistemas de almacenamiento de energía sujetas a la coordinación del Coordinador de acuerdo a lo señalado en el artículo 72° - 2 de la LGSE y sus características técnicas, su disponibilidad y su impacto sistémico hacen necesario la regulación de las mismas para que éstas contribuyan a la seguridad, suficiencia y eficiencia económica del sistema.
6. El ejercicio de la potestad reglamentaria de ejecución implica dictar las disposiciones que se consideren necesarias para la plena aplicación de las leyes, potestad que se ejerce complementando las materias que han sido expresamente remitidas a un reglamento por la ley citada en los considerandos precedentes y colaborando para que todas sus disposiciones sean coherentes y armónicas entre sí, en un mismo acto administrativo para facilitar su comprensión y aplicación.

2.9. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)

La Resolución Exenta N°9, que *Dicta Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el SING y SIC* (NTSyCS | CNE, 2019), fue promulgada en febrero de 2007, pero entra en vigencia el 26 de julio de 2014 y en ese acto queda derogada, es decir nunca pudo ser aplicada, estuvo promulgada por 9 años y 4 meses sin poder entrar en vigencia. Para resolver estas incompetencias, se promulga la Resolución Exenta N°68 que *Modifica Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y Para el Sistema Interconectado Central y Fija el Texto Refundido de la Misma*, promulgada el 10 de marzo de 2010, cuyo texto en términos generales indica los siguientes considerandos:

1. Que, el artículo 10-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en adelante e indistintamente "NTSyCS", para el Sistema Interconectado del Norte Grande, en adelante "SING", y para el Sistema Interconectado Central, en adelante "SIC", dictada mediante la RE N°9, indica que los nuevos procedimientos o las adecuaciones requeridas a los existentes deberán ser presentados a la Comisión Nacional de Energía para su informe favorable, antes de 6 meses contados desde la fecha de vigencia de la citada NTSyCS, esto es, el 16 de diciembre de 2009.
2. Que, las Direcciones de Operación y Peajes de los CDEC SING y CDEC SIC, con fecha 23 y 30 de noviembre de 2009, respectivamente, solicitaron a la Comisión, por una parte, la extensión del plazo para presentar los procedimientos y adecuaciones señalados en el número 1 precedente, y por otra, la necesidad de eliminar el procedimiento establecido en el artículo 1-9 de la NTSyCS, denominado "Informe de perfil de tensión y factor de potencia".
3. Que, de los antecedentes expuestos por el CDEC SING y por el CDEC SIC, se desprende que es necesario modificar los plazos estipulados toda vez que éstos se tornan insuficientes para desarrollar los nuevos procedimientos y/o adecuaciones a los existentes.
4. Que, se ha evaluado el requerimiento de eliminar el procedimiento individualizado en el número 2 precedente, toda vez que éste se encuentra contenido en el procedimiento denominado "Programación de perfil de tensiones y despacho de potencia reactiva".
5. Que, el artículo 10-10 de la NTSyCS indica que la exigencia del tiempo de retardo de 5 segundos contemplada en el artículo 4-16 deberá ser cumplida por las empresas que corresponda a partir del 1 de enero de 2011.

6. Que, Transelec S.A., mediante carta OE-N°181, de fecha 16 de diciembre de 2009, expuso a la Comisión, por una parte, que el plazo señalado en el número 5 precedente resulta insuficiente para realizar las adecuaciones necesarias para dar cumplimiento a la exigencia establecida en el artículo 4-16 de la NTSyCS, solicitando su modificación, y por otra parte, la necesidad de revisar el contenido del artículo 3-28 de la misma norma.
7. Que, de la revisión de la presentación de Transelec S.A., se ha evaluado, por una parte, la ampliación del plazo señalado en el número 5 precedente, toda vez que éste resulta insuficiente para dar correcto cumplimiento a lo exigido en la NTSyCS, y por otra parte, se ha considerado necesario precisar el contenido del artículo 3-28 de dicha norma.
8. Que, adicionalmente y sin perjuicio de lo señalado precedentemente, la Comisión ha estimado necesario modificar algunos aspectos de forma de la NTSyCS y, a su vez, realizar precisiones respecto del artículo 3-8 de la misma.
9. Que, la Comisión, mediante Oficio Ord. N°188, de fecha 25 de febrero de 2010, informó a esta Secretaría de Estado sobre la pertinencia de las modificaciones señaladas precedentemente, adjuntando una propuesta de Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que incorpora las adecuaciones señaladas en la presente resolución ministerial.

En la resolución se norman las exigencias generales necesarias para el cumplimiento de los requisitos mínimos de Seguridad y Calidad de Servicio asociadas al diseño y coordinación de la operación de los sistemas eléctricos que operan interconectados, según lo establece la LGSE y su reglamentación vigente, no obstante, las modificaciones más importantes están en el orden técnico y particularmente de los sistemas de protecciones y son los siguientes:

En lo referente a los tiempos de despeje de fallas, por sus siglas abreviadas TMDF, Tiempo Máximo de Despeje de Falla de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5-49 de la LGSE, adicionalmente, se deberá verificar que, operando el parque a plena carga y ante la ocurrencia de un cortocircuito bifásico a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión al cual se conecta el parque, la absorción neta de potencia reactiva deberá ser nula en tanto la tensión en el punto de conexión al Sistema de Transmisión se mantenga bajo los 0.9 pu, a excepción del periodo comprendido entre el TMDF y los 30 ms posteriores a éste, periodo en el cual la absorción neta de potencia reactiva del parque no deberá superar el 30% de la potencia nominal de éste.

Para circuitos cuya tensión sea bajo los 200 kV, cada circuito deberá contar al menos con un simple esquema de protecciones, siempre que se cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:

- Las protecciones de los circuitos adyacentes que contribuyen a la falla permiten garantizar el respaldo remoto, al menos secuencialmente.
- Esta operación en respaldo no implica la desconexión de más de tres circuitos adyacentes.
- Esta operación en respaldo no implica un tiempo total de despeje de la falla en respaldo que excede en más de 30 ciclos los tiempos máximos indicados en el Artículo 5.49 de la LGSE.

En caso contrario, el circuito deberá contar con un doble esquema de protecciones y con un esquema de protección contra falla de interruptor.

La última modificación fue realizada mediante la Resolución Exenta N°37, cuya fecha de promulgación fue el día 20 de enero de 2016 y principalmente establece nuevos requerimientos a los generadores ERNC para el control de frecuencia y voltaje de la red (RE N°37, 2016), cuyas especificaciones más importantes son las siguientes:

En caso de caídas de tensión en el Sistema Transmisión, ya sea producto de cortocircuitos monofásicos, bifásicos, trifásicos u otros eventos, las unidades de un parque eólico o fotovoltaico deberán ser diseñadas de modo de asegurar que, a lo menos, se mantengan conectadas al sistema cuando la tensión fase-tierra en el punto de conexión a la red de las fases falladas varíe dentro de la zona achurada de la figura a continuación (zona de no-desconexión) y las tensiones en las fases no falladas no sobrepasen las tensiones máximas de servicio. Para estos efectos, la tensión deberá medirse en el lado de mayor tensión del punto de conexión a la red.

Adicionalmente, ante la ocurrencia de cualquier cortocircuito o evento en el Sistema Transmisión que lleve en el punto de conexión a la red a caídas de tensión que excedan la banda muerta del control de tensión de $\pm 10\%$ de $\Delta U/U_{nom}$, el control de tensión deberá priorizar la inyección de corriente reactiva.

El control de tensión del parque eólico o fotovoltaico deberá activarse dentro de los 20 ms de detectada la falla, suministrando corriente reactiva adicional (ΔI_r) en un monto igual al 2% de la corriente nominal (I_{nom}) por cada 1% de $\Delta U/U_{nom}$ en el punto de conexión a la red.

El sistema de control del parque eólico o fotovoltaico deberá ser capaz de inyectar una corriente aparente de secuencia positiva de hasta 100% de la I_{nom} en caso de ser necesario. Esta acción del control de tensión deberá mantenerse hasta que la tensión medida en el lado de mayor tensión del punto de conexión a la red ingrese dentro de la banda muerta del regulador.

Otra de las consideraciones operacionales para unidades generadoras convencionales es el Controlador de Carga/Velocidad de cada unidad generadora sincrónica deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

- a) Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor, las cuales podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo.

Los rangos de ajustes serán:

I. Para unidades hidráulicas: de 0% a 8%.

II. Otras unidades sincrónicas: de 4% a 8%.

- b) Banda muerta inferior a 0,1% del valor nominal de frecuencia, es decir, ± 25 (mHz).

- c) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción. La DO¹ podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el propietario de la unidad generadora proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.

- d) Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SI.

Para la operación en isla, las unidades generadoras deberán permitir el cambio de ajustes de parámetros, al menos manualmente, a valores previamente definidos por la DO.

- e) Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.

Respecto de la operación de los parques solares fotovoltaicos y eólicos se ha definido sobre regulación de frecuencia, que el controlador de frecuencia/potencia debe cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

¹ DO = Dirección de Operaciones.

- a) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción. La Dirección de Operaciones podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el propietario del parque eólico o fotovoltaico proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
- b) En caso de sobrefrecuencia, la acción del controlador de frecuencia/potencia dará lugar a una reducción proporcional de la producción de potencia con un gradiente de hasta el 55% de la potencia activa disponible por cada Hertz de desviación de frecuencia, a partir de los 50,2 (Hz) hasta 51,5 (Hz).
- c) En caso de subfrecuencia, el estatismo permanente será ajustable dentro del rango del 2% al 8%. Sólo se creará una reserva positiva de potencia activa, tal como se define en el Artículo 3-5, cuando lo solicite la DO.
- d) La banda muerta será de ± 200 (mHz).
- e) El funcionamiento del controlador de frecuencia/potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario.

Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán contar también con funciones de control que aseguren que la tasa de toma de carga no supere un valor ajustable entre 0 a 20% de la potencia nominal del parque por minuto, tanto durante su arranque como durante su operación normal.

Sin embargo, según lo establecido en estas normas de operación, el ajuste específico que deberán implementar las unidades generadoras y parques eólicos y fotovoltaicos para cada uno de los requerimientos presentados será determinado por la Dirección de Operaciones.

Las materias consideradas en la norma son las siguientes: Terminología y Exigencias Generales, Objetivo y alcance, Abreviaturas y definiciones; Funciones, atribuciones y obligaciones, de las funciones de operación del coordinador, de las funciones de peaje del coordinador, de las funciones de planificación y desarrollo del coordinador, de los coordinados, de las funciones de despacho y control del coordinador; Exigencias mínimas para diseño de instalaciones, Instalaciones de generación, Instalaciones de transmisión, Instalaciones de clientes, Requisitos técnicos mínimos para la interconexión y modificación de instalaciones; Exigencias mínimas para sistemas de información y comunicación, Sistema de información en tiempo real, Comunicaciones de voz operativas, Sistema de monitoreo, Sistema de medidas de transferencias económicas; Exigencias para estándares de seguridad y calidad de servicio, Objetivo y alcance, Exigencias generales, Estándares para instalaciones de clientes, Estándares de instalaciones del SEN² para estado normal y estado de alerta, Límites de transmisión en estado normal y estado de alerta, Estándares de recuperación dinámica en estado normal y estado de alerta, Márgenes de estabilidad y seguridad en estado normal y estado de alerta, Estándares en instalaciones del SEN para estado de emergencia, Límites de transmisión en estado de emergencia, Estándares de recuperación dinámica en estado de emergencia, Márgenes de estabilidad y seguridad en estado de emergencia, Estándares de calidad del suministro en instalaciones de generación y transmisión, Evaluación de desempeño del control de frecuencia y control de tensión, Estándares de calidad de producto eléctrico; Estudios para programación de la seguridad y calidad de servicio, Objetivo y alcance, Información técnica de instalaciones y equipamientos, Herramientas de simulación, Estudio de continuidad de suministro, Estudio de restricciones en el sistema de transmisión, Estudio de verificación de coordinación de las protecciones, Estudio para análisis de falla; Gestión de la seguridad y calidad de servicio, Jerarquías operativas, Pronósticos, Operación en isla, Control de tensión, Plan de recuperación de servicio.

² SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

Habilitación y monitoreo de instalaciones, Objetivo y alcance, Habilitación de instalaciones del sistema de transmisión, Habilitación de sistemas de control, sistemas de excitación y PSS, Auditorías técnicas, Supervisión del control de frecuencia, Supervisión del control de tensión, Monitoreo de protecciones y Disposiciones transitorias.

2.10. Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen Gas Natural Regasificado

La Resolución Exenta N°376 del Ministerio de Energía, con título oficial "*Aprueba Modificaciones a la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen Gas Natural Regasificado de Conformidad al Artículo 34° del Decreto Supremo N°11, de 2017, del Ministerio de Energía, y Fija Texto Refundido y Sistematizado de la Referida Norma Técnica*" (NTPCO Unidades GNL Regasificado | CNE, 2019), fue promulgada el 21 de junio de 2019. Este reglamento se basa en los siguientes considerandos:

- a) El artículo 72°-19 de la LGSE establece que la CNE deberá fijar, mediante Resolución Exenta, las Normas Técnicas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento del sector eléctrico, debiendo establecer un plan de trabajo anual que permita proponer, facilitar y coordinar el desarrollo de tales normas, en el marco de un proceso público y participativo cuyas normas deben ser establecidas en un reglamento
- b) De conformidad con lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la LGSE, la CNE dictó la Res. Ex. CNE N°20, que consideró como parte del Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica del año 2018, el procedimiento de modificación de la Norma Técnica GNL, en las materias específicas señaladas en el mismo Plan Anual Normativo 2018.

- c) De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 72°-19 de la LGSE, en el mismo Plan Normativo Anual 2018, la CNE dictó la Res. Ex. CNE N°392, correspondiente a la resolución de inicio del procedimiento de modificación de la NT GNL, en las materias específicas señaladas en el mismo Plan Anual Normativo 2018.
- d) De conformidad con lo dispuesto en el artículo 34° del Reglamento, después de haberse llevado a cabo el trabajo normativo con la colaboración del correspondiente Comité Consultivo y habiendo transcurrido la respectiva instancia de Consulta Pública, la CNE analizó y respondió fundamentadamente las observaciones recibidas en esta última fase, a través del Informe Consolidado de Respuestas. Dicho Informe fue aprobado por la Resolución Exenta N°375.
- e) Por su parte, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 35° del Reglamento, la CNE, finalizado el proceso normativo respectivo, debe fijar la norma técnica definitiva, disponiendo su publicación en el Portal Normativo y en el Diario Oficial.

Con estas consideraciones se aprobó el texto refundido y sistematizado de la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Regasificado, de conformidad al proceso normativo iniciado mediante Resolución Exenta CNE N°392 del 24 de mayo de 2018, cuyo texto forma parte integrante de la misma.

Las materias consideradas en la norma son las siguientes: Terminología Y Disposiciones Generales, Objetivos y alcance, Abreviaturas y definiciones; Información Sobre Acuerdos de Suministro, Comunicación y envío de Acuerdos de Suministro, Informe Ejecutivo sobre Acuerdos de Suministro, Verificación de la Información, Información sobre Mercado Secundario; Criterios para la Programación de la Operación, Objetivo y Disposiciones Generales, Ventana de Información para la Programación de la Operación, Información para la Programación de la Operación de Unidades GNL.

También considera, Tratamiento de Condición de Suministro de las Unidades GNL; Modelación de las Condiciones de Suministro para la Programación de la Operación de las Unidades que Utilizan GNL Regasificado, Objetivos y disposiciones, Modelación de las Condiciones de los Acuerdos de Suministro de Unidades GNL para la programación de la operación, Estudio de Proyección de Generación de Unidades GNL y Disposiciones Transitorias respectivamente.

2.11. Norma Técnica de Servicios Complementarios

La Resolución Exenta N°786 del Ministerio de Energía, con título oficial "*Aprueba Norma Técnica de Servicios Complementarios; Aprueba Modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, y Anexos Técnicos que Indica, Aprobada Mediante Resolución Exenta N°299 del 26 de Abril de 2018, y Aprueba Texto Refundido y Sistematizado de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, y Sus Anexos Técnicos*" (NT SSCC | CNE, 2019), promulgada el 18 de diciembre de 2019, basada en los siguientes considerandos:

- a) El artículo 72°-19 de la LGSE establece que la CNE deberá fijar, mediante resolución exenta, las normas técnicas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento del sector eléctrico, debiendo establecer un plan de trabajo anual que permita proponer, facilitar y coordinar el desarrollo de tales normas, en el marco de un proceso público y participativo cuyas normas deben ser establecidas en un reglamento.
- b) De conformidad con lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la LGSE y el artículo 7 del Reglamento de dictación de NT, la Comisión dictó la resolución CNE N°20, que consideró como parte del Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica del año 2018, el procedimiento de elaboración de la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

- c) De conformidad con lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley, el artículo 14 del Reglamento de dictación de NT y en el Plan Normativo Anual 2018, la Comisión dictó la resolución CNE N°782, correspondiente a la resolución de inicio del procedimiento normativo de elaboración de la Norma Técnica de Servicios Complementarios.
- d) Posteriormente y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la LGSE y el artículo 17 del Reglamento de dictación de NT, la Comisión dictó la resolución CNE N°19, que designó a los integrantes del Comité Consultivo Especial del Procedimiento Normativo de elaboración de la Norma Técnica de Servicios Complementarios, de conformidad al Plan Normativo Anual correspondiente al año 2018.
- e) De conformidad a lo dispuesto en los artículos 32° y 33° del Reglamento de dictación de NT y en la resolución CNE N°782, el borrador de la Norma Técnica de Servicios Complementarios y de modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que surgieron en el marco del Procedimiento Normativo a que se refiere la presente resolución, y que fue producto del trabajo desarrollado con colaboración del Comité Consultivo Especial, fueron sometidos a Consulta Pública por el plazo de 22 días hábiles contados desde la publicación del primer aviso CNE, singularizado en el literal i) de Vistos, en el Diario Oficial.
- f) De conformidad con lo dispuesto en el artículo 34° del Reglamento, después de haberse llevado a cabo el trabajo normativo con la colaboración del correspondiente Comité Consultivo y habiendo transcurrido la respectiva instancia de Consulta Pública, la Comisión analizó y respondió fundadamente las observaciones recibidas en esta última fase, a través del Informe Consolidado de Respuestas respectivo, el que fue aprobado mediante la resolución CNE N°769.
- g) Por su parte, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 35° del Reglamento de dictación de NT, la Comisión, finalizado el proceso normativo respectivo, debe fijar la norma técnica definitiva, disponiendo su publicación en el Portal Normativo y en el Diario Oficial.

- h) En consecuencia, corresponde a esta Comisión aprobar la Norma Técnica de Servicios Complementarios, las modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, a sus anexos que se indican y, por razones de seguridad jurídica, el texto refundido y sistematizado de ésta.

De esta manera la CNE aprueba la Norma Técnica de Servicios Complementarios, y sus Anexos Técnicos, denominados "Determinación del requerimiento y evaluación de desempeño de los EDAC, EDAG y ERAG" y "Verificación de Instalaciones para la prestación de Servicios Complementarios", cuyos textos van adjunto a la resolución y forman parte integrante de la misma, y comenzó a regir desde el 1 de enero de 2020.

Las materias consideradas en la norma son las siguientes: Disposiciones Generales, Terminología y Aspectos, Funciones, atribuciones y obligaciones; de los Procesos Asociados al Régimen de SSCC, Aspectos Generales, Informe SSCC, de las Subastas y Licitaciones, de las Subastas, de las Licitaciones, de la Instrucción Directa, del Estudio de Costos, Operación del Sistema y SSCC; Determinación del Requerimiento de SSCC, Aspectos Generales, Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, Control Rápido de Frecuencia y Control Primario de Frecuencia, Control Secundario de Frecuencia y Control Terciario de Frecuencia, Cargas Interrumpibles, Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, Desconexión de Carga y Generación, Requerimientos para el Plan de Defensa Contra Contingencias, Requerimientos para Plan de Recuperación de Servicio; Proceso de Verificación de Instalaciones para la Prestación de SSCC, Aspectos Generales, Proceso de verificación, Suspensión de la Verificación y de la Calidad de Prestador de SSCC; Disponibilidad y Desempeño de los SSCC, Aspectos Generales, de la Disponibilidad, del Desempeño, de los factores de Desempeño, del Estándar de Desempeño y Disposiciones Transitorias.

Con estas consideraciones se aprobó la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, y sus Anexos Técnicos, vigente desde el 1 de enero de 2020.

ANEXO 3
ALGUNOS CONCEPTOS TÉCNICOS
COMPLEMENTARIOS DE OPERACIÓN DEL
MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

La Demanda de Hora de Punta queda definida como la generación bruta de cada sistema, descontado los consumos propios de las unidades de generación, según indica el Artículo 10-4 transitorio de la Norma Técnica.

3.2. Potencia de Suficiencia

Para lograr determinar la Potencia de Suficiencia de cada unidad generadora se debe realizar el siguiente procedimiento:

3.2.1. Potencia Inicial de Cada Unidad Generadora

La Potencia Inicial, así como la Potencia Bruta de cada unidad generadora, se define según su tecnología, lo que puede aportar al sistema en forma confiable y en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación, según se define en la siguiente ecuación:

$$Pini_i = Pbruta_i \{Combustibles ; Recurso Afluente ; Limitaciones\}$$

El valor resultante de cálculo de la Potencia Inicial, se compara con la Potencia Máxima de cada unidad generadora de modo de asegurar que la Potencia Inicial debe ser menor o igual a su Potencia Máxima.

La Potencia Máxima de cada unidad generadora, se mide a partir de la operación real del sistema, realizada por el Coordinador del sistema.

$$Pini_i = MIN(Pini_i ; Max_i)$$

3.3. Potencia de Suficiencia Preliminar de Cada Unidad Generadora

La Potencia Inicial calculada para cada unidad generadora debe ser comparada con su Potencia Equivalente. La nueva Potencia Inicial es el menor valor resultante de la comparación anterior.

- La Potencia Equivalente de una unidad generadora se obtendrá a partir del promedio ponderado de los estados deteriorados y estados disponibles. La potencia equivalente corresponderá al valor promedio anual correspondiente al año de cálculo.

Tabla 3.1 Estados Operativos Definidos en la Norma Técnica Art. 5-6.

Estado Disponible	Estado No Disponible	Estado Deteriorado
N	DP	LP
DN	DF	LF
CSE	MM	DLP
	PMM	DLF
	FE	DRO
		PO
		PDO
		RO

Fuente: Elaboración propia, a partir de (DTO N°62, 2007).

- Para esto, el Coordinador debe llevar un control estadístico de todos los estados de operación real de cada unidad generadora del sistema.

$$Pini_j = MIN(Pini_j ; Pequivalente_j)$$

La Potencia Inicial anterior debe ser reducida en un factor proporcional a los consumos propios de cada unidad generadora.

$$Pini_i = Pini_i \cdot [1 - Consumos Propios_i (\%)]$$

La Potencia Inicial anterior debe ser reducida en un factor proporcional al periodo de mantenimiento mayor anual de la unidad generadora.

$$Pini_i = Pini_i \cdot [1 - Mantenimiento Mayor_i (\%)]$$

El DS N°62 en su Artículo 49° (DTO N°62, 2007), establece que la Potencia de Suficiencia Preliminar se obtiene utilizando un modelo probabilístico, el cual deberá considerar para cada unidad generadora, su Potencia Inicial, indisponibilidad forzada (IFOR³), periodo de mantenimiento y consumos propios. Luego en el Artículo 56° se señala nuevamente que la Potencia de Suficiencia Preliminar debe obtenerse mediante un análisis probabilístico evaluando el valor esperado de la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta, considerando del conjunto de las unidades generadoras, su Potencia Inicial, afectada por las reducciones indicadas en el Artículo 50° y Artículo 51° del presente reglamento, y la indisponibilidad forzada de cada unidad. La Suficiencia de Potencia del sistema se entenderá igual a $(1 - LOLP_{DM}^4)$.

$$Potencia Suficiencia Preliminar_i = F \{ (Pini ; IFOR) \quad i = 1, 2, \dots, n \}$$

³ IFOR = Index Forced Outage Rate.

⁴ LOLP_{DM} = Probabilidad de Pérdida de Carga en Horas de Punta.
LOLP : Loss of Load Probability).

El modelo probabilístico corresponde a la Potencia Inicial del sistema la que es una función de las Potencias Iniciales (P_i) y el índice de Indisponibilidad Forzada (IFOR) de todas las unidades generadoras del sistema.

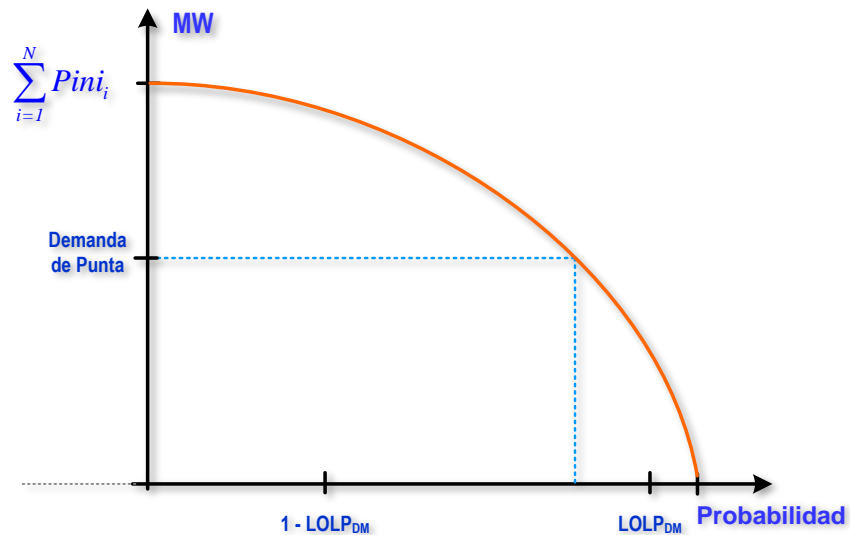
$$\text{Potencia Inicial del Sistema} = \sum_{i=1}^n P_i$$

Se define P_i^5 de la siguiente manera:

$$P_i = \begin{cases} P_{ini} & \text{con probabilidad } (1-IFOR_i) \\ 0 & \text{con probabilidad } IFOR_i \end{cases}$$

En el gráfico siguiente se muestra la función representativa de distribución acumulada de probabilidades para la Potencia Inicial del sistema.

Gráfico 3.2 Función de Distribución de Probabilidades de la Potencia de Suficiencia.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Narvik, 2017)

⁵ P_i : Potencia de Suficiencia de la unidad i .

Por lo tanto, la Suficiencia de Potencia del sistema corresponde a la Potencia Inicial del sistema que supera a la Demanda de Hora de Punta, lo que ocurre con una probabilidad $(1 - LOLP_{DM})$.

Entonces, la Potencia de Suficiencia Preliminar de una unidad generadora, corresponderá al valor esperado de la potencia que dicha unidad aporta a todos aquellos estados del sistema en que la Potencia de Suficiencia del Sistema resulta mayor a la Demanda de Punta con probabilidad $(1 - LOLP_{DM})$.

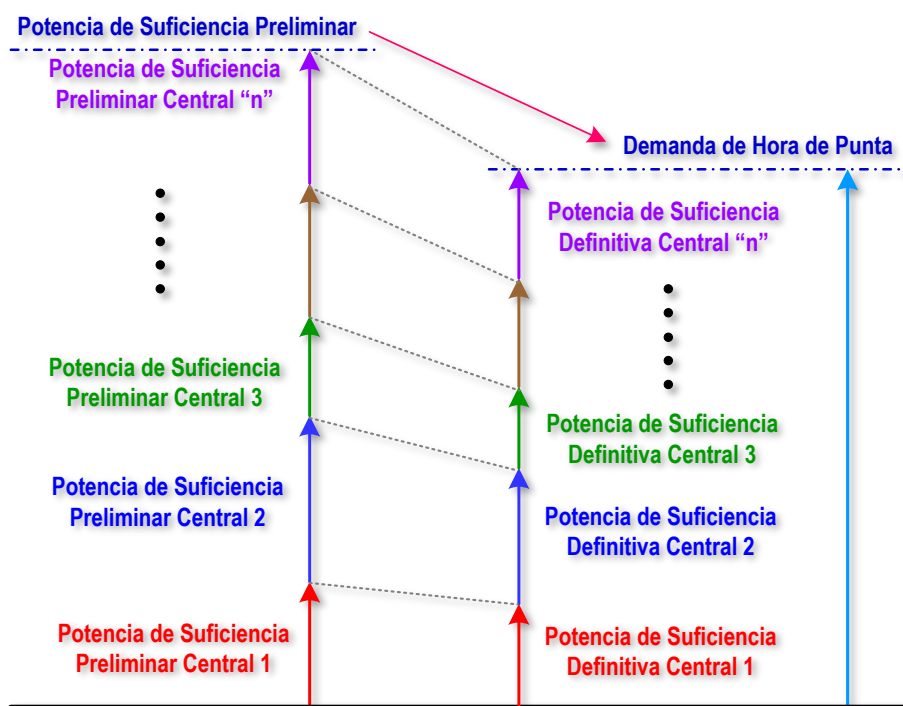
3.3.1. Potencia de Suficiencia Definitiva de Cada Unidad Generadora

La Potencia de Suficiencia Definitiva para cada unidad generadora corresponderá a la Potencia de Suficiencia Preliminar escalada por un factor único para todas las unidades generadoras, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia Definitiva sea igual a la Demanda de Hora Punta del sistema.

$$Pot. Suf. Definitiva_i = Pot. Suf. Preliminar_i \times \frac{Demanda Hora de Punta}{\sum_1^n Pot. Suf. Preliminar_j}$$

Se debe verificar que la Potencia de Suficiencia Definitiva resulte operacionalmente viable para ser despachada y que dependerá del sistema de transmisión y equipos primarios, ya que si esta potencia no puede ser despachada por limitaciones del sistema, ésta deberá adaptarse con las limitaciones impuestas por el sistema hasta que sea despejada o desaparezcan estas limitaciones, identificando las restantes unidades generadoras que participan del cálculo, asignándole las potencias definidas previamente tal como se muestra en la siguiente figura.

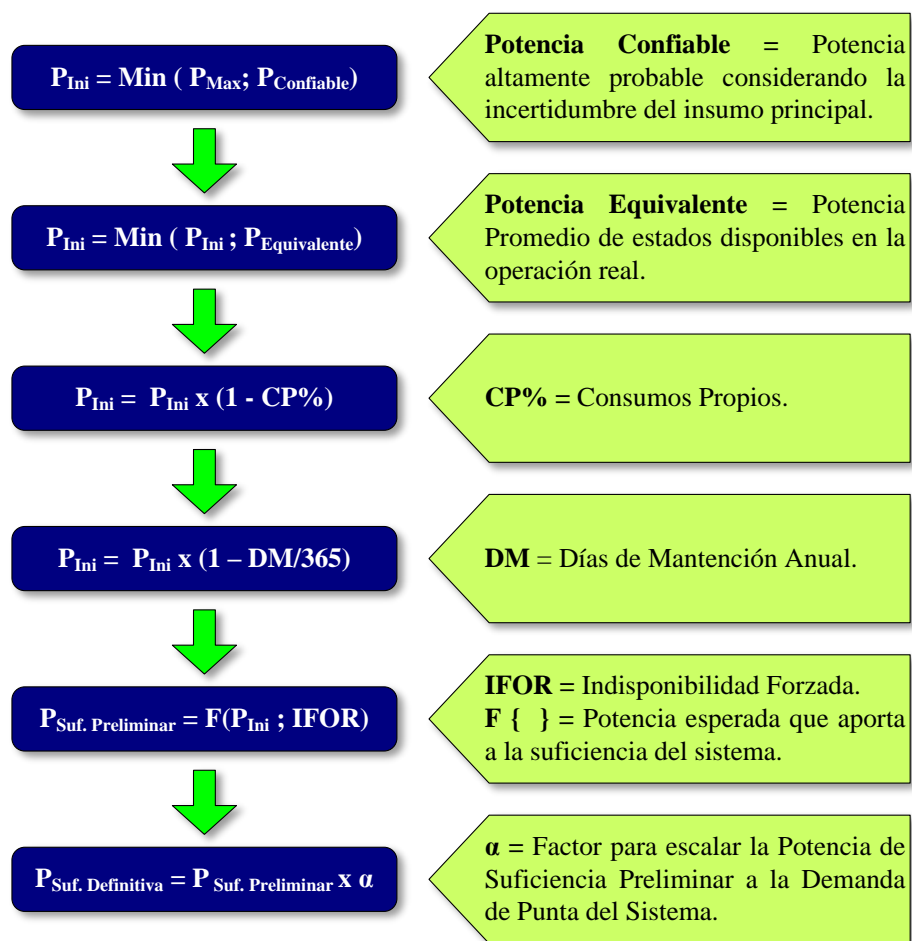
Figura 3.1 Ajuste de la Potencia de Suficiencia Preliminar a la Demanda de Hora de Punta.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Narvik, 2017)

A continuación, se resume la secuencia de cálculo de la Potencia de Suficiencia, según la normativa para cada central generadora.

Figura 3.2 Diagrama del Procedimiento de Cálculo de la Potencia de Suficiencia.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Narvik, 2017)

A continuación, se presenta la metodología para obtener la Potencia Inicial que se aplica a cada tipo de unidad generadora, según su tecnología de generación, asociada a la incertidumbre del insumo principal de generación.

3.3.2. Determinación de Potencia Inicial

A cada unidad generadora se le asigna una Potencia Inicial, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual definirá la potencia que cada unidad generadora puede aportar al sistema, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación.

a) Potencia Inicial de Centrales Térmicas

La Potencia Inicial se determina en base a la menor disponibilidad media anual observada para el Insumo Principal, para los últimos 5 años anteriores al año de cálculo, para cada unidad generadora en forma independiente.

La Potencia inicial para cada central térmica “i” se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$\text{Potencia Inicial}_i = \text{Potencia Máxima}_i \cdot \text{DIP}_i$$

$$\text{DIP} = \text{MIN} (\text{DIP}_1, \dots, \text{DIP}_5)$$

Donde:

DIP_j = Disponibilidad del combustible principal en el año j anterior al año de cálculo.

$$\text{DIP}_j = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{HT} \left[(\text{LC}_i + \text{DLC}_i) \times \left(1 - \frac{P_{limi}}{P_{max}} \right) \right]}{HT}$$

Donde:

DLC_i : Proporción de la hora “i” en que la unidad generadora estuvo en el estado operativo DLC, durante el período de cálculo.

LC_i : Proporción de la hora “i” en que la unidad generadora estuvo en el estado operativo LC, durante el período de cálculo.

P_{limi} : Potencia limitada de la unidad generadora debido a restricciones en el suministro de combustible, en la hora “i”.

P_{max} : Potencia máxima de la unidad generadora.

i : Horas del año de cálculo.

HT : Número total de horas del año de cálculo, descontadas las horas en que la unidad estuvo en mantenimiento mayor, si correspondiere.

Si la central generadora tiene capacidad de utilizar un combustible alternativo, su Potencia Inicial será la siguiente:

$$Potencia\ Inicial_i = PMax\ ppal_i \times DIP + PMax\ alt \times (1 - DIP)$$

Donde:

PMax ppal : Potencia Máxima operando con combustible principal.

PMax alt : Potencia Máxima operando con combustible alternativo.

Una unidad generadora puede operar con Insumo Alternativo (combustible alternativo en las unidades convencionales) cuando ésta certifique que puede operar en forma continua, por al menos 24 horas con una Potencia Máxima que se debe verificar en los mismos términos que la del Insumo Principal, sujeto a la normativa ambiental vigente y demostrando factibilidad en el suministro permanente del Insumo Alternativo correspondiente.

b) Potencia Inicial de Autoproductores

Según señala el DS N°62, los Autoproductores deberán demostrar que están en condiciones de aportar excedentes obtenidos de capacidad instalada y demanda, para ser representados como una central de potencia igual a su excedente de potencia.

Por otra parte, Norma Técnica indica que un Autoproducer deberá estar en condiciones de ofrecer excedentes de potencia de manera permanente acorde al funcionamiento productivo que sirve. El excedente de potencia corresponde a la diferencia entre la capacidad instalada de generación del Autoproducer y su demanda máxima anual, la cual deberá ser declarada por la empresa correspondiente en forma previa a su entrada en operación.

La Potencia Inicial del Autoproducer será igual a la potencia excedentaria determinada según lo indicado antes de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Potencia\ Inicial = Potencia\ excedentaria_{verificada}$$

Donde:

Potencia excedentaria_{verificada} : Corresponde al mínimo excedente de potencia horaria en el año de cálculo.

c) Potencia Inicial de Unidades de Fuente No Convencional

El DS N°62 (DTO N°62, 2007) señala que la Potencia Inicial de unidades generadoras cuya fuente sea no convencional, tales como las de energía geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración, será determinada según los mismos procedimientos de las unidades generadoras convencionales, en función del tipo de insumo básico que utilice.

- **Centrales Solares y Eólicas**

La Potencia Inicial de cada Central Solar y Eólica “i” corresponde al valor resultante de la siguiente expresión:

$$Potencia\ Inicial_i = MIN\left(FP_{anual} ; FP_{52\ horas} \right)$$

Donde:

FP_{anual} : Menor Factor de Planta Anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo.

FP_{52 horas} : Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual del sistema o subsistema, para el año de cálculo.

La normativa vigente indica que se debe utilizar estadísticas de la operación real de las unidades generadoras, de no disponer de información estadística suficiente para el cálculo de la Potencia Inicial, se utilizará la información disponible de unidades generadoras de similar tecnología que estén emplazadas en una misma zona geográfica .

- **Centrales Minihidráulicas**

La Potencia Inicial de las pequeñas centrales hidroeléctricas, se determinará utilizando los mismos criterios y procedimientos aplicados a las centrales hidroeléctricas convencionales.

- **Centrales Termosolares, Geotérmicas, Biomasa y Biogás**

La Potencia Inicial de las unidades generadoras de fuente geotérmica, termosolares, biomasa y biogás se tratarán aplicando los mismos procedimientos de las centrales termoeléctricas convencionales. En el caso de centrales termosolares el insumo principal corresponderá al fluido almacenado para el proceso térmico, definido en la Norma Técnica correspondiente.

d) Potencia Inicial de Unidades Generadoras Hidráulicas

El DS N°62 señala que en sistemas con capacidad instalada de generación hidroeléctrica mayor a 20%, la Potencia Inicial de cada unidad generadora hidroeléctrica será determinada según sus características técnicas operacionales definido por sus caudales afluentes, que corresponderá al promedio de los dos años hidrológicos (año hidrológico se considera de abril de cada año a marzo del año siguiente) de menor energía afluente de la estadística disponible con anterioridad al año de cálculo para el sistema eléctrico en conjunto, en adelante Caudal Afluente Seco o Condición Hidrológica Seca indistintamente.

Se diferencian las centrales hidráulicas, según su capacidad de regulación de los caudales afluentes.

- **Potencia Inicial de Centrales Hidráulicas sin Capacidad de Regulación.**

La Potencia Inicial de las unidades generadoras hidroeléctricas sin capacidad de regulación, será determinada en función de la potencia equivalente al caudal afluente generable promedio anual para una Condición Hidrológica Seca.

$$Potencia\ Inicial_i = MIN (P_{Max} ; Caudal\ Afluyente\ Seco_i \times \beta_i)$$

Donde:

Caudal Afluyente Seco_i : Caudal afluyente generable medio anual de la central “i” correspondiente al promedio de los dos años hidrológicos de menor energía afluyente de la estadística disponible con anterioridad al año de cálculo.

β_i : Rendimiento medio de la central “i” expresado en MW/(m³/s).

• **Potencia Inicial de Centrales Hidráulicas con Capacidad de Regulación.**

Las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación se clasifican de la siguiente manera:

a.- Centrales con Capacidad de Regulación Diaria o Superior. Central que cuenta con un embalse, cuya capacidad máxima y el caudal afluyente promedio anual para la condición hidrológica seca le permiten producir su Potencia Máxima al menos 24 horas continuas.

b.- Centrales con Capacidad de Regulación Intra-Diaria. Central que cuenta con un embalse cuya capacidad máxima y el caudal afluyente promedio anual para la condición hidrológica seca, no le permiten producir su Potencia Máxima al menos 24 horas continuas. Para contar con capacidad de regulación Intra-Diaria para efectos del cálculo de Potencia Inicial, una unidad generadora pueda generar por 5 horas continuas una potencia menor a su Potencia Máxima, su Potencia Máxima será reducida a la menor potencia antes mencionada.

c.- Centrales de Pasada con Capacidad de Regulación en Serie. Una central hidroeléctrica posee capacidad de regulación en serie, si dicha unidad hace uso de recursos hidroeléctricos de centrales con capacidad de regulación ubicadas aguas arriba. La Potencia Inicial de este tipo de centrales hidroeléctricas se calculará según la siguiente expresión:

$$P_{ini} = \text{MIN} \left(P_{Max}; P_{ini_{reg}} + P_{ini_{no\ reg}} \right)$$

Donde:

$P_{ini_{reg}}$: Componente de Potencia Inicial de Regulación, expresada en MW, que corresponde a la componente regulada de la Potencia Inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación, obtenida a partir de los caudales afluentes que pueda regular.

$P_{ini_{no\ reg}}$: Componente de Potencia Inicial No Regulada, expresada en MW, que corresponde a la componente no regulada de la Potencia Inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación, obtenida a partir de los caudales afluentes que la unidad generadora no pueda regular, ya sea por restricciones de generación obligada de riego, caudales ecológicos u otros. La metodología de cálculo para esta componente de caudales no regulados es la misma que se aplica a las centrales hidráulicas sin capacidad de regulación.

La Potencia Inicial de Regulación, $P_{ini_{reg}}$, de las centrales hidroeléctricas que poseen capacidad de regulación, se determina según la siguiente metodología:

a.- Se determina la Energía de Regulación individual de cada central que posea capacidad de regulación, incluidas las centrales con capacidad de regulación en serie, de acuerdo a lo siguiente.

– Energía de Regulación de Centrales con Capacidad de Regulación Diaria o Superior.

A estas unidades se les reconoce como parte de su energía de regulación, la Energía Inicial, la que corresponde a la energía embalsada al 1 de Abril, promedio de los últimos 20 años.

También, si aguas arriba existe una central con capacidad de regulación diaria o superior, se le reconoce la Energía Inicial de la central aguas arriba (calculada en base a los respectivos rendimientos medios).

$$EReg_i = MIN \left[Emax_i ; \sum_j \left(Einial_j \times \frac{\beta_i}{\beta_j} \right) + Einicial_i + Qaflu_i \times \beta_i \times 24 \times 365 \right]$$

Donde:

Emax_i : Es la energía máxima anual que puede ser generada por la central “i”, limitada por su Potencia Máxima y/o por condiciones establecidas en los convenios de riego respectivos, expresada en MWh.

Einicial_j : Es la Energía Inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior “j”, que se encuentra aguas arriba de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior “i”, expresada en MWh.

β_i : Rendimiento medio de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior “i”, expresado en MW/(m³/s).

β_j : Rendimiento medio de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior “j”, que se encuentra aguas arriba de la central con capacidad de regulación diaria o superior “i”, expresado en MW/(m³/s).

Einicial_j : Energía Inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior “i”, expresada en MWh.

Qaflu_i : Caudal afluente generable promedio anual para la condición hidrológica seca de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior “i”, el cual incorpora todos los caudales aprovechables a partir de las centrales hidroeléctricas ubicadas aguas arriba y sus hoyas intermedias que puede regular, descontando los caudales ecológicos, de riego o filtraciones según corresponda, expresado en unidades de m³/s.

– **Energía de Regulación de Centrales con Capacidad de Regulación Intra Diaria.**

A estas centrales no se le reconoce Energía Inicial asociada a su embalse, sólo se les reconoce su participación en la Energía Inicial de centrales de regulación diaria o superior que se encuentren aguas arriba.

$$EReg_i = MIN \left[Emax_i ; \sum_j \left(Einicial_j \times \frac{\beta_i}{\beta_j} \right) + Qaflu_i \times \beta_i \times 24 \times 365 \right]$$

Donde:

Emax_i : Es la Energía Máxima Anual que puede ser generada por la central “i”, limitada por su Potencia Máxima y/o por condiciones establecidas en los convenios de riego respectivos, expresada MWh.

Einicial_j : Es la Energía Inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior “j”, que se encuentra aguas arriba de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación intra-diaria “i”, expresada en MWh.

β_i : Rendimiento Medio de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación intra-diaria “i”, expresado en MW/(m³/s).

β_j : Rendimiento Medio de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior “j”, que se encuentra aguas arriba de la central con capacidad de regulación intra-diaria “i”, expresado en MW/(m³/s).

Qaflu_i : Caudal Afluyente Generable Promedio Anual para la condición hidrológica seca de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación intra-diaria “i”, el cual incorpora todos los caudales aprovechables a partir de las centrales hidroeléctricas ubicadas aguas arriba y sus hoyas intermedias que puede regular, descontando los caudales ecológicos, de riego o filtraciones según corresponda, expresado en unidades de m³/s.

– **Energía de Regulación de Centrales de Pasada con Capacidad de Regulación en Serie.**

$$EReg_i = MIN \left[Emax_i ; \sum_j \left(Einicial_j \times \frac{\beta_i}{\beta_j} \right) + Qaflu_i \times \beta_i \times 24 \times 365 \right]$$

Donde:

Emax_i : Es la Energía Máxima Anual que puede ser generada por la central “i”, limitada por su Potencia Máxima y/o por condiciones establecidas en los convenios de riego respectivos, expresada MWh.

Einicial_j : Es la Energía Inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior “j”, que se encuentra aguas arriba de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación intra diaria “i”, expresada en MWh.

β_i : Rendimiento medio de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación intra diaria “i”, expresado en MW/(m³/s).

β_j : Rendimiento medio de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior “j”, que se encuentra aguas arriba de la central con capacidad de regulación intra diaria “i”, expresado en MW/(m³/s).

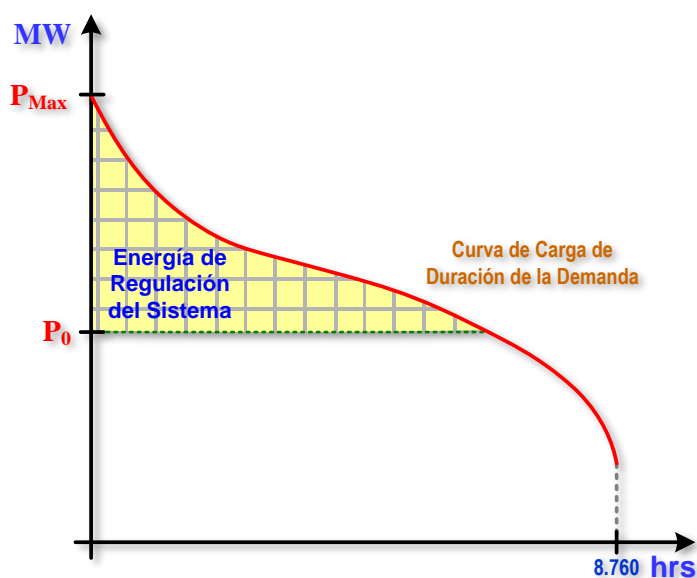
Qaflu_i : Caudal afluente generable promedio anual de la central hidroeléctrica de pasada que posee capacidad de regulación en serie “i”, el cual incorpora todos los caudales aprovechables y que son regulados por las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación diaria o superior o intra-diaria ubicadas aguas arriba para la condición hidrológica seca, sin considerar los caudales de su hoyo intermedia, ecológicos, de riego o filtraciones según corresponda, expresado en unidades de m³/s.

b.- Se calcula la Energía de Regulación del conjunto de las centrales que posean capacidad de regulación, incluidas las centrales con capacidad de regulación en serie, como la suma de las Energías de Regulación individuales de cada una de ellas, según la siguiente expresión:

$$EReg_{sistema} = \sum_{i=1}^n EReg_i$$

c.- Se deberá colocar la Energía de Regulación del conjunto de las centrales hidroeléctricas que posean capacidad de regulación, incluidas las centrales con capacidad de regulación en serie, en la curva de carga de duración anual de la demanda preliminar o definitiva, según corresponda. Para estos efectos, la colocación de la Energía de Regulación del conjunto de unidades generadoras hidroeléctricas señaladas anteriormente se realizará desde un nivel de demanda tal que el área comprendida entre la parte superior de la curva de duración de la demanda y este nivel sea igual a la Energía de Regulación del conjunto de las unidades generadoras hidroeléctricas.

Gráfico 3.3 Curva de Carga de Duración de la Demanda de Energía.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Narvik, 2017)

d.- A partir de la colocación de la Energía de Regulación del sistema, señalada en el punto anterior, se determina la Potencia Inicial de Regulación del conjunto ($P_{ini_{conjunto}}$) de dichas centrales como la diferencia entre la potencia máxima de la curva de duración anual de la demanda y la potencia que delimita el área que contiene dicha Energía de Regulación tal como se muestra en el gráfico anterior.

$$P_{ini_{conjunto}} = P_{Max} - P_0$$

e.- En los mismos términos que lo indicado en el punto anterior, se deberá comprobar que la Energía de Regulación de cada central hidroeléctrica con capacidad de regulación sea suficiente para colocar en la curva de duración anual de la demanda preliminar o definitiva, según corresponda la Potencia Máxima de la central. Si la colocación de la Energía de Regulación de la central implica una potencia menor a la Potencia Máxima, la Potencia Máxima será reducida a la menor potencia antes mencionada.

f.- Para efectos de determinar la Potencia Inicial de Regulación ($P_{ini_{reg}}$) de cada central hidroeléctrica que aporta con Energía de Regulación, se prorratará la Potencia Inicial de Regulación del conjunto de centrales hidroeléctricas que aportan Energía de Regulación determinada anteriormente, en función de la Energía de Regulación individual de cada central o unidad, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$P_{ini_{reg\ i}} = E_{Reg\ i} \times \left[\frac{P_{ini_{conjunto}}}{\sum_{j=1}^n E_{Reg\ j}} \right]$$

g.- Si como resultado de la prorrata indicada anteriormente, la Potencia Inicial de regulación de alguna unidad generadora fuese mayor a su Potencia Máxima, se le asignará una Potencia Inicial de regulación igual a la Potencia Máxima, cuya diferencia será asignada proporcionalmente a la Potencia Inicial del resto de las unidades generadoras.

3.4. Margen de Reserva Teórico (MRT)

El MRT se define como el *mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema*, (DTO N°62, 2007), traspasado al DFL N°4 Art. 225° letra e).

El cálculo del MRT se basa en el Margen de Potencia, que se define como el cociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada subsistema o sistema.

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ini}}{D_{punta}}$$

El MRT se fija en función de los valores que adopte el Margen de Potencia de cada Sistema o Subsistema: Si el Margen de Potencia es mayor a 1,25, el MRT será igual a 10%. Si el Margen de Potencia es menor o igual a 1,25, el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$MRT = 15\% - \left[\frac{\text{Margen de Potencia} - 1}{0,05} \right] (\%)$$

Si el Margen de Potencia del subsistema es nulo, el cálculo del MRT entrega un valor de 35%, en el mismo sentido para valores de Margen de Potencia menores a 1 (100%), implica que el Margen de Potencia no será capaz de abastecer la demanda de punta y por lo tanto el MRT resultará superior al 15%.

Si bien matemáticamente es posible obtener MRT mayores a 15%, no es necesario hacer un análisis ya que si este Margen de Potencia es menor o igual a la unidad resultaría que la potencia de suficiencia es inferior a la demanda de punta, lo que implica que tendríamos un sistema eléctrico sin capacidad para abastecer la demanda de punta, es decir, la Potencia de Suficiencia Preliminar de cada unidad generadora sería nula o “cero”, aún con un LOLP_{DM} igual a 100% (DTO N°62, 2007).

El cálculo del Margen de Reserva Teórico se realiza en base a las potencias iniciales y por tanto no incorpora el ajuste sobre la demanda de hora de punta, por lo que el valor del MRT entrega un valor constante equivalente al 10%.

Luego, el MRT es utilizado para el cálculo del precio básico de la potencia de punta válido para los cálculos de fijación de los precios de nudo, cuya expresión es la siguiente:

$$Pb_{Pot} = \left[(C_{TG} \cdot FRC_{TG} + C_{SE} \cdot FRC_{SE} + C_{LT} \cdot FRC_{LT}) \cdot CF + C_{Fijo} \right] \cdot (1 + MRT) \cdot (1 + FP)$$

Donde:

C_{TG} : Costo Unitario de Inversión de la Unidad Generadora del proyecto.

FRC_{TG} : Factor de Recuperación de Capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.

C_{SE} : Costo Unitario de la subestación eléctrica del proyecto.

FRC_{SE} : Factor de Recuperación de Capital de la Subestación Eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.

C_{LT} : Costo Unitario de la Línea de Transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.

FRC_{LT} : Factor de Recuperación de Capital de la Línea de Transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.

CF : Costo Financiero.

C_{Fijo} : Costo fijo de Operación y Mantenimiento.

MRT : Margen de Reserva Teórico.

FP : Factor de Pérdidas.

Nota: Podemos señalar que el MRT que se calcula según las funciones anteriores, no existe una asociación con la función de probabilidad de pérdida de carga para la demanda de hora de punta del sistema o subsistema $LOLP_{DM}$.

En resumen, el MRT es calculado operacionalmente a partir del Margen de Potencia (MP), igual a la Potencia Inicial total del sistema, usando una función lineal cuyo resultado es acotado interiormente por un MRT mínimo equivalente al 10%. La función actúa de forma inversa de modo que a mayor MP se obtiene un menor MRT y viceversa. Para valores usuales de MP el MRT se moverá en un rango de 10% a 15% que ha definido sistemáticamente el Coordinador. Finalmente, una definición orientada al mercado eléctrico, o la normativa chilena, este margen se utiliza para incrementar el precio de la potencia punta y no para aumentar la máxima demanda que se remunera. Con esto se busca dar una señal de precio, ya que entre mayor es el margen de reserva teórico, menor el precio de la potencia de punta (Centro de Energía U. de Chile, 2017).

3.5. Servicios Complementarios (SSCC)

El Art. 119° letra z) de la Ley N°19.940, define los Servicios Complementarios 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 en los términos dispuestos en el Artículo 137° LGSE. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias".

Los SSCC son prestaciones que permiten operar el sistema eléctrico nacional bajo la normativa vigente, entre los cuales se encuentran servicios de regulación de frecuencia, control de tensiones y planes de recuperación de servicio ante fallas del sistema. Estos servicios son prestados por medio de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, entre estos tenemos la capacidad de generación de potencia activa, la capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva en el caso de regulación de tensión o potencia conectada de los usuarios, entre otros servicios específicos y por la infraestructura que debe contar para la prestación del recurso técnico.

La suficiencia corresponde a la capacidad del sistema eléctrico de cubrir la totalidad de la potencia eléctrica y los requerimientos de abastecimiento de energía para los consumidores en todo momento (a ambas acciones se le denomina "demanda"), considerando también salidas programadas de equipos y salidas no programadas, pero de alguna manera se entiende como razonablemente esperadas.

La seguridad, por otro lado, se entiende como la capacidad del sistema eléctrico de soportar y superar fallas transitorias y/o perturbaciones sorpresivas como cortocircuitos en equipos y componentes del sistema eléctrico o pérdida inesperada de alguno de estos componentes del sistema, incluso que conlleven operaciones de desconexión, que cuando sobrepasa la seguridad en línea es muy probable que se llegue a una pérdida total del servicio eléctrico (*black out*), como ha sucedido en Chile.

El atributo de suficiencia está asociado a un pago por capacidad, este pago representa el reconocimiento, en términos de potencia disponible, de la contribución de los diferentes generadores para cubrir la demanda de punta del sistema y se valoriza en función de los costos de inversión de la unidad generadora utilizada para las horas de punta del sistema, cálculo que realiza la CNE. En el atributo sobre la seguridad, su remuneración se realiza mediante el reconocimiento de Servicios Complementarios prestados en esta materia.

Hasta enero de 2016 en el sector eléctrico chileno, los atributos de seguridad y suficiencia se agrupaban bajo el concepto de potencia firme, a pesar de que la LGSE diferencia ambos conceptos a partir del DS N°62 del 2006 sin embargo, se debió esperar hasta que se definieran e implementaran los servicios complementarios para que existiera una separación práctica de ambos conceptos, cosa que sucedió a partir primero con la publicación de la Norma Técnica de Transferencias de Potencia Entre Empresas Generadoras, en enero de 2016, y finalmente con el DS N°786 del 18 de diciembre de 2019 donde se aprueba la Norma Técnica de SSCC y que entró en vigencia a partir del 1 de enero de 2020.

Una de las observaciones que podemos realizar a la norma técnica de SSCC, es que no existe un manejo de diferenciación entre tecnologías, lo que por un lado es absolutamente pertinente que así sea, dado que la dinámica de operación de un sistema eléctrico es que en todo momento debe estar cubierta la demanda, es decir durante las 24 horas de cada día, lo que no pueden cumplir las tecnologías de ERV y por tanto no pueden participar estrechamente con las tecnologías convencionales en materia de SSCC. A modo de ejemplo, en horas de punta que suele ser en la tarde noche en Chile, ésta se registra aproximadamente entre las 19 y 20 hrs en horario de invierno, y a esa hora no pueden generar las centrales solares fotovoltaicas por una condición natural. Lo anterior se ha solucionado en parte con la integración de estas ERV a la evaluación de Potencia de Suficiencia, las que de alguna manera están siendo reconocidas sus capacidades instaladas de potencia. También estas tecnologías de ERV hoy por hoy están participando de la entrega de SSCC, y que ha regulado la Norma Técnica de SSCC, de modo que se han visto avances en integración.

Respecto de las remuneraciones de los SSCC, el reglamento publicado en el D.S. N°130 de 2012, indica que, para el control de frecuencia primaria o secundaria, se paga la operación y mantenimiento, y también la inversión en caso de ser necesario, según proyectos presentados por los oferentes de SSCC. Los montos que se pagan se definen en un estudio de costos realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional. Asimismo, para los servicios de control de tensión y equipos destinados al plan de recuperación de servicio, el Coordinador determina la remuneración por conceptos de costos de inversión por instalación y/o habilitación y costos anuales adicionales por el mantenimiento de todas las instalaciones habilitadas para la entrega de los servicios.

Como se señaló anteriormente con la nueva actualización de la NTSyCS de diciembre de 2019 impone nuevas exigencias para las ERV como a las tecnologías eólica y solar en cuanto a que deben participar en el control secundario de frecuencia y en el control de la regulación de tensión, lo que implica un reconocimiento diferenciador como tecnologías en la participación de SSSC, agregando al sistema eléctrico mayor flexibilidad y competitividad en la participación de entrega de SSSC, los que siempre son evaluados para el menor costo de operación del sistema eléctrico.

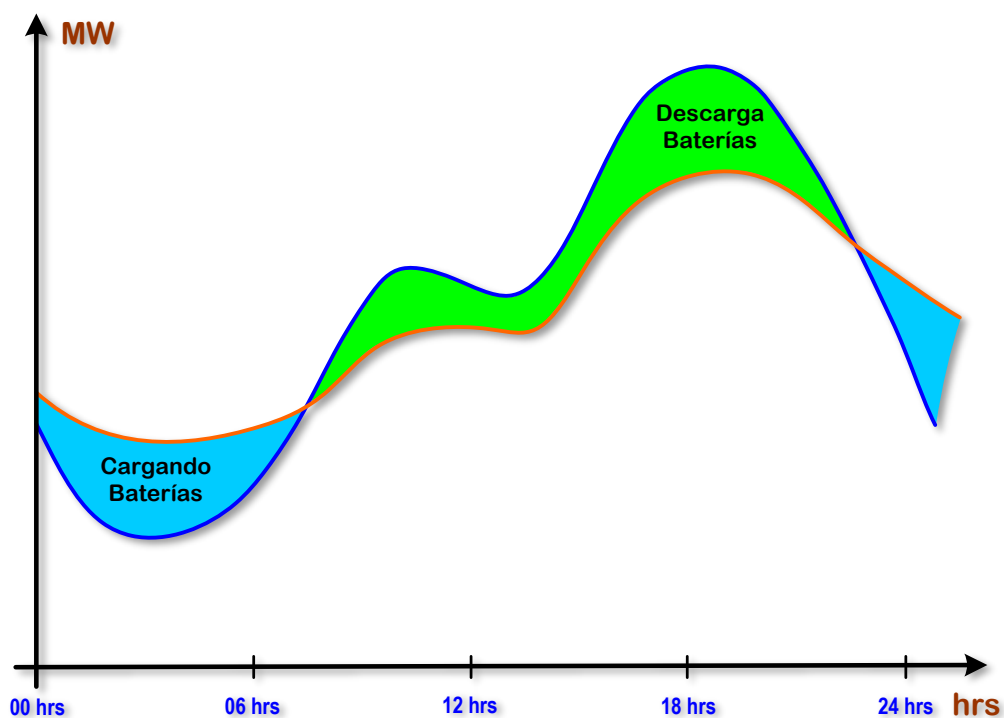
3.6. Integración para Arbitraje de Precios de la Energía.

3.6.1. Arbitraje de Precios de Energía

El arbitraje para precios de energía considera la Habilitación para efectuar Retiros, la Participación en Balances, el Tratamiento de los Retiros, la Programación y Operación, la Potencia de Suficiencia y la Prestación de SSSC.

El Sistema de Almacenamiento puede tener como **modelo de negocio** la gestión temporal de la energía eléctrica, obteniendo un beneficio económico entre las **diferencias del costo marginal** de la energía entre distintos instantes o periodos entre retiro e inyección de energía al sistema eléctrico.

Gráfico 3.4 Sistema de Almacenamiento de Carga y Descarga de un Sistema BESS.



Fuente : Elaboración propia.

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, la operación usual en este esquema implica cargar el Sistema de Almacenamiento durante las horas que se tenga un CMg bajo (generalmente ocurre cuando existe bajos niveles de demanda) y descargarlo en las horas en que el CMg es más alto (típicamente esto ocurre en las horas de punta o de demanda de punta). Este esquema es compatible con el establecimiento de contratos entre el Sistema de Almacenamiento y Empresas Generadoras, lo que permite disminuir el riesgo operacional para el sistema de almacenamiento mientras que para las empresas generadoras mejora ostensiblemente los factores de planta o la coincidencia con sus retiros.

a) Arbitraje de la Participación en Balances de Transferencias de Energía.

Una de las ventajas que puede tener un Sistema de Almacenamiento o una Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo que realice arbitraje en el sistema eléctrico, le permitirá participar en los balances de transferencias de energía y potencia .

Los retiros de energía para realizar el almacenamiento son valorados a costo marginal horario de la barra donde se hace el retiro para el Sistema de Almacenamiento o Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo, mientras que las inyecciones de energía del Sistema de Almacenamiento o CAB⁶, serán valorizadas al costo marginal de la barra de inyección que tenga en el momento de operar bajo este modo.

Las inyecciones y retiros de potencia del Sistema de Almacenamiento o CAB serán valorizadas al Precio de Nudo de la Potencia que corresponda en las respectivas barras de inyección y retiro.

b) Programación de los Retiros de Energía para Almacenamiento.

El Coordinado deberá informar al Coordinador Eléctrico Nacional su “programa de retiro” con una periodicidad y horizonte de tiempo claramente definido, según las características técnicas del Sistema de Almacenamiento o la Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo. A partir de esta información entregada, el Coordinador deberá determinar un Programa Eficiente de Inyecciones y Retiros, tanto para el Sistema de Almacenamiento como para la Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo que minimice el costo total de operación y falla, preservando la seguridad del sistema eléctrico.

⁶ CAB = Central de Almacenamiento por Bombeo.

Luego el Coordinador Eléctrico Nacional deberá comparar el Programa de retiro entregado por el coordinado con el Programa Eficiente, definiendo y determinando las horas que no contribuyen a la operación económica y segura del sistema, es decir donde existen niveles de retiro superiores a los del Programa Eficiente respectivamente.

El Coordinador Eléctrico Nacional, deberá entregar al Coordinado lo siguiente:

- Programa Eficiente de Inyecciones y Retiros.
- Calificación de las horas del Programa del Coordinado.

A partir de estas dos premisas anteriores, el Coordinado deberá presentar al Coordinador Eléctrico Nacional un Programa Definitivo de Retiro. Sin embargo, el Coordinado o titular del Sistema de Almacenamiento, podrá solicitar al Coordinador la operación centralizada de sus retiros para el proceso de almacenamiento, lo que implica que el balance operacional que se produzca a raíz de la operación centralizada será de cargo del titular del Sistema de Almacenamiento. A continuación, se presenta un diagrama con los pasos de la programación de los retiros de energía para almacenamiento.

Figura 3.3 Programación de la Operación para Retiros de Energía.



Fuente: Elaboración propia.

3.6.2. Arbitraje de la Programación de Inyección de Energía

El Coordinador debe determinar la metodología con que se incorporará un Sistema de Almacenamiento o Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo a la Programación de la Operación en lo referente a su Modo Inyección o Generación según sea el caso. Esta metodología podrá contener dos alternativas:

- 1) Considerar en la lista de orden de mérito de colocación, la inyección del Sistema de Almacenamiento o Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo con un costo variable que debe ser definido y determinado por el Coordinador.
- 2) Determinar la colocación de la energía almacenada del Sistema de Almacenamiento o Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo para un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de operación y falla preservando siempre la seguridad del sistema eléctrico. De esta manera el Coordinador para efectos de la programación de la operación, podrá determinar un valor de la energía almacenada, cuyo valor no podrá ser inferior al costo variable calculado según el punto anterior.

Para la Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo, el valor de la energía almacenada deberá tomar en consideración el costo de oportunidad de la energía embalsada a propósito de la Programación de la Operación.

3.6.3. Arbitraje de la Programación de Inyección de Energía Almacenada

El Coordinador podrá calcular un Costo de Oportunidad de la Energía Almacenada durante el proceso de Programación de la Operación. El Costo de Oportunidad de la Energía Almacenada deberá ser considerado para la determinación del costo con que se incorpora el sistema de almacenamiento en la lista por orden de mérito.

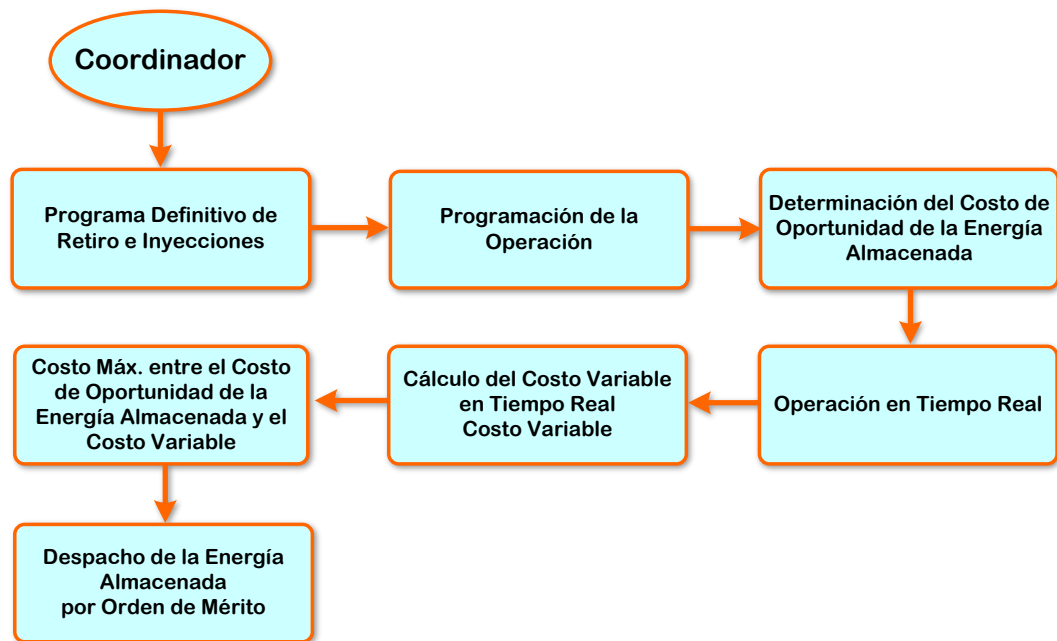
El costo del sistema de almacenamiento utilizado en esta lista por orden de mérito corresponderá al siguiente:

$$\max(COp_{almacenada}, CVar)$$

Durante la Operación en Tiempo Real un Sistema de Almacenamiento modificará su Costo Variable, pudiendo cambiar su posición en la lista de orden de mérito disponible para el despacho de carga en tiempo real o en línea.

A continuación, se muestra un diagrama donde se define el Arbitraje de Programación de la Inyección de un Sistema de Almacenamiento:

Figura 3.4 Arbitraje de Programación de la Inyección de un Sistema de Almacenamiento.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Almacenamiento Energía | CNE, 2017).

3.6.4. Arbitraje de la Programación de Inyección de Energía Almacenada de una Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo.

El Coordinador debe calcular un Costo de Oportunidad de la Energía Embalsada durante el proceso de Programación de la Operación. Este Costo de Oportunidad de la Energía Embalsada, deberá ser considerado para determinar el costo con que se incorpora la Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo en la lista de orden de mérito.

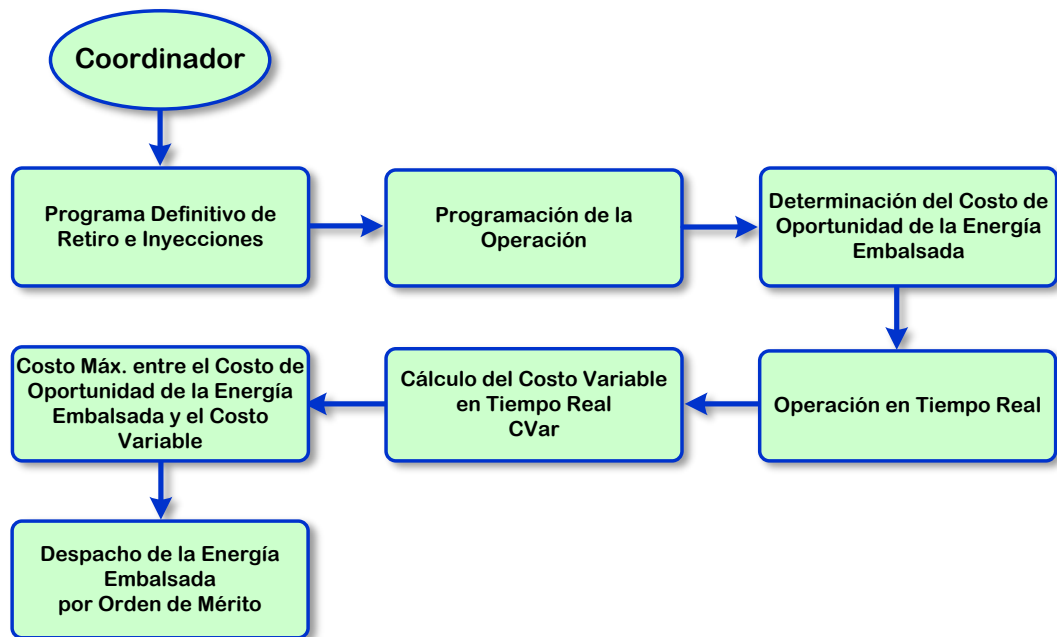
El Costo Variable de la Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo utilizado en esta lista de orden de mérito será el siguiente:

$$\max(COp_{agua}, CVar)$$

Durante la Operación en Tiempo Real una Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo podrá modificar su Costo Variable de Generación, lo que le permitirá cambiar su posición en la lista de orden de mérito disponible para el despacho de carga en tiempo real o en línea.

A continuación, se muestra un diagrama donde se define el Arbitraje de la Programación de Inyección de una Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo:

Figura 3.5 Arbitraje de la Programación de Inyección de una Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Almacenamiento Energía | CNE, 2017).

En términos generales la metodología que defina el Coordinador deberá ser informada al coordinado, antes del inicio de la Puesta en Servicio del Sistema de Almacenamiento o una Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo. El coordinado que posea un Sistema de Almacenamiento o una Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo, podrá solicitar que el Coordinador se pronuncie respecto de la necesidad de un cambio en la metodología de incorporación de sus instalaciones en la Programación de la Operación. En ese sentido, la metodología podrá también ser modificada por el Coordinador, incluso con posterioridad a la entrada en operación del sistema de almacenamiento, tal como se dijo en el párrafo anterior, en atención a cambios relevantes que se puedan generar en las condiciones de operación del sistema eléctrico, que es algo muy usual en un sistema eléctrico como el chileno. Para estos efectos, el Coordinador considerará, al menos, las siguientes características técnicas y operacionales del Sistema de Almacenamiento o Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo:

- Capacidad de almacenamiento.
- Volumen de energía almacenada.
- Potencia nominal de generación.
- Operación esperada de la instalación.
- Impacto sistémico sobre la seguridad, suficiencia y eficiencia económica.

3.6.5. Arbitraje del Costo Variable de Energía de un Sistema de Almacenamiento.

El Costo Variable de la energía de un Sistema de Almacenamiento será calculado por el Coordinador Eléctrico Nacional y deberá considerar lo siguiente:

- El valor de la energía retirada del sistema será a Costo Marginal (CMg) durante el periodo de tiempo en que el sistema esté en modo de carga o almacenamiento, a ese periodo se le define como ventana de valorización más las pérdidas de energía ocurridas en el proceso de almacenamiento e inyección de energía, según el modo de operación que se defina.

$$CVar = \frac{\text{Valorización Energía Retirada}_{\text{ventana}}}{\text{Energía Retirada}_{\text{ventana}}} \times FP$$

- El Factor de Pérdidas (FP) será determinado por el Coordinador en base a información proporcionada por los Coordinados.

3.6.6. Arbitraje del Costo Variable de Energía de una Central Hidráulica con Almacenamiento por Bombeo

El Costo Variable de Energía de una Central Hidráulica con Almacenamiento por Bombeo será calculado por el Coordinador y deberá considerar lo siguiente:

- El valor de la energía retirada del sistema será a Costo Marginal CMg durante el periodo de tiempo en que el sistema esté en modo de almacenamiento, a ese periodo se la define como ventana de valorización.
- Además, deberá considerar la proporción de energía retirada respecto de la energía almacenada durante dicho periodo o ventana de valorización, más las pérdidas de energía que se generan en el proceso de almacenamiento e inyección de energía.

$$CVar = \frac{\text{Valorización Energía Retirada}_{\text{ventana}}}{\text{Energía Retirada}_{\text{ventana}}} \times \frac{FP \cdot \text{Energía Retirada}_{\text{ventana}}}{\text{Energía Retirada}_{\text{ventana}} + \text{Energía Afluente}_{\text{ventana}}}$$

3.6.7. Ventana de Valorización para el Arbitraje de la Inyección de Energía

La Ventana de Valorización en la que se calculará el costo variable descrito anteriormente, será determinada por el Coordinador, considerando entre otros aspectos los siguientes:

- Capacidad de almacenamiento de energía.
- Potencia nominal de la instalación.
- Impacto que puede generar en el sistema eléctrico la operación del Sistema de Almacenamiento o la Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo.

Los titulares de Sistema de Almacenamiento o de la Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo, previo a la entrada en operación, podrán proponer al Coordinador una Ventana de Valorización definida previamente por ellos, donde el Coordinador podrá aceptar, rechazar o modificar la propuesta presentada en función de la verificación del aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos. También los titulares o coordinados tanto del sistema de Almacenamiento como de la Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo podrán solicitar al Coordinador, justificadamente, poder modificar la ventana de valorización con posterioridad a la entrada en operación, quedando en manos del Coordinador la decisión de aceptar o rechazar la solicitud en función de la verificación del aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos, siempre esta decisión estará basada en la operación a mínimo costo del sistema eléctrico, bajo las condiciones de seguridad del servicio eléctrico.

3.6.9. Condiciones Especiales de Operación para el Arbitraje de Inyección de Energía.

La Norma Técnica define las Condiciones Especiales de Operación para los Sistemas de Almacenamiento y las Centrales Hidráulicas de Almacenamiento por Bombeo. Estas condiciones especiales podrán incluir, entre otras materias lo siguiente:

- Vertimiento.
- Vertimiento Evitable.
- Agotamiento.

3.6.10. Arbitraje de la Potencia de Suficiencia.

Para el cálculo de la Potencia Inicial de un Sistema de Almacenamiento o de una Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo, el Coordinador determinará un Factor de Disponibilidad (**FD**):

$$FD = \frac{\sum_{i=1}^{H_A} n_i}{H_A}$$

Donde:

$$n_i = \min\left(\frac{h_i}{5}, 1\right)$$

h_i : Cantidad de horas en que el Sistema de Almacenamiento o la Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo hubiese podido operar a su potencia máxima de acuerdo con la energía almacenada informada en la hora i .

H_A : Horas totales del año correspondiente.

El **FD** a utilizar será el menor de los últimos 5 años, o el año con menor probabilidad de excedencia sistémica de los últimos 5 años. Los titulares o Coordinados deberán proporcionar la información estadística que el Coordinador les solicite para el cálculo del **FD**. Los cálculos siguientes respecto de la determinación de la Potencia de Suficiencia del Sistema de Almacenamiento o Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo se realizarán siguiendo la metodología de uso común para unidades generadoras que conforman el sistema eléctrico nacional.

Otro parámetro muy importante para el arbitraje de la Potencia de Suficiencia es la Indisponibilidad Forzada (**IFOR**) de un Sistema de Almacenamiento o una Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo, el que deberá ser aplicado según los siguientes criterios:

- Aquellas horas en que, habiendo sido programado para el despacho en la Operación en Tiempo Real, la Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo o el Sistema de Almacenamiento no concurrió a inyectar energía.
- Aquellas horas en que se retiró energía del sistema eléctrico para el almacenamiento, cuando el Programa Eficiente de Inyecciones y Retiros, determinado por el Coordinador, haya señalado que se debía inyectar, es decir entregar energía al sistema eléctrico.

Los retiros para almacenamiento de una Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo o Sistema de Almacenamiento serán considerados en la determinación de la Demanda de Punta del Sistema y de la Demanda de Punta Equivalente asignada al Coordinado, cuando ocurran en horas que no contribuyen a la operación económica y seguridad del sistema, en la proporción en que hayan excedido al retiro indicado en el Programa Eficiente previamente definido por el Coordinador.

3.6.11. Almacenamiento para Servicios Complementarios (SSCC)

Toda la operación de los Sistemas de Almacenamiento que sean utilizadas para prestación de Servicios Complementarios será centralizada y definida por el Coordinador en función del cumplimiento de una operación segura de las instalaciones del sistema eléctrico. Esta operación será considerada prioritaria respecto de actividades de arbitraje que pudiese hacer el titular de un Sistema de Almacenamiento o una Central Hidráulica de Almacenamiento por Bombeo.

Una de las consideraciones importantes del modelo de mercado chileno en materia de almacenamiento, es el resguardo de la correcta remuneración de todos los SSCC que preste un Sistema de Almacenamiento, en la medida que estos servicios participen de los mecanismos de materialización que se definan para las distintas categorías y productos.

a) Participación en Balances de Transferencias.

a1. Servicios Complementarios Mediante Licitaciones de Largo Plazo.

Las inyecciones y retiros de energía valorizados de los Sistemas de Almacenamiento debido a la prestación de SSCC, sin perjuicio del beneficio o la pérdida operacional que representen, no deben afectar el pago por concepto de la prestación del SSCC que perciba el proveedor. Los saldos a que dé lugar la operación del Sistema de Almacenamiento, por la prestación del SSCC serán un complemento del pago por dicho servicio y las diferencias a que den lugar dichos saldos, serán reconocidos en el siguiente cálculo del cargo de SSCC.

Los retiros que se realicen por la prestación de los SSCC no se considerarán como Demanda de Punta Equivalente para efectos del balance de transferencias de potencia asignada al Coordinado que provea el Servicio.

a2. Servicios Complementarios Mediante Subastas de Corto Plazo.

Los Sistemas de Almacenamiento que presten SSCC mediante mecanismos de mercado de corto plazo, por ejemplo, Control Primario de Frecuencia (CPF) y Control Secundario de Frecuencia (CSF) participarán en los balances de transferencias de energía y potencia por las inyecciones y retiros que ocasione dicha prestación, asumiendo los saldos de inyecciones y retiros valorizados que correspondan y definidos por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Por otra parte, los retiros que se realicen por prestación de SSCC no se considerarán como Demanda de Punta Equivalente asignada al Coordinado que lo provea, para efectos del balance de transferencias de potencia, al igual que subastas de largo plazo.

Por último, en esta materia el Coordinador deberá analizar las incompatibilidades de la prestación de SSCC mediante mecanismos de corto plazo y el arbitraje de precios de energía, en el diseño del Servicio que realice el Coordinador.

a3. Multiplicidad de Servicios Complementarios.

En esta materia se deberá resguardar que la remuneración de los SSCC evite en todo momento el doble pago de cualquier servicio complementario, para lo cual el Coordinador deberá considerar en el diseño de las subastas y licitaciones, así como en los mecanismos de remuneración, la posibilidad de prestación de más de un SSCC por parte de una misma infraestructura. También El Coordinador podrá considerar la prestación de distintos SSCC por parte de una misma infraestructura en distintos instantes, cuando exista la posibilidad de identificar tales Servicios de forma clara y precisa.

El Coordinador deberá remunerar la prestación simultánea de los distintos SSCC cuando la tecnología de la infraestructura que los preste permita dicha simultaneidad sin comprometer el cumplimiento de requerimientos de ninguno de los SSCC por separado, por ejemplo, el Control de Frecuencia y de Tensión, siempre requeridos para la operación segura del sistema eléctrico. A la vez, el Coordinador deberá verificar el cumplimiento de esta restricción, en el sentido de evaluar y calificar la compatibilidad en la prestación de Servicios Complementarios por parte de una misma infraestructura.

Por último, las bases de licitación deberán señalar claramente las compatibilidades entre el servicio licitado y la prestación de otros SSCC. En el entendido que el Coordinador declara compatible la prestación de distintos Servicios, los oferentes deberán indicar en sus ofertas, en forma fundada y clara, con cuáles otros SSCC ésta es compatible. Esta indicación, en caso de que el coordinado - oferente sea adjudicado, lo habilitará para la participación en otras licitaciones o procesos de subastas para la prestación de tales Servicios, considerando siempre que estos servicios son prestados para una operación real o en línea cuando sean requeridos.

3.7. Términos Conceptuales del Precio de Nudo

3.7.1. Precio de Nudo Corto Plazo.

Los precios de nudo se fijan semestralmente dentro de los primeros quince días de los meses de febrero y agosto de cada año respectivamente, su cálculo es efectuado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica los resultados al Ministerio de Energía (Precio de Nudo | CNE, 2022), el cual procede a la fijación oficial mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

La ausencia de economías de escala en el segmento de generación y la aplicación de una política de costos reales del mercado eléctrico, permiten fijar como precio de la energía el costo marginal de suministro, que está constituido por dos componentes, ellos son el Precio Básico de la Energía y Potencia:

- a) **Precio Básico de la Energía:** Representa el promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico, operando al mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio de la fijación del precio.

El Artículo 9° de la RE N°641 (RE N°641 Exenta, 2016), indica que la CNE determinará a partir de la operación esperada, los precios de nudo básicos de la energía para cada sistema interconectado. Cada precio básico de la energía se determinará a partir de los costos marginales esperados y la energía total en la respectiva subestación. La energía total en cada subestación básica será la propia demanda de esa subestación más los consumos de las barras asociadas a ésta.

El precio básico de la energía se determinará mediante la siguiente expresión:

$$\text{Precio Básico Energía}_{\text{nudo básico calculado}} = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{CMg_{Ncalculado i} \times E_{Ncalculado i}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_{i=1}^N \frac{E_{Ncalculado i}}{(1+r)^{i-1}}}$$

Dónde:

Ncalculado : Nudo del sistema respectivo para el Precio de Nudo Básico de la Energía.

CMg_{Ncalculado i} : Costo Marginal Mensual en el mes *i* en el nivel de tensión de la subestación respectiva.

E_{Ncalculado i} : Energía Mensual en el mes *i* asociada a la subestación respectiva.

i : mes *i* – ésimo.

r : Tasa de actualización.

N : Número de meses del período de cálculo respectivo.

- b) **Precio Básico de la Potencia de Punta:** Es el Costo Marginal anual de incrementar la capacidad instalada de potencia del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar la potencia incremental durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, más un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un factor de penalización de la energía y otro de la potencia que, multiplicado por el respectivo precio básico de la energía y potencia de punta de la subestación respectiva, determina el precio de la energía y potencia de esa subestación.

Artículo 10° de la RE N°641, indica que para la elaboración de los informes técnicos el Coordinador deberá enviar a la CNE, a más tardar el 15 de mayo y el 15 de noviembre de cada año calendario, o al siguiente día hábil, si éste fuera feriado, según se trate de las fijaciones de precio de nudo de corto plazo de agosto o febrero, en los formatos que determine la CNE, esta información será los antecedentes de las centrales de generación del sistema eléctrico, existentes y declaradas en construcción, los que deberán incluir, al menos, el nombre de la central, el propietario de la misma, la potencia bruta y neta y el punto de conexión al sistema, además de forma clara y precisa el coordinador deberá enviar lo siguiente:

A. Para las Centrales Térmicas:

- a. Costos Variables Combustibles, Costos Variables no Combustibles y Rendimientos correspondientes a los dos últimos meses, de aquellas

centrales interconectadas al sistema eléctrico a la fecha de envío de la información, utilizados para las programaciones semanales de la operación del sistema.

- b. Costo Variables Combustibles, Costos Variables no Combustibles y Rendimientos, de aquellas centrales declaradas en construcción por la Comisión.
- c. Configuraciones de operación para centrales existentes y declaradas en construcción, incluyendo la potencia máxima por configuración.
- d. Disponibilidad de combustibles

B. Para las Centrales Hidráulicas:

- a. Niveles de agua en los embalses.
- b. Capacidad máxima de almacenamiento de los embalses.
- c. Rendimiento de aquellas centrales existentes y declaradas en construcción por la Comisión.
- d. Modelación de los convenios de riego vigentes.
- e. Acuerdos operacionales aplicables a los convenios de riego.
- f. Afluentes semanales en régimen natural a partir del año 1960, para todas las centrales existentes y declaradas en construcción.
- g. El pronóstico de deshielo disponible.

C. Para Otras Tecnologías:

- a. Costo variable no combustible correspondientes a los dos últimos meses, de aquellas centrales interconectadas al sistema eléctrico a la fecha de envío de la información, utilizados para las programaciones semanales de la operación.
- b. Costo variable no combustible de aquellas centrales declaradas en construcción por la Comisión.

- c. Perfiles horarios de generación históricas para aquellas centrales interconectadas al sistema eléctrico.

En base a estos antecedentes y a proyecciones que para tal efecto la CNE establezca, esta determinará los modelos, parámetros y supuestos con los que modelará las centrales de generación para efectos de la simulación de la operación económica del sistema eléctrico.

3.7.2. Precio de Nudo Promedio.

Los Precios de Nudo Promedio (PNP) (Precio de Nudo Promedio | CNE, 2022) son instaurados a partir de las modificaciones al marco regulatorio eléctrico introducidas por la Ley N°20.018, o Ley Corta II, estos precios son los que las empresas de distribución deben traspasar a sus clientes regulados y comenzaron a aplicarse a partir del 1 de enero de 2010, junto con la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro eléctrico licitado para clientes regulados, que establecen los Artículos 131° a 135° de la LGSE, y su composición corresponde al promedio ponderado de los precios de nudo de corto y largo plazo de contratos de suministro:

- a. Precios de Nudo de Largo Plazo de la Energía (PNELP) y de la Potencia (PNPLP), son los precios que debe pagar la empresa concesionaria de distribución a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas que lleva adelante la CNE.
- b. Precios de Nudo de Corto Plazo de la Energía (PNECP) y Potencia de Punta (PNPCP), representan los precios a nivel de generación-transporte fijados semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año por la CNE, en virtud del Artículo 160° de la LGSE.

Entre las principales características del Precio de Nudo Promedio, se define como un precio único que es determinado para cada empresa distribuidora a nivel de generación-transmisión, además se aplica un procedimiento de ajuste de tal manera que el Precio de Nudo Promedio de cualquier empresa distribuidora del país no puede exceder en más de un 5% el precio promedio de todo el sistema en un punto de comparación.

Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante la dictación de un Decreto publicado en el Diario Oficial.

Los Precios de Nudo Promedio se fijan según las siguientes consideraciones:

1. Semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año calendario.
2. Toda vez que se produzca la indexación del precio de algún contrato de suministro por una variación sobre el 10% respecto a su precio vigente.
3. Con la entrada en vigencia de algún nuevo contrato de suministro eléctrico licitado para clientes regulados.

Cada proceso de licitación establece, dentro del marco normativo, sus propias fórmulas de indexación aplicables a los Precios de Nudo de Largo Plazo, cuyos índices respectivos deben ser verificados mensualmente para comprobar la variación de estos precios.

3.8. Cargos del Sistema de Transmisión

Los cargos que se aplican en el sistema de transmisión en Chile (Cargo por Transmisión | CNE, 2022) tienen como todas las leyes un sinnúmero de artículos que han ido sustituyendo leyes sobre leyes para ir introduciendo el modelo de libre mercado que impera en el país y adaptando el mercado eléctrico nacional en todos sus segmentos.

Según lo dispuesto en el Artículo 115° del D.F.L. N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N°1 del Ministerio de Minería, del año 1982, denominada Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), modificado por la Ley N°20.936, y en el Artículo 3° de la Resolución Exenta N°385 de la CNE, promulgado el 20 de julio de 2017, que establece plazos, requisitos y condiciones aplicables a la recaudación, pago y remuneración de los sistemas de transmisión así como la fijación del cargo a que se refiere el Artículo 115° de la Ley General de Servicios Eléctricos, serán calculados semestralmente por la CNE, en el informe técnico respectivo y fijados mediante Resolución Exenta con ocasión de la determinación de los precios de nudo de corto plazo.

El Artículo 115° de la LGSE, que regula el pago de la transmisión, establece que los sistemas de transmisión nacional, zonal y de transmisión dedicada utilizada por los usuarios sujetos a regulación de precios serán remunerados a través del respectivo cargo por uso que será recaudado de los consumidores finales libres y regulados respectivamente.

Por otra parte, el Artículo 72°-7 de la LGSE relativo a SSCC, dispone que las remuneraciones de las inversiones asociadas a una nueva infraestructura serán financiadas por los usuarios finales, a través de un cargo establecido como Servicios Complementarios, el cual es incorporado al cargo único al que se refiere el Artículo 115° de la LGSE.

De igual manera, el Artículo 99° bis de la LGSE, referido a la expansión, desarrollo, remuneración y pago de los sistemas de interconexión internacional, señala que las instalaciones asociadas a estas interconexiones internacionales serán remuneradas a través de un cargo a clientes finales que deberá ser incluido en el cargo al que hace referencia el Artículo 115° de la LGSE, que regula el pago de la transmisión.

El Artículo 2° de la Resolución Exenta N°385, indica que el cargo único para la remuneración de la proporción no utilizada por centrales de generación existentes en los sistemas de transmisión para Polos de Desarrollo definido en el Artículo 116° de la LGSE será calculado y fijado en la misma oportunidad que el cargo establecido en el Artículo 115° de la LGSE, que regula el pago de la transmisión.

3.8.1. Definición de los Cargos del Sistema de Transmisión.

De acuerdo a la reglamentación vigente (RE N°815 Exenta, 2019), las empresas propietarias de las instalaciones de los Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal y para Polos de Desarrollo, deberán percibir anualmente el valor anual de la transmisión por tramo correspondiente a cada uno de dichos sistemas definidos en el Artículo 103° de la LGSE. Este valor deberá constituir el total de su remuneración anual.

La recaudación del valor anual de la transmisión de cada tramo de los sistemas de transmisión nacional y zonal establecerá un cargo por uso del sistema, de modo que la recaudación asociada constituya el complemento a los ingresos tarifarios reales.

Del mismo modo, se establece un cargo único para que la recaudación asociada remunere la proporción de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de los clientes regulados, considerando la proporción de ingresos tarifarios reales asignables a ellos.

También se establece que cuando la generación existente no cubra la proporción de la remuneración para polos de desarrollo se establecerá un cargo único asociado a este ítem, sin embargo, si el valor anual de la transmisión para polos de desarrollo no queda cubierto por este cargo, será asumido por todos los generadores que inyecten su energía en el polo de desarrollo pertinente.

Igualmente, las inversiones por servicios complementarios asociadas a una nueva infraestructura serán remuneradas por los usuarios finales a través de un cargo asociado a dichos servicios, conforme a lo dispuesto en el Artículo 72°-7 de la LGSE.

Por último, también de existir nuevas interconexiones eléctricas internacionales (hoy existe en operaciones solo una Interconexión en 345 kV con la república Argentina, desde la segunda región de Antofagasta hasta la ciudad de Salta), se deberá calcular un cargo asociado a las interconexiones internacionales que sean definidas como “servicio público” para efectos del pago de su remuneración, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 99° bis de la LGSE.

3.8.2. Proceso Cuadrienal de Valorización de los Sistemas de Transmisión.

El Artículo 105° de la LGSE, establece que la CNE deberá dar inicio a los estudios de valorización del sistema de transmisión nacional, zonal, del sistema de transmisión para polos de desarrollo, y de las instalaciones de los sistemas de transmisión dedicada utilizada por los clientes regulados (Valorización Sistemas Transmisión | CNE, 2022), cuyo proceso de elaboración deberá estar dentro del plazo señalado por el Artículo 107° de la LGSE, esto es, a más tardar, veinticuatro meses antes del término de vigencia de las tarifas de los sistemas de transmisión, cuyo objetivo de este proceso es fijar, mediante decreto supremo, el valor anual de la transmisión por tramo de los segmentos señalados.

La vigencia del decreto tarifario a que hace referencia el Artículo 113° de la LGSE, en concordancia con la Resolución Exenta N° 380, de la CNE, que establece plazos, requisitos y condiciones aplicables al proceso de valorización de las instalaciones de los sistemas de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo, y de las instalaciones de sistemas de transmisión dedicada utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios, de fecha 20 de julio de 2017, cuyo nuevo decreto debería estar publicado a partir del 1 de enero de 2020, sin perjuicio de esto, los valores se aplicarán una vez que se dicte el decreto de valorización y, por tanto, procederán los ajustes que sean necesarios de modo de considerar lo que corresponda acorde los valores que en definitiva se establezcan. Sin embargo, en relación a la vigencia de los valores anuales de la transmisión a que hace referencia el párrafo anterior, cabe señalar que, según lo dispuesto en el inciso final del Artículo 113° de la LGSE, en concordancia con la señalado en la Resolución Exenta N° 380, que establece plazos, requisitos y condiciones aplicables al proceso de valorización de las instalaciones de los sistemas de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo, y de las instalaciones de sistemas de transmisión dedicada utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios, de fecha 20 de julio de 2017, los nuevos valores entrarán en vigencia a contar del vencimiento de la vigencia del cuatrienio (2016 – 2019) y por tanto considerando los actuales decretos tarifarios, el inicio de vigencia de los nuevos valores anuales de la transmisión por tramo fue a partir del 1 de enero de 2020, sin embargo, los valores comenzarán a ser aplicados una vez que se dicte el decreto de valorización respectivo y por tanto, se deberán realizar los ajustes necesarios de acuerdo a lo establecido en el Artículo 114° de la LGSE, se deberá establecer un mecanismo de reliquidación y ajuste de los cargos, de manera de asegurar que las empresas de transmisión reciban la remuneración definida en el decreto correspondiente, la que deberá constituir el valor total de su remuneración anual.

3.8.3. VATT Asociado a Obras de Interconexión SING – SIC Según Decreto N° 3T.

Según lo señalado en el Decreto N° 3T (RE N°815 Exenta, 2019), respecto a la apertura de ofertas y evaluaciones pertinentes, el VATT con que el proyecto fue adjudicado resultó igual a USD14.650.000.- (catorce millones seiscientos cincuenta mil dólares de los Estados Unidos de América), el cual se descompone en una Anualidad del Valor de Inversión (AVI), de USD11.926.310.- (once millones novecientos veintiséis mil trescientos diez dólares de los Estados Unidos de América) y por un Costo de Operación, Mantenimiento y Administración, en adelante (COMA), de USD2.723.690.- (dos millones setecientos veintitrés mil seiscientos noventa dólares de los Estados Unidos de América) respectivamente.

Para efectos del cálculo de peajes y pago de los montos anteriormente indicados, éstos se deberán distribuir entre los nuevos tramos de acuerdo a la siguiente distribución ponderada:

- a. Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Changos y S/E Kapatur: corresponde a un 10,85% del VATT con que el proyecto fue adjudicado.
- b. Nueva Línea 2x500 kV entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro: corresponde a un 52,26% del VATT con que el proyecto fue adjudicado.
- c. Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 en S/E Nueva Crucero Encuentro: corresponde a un 24,41% del VATT con que el proyecto fue adjudicado.
- d. Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos: corresponde a un 12,48% del VATT con que el proyecto fue adjudicado.

3.8.4. Valor Anual Por Tramo de los Sistemas Troncales.

De acuerdo a lo fijado en el Decreto N°23T (DTO N°23T, 2016), los VATT de las obras asociadas a la interconexión corresponden a los que se indican en la siguiente Tabla.

Tabla 3.2 Valor Anual de la Transmisión por Tramo de Obras Asociadas a la Interconexión SING - SIC Según DS N°23T.

N°	Tramo Troncal		Código Asignado	VI MUSD	AVI MUSD	COMA MUSD	VATT MUSD
	de Barra	a Barra					
84	Cumbres 500	Nueva Cardones 500	TSIC-98	276.796	28.128	3.832	31.960
85	Los Changos 500	Cumbres 500	TSIC-99	399.706	40.599	5.303	45.902
86	Los Changos 500	Los Changos 220	TSIC-101	30.878	3.183	528	3.711
87	Los Changos 500	Los Changos 220	TSIC-102	30.878	3.183	528	3.711

Fuente: Elaboración propia extraída de la “Tabla 3: Valor Anual de la Transmisión por Tramo” (DTO N°23T, 2016).

Donde:

VI : Valor de la Inversión

AVI : Anualidad del Valor de la Inversión

COMA : Costo de Operación Mantenimiento y Administración.

VATT : Valor Anual de Transmisión por Tramos.

3.8.5. Exenciones de Cargos para Clientes Libres o Regulados.

El cargo asociado a exenciones a que se refiere el numeral x de la letra D del Artículo 25° Transitorio de la Ley N° 20.936 para clientes finales (libres o regulados), dispone que, durante el período entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2034, el pago de las empresas generadoras por el uso del Sistema de Transmisión Nacional por sus inyecciones y retiros asociados a contratos de suministro para clientes libres o regulados, que hayan sido celebrados antes de la entrada en vigencia de esta Ley, se les aplicarán las mismas reglas generales de cálculo del pago de la transmisión troncal que esta nueva Ley deroga, con las adecuaciones que se establecen en la citada disposición, esto significa que la Ley N°20.936 no se aplicará a contratos con fecha anterior a su entrada en vigencia.

Para estos efectos, el literal ix de la letra D del Artículo 25° Transitorio, distingue dos grupos de clientes finales para efectos de la aplicación de la referida disposición:

- (i) Los clientes libres de empresas generadoras, individualizados mediante resolución exenta de la CNE, cuya energía contratada promedio anual es superior o igual a 4.500 MWh.
- (ii) Los demás clientes, libres o regulados, identificados como “Clientes No Individualizados”.

Los clientes definidos en el literal (i) anterior se encuentran individualizados mediante Resolución Exenta N°530 de la CNE (RE N°530 Exenta, 2018), que fue actualizada a través de Resolución Exenta N°634 de la CNE (RE N°634 Exenta, 2018), denominados como “Clientes Individualizados”.

A su vez, el literal x de la letra D del Artículo 25° Transitorio de la Ley N°20.936 establece que las exenciones de pagos de peaje asociadas a las empresas a que hace referencia la letra C del Artículo 25° de esta Ley, así como también la exención de peajes para centrales de medios de generación renovables no convencionales que la Ley N°20.936 deroga, serán asumidas íntegramente por los consumidores finales, es decir los clientes finales seguirán pagando todos los costos separadamente a fin de transparentar los costos de generación de las energías renovables. A lo anterior, según lo dispuesto en el literal iv de la letra D del Artículo 25° de la Ley N°20.936, el envío de las prorratas mensuales sobre uso esperado asignables a inyecciones y retiros, deberán ser enviados por el Coordinador Eléctrico Nacional a la CNE antes del 30 de noviembre de cada año.

3.8.6. Cargo Por Retiro Para los Clientes No Individualizados.

Con relación al régimen de recaudación, pago y remuneración de la transmisión nacional el cargo asociado a pagos por retiro a que se refiere el literal b) del numeral ix de la letra D del Artículo 25° Transitorio de la Ley N°20.936 para los Clientes No Individualizados, dispuso que, en el período de la entrada en vigencia de esta Ley, es decir desde el 9 de febrero de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2018, las normas derogadas asociadas a dicho régimen se aplicarán íntegramente. En la actualidad está en vigencia el literal viii de la letra D del Artículo 25° Transitorio de la Ley N°20.936, que indica que a partir del 1 de enero de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2034, se eliminarán los cargos señalados en los párrafos primero y segundo de la letra a) del Artículo 102° que la Ley N°20.936 deroga explícitamente.

Luego respecto de los Clientes Individualizados, la letra b) del literal ix de la letra D del Artículo 25° Transitorio de la Ley N°20.936 dispone que se considerará una prorrata individual, y se determinará su pago de peajes según retiros mediante la aplicación de la metodología de pagos por retiros que la Ley N°20.936 deroga sobre las instalaciones que corresponda, considerando que las participaciones en el SIC asociadas a retiros del SING, son iguales a cero y del mismo modo, a las instalaciones que corresponda, considerando que las participaciones en el SING asociadas a retiros del SIC también son iguales a cero. Con relación a los Clientes No Individualizados, la letra b) del literal ix de la letra D del Artículo 25° Transitorio de la Ley N°20.936 establece que, se determinará un pago de peajes a través de un cargo único, conforme a la aplicación de la metodología de pagos por retiros que la Ley N°20.936 deroga, sobre las instalaciones que corresponda, en este mismo sentido según lo señalado en el literal iv de la letra D del Artículo 25° Transitorio de la Ley N°20.936, el envío de las prorratas mensuales sobre uso esperado asignables a inyecciones y retiros, más otros antecedentes asociados a la aplicación del referido Artículo por el Coordinador Eléctrico Nacional a la CNE antes del 30 de noviembre de cada año.

ANEXO 4
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERADORES,
COSTOS, FACTORES DE PÉRDIDAS Y DEMANDA

4. Especificaciones Técnicas de Generadores, Costos, Factores de Pérdidas y Demanda

4.1. Especificaciones Técnicas Unidades Generadoras de ERNC

Tabla 4.1 Datos y Especificaciones Técnicas Unidades Generadoras ERNC.

Central	Potencia Bruta Instalada (MW)	Consumos propios % de la Pot. Máx. bruta	Potencia Neta Efectiva (MW)	Potencia Mín. Técnico (MW)	Tipo de Combustible
CHAPIQUIÑA	10,894	0,5691%	10,832	0,500	Hidro Pasada
PARQUE SOLAR PAMPA CAMARONES	6,240	1,3942%	6,153	0,303	Solar
SOLAR EL ÁGUILA I	2,246	8,9492%	2,045	0,000	Solar
Los Puquios SpA	2,470	0,0000%	2,470	0,000	Solar
PMGD Pica	0,63	4,7619%	0,6	N/A	Solar
PFV Granja Solar	111,4	0,3000%	111,0658	N/A	Solar
ANDES SOLAR	21,795	1,6976%	21,425	0,270	Solar
Cerro Dominador PV	99,050	1,1600%	98,840	0,000	Solar
PARQUE EÓLICO SIERRA GORDA ESTE	112,000	1,2330%	110,619	0,000	Eólico
PARQUE SOLAR FINIS TERRAE	138,000	0,5000%	137,310	1,250	Solar
POZO ALMONTE SOLAR 1	9,000	0,3333%	8,970	N/A	Solar
POZO ALMONTE SOLAR 2	7,516	0,2661%	7,496	0,080	Solar
POZO ALMONTE SOLAR 3	16,038	0,2494%	15,998	0,130	Solar
LA HUAYCA II	25,050	0,7185%	24,990	0,000	Solar
PFV URIBE SOLAR	52,800	0,0947%	52,750	0,106	Solar
MARIA ELENA FV	68,000	0,2941%	67,800	0,000	Solar
CERRO PABELLÓN	29,830	9,6550%	26,950	5,000	Geotérmica
CERRO PABELLÓN	18,390	13,2140%	15,960	4,500	Geotérmica
FV BOLERO	138,200	1,8090%	135,700	2,790	Solar
SOLAR JAMA	30,240	0,7937%	30,000	1,840	Solar
SOLAR JAMA	22,410	6,2918%	21,000	1,420	Solar
PLANTA SOLAR FV PUERTO SECO SOLAR	8,999	0,4445%	8,959	0,090	Solar
EÓLICA VALLE DE LOS VIENTOS	90,000	1,2222%	1,976	1,110	Eólico
Tamarugal Solar SpA	9,000	0,0980%	8,991	0,000	Solar
Huatacondo	89,465	1,5260%	88,100	0,642	Solar
Calama Solar I	9,000	0,0000%	9,000	0,000	Solar
Minihidro Santa Rosa	1,250	0,0000%	1,250	0,000	Hidro Pasada
Minihidro El Toro N°2	1,100	0,0000%	1,100	0,000	Hidro Pasada
Minihidro Alto Hospicio	1,100	0,0000%	1,100	0,000	Hidro Pasada
Cavancha	2,602	0,3843%	2,592	0,000	Hidro Pasada

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional. (Infotécnica Generadores Renovables | CEN, 2022).

4.2. Especificaciones Técnicas Unidades Generatoras Térmicas

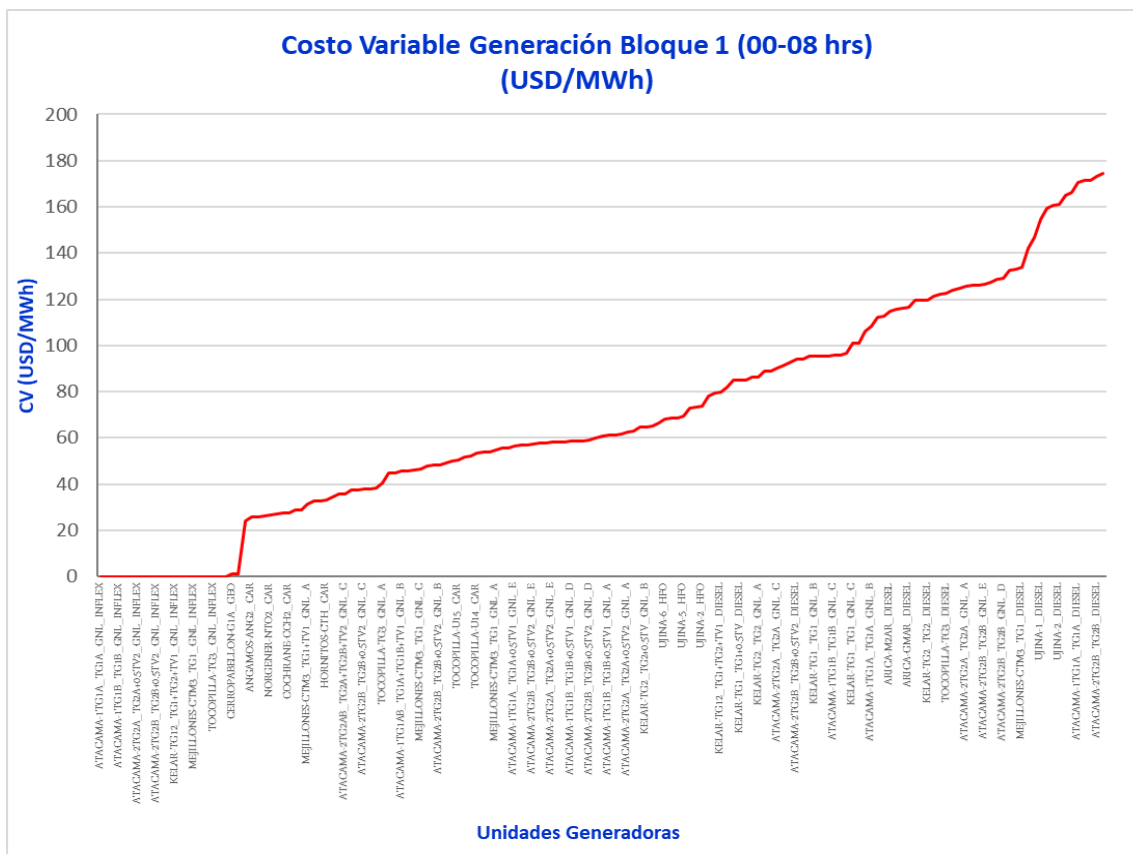
Tabla 4.2 Especificaciones Técnicas Unidades Generatoras Térmicas

Central	Potencia Bruta Instalada (MW)	Consumos propios % de la Pot. Máx. bruta	Potencia Neta Efectiva (MW)	Potencia Mín. Técnico (MW)	Tipo de Combustible
TERMOELÉCTRICA NORGENER	281,63	6,87%	262,29	55,0	Carbón
TERMOELÉCTRICA ANDINA	177,00	9,15%	160,80	70,0	Carbón
TERMOELÉCTRICA ANGAMOS	558,20	10,15%	501,55	80,0	Carbón
COCHRANE	549,72	10,94%	489,60	85,0	Carbón
DIESEL INACAL	6,20	4,82%	5,90	3,4	Fuel Oil Nro. 6
DIESEL ARICA	13,60	2,89%	13,21	1,6	Diesel
DIESEL ENAEX	2,68	0,80%	2,66	0,7	Diesel
DIESEL TAMAYA	103,68	3,56%	99,99	8,0	Fuel Oil Nro. 6
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES	580,00	6,83%	540,37	40,0	Carbón - GN
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	708,54	3,48%	683,91	3,0	Diesel-Carbón-GN
DIESEL MANTOS BLANCOS	28,64	0,03%	27,92	2,1	Diesel
UJINA	45,96	2,30%	44,13	5,4	Diesel
ATACAMA	732,12	2,15%	716,39	25,0	Gas Natural
TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ	20,04	0,11%	20,02	3,0	Diesel
CERRO PABELLÓN	44,91	11,60%	39,70	4,5	Geotérmica
TERMOELÉCTRICA HORNITOS	177,54	9,12%	161,34	70,0	Carbón
PLANTA DE ÁCIDO SULFÚRICO MEJILLONES	24,36	24,38%	18,42	3,0	Cogeneración
DIESEL AGUAS BLANCAS	1,83	0,00%	1,83	0,0	Diesel
KELAR	532,46	2,02%	521,71	6,0	Gas Natural
DIESEL LA PORTADA	2,99	1,15%	2,95	0,3	Diesel

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional. (Infotécnica Generadores Térmicos | CEN, 2022)

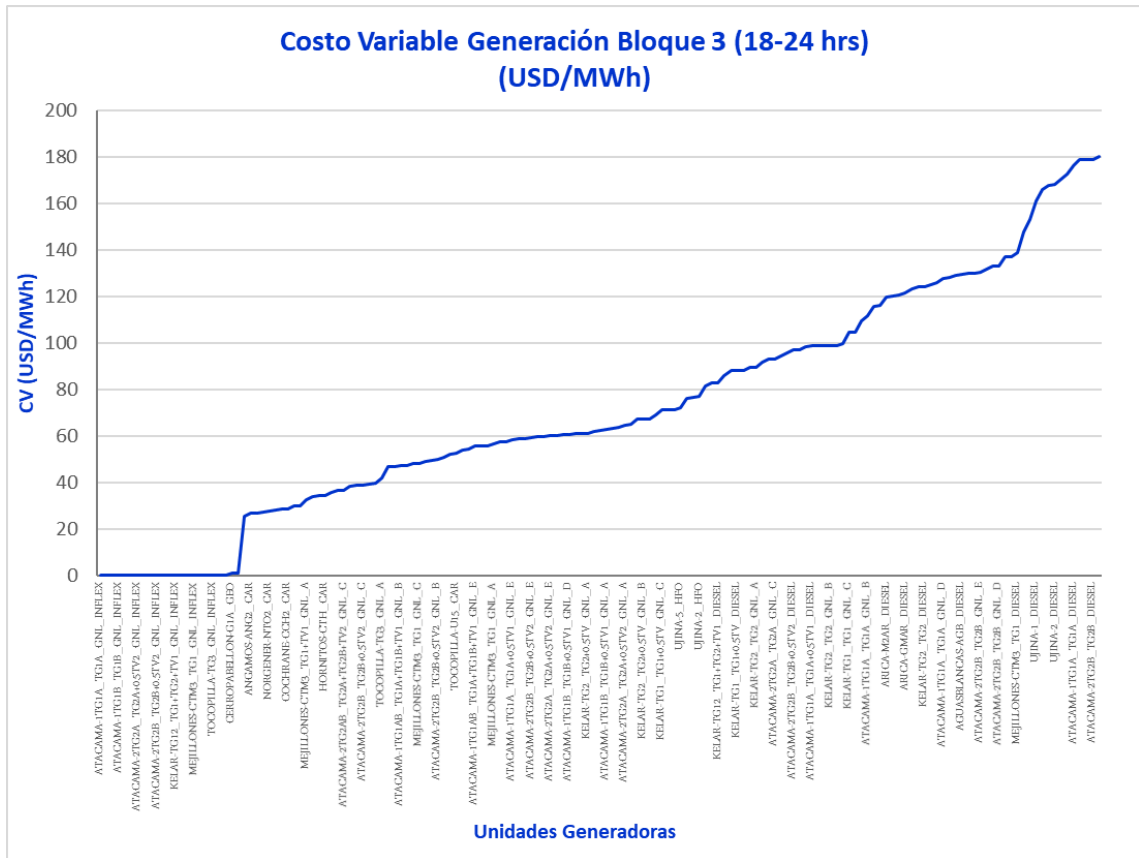
4.3. Costos Agregados de Generación día 23 de marzo de 2020.

Gráfico 4.1 Gráficos de Costos Agregados de Generación disponible día 23 de marzo de 2020, bloque 1.



Fuente: Elaboración propia a partir de información de programación diaria. (Programa Diario Generación | CEN, 2020)

Gráfico 4.3 Gráficos de Costos Agregados de Generación disponible día 23 de marzo de 2020, bloque 3.



Fuente: Elaboración propia a partir de información de programación diaria. (Programa Diario Generación | CEN, 2020)

ANEXO 4: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE GENERADORES, COSTOS, FACTORES DE PÉRDIDAS Y DEMANDA

4.4. Costos de Oportunidad (Lista de mérito).

Tabla 4.3 Costos de Oportunidad (Lista de mérito) disponible día 23 de marzo de 2020.

PRIORIDADES DE COLOCACIÓN
Políticas de operación para el día lunes 23-marzo-2020.

Bloque 1				Bloque 2				Bloque 3			
HI	23/03/2020 00:00			HI	23/03/2020 08:00			HI	23/03/2020 18:00		
HF	23/03/2020 08:00			HF	23/03/2020 18:00			HF	24/03/2020 00:00		
Nº	CENTRALES	CMg	[USD/MWh]	Nº	CENTRALES	CMg	[USD/MWh]	Nº	CENTRALES	CMg	[USD/MWh]
1	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL INFLEX	0,0	0,0	1	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL INFLEX	0,0	0,0	1	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL INFLEX	0,0	0,0
2	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL INFLEX	0,0	0,0	2	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL INFLEX	0,0	0,0	2	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL INFLEX	0,0	0,0
3	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	0,0	0,0	3	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	0,0	0,0	3	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	0,0	0,0
4	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL INFLEX	0,0	0,0	4	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL INFLEX	0,0	0,0	4	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL INFLEX	0,0	0,0
5	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 GNL INFLEX	0,0	0,0	5	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 GNL INFLEX	0,0	0,0	5	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 GNL INFLEX	0,0	0,0
6	ATACAMA-2TG2A TG2A GNL INFLEX	0,0	0,0	6	ATACAMA-2TG2A TG2A GNL INFLEX	0,0	0,0	6	ATACAMA-2TG2A TG2A GNL INFLEX	0,0	0,0
7	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL INFLEX	0,0	0,0	7	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL INFLEX	0,0	0,0	7	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL INFLEX	0,0	0,0
8	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	0,0	0,0	8	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	0,0	0,0	8	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	0,0	0,0
9	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL INFLEX	0,0	0,0	9	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL INFLEX	0,0	0,0	9	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL INFLEX	0,0	0,0
10	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 GNL INFLEX	0,0	0,0	10	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 GNL INFLEX	0,0	0,0	10	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 GNL INFLEX	0,0	0,0
11	KELAR-TG1 TG1 GNL INFLEX	0,0	0,0	11	KELAR-TG1 TG1 GNL INFLEX	0,0	0,0	11	KELAR-TG1 TG1 GNL INFLEX	0,0	0,0
12	KELAR-TG1 TG1+0.5TV GNL INFLEX	0,0	0,0	12	KELAR-TG1 TG1+0.5TV GNL INFLEX	0,0	0,0	12	KELAR-TG1 TG1+0.5TV GNL INFLEX	0,0	0,0
13	KELAR-TG12 TG1+TG2+TV1 GNL INFLEX	0,0	0,0	13	KELAR-TG12 TG1+TG2+TV1 GNL INFLEX	0,0	0,0	13	KELAR-TG12 TG1+TG2+TV1 GNL INFLEX	0,0	0,0
14	KELAR-TG2 TG2 GNL INFLEX	0,0	0,0	14	KELAR-TG2 TG2 GNL INFLEX	0,0	0,0	14	KELAR-TG2 TG2 GNL INFLEX	0,0	0,0
15	KELAR-TG2 TG2+0.5TV GNL INFLEX	0,0	0,0	15	KELAR-TG2 TG2+0.5TV GNL INFLEX	0,0	0,0	15	KELAR-TG2 TG2+0.5TV GNL INFLEX	0,0	0,0
16	MEJILLONES-CTM3 TG1 GNL INFLEX	0,0	0,0	16	MEJILLONES-CTM3 TG1 GNL INFLEX	0,0	0,0	16	MEJILLONES-CTM3 TG1 GNL INFLEX	0,0	0,0
17	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL INFLEX	0,0	0,0	17	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL INFLEX	0,0	0,0	17	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL INFLEX	0,0	0,0
18	PAM COGEN	0,0	0,0	18	PAM COGEN	0,0	0,0	18	PAM COGEN	0,0	0,0
19	TOCOPILLA-TG3 GNL INFLEX	0,0	0,0	19	TOCOPILLA-TG3 GNL INFLEX	0,0	0,0	19	TOCOPILLA-TG3 GNL INFLEX	0,0	0,0
20	TOCOPILLA-U16 TG1 GNL INFLEX	0,0	0,0	20	TOCOPILLA-U16 TG1 GNL INFLEX	0,0	0,0	20	TOCOPILLA-U16 TG1 GNL INFLEX	0,0	0,0
21	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL INFLEX	0,0	0,0	21	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL INFLEX	0,0	0,0	21	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL INFLEX	0,0	0,0
22	CERROPABELLON-G1A GEO	1,0	1,2	22	CERROPABELLON-G1A GEO	1,0	1,2	22	CERROPABELLON-G1A GEO	1,0	1,2
23	CERROPABELLON-G2A GEO	1,0	1,2	23	CERROPABELLON-G2A GEO	1,0	1,2	23	CERROPABELLON-G2A GEO	1,0	1,2
24	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL C	24,2	29,6	24	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL C	24,2	29,6	24	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL C	24,2	29,6
25	ANGAMOS-ANG2 CAR	25,7	29,7	25	ANGAMOS-ANG1 CAR	25,7	29,7	25	ANGAMOS-ANG2 CAR	25,7	29,7
26	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL C	26,2	30,1	26	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL C	30,0	30,0	26	ANGAMOS-ANG1 CAR	25,7	29,7
27	NORGENER-NTO2 CAR	26,5	32,9	27	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL C	30,1	30,1	27	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL C	27,1	27,1
28	NORGENER-NTO1 CAR	27,1	32,9	28	NORGENER-NTO2 CAR	32,9	32,9	28	NORGENER-NTO2 CAR	27,1	27,1
29	COCHRANE-CCH1 CAR	27,4	33,7	29	MEJILLONES-IEM CAR	33,7	33,7	29	NORGENER-NTO1 CAR	28,3	28,3
30	COCHRANE-CCH2 CAR	27,4	34,2	30	NORGENER-NTO1 CAR	33,7	33,7	30	COCHRANE-CCH1 CAR	28,7	28,7
31	MEJILLONES-IEM CAR	28,7	34,2	31	COCHRANE-CCH1 CAR	34,2	34,2	31	COCHRANE-CCH2 CAR	28,7	28,7
32	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL A	28,7	35,6	32	COCHRANE-CCH2 CAR	34,2	34,2	32	MEJILLONES-IEM CAR	29,7	29,7
33	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL A	31,5	36,2	33	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL A	35,6	35,6	33	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL A	30,0	30,0
34	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL A	32,6	36,2	34	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL A	36,2	36,2	34	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL A	32,6	32,6
35	ANDINA-GTA CAR	32,9	38,3	35	ANDINA-GTA CAR	38,3	38,3	35	TOCOPILLA-TG3 GNL C	34,0	34,0
36	HORNITOS-CTH CAR	32,9	38,3	36	HORNITOS-CTH CAR	38,3	38,3	36	ANDINA-GTA CAR	34,3	34,3
37	TOCOPILLA-U16 TG1 GNL C	34,4	40,4	37	TOCOPILLA-U16 TG1 GNL C	40,4	40,4	37	HORNITOS-CTH CAR	34,3	34,3
38	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	35,7	42,6	38	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	41,0	41,0	38	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL A	35,9	35,9
39	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	35,7	42,6	39	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	41,0	41,0	39	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	36,8	36,8
40	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL C	37,3	42,8	40	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL A	42,6	42,6	40	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	36,8	36,8
41	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 GNL C	37,5	42,8	41	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL C	42,8	42,8	41	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL C	38,4	38,4
42	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 GNL C	37,5	42,8	42	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 GNL C	43,1	43,1	42	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 GNL C	38,7	38,7
43	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL C	38,1	43,4	43	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL C	43,4	43,4	43	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	39,3	39,3
44	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL A	38,1	43,7	44	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL A	43,7	43,7	44	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL A	39,4	39,4
45	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL C	38,3	44,0	45	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL C	44,0	44,0	45	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL C	39,6	39,6
46	TOCOPILLA-TG3 GNL A	40,3	49,9	46	TOCOPILLA-TG3 GNL A	49,9	49,9	46	TOCOPILLA-TG3 GNL A	42,0	42,0
47	TOCOPILLA-U16 TG1 GNL C	44,7	52,4	47	MEJILLONES-CTM2 CAR	52,4	52,4	47	MEJILLONES-CTM2 CAR	46,7	46,7
48	MEJILLONES-CTM2 CAR	44,7	52,4	48	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	52,4	52,4	48	TOCOPILLA-U16 TG1 GNL C	46,7	46,7
55	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 GNL B	48,4	56,6	55	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 GNL B	56,6	56,6	55	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 GNL B	49,9	49,9
56	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL B	49,1	56,4	56	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL B	56,4	56,4	56	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL B	50,7	50,7
57	TOCOPILLA-TG3 GNL A	49,8	61,8	57	TOCOPILLA-TG3 GNL A	61,8	61,8	57	TOCOPILLA-TG3 GNL A	52,0	52,0
58	TOCOPILLA-U15 CAR	50,3	61,9	58	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	61,9	61,9	58	TOCOPILLA-U15 CAR	52,5	52,5
59	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL B	51,7	61,9	59	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	61,9	61,9	59	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL B	54,0	54,0
60	TOCOPILLA-U16 TG1 GNL A	52,0	62,3	60	TOCOPILLA-U15 CAR	62,3	62,3	60	TOCOPILLA-U16 TG1 GNL A	54,3	54,3
61	TOCOPILLA-U14 CAR	53,4	63,0	61	MEJILLONES-CTM3 TG1 GNL A	63,0	63,0	61	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	55,6	55,6
62	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	53,9	63,8	62	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	63,8	63,8	62	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	56,2	56,2
63	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	53,9	63,8	63	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	63,8	63,8	63	TOCOPILLA-U14 CAR	55,8	55,8
64	MEJILLONES-CTM3 TG1 GNL A	54,8	64,1	64	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL B	64,1	64,1	64	MEJILLONES-CTM3 TG1 GNL A	56,8	56,8
65	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	55,6	64,5	65	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 GNL B	64,5	64,5	65	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	57,3	57,3
66	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	55,6	64,8	66	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL E	64,8	64,8	66	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	57,6	57,6
67	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL E	56,4	65,3	67	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 GNL E	65,3	65,3	67	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL E	58,2	58,2
68	KELAR-TG12 TG1+TG2+TV1 GNL A	56,8	65,5	68	KELAR-TG12 TG1+TG2+TV1 GNL A	65,5	65,5	68	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 GNL E	58,6	58,6
69	KELAR-TG12 TG1+TG2+TV1 GNL A	56,9	65,8	69	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 GNL E	65,8	65,8	69	KELAR-TG12 TG1+TG2+TV1 GNL A	59,0	59,0
70	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 GNL E	57,2	66,2	70	TOCOPILLA-U14 CAR	66,2	66,2	70	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 GNL E	59,1	59,1
71	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	57,9	66,5	71	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	66,5	66,5	71	ATACAMA-1TG1AB TG1A+TG1B+TV1 GNL	59,7	59,7
72	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	57,9	66,5	72	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	66,5	66,5	72	ATACAMA-2TG2AB TG2A+TG2B+TV2 GNL	59,7	59,7
73	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL E	58,1	66,8	73	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL E	66,8	66,8	73	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL E	60,0	60,0
74	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL D	58,2	66,8	74	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL D	66,8	66,8	74	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL D	60,0	60,0
75	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL B	58,3	67,0	75	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL B	67,0	67,0	75	MEJILLONES-CTM3 TG1+TV1 GNL B	60,4	60,4
76	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 GNL D	58,6	67,3	76	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 GNL D	67,3	67,3	76	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 GNL D	60,5	60,5
77	KELAR-TG1 TG1+0.5TV GNL A	58,8	67,7	77	KELAR-TG1 TG1+0.5TV GNL A	67,7	67,7	77	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 GNL D	60,9	60,9
78	KELAR-TG2 TG2+0.5TV GNL A	58,9	67,7	78	KELAR-TG2 TG2+0.5TV GNL A	67,7	67,7	78	KELAR-TG1 TG1+0.5TV GNL A	60,9	60,9
79	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 GNL D	59,0	67,8	79	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 GNL D	67,8	67,8	79	KELAR-TG2 TG2+0.5TV GNL A	60,9	60,9
80	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL D	59,9	68,8	80	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL D	68,8	68,8	80	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL D	61,8	61,8
81	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL A	60,6	69,6	81	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL A	69,6	69,6	81	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 GNL A	62,5	62,5
82	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 GNL A	61,0	70,1	82	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 GNL A	70,1	70,1	82	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 GNL A	63,0	63,0
83	TOCOPILLA-U16 TG1 GNL A	61,1	70,7	83	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 GNL A	70,7	70,7	83	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 GNL A	63,5	63,5
84	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 GNL A	61,5	71,7	84	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL A	71,7	71,7	84	TOCOPILLA-U16 TG1 GNL A	63,8	63,8
85	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL A	62,4	72,4	85	KELAR-TG12 TG1+TG2+TV1 GNL B	72,4	72,4	85	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 GNL A	64,4	64,4
86	KELAR-TG12 TG1+TG2+TV1 GNL B	62,9	74,7	86	KELAR-TG1 TG1+0.5TV GNL B	74,7	74,7	86	KELAR-TG12 TG1+TG2+TV1 GNL B	65,2	65,2
87	KELAR-TG1 TG1+0.5TV GNL B	64,8	74,7	87	KELAR-TG2 TG2+0.5TV GNL B	74,7	74,7	87	KELAR-TG1 TG1+0.5TV GNL B	67,2	67,2
88	KELAR-TG2 TG2+0.5TV GNL B	64,8	74,7	88	MEJILLONES-CTM3 TG1 GNL A	74,7	74,7	88	KELAR-TG2 TG2+0.5TV GNL B	67,2	67,2
89	MEJILLONES-CTM3 TG1 GNL A	65,0	75,9	89	TOCOPILLA-U16 TG1 GNL A	75,9	75,9	89	MEJILLONES-CTM3 TG1 GNL A	67,4	67,4
90	KELAR-TG12 TG1+TG2+TV1 GNL C	66,6	76,7	90	KELAR-TG12 TG1+TG2+TV1 GNL C	76,7	76,7	90	KELAR-TG12 TG1+TG2+TV1 GNL C	69,0	69,0
91	LUJINA-6 HFO	68,1	79,0	91							

ANEXO 4: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE GENERADORES, COSTOS, FACTORES DE PÉRDIDAS Y DEMANDA

111	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL C	82,7	111	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 DIESEL	108,0	111	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL C	82,7
112	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 DIESEL	93,9	112	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 DIESEL	108,2	112	ATACAMA-2TG2B TG2B+0.5TV2 DIESEL	97,0
113	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 DIESEL	84,1	113	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 DIESEL	109,5	113	ATACAMA-2TG2A TG2A+0.5TV2 DIESEL	97,1
114	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 DIESEL	95,3	114	KELAR-TG1 TG1 GNL B	109,8	114	ATACAMA-1TG1B TG1B+0.5TV1 DIESEL	98,3
115	KELAR-TG1 TG1 GNL B	95,3	115	KELAR-TG2 TG2 GNL B	109,8	115	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 DIESEL	98,7
116	KELAR-TG2 TG2 GNL B	95,3	116	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 DIESEL	109,9	116	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL C	98,8
117	ATACAMA-1TG1A TG1A+0.5TV1 DIESEL	95,6	117	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL C	110,0	117	KELAR-TG1 TG1 GNL B	98,9
118	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL C	95,7	118	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL C	110,2	118	KELAR-TG2 TG2 GNL B	98,9
119	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL C	95,9	119	TOCOPILLA-U16 TG1 GNL B	110,4	119	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL C	99,0
120	MEJILLONES-C1M3 TG1 GNL B	96,5	120	MEJILLONES-C1M3 TG1 GNL B	110,6	120	MEJILLONES-C1M3 TG1 GNL B	100,0
121	KELAR-TG1 TG1 GNL C	100,8	121	KELAR-TG1 TG1 GNL C	116,2	121	KELAR-TG1 TG1 GNL C	104,5
122	KELAR-TG2 TG2 GNL C	100,8	122	KELAR-TG2 TG2 GNL C	116,2	122	KELAR-TG2 TG2 GNL C	104,5
123	ATACAMA-2TG2A TG2A GNL B	106,2	123	ATACAMA-2TG2A TG2A GNL B	122,0	123	ATACAMA-2TG2A TG2A GNL B	109,6
124	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL B	108,3	124	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL B	124,4	124	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL B	111,8
125	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL B	112,3	125	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL B	129,0	125	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL B	115,9
126	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL B	112,5	126	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL B	129,2	126	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL B	116,1
127	ARICA-M2AR DIESEL	114,8	127	INACAL DIESEL	134,1	127	ARICA-M2AR DIESEL	119,6
128	INACAL DIESEL	115,6	128	ATACAMA-2TG2A TG2A GNL E	137,3	128	INACAL DIESEL	120,2
129	ARICA-M1AR DIESEL	115,9	129	KELAR-TG1 TG1 DIESEL	137,9	129	ARICA-M1AR DIESEL	120,8
130	ARICA-GMAR DIESEL	116,5	130	KELAR-TG2 TG2 DIESEL	137,9	130	ARICA-GMAR DIESEL	121,4
131	ATACAMA-2TG2A TG2A GNL E	119,5	131	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL E	139,8	131	ATACAMA-2TG2A TG2A GNL E	123,3
132	KELAR-TG1 TG1 DIESEL	119,6	132	ATACAMA-2TG2A TG2A GNL D	140,4	132	KELAR-TG1 TG1 DIESEL	124,1
133	KELAR-TG2 TG2 DIESEL	119,6	133	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL D	142,4	133	KELAR-TG2 TG2 DIESEL	124,1
134	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL E	121,3	134	AGUASBLANCAS-AGB DIESEL	143,8	134	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL E	125,2
135	ATACAMA-2TG2A TG2A GNL D	122,1	135	ARICA-M2AR DIESEL	143,9	135	ATACAMA-2TG2A TG2A GNL D	126,0
136	TOCOPILLA-TG3 DIESEL	122,7	136	ATACAMA-2TG2A TG2A GNL A	144,6	136	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL D	127,9
137	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL D	123,9	137	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL E	144,9	137	TOCOPILLA-TG3 DIESEL	128,1
138	AGUASBLANCAS-AGB DIESEL	124,9	138	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL E	145,2	138	LAPORTADA-TECNET DIESEL	129,3
139	ATACAMA-2TG2A TG2A GNL A	125,8	139	ARICA-M1AR DIESEL	145,4	139	AGUASBLANCAS-AGB DIESEL	129,4
140	LAPORTADA-TECNET DIESEL	126,0	140	LAPORTADA-TECNET DIESEL	145,6	140	ATACAMA-2TG2A TG2A GNL A	129,9
141	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL E	126,1	141	ARICA-GMAR DIESEL	146,1	141	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL E	130,1
142	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL E	126,3	142	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL A	146,6	142	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL E	130,4
143	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL A	127,5	143	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL D	148,1	143	ATACAMA-1TG1A TG1A GNL A	131,6
144	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL D	128,8	144	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL D	148,4	144	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL D	133,0
145	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL D	129,1	145	TOCOPILLA-TG3 DIESEL	152,1	145	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL D	133,3
146	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL A	132,7	146	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL A	152,5	146	ATACAMA-1TG1B TG1B GNL A	136,9
147	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL A	133,0	147	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL A	152,8	147	ATACAMA-2TG2B TG2B GNL A	137,3
148	MEJILLONES-C1M3 TG1 DIESEL	133,9	148	MEJILLONES-C1M3 TG1 DIESEL	153,8	148	MEJILLONES-C1M3 TG1 DIESEL	136,7
149	MANTOSBLANCOS-MMB DIESEL	142,0	149	MANTOSBLANCOS-MMB DIESEL	165,6	149	MANTOSBLANCOS-MMB DIESEL	147,6
150	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 DIESEL	146,7	150	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 DIESEL	181,8	150	TOCOPILLA-U16 TG1+TV1 DIESEL	153,2
151	UJINA-1 DIESEL	154,6	151	ATACAMA-2TG2A TG2A DIESEL	189,7	151	UJINA-1 DIESEL	161,3
152	UJINA-4 DIESEL	159,3	152	UJINA-1 DIESEL	191,8	152	UJINA-4 DIESEL	166,2
153	UJINA-3 DIESEL	160,8	153	ATACAMA-1TG1A TG1A DIESEL	196,2	153	UJINA-3 DIESEL	167,8
154	UJINA-2 DIESEL	161,1	154	UJINA-4 DIESEL	197,6	154	UJINA-2 DIESEL	168,1
155	ATACAMA-2TG2A TG2A DIESEL	165,1	155	ATACAMA-2TG2B TG2B DIESEL	199,3	155	ATACAMA-2TG2A TG2A DIESEL	170,3
156	TARAPACA-TGARAR DIESEL	166,2	156	UJINA-3 DIESEL	199,5	156	TARAPACA-TGARAR DIESEL	172,7
157	ATACAMA-1TG1A TG1A DIESEL	170,7	157	UJINA-2 DIESEL	199,9	157	ATACAMA-1TG1A TG1A DIESEL	176,2
158	TOCOPILLA-TG1 DIESEL	171,3	158	ATACAMA-1TG1B TG1B DIESEL	200,6	158	TOCOPILLA-TG1 DIESEL	178,8
159	TOCOPILLA-TG2 DIESEL	171,3	159	TARAPACA-TGARAR DIESEL	206,6	159	TOCOPILLA-TG2 DIESEL	178,8
160	ATACAMA-2TG2B TG2B DIESEL	173,4	160	TOCOPILLA-TG1 DIESEL	212,4	160	ATACAMA-2TG2B TG2B DIESEL	178,9
161	ATACAMA-1TG1B TG1B DIESEL	174,6	161	TOCOPILLA-TG2 DIESEL	212,4	161	ATACAMA-1TG1B TG1B DIESEL	180,2
162	C. FALLA (0-5% Profundidad)	755,7	162	C. FALLA (0-5% Profundidad)	755,7	162	C. FALLA (0-5% Profundidad)	755,7
163	C. FALLA (5-10% Profundidad)	1099,5	163	C. FALLA (5-10% Profundidad)	1099,5	163	C. FALLA (5-10% Profundidad)	1099,5
164	C. FALLA (10-20% Profundidad)	1587,8	164	C. FALLA (10-20% Profundidad)	1587,8	164	C. FALLA (10-20% Profundidad)	1587,8
165	C. FALLA (20-100% Profundidad)	2165,2	165	C. FALLA (20-100% Profundidad)	2165,2	165	C. FALLA (20-100% Profundidad)	2165,2

Fuente: Elaboración propia a partir de información de programación diaria. (Programa Diario Generación | CEN, 2020)

ANEXO 4: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE GENERADORES, COSTOS, FACTORES DE PÉRDIDAS Y DEMANDA

4.5. Factores de Pérdidas Sub-Sistema Norte Ex - SING.

Tabla 4.4 Factores de Pérdidas Horario Subsistema Norte Ex – SING.

BarNum	BarNom	HoraH																								FP INFERIOR	FP SUPERIOR
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
1	AltoNorte10	1.128	1.137	1.139	1.136	1.137	1.136	1.126	1.101	1.047	0.997	0.974	0.972	0.970	0.958	0.948	0.954	0.948	0.969	1.026	1.081	1.099	1.104	1.107	1.101	0.948	1.139
2	Andes220	1.1377	1.144	1.144	1.142	1.142	1.142	1.136	1.113	1.059	1.005	0.983	0.979	0.975	0.963	0.954	0.959	0.954	0.975	1.034	1.093	1.110	1.115	1.117	1.113	0.954	1.144
3	Andes345	1.1377	1.144	1.144	1.142	1.142	1.142	1.136	1.113	1.059	1.005	0.983	0.979	0.975	0.963	0.954	0.959	0.954	0.975	1.034	1.093	1.110	1.115	1.117	1.113	0.954	1.144
4	Angamos220	1.074	1.080	1.079	1.077	1.078	1.079	1.073	1.053	1.006	0.956	0.935	0.930	0.926	0.916	0.907	0.911	0.907	0.926	0.980	1.033	1.048	1.051	1.054	1.050	0.907	1.080
5	Antofagasta110	1.100	1.110	1.112	1.110	1.110	1.110	1.097	1.073	1.020	0.972	0.951	0.951	0.951	0.939	0.929	0.935	0.929	0.949	1.004	1.057	1.074	1.078	1.079	1.073	0.929	1.112
6	Atacama220_BP1	1.101	1.106	1.105	1.103	1.103	1.104	1.099	1.080	1.031	0.981	0.959	0.955	0.952	0.942	0.933	0.937	0.933	0.952	1.008	1.064	1.079	1.082	1.084	1.078	0.933	1.106
7	Barriles220	1.160	1.165	1.164	1.160	1.160	1.159	1.152	1.117	1.042	0.964	0.938	0.933	0.924	0.904	0.890	0.900	0.893	0.921	1.006	1.096	1.126	1.135	1.138	1.132	0.890	1.165
8	Capricornio110	1.098	1.107	1.109	1.107	1.107	1.107	1.096	1.072	1.018	0.967	0.944	0.942	0.941	0.928	0.919	0.924	0.918	0.939	0.996	1.051	1.070	1.074	1.077	1.072	0.918	1.109
9	Capricornio220	1.098	1.107	1.109	1.107	1.107	1.107	1.096	1.072	1.018	0.967	0.944	0.942	0.941	0.928	0.919	0.924	0.918	0.939	0.996	1.051	1.070	1.074	1.077	1.072	0.918	1.109
10	Chacaya220	1.081	1.091	1.094	1.092	1.092	1.091	1.079	1.054	1.000	0.952	0.929	0.928	0.928	0.916	0.906	0.912	0.906	0.926	0.981	1.034	1.052	1.057	1.060	1.054	0.906	1.094
11	Chuquicamata100	1.190	1.194	1.193	1.190	1.188	1.188	1.181	1.146	1.067	0.987	0.962	0.956	0.945	0.923	0.908	0.918	0.911	0.940	1.029	1.122	1.154	1.164	1.169	1.162	0.908	1.194
12	Chuquicamata220	1.185	1.189	1.188	1.185	1.184	1.184	1.176	1.141	1.063	0.983	0.957	0.951	0.941	0.919	0.904	0.913	0.907	0.936	1.025	1.117	1.149	1.159	1.164	1.157	0.904	1.189
13	Cochrane220	1.130	1.135	1.134	1.131	1.130	1.130	1.122	1.088	1.012	0.934	0.908	0.903	0.894	0.874	0.860	0.874	0.864	0.891	0.976	1.066	1.096	1.105	1.108	1.102	0.860	1.135
14	Colahuasi220	1.214	1.218	1.217	1.213	1.212	1.212	1.205	1.167	1.089	1.008	0.980	0.974	0.965	0.945	0.931	0.941	0.934	0.963	1.053	1.148	1.180	1.188	1.190	1.183	0.931	1.218
15	Conchi220	1.181	1.186	1.185	1.182	1.181	1.181	1.173	1.136	1.060	0.978	0.956	0.951	0.942	0.922	0.908	0.918	0.914	0.942	1.025	1.115	1.145	1.153	1.157	1.151	0.908	1.186
16	Condores220	1.225	1.226	1.223	1.219	1.217	1.218	1.215	1.180	1.102	1.022	0.995	0.989	0.980	0.960	0.946	0.955	0.949	0.977	1.071	1.173	1.205	1.211	1.211	1.201	0.946	1.226
17	Cruceiro220	1.166	1.171	1.170	1.167	1.166	1.166	1.158	1.124	1.048	0.970	0.945	0.939	0.930	0.911	0.896	0.906	0.899	0.927	1.013	1.102	1.133	1.141	1.145	1.138	0.896	1.171
18	DAraca066	1.218	1.222	1.221	1.217	1.216	1.216	1.210	1.173	1.090	1.003	0.973	0.966	0.956	0.937	0.923	0.932	0.926	0.957	1.053	1.155	1.187	1.195	1.197	1.189	0.923	1.222
19	Desslant110	1.099	1.109	1.112	1.109	1.110	1.109	1.097	1.072	1.019	0.971	0.950	0.950	0.950	0.938	0.928	0.934	0.927	0.948	1.002	1.055	1.073	1.077	1.078	1.072	0.927	1.112
20	Domeyko220	1.149	1.156	1.156	1.153	1.154	1.154	1.148	1.125	1.073	1.021	0.999	0.994	0.991	0.979	0.971	0.975	0.971	0.991	1.049	1.106	1.123	1.127	1.129	1.125	0.971	1.156
21	ElCobre220	1.107	1.113	1.113	1.111	1.111	1.111	1.104	1.080	1.026	0.970	0.948	0.944	0.940	0.927	0.918	0.923	0.918	0.939	1.000	1.060	1.078	1.083	1.086	1.081	0.918	1.113
22	ElLoa220	1.167	1.172	1.171	1.168	1.167	1.167	1.159	1.124	1.049	0.971	0.945	0.939	0.931	0.911	0.897	0.906	0.900	0.928	1.013	1.103	1.133	1.142	1.145	1.139	0.897	1.172
23	ElNegro110	1.123	1.132	1.134	1.132	1.132	1.132	1.121	1.097	1.043	0.992	0.970	0.967	0.966	0.953	0.944	0.950	0.944	0.964	1.021	1.077	1.095	1.100	1.103	1.097	0.944	1.134
24	ElPeñon110	1.073	1.071	1.066	1.065	1.067	1.069	1.072	1.073	1.062	1.045	1.039	1.034	1.031	1.029	1.024	1.022	1.018	1.022	1.038	1.060	1.070	1.070	1.066	1.064	1.018	1.073
25	ElTesoro220	1.141	1.147	1.147	1.144	1.144	1.144	1.137	1.109	1.047	0.984	0.960	0.956	0.950	0.935	0.924	0.931	0.925	0.949	1.018	1.088	1.111	1.117	1.120	1.115	0.924	1.147
26	Esmeralda110	1.118	1.121	1.118	1.116	1.116	1.117	1.113	1.095	1.042	0.988	0.965	0.961	0.958	0.948	0.940	0.943	0.939	0.959	1.022	1.086	1.102	1.104	1.105	1.097	0.939	1.121
27	Esmeralda220	1.118	1.121	1.118	1.116	1.116	1.117	1.113	1.095	1.042	0.988	0.965	0.961	0.958	0.948	0.940	0.943	0.939	0.959	1.022	1.086	1.102	1.104	1.105	1.097	0.939	1.121
28	Esperanza220	1.136	1.143	1.143	1.140	1.140	1.140	1.132	1.106	1.046	0.984	0.961	0.957	0.951	0.937	0.926	0.933	0.927	0.950	1.017	1.085	1.107	1.112	1.115	1.110	0.926	1.143
29	Kaparru220_BP1	1.077	1.083	1.082	1.080	1.081	1.081	1.076	1.056	1.009	0.959	0.938	0.933	0.929	0.918	0.910	0.914	0.910	0.928	0.982	1.036	1.050	1.054	1.057	1.053	0.910	1.083
30	Labeirino220	1.106	1.113	1.113	1.111	1.111	1.111	1.104	1.080	1.026	0.971	0.948	0.944	0.940	0.927	0.918	0.923	0.918	0.939	1.000	1.060	1.078	1.083	1.086	1.081	0.918	1.113
31	LaCruz220	1.165	1.170	1.169	1.166	1.165	1.165	1.157	1.123	1.047	0.969	0.944	0.938	0.929	0.910	0.895	0.905	0.898	0.926	1.012	1.101	1.132	1.140	1.144	1.137	0.895	1.170
32	Lagunas220	1.204	1.208	1.206	1.202	1.201	1.202	1.195	1.159	1.079	0.996	0.968	0.961	0.952	0.932	0.918	0.928	0.922	0.951	1.043	1.141	1.173	1.181	1.183	1.176	0.918	1.208
33	LaNegra110	1.126	1.135	1.137	1.135	1.135	1.135	1.124	1.100	1.046	0.995	0.973	0.971	0.969	0.957	0.947	0.953	0.947	0.968	1.024	1.080	1.098	1.103	1.106	1.100	0.947	1.137
34	LosChangos220	1.072	1.078	1.077	1.075	1.076	1.077	1.071	1.052	1.006	0.957	0.936	0.932	0.927	0.917	0.909	0.912	0.908	0.927	0.979	1.032	1.046	1.050	1.052	1.048	0.908	1.078
35	LosChangos500	1.072	1.077	1.076	1.074	1.075	1.076	1.071	1.052	1.006	0.958	0.937	0.932	0.928	0.917	0.909	0.913	0.909	0.927	0.980	1.032	1.046	1.049	1.052	1.048	0.909	1.077
36	Marias220	1.101	1.109	1.111	1.108	1.109	1.108	1.098	1.074	1.020	0.968	0.946	0.943	0.942	0.929	0.920	0.925	0.919	0.940	0.997	1.054	1.072	1.077	1.080	1.074	0.919	1.111
37	MariaElena220	1.167	1.172	1.171	1.168	1.167	1.167	1.159	1.124	1.048	0.970	0.944	0.939	0.930	0.910	0.896	0.906	0.899	0.927	1.013	1.103	1.133	1.142	1.145	1.139	0.896	1.172
38	Mejillones110	1.081	1.091	1.094	1.092	1.092	1.091	1.079	1.055	1.001	0.952	0.929	0.929	0.929	0.916	0.907	0.912	0.906	0.927	0.981	1.034	1.052	1.057	1.060	1.054	0.906	1.094
39	Mejillones220	1.081	1.091	1.094	1.092	1.092	1.091	1.079	1.055	1.001	0.952	0.929	0.929	0.929	0.916	0.907	0.912	0.906	0.927	0.981	1.034	1.052	1.057	1.060	1.054	0.906	1.094
40	Miraje220	1.168	1.173	1.172	1.169	1.168	1.168	1.160	1.125	1.049	0.970	0.945	0.939	0.930	0.910	0.896	0.906	0.899	0.927	1.013	1.103	1.134	1.143	1.146	1.140	0.896	1.173
41	Norgener220	1.157	1.162	1.162	1.158	1.157	1.157	1.150	1.115	1.040	0.962	0.936	0.930	0.922	0.902	0.888	0.897	0.891	0.918	1.004	1.094	1.124	1.133	1.136	1.130	0.888	1.162
42	NvaVictoria220	1.201	1.205	1.203	1.200	1.199	1.199	1.192	1.156	1.077	0.994	0.966	0.960	0.950	0.931	0.917	0.926	0.920	0.949	1.041	1.138	1.170	1.178	1.180	1.173	0.917	1.205
43	NvaZaldivar220	1.141	1.147	1																							

4.6. Demanda del Sub-Sistema Ex - SING.

Tabla 4.5 Demanda del Sub-Sistema Ex - SING.

	Hora																								TOTAL
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Demanda Real Ex-SING (MW) $P_{DTS}(t)$	2.535,8	2.534,4	2.606,2	2.600,5	2.574,5	2.542,8	2.528,7	2.321,7	2.401,5	2.583,3	2.412,8	2.425,4	2.555,3	2.509,2	2.572,8	2.585,6	2.729,4	2.675,6	2.724,4	2.651,1	2.685,6	2.595,6	2.684,0	2.641,4	61.677,4
Datos Barra Infinita S/E LOS CHANGOS																									
- Transferencia Barra Infinita ⁽¹⁾ (MW) $P_{B-INF}(t)$	-255,0	-228,1	-264,1	-289,5	-287,7	-240,2	-182,2	64,7	186,6	138,0	271,1	401,3	399,0	440,9	439,2	422,4	272,9	174,3	39,3	-23,7	-91,4	-45,5	-111,5	-101,8	1.129,0
Demanda Total Neta Ex - SING	2.280,8	2.306,3	2.342,1	2.311,0	2.286,8	2.302,7	2.346,5	2.386,5	2.588,0	2.721,3	2.683,8	2.826,7	2.954,3	2.950,1	3.012,0	3.007,9	3.002,2	2.849,8	2.763,7	2.627,4	2.594,3	2.550,1	2.572,5	2.539,6	62.806,4
Total $P_{ERNC}(t)$	17,0	9,5	8,8	8,7	9,1	13,4	21,6	22,5	226,5	584,0	675,1	682,6	699,7	718,1	789,0	825,5	842,8	812,4	610,2	191,6	98,9	22,0	15,3	14,8	7.918,9
Total Generación INFLEX(t)	172,2	174,8	177,7	179,2	179,8	176,0	178,9	179,3	172,9	178,2	186,3	179,7	179,4	181,9	181,2	173,4	176,1	195,7	289,5	322,2	310,8	305,3	311,3	311,7	5.073,5
Demanda Total Neta Ex - SING⁽²⁾ $P'_{DTS}(t)$	2.092	2.122	2.156	2.123	2.098	2.113	2.146	2.185	2.189	1.959	1.822	1.964	2.075	2.050	2.042	2.009	1.983	1.842	1.864	2.114	2.185	2.223	2.246	2.213	49.814

(1) Cuando tiene signo (+) significa que la potencia está saliendo de la barra, es decir está inyectando al resto del sistema eléctrico nacional. Viceversa, cuando tiene signo (-) implica que la barra infinita está inyectando al ex sistema SING o de otra forma el SING está recibiendo del SEN.

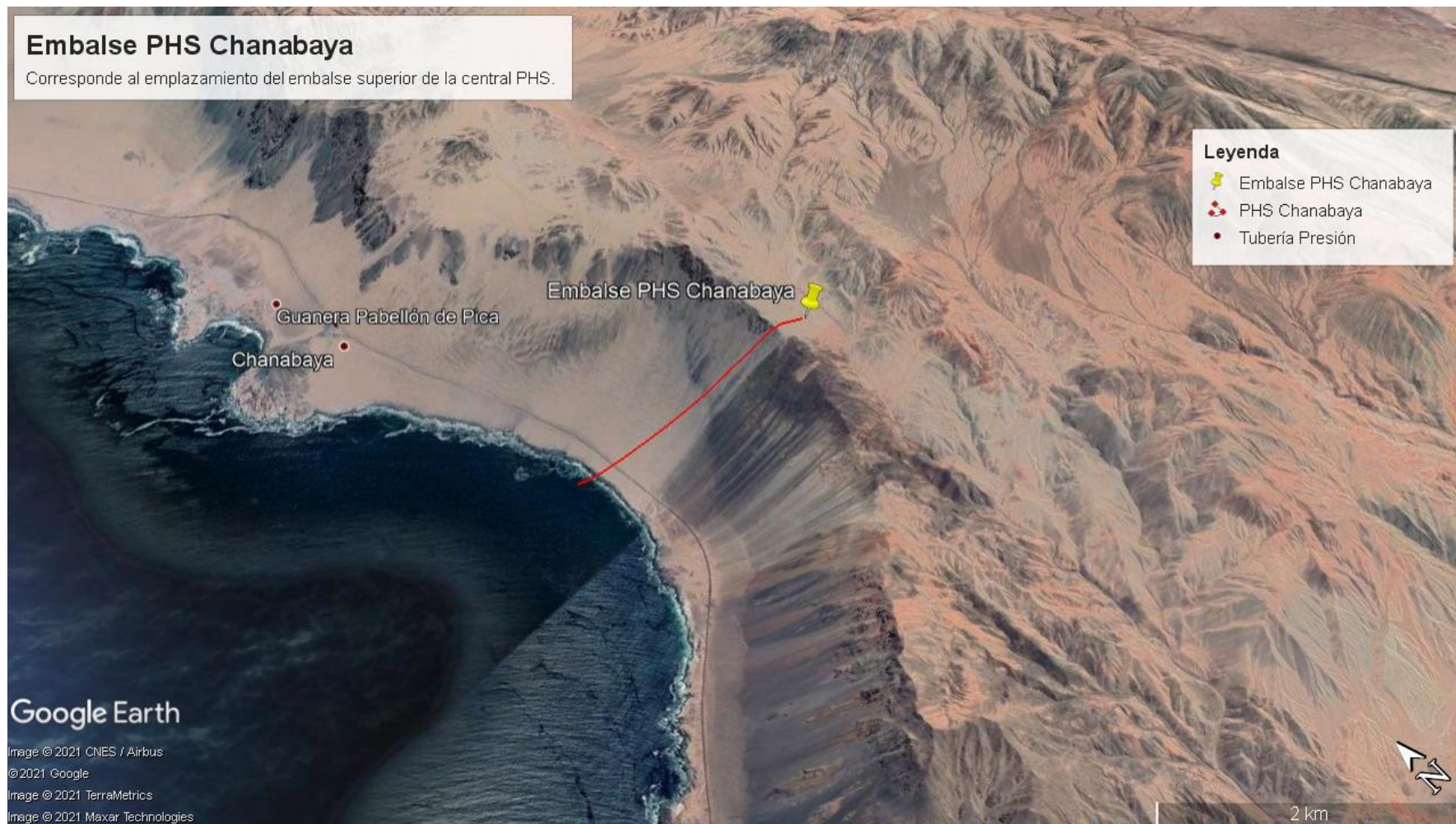
(2) La demanda total del Ex-SING, corresponde a la suma de la demanda total + la potencia de transferencia de la barra infinita, menos potencia de ERNC. El Despacho de Carga de corto plazo determinará la asignación de potencia horaria a las unidades de menor a mayor costo de generación. Potencia térmica demandada.

ANEXO 5
EMPLAZAMIENTO CENTRAL PHS
SIMULADO EN GOOGLE EARTH

5. Emplazamiento de la Central PHS Simulado en Google Earth

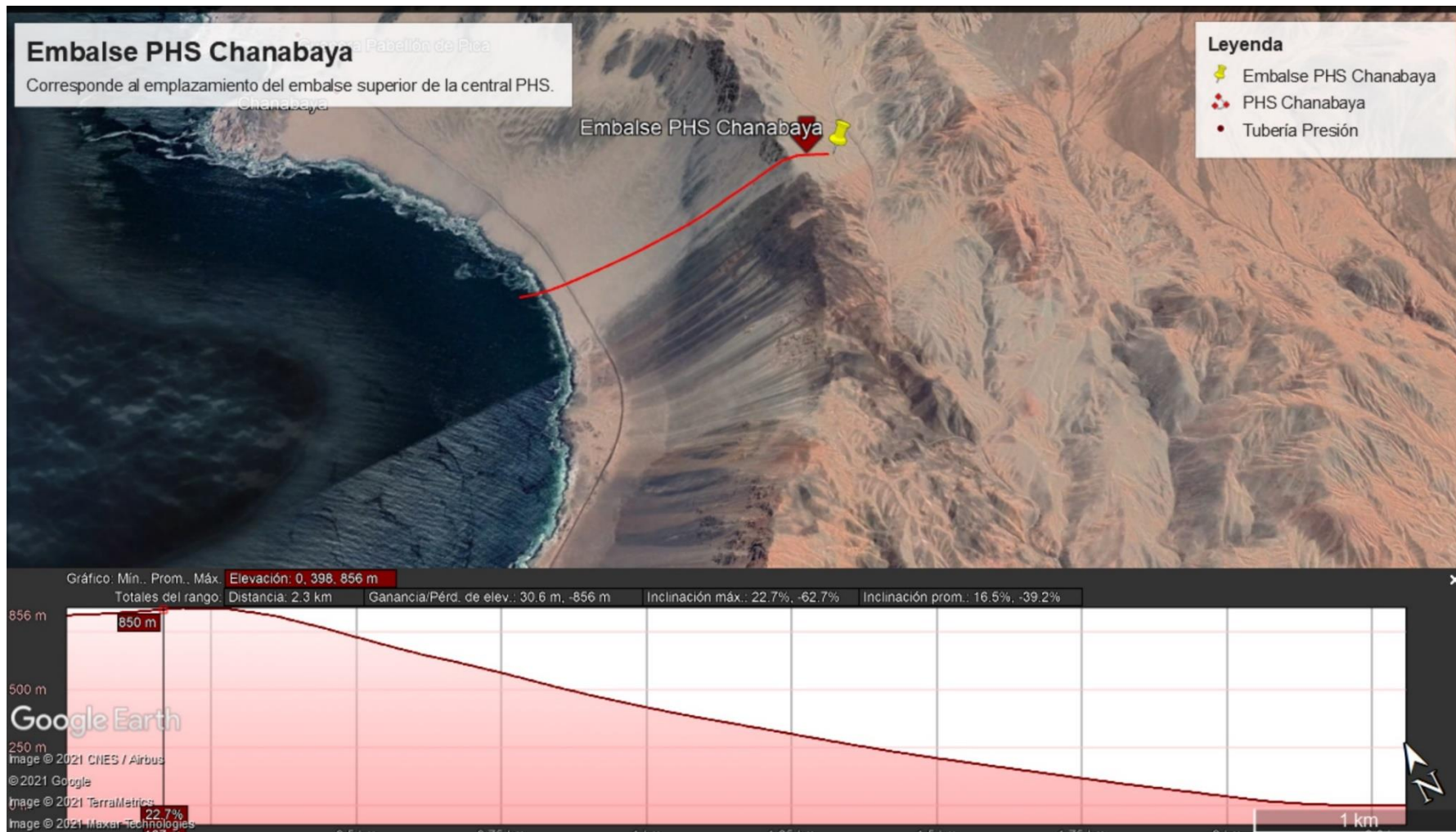
Se ha definido que el emplazamiento de la central PHS, será en el sector sur de la ciudad de Iquique, cuya extensión de probabilidad de instalación es de 140 km aproximadamente, ya que el farellón costero permite efectivamente este emplazamiento, dadas sus características tanto geográfica desértica, e inexistencia de habitabilidad humana y menos animal, nos permite pensar en la viabilidad de emplazamiento, además porque como se ha señalado, la propiedad de estos terrenos son del Estado de Chile.

Figura 5.1 Emplazamiento de la central PHS en la zona costera de CHANABAYA.



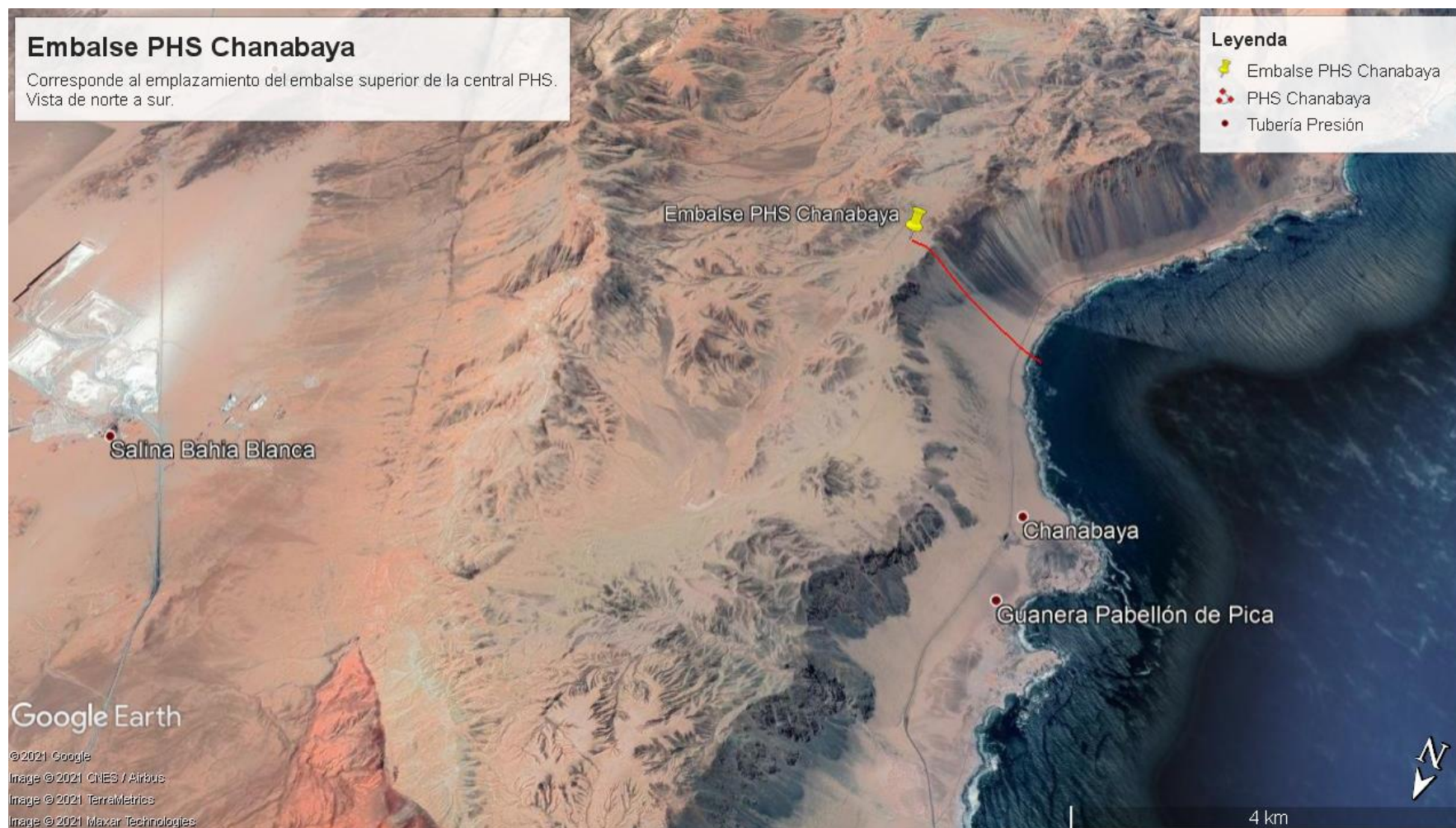
Fuente: Elaboración propia en Google Earth Pro.

Figura 5.2 Emplazamiento de la central PHS en la zona costera de CHANABAYA y curvas de nivel.



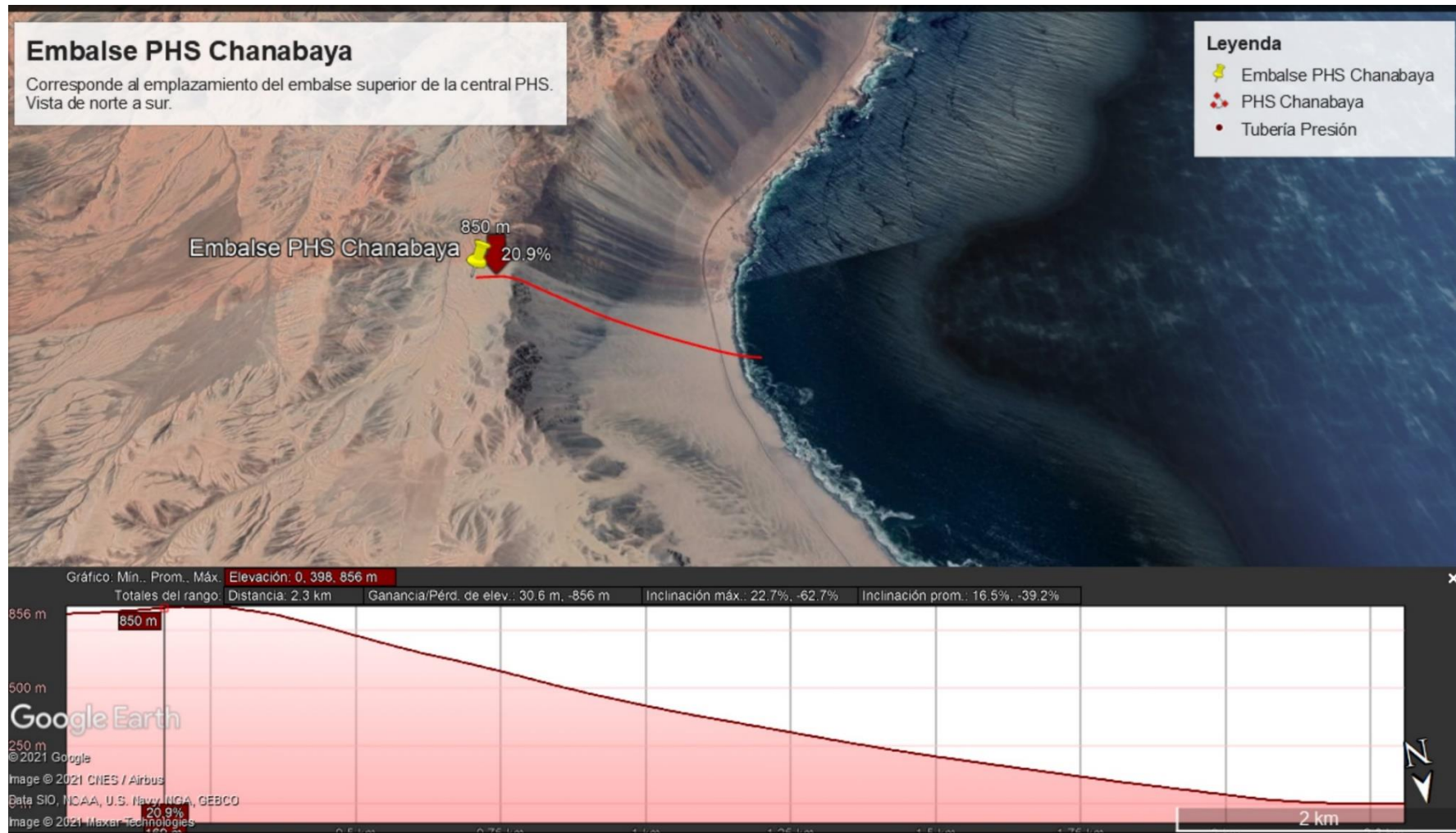
Fuente: Elaboración propia en Google Earth Pro.

Figura 5.3 Emplazamiento de la central PHS en la zona costera de CHANABAYA, vista desde el norte.



Fuente: Elaboración propia en Google Earth Pro.

Figura 5.4 Emplazamiento de la central PHS en la zona costera de CHANABAYA y curvas de nivel. Vista desde el norte.



Fuente: Elaboración propia en Google Earth Pro.

ANEXO 6
INGRESO DATOS PARA LA SIMULACIÓN
PLEM con IBM ILOG CPLEX

6. Ingreso de Datos para la Simulación

A continuación, se presenta en formato de tablas los datos utilizados en la simulación del modelo.

6.1. Cálculo de los Costos de Inversión

Los costos de inversión fueron calculados a partir de la información publicada por la Comisión Nacional de Energía, que dice relación con el “Informe de Costos de Tecnologías de Generación”, publicado por Resolución Exenta RE N°100 de fecha 27 de marzo de 2020.

Tabla 6.1 Resumen Cálculo LCOE (Levelized Cost of Energy).

Potencia PHS	100 MW	300 MW	1.400 MW	1.400 MW
Tiempo Generación Plena Carga	11 hrs	11 hrs	11 hrs	24 hrs
Inversión Central Solar FV - Bombeo	151,10 MMUS\$	487,57 MMUS\$	2.387,65 MMUS\$	3.555,49 MMUS\$
Inversión Central PHS	264,36 MMUS\$	687,34 MMUS\$	3.115,04 MMUS\$	3.115,04 MMUS\$
Factor de Disponibilidad (355 días/año)	0,973	0,973	0,973	0,973
Energía Eléctrica Bombeada	1.637 MWh	5.561 MWh	28.746 MWh	45.324 MWh
Energía Eléctrica Generada PHS	1.100 MWh	3.300 MWh	15.400 MWh	33.600 MWh
Inversión Central PHS (Inversión a 30 años)	USD 264.360.000	USD 687.336.000	USD 3.115.042.000	USD 3.115.042.000
PHS = Inv + O&M + RRHH + Financieros (Actualizado)	USD 330.314.001	USD 832.040.054	USD 3.703.994.618	USD 3.703.994.618
Inversión Central FV (Inversión a 22 años)	USD 151.097.072	USD 487.569.928	USD 2.387.652.778	USD 3.555.485.917
Solar FV = Inv + O&M + RRHH + Financieros (Actualizado)	USD 182.996.792	USD 568.347.600	USD 2.754.222.633	USD 4.043.809.927
Inversión Total (Recuperación Inv. a 20 años)	USD 415.457.072	USD 1.174.905.928	USD 5.502.694.778	USD 6.670.527.917
Vida Útil Proyecto Solar FV	22 años	22 años	22 años	22 años
Vida Útil Proyecto PHS	30 años	30 años	30 años	30 años
Costo Variable Generación PHS (LCOE)	28,184 USD/MWh	23,665 USD/MWh	22,575 USD/MWh	10,657 USD/MWh
Costo FV - Bombeo (LCOE)	14,306 USD/MWh	13,080 USD/MWh	12,263 USD/MWh	11,419 USD/MWh
Costo de Almacenamiento PHS (PPA con FV)	14,735 USD/MWh	13,473 USD/MWh	12,631 USD/MWh	11,762 USD/MWh

Fuente: Elaboración propia. (Consolidado | CEN, 2020) y (Resultados Simulación PHS, 2022).

6.2. Ingreso de Costos Variables de Generación y Datos Técnicos del Parque Generador Sujeto a Simulación

Los costos Variables de Generación de las unidades generadoras disponibles para el día de simulación elegido (23 de marzo de 2020), y todos los parámetros técnicos y económicos asociados, son publicados en la página web del Coordinador Eléctrico Nacional (Programa Diario Generación | CEN, 2020), cuyos parámetros son los siguientes:

Tabla 6.2 Ingreso Costos Variables de Generación y Datos Técnicos del Parque Generador para Simulación, del día 23 de marzo de 2020.

N°	Unidad	Kj1	Kj2	Kj3	Pj ^{min}	Pj ^{max}	Pj ^{CPF}	REp(j)	K _{MT(j)}	Pj ^{prog}	B _j ⁹⁰	InFlex ₉₀	Tp	Cfp ^F	Tp ^F	Cfp ^T	Tp ^T	Cfp ^C	Tp ^C	Cfd
		Bloque 1 00-08:00 hrs	Bloque 2 00-08-18:00 hrs	Bloque 3 18:00-24:00 hrs	Pot. Mín. Téc.	Pot. Máx Neta	Pot. Mín. Téc. CPF	Res. en Giro CPF	CMed Min Téc.	Pot. Prog.	Enc. /Apag.	INFLEX (Si/No)	Tiempo Partida	Partida Fría		Partida Tibia		Partida Caliente		Costo Detención
		(USD/MWh)	(USD/MWh)	(USD/MWh)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(USD/MWh)	(MW)	1/0	1/0	(horas)	(USD)	(horas)	(USD)	(horas)	(USD)	(horas)	(USD)
1	AGUASBLANCAS-AGB_DIESEL	124,89	143,77	129,36	1,83	1,83	1,83	0,0	139,65	1,83			0,0	0	-	-	-	-	-	0
2	ANDINA-CTA_CAR	32,86	38,30	34,28	70,00	160,80	75,00	5,0	42,98	155,80	1		19,0	81.964	> 48	34.174	8 a 48	11.693	< 8	8.903
3	ANGAMOS-ANG1_CAR	25,71	29,63	26,66	80,00	248,58	87,00	7,0	34,05	241,58	1		10,0	32.355	> 96	22.332	8 a 96	13.925	< 8	7.551
4	ANGAMOS-ANG2_CAR	25,70	29,62	26,65	80,00	252,98	87,00	7,0	34,05	245,98	1		10,0	32.355	> 96	22.332	8 a 96	13.925	< 8	7.551
5	ARICA-GMAR_DIESEL	116,52	146,09	121,43	6,49	6,52	6,49	0,0	141,17	6,52			0,1	24	-	-	-	-	-	4
6	ARICA-M1AR_DIESEL	115,94	145,36	120,82	2,30	2,48	2,30	0,0	140,46	2,48			0,3	12	-	-	-	-	-	2
7	ARICA-M2AR_DIESEL	114,80	143,93	119,64	2,26	2,12	2,26	0,0	139,09	2,12			0,3	17	-	-	-	-	-	2
8	ATACAMA-1TG1A_TG1A_DIESEL	170,72	196,21	176,20	25,00	113,58	63,00	38,0	274,48	75,58			1,3	2.193	-	-	-	-	-	1.600
9	ATACAMA-1TG1A_TG1A_GNL_A	127,52	146,55	131,61	25,00	110,15	63,00	38,0	231,96	72,15			1,3	1.567	-	-	-	-	-	1.204
10	ATACAMA-1TG1A_TG1A_GNL_B	108,28	124,44	111,75	25,00	110,15	63,00	38,0	189,91	72,15			1,3	1.333	-	-	-	-	-	1.025
11	ATACAMA-1TG1A_TG1A_GNL_C	92,70	106,54	95,67	25,00	110,15	63,00	38,0	155,86	72,15			1,3	933	-	-	-	-	-	718
12	ATACAMA-1TG1A_TG1A_GNL_D	123,88	142,38	127,86	25,00	110,15	63,00	38,0	224,02	72,15			1,3	1.501	-	-	-	-	-	1.153
13	ATACAMA-1TG1A_TG1A_GNL_E	121,28	139,38	125,17	25,00	110,15	63,00	38,0	218,32	72,15			1,3	1.454	-	-	-	-	-	1.117
14	ATACAMA-1TG1A_TG1A_GNL_INFLEX	0,00	0,00	0,00	25,00	110,15	63,00	38,0	0,00	72,15		1	1,3	28	-	-	-	-	-	27
15	ATACAMA-1TG1A_TG1A+0.5TV1_DIESEL	95,58	109,85	98,65	55,05	171,08	63,00	8,0	116,42	163,13			3,1	20.362	> 60	20.362	14 a 60	13.699	< 14	3.476
16	ATACAMA-1TG1A_TG1A+0.5TV1_GNL_A	60,59	69,63	62,53	25,00	181,23	93,05	68,1	81,79	113,18			3,1	13.900	> 60	13.900	14 a 60	6.044	< 14	1.628
17	ATACAMA-1TG1A_TG1A+0.5TV1_GNL_B	47,69	54,81	49,22	25,00	181,23	93,05	68,1	64,16	113,18			3,1	11.932	> 60	11.932	14 a 60	5.196	< 14	1.419
18	ATACAMA-1TG1A_TG1A+0.5TV1_GNL_C	37,25	42,81	38,44	25,00	181,23	93,05	68,1	49,87	113,18			3,1	8.562	> 60	8.562	14 a 60	3.746	< 14	1.061
19	ATACAMA-1TG1A_TG1A+0.5TV1_GNL_D	58,15	66,83	60,02	25,00	181,23	93,05	68,1	78,46	113,18			3,1	13.343	> 60	13.343	14 a 60	5.804	< 14	1.569
20	ATACAMA-1TG1A_TG1A+0.5TV1_GNL_E	56,40	64,82	58,21	25,00	181,23	93,05	68,1	76,07	113,18			3,1	12.943	> 60	12.943	14 a 60	5.632	< 14	1.526
21	ATACAMA-1TG1A_TG1A+0.5TV1_GNL_INFLEX	0,00	0,00	0,00	25,00	181,23	93,05	68,1	0,00	113,18		1	3,1	955	> 60	955	14 a 60	470	< 14	253
22	ATACAMA-1TG1AB_TG1A+TG1B+TV1_DIESEL	91,29	104,92	94,22	110,10	370,46	126,00	15,9	122,75	354,56			3,5	33.561	> 60	33.561	14 a 60	26.899	< 14	7.975

ANEXO 6: INGRESO DE DATOS PARA LA SIMULACIÓN

23	ATACAMA-1TG1AB_TG1A+TG1B+TV1_GNL_A	57,86	66,50	59,72	110,10	343,28	126,00	15,9	64,10	327,38			3,5	15.468	-	-	-	-	-	2.832
24	ATACAMA-1TG1AB_TG1A+TG1B+TV1_GNL_B	45,59	52,39	47,05	110,10	343,28	126,00	15,9	50,50	327,38			3,5	13.266	-	-	-	-	-	2.444
25	ATACAMA-1TG1AB_TG1A+TG1B+TV1_GNL_C	35,65	40,97	36,79	110,10	343,28	126,00	15,9	39,48	327,38			3,5	9.495	-	-	-	-	-	1.779
26	ATACAMA-1TG1AB_TG1A+TG1B+TV1_GNL_D	55,55	63,84	57,33	110,10	343,28	126,00	15,9	61,53	327,38			3,5	14.844	-	-	-	-	-	2.722
27	ATACAMA-1TG1AB_TG1A+TG1B+TV1_GNL_E	53,88	61,92	55,61	110,10	343,28	126,00	15,9	59,69	327,38			3,5	14.397	-	-	-	-	-	2.643
28	ATACAMA-1TG1AB_TG1A+TG1B+TV1_GNL_INFLEX	0,00	0,00	0,00	110,10	343,28	126,00	15,9	0,00	327,38		1	3,5	983	-	-	-	-	-	279
29	ATACAMA-1TG1B_TG1B_DIESEL	174,58	200,64	180,18	25,00	114,70	63,00	38,0	311,34	76,70			1,3	2.193	-	-	-	-	-	1.600
30	ATACAMA-1TG1B_TG1B_GNL_A	132,68	152,49	136,94	25,00	114,70	63,00	38,0	265,54	76,70			1,3	1.567	-	-	-	-	-	1.204
31	ATACAMA-1TG1B_TG1B_GNL_B	112,27	129,03	115,87	25,00	114,70	63,00	38,0	215,83	76,70			1,3	1.333	-	-	-	-	-	1.025
32	ATACAMA-1TG1B_TG1B_GNL_C	95,74	110,03	98,81	25,00	114,70	63,00	38,0	175,59	76,70			1,3	933	-	-	-	-	-	718
33	ATACAMA-1TG1B_TG1B_GNL_D	128,83	148,06	132,96	25,00	114,70	63,00	38,0	256,15	76,70			1,3	1.501	-	-	-	-	-	1.153
34	ATACAMA-1TG1B_TG1B_GNL_E	126,06	144,88	130,10	25,00	114,70	63,00	38,0	249,41	76,70			1,3	1.454	-	-	-	-	-	1.117
35	ATACAMA-1TG1B_TG1B_GNL_INFLEX	0,00	0,00	0,00	25,00	114,70	63,00	38,0	0,00	76,70		1	1,3	28	-	-	-	-	-	27
36	ATACAMA-1TG1B_TG1B+0.5TV1_DIESEL	95,27	109,49	98,32	55,05	172,20	63,00	8,0	116,24	164,25			3,1	20.362	> 60	20.362	14 a 60	13.699	< 14	3.476
37	ATACAMA-1TG1B_TG1B+0.5TV1_GNL_A	61,03	70,14	62,99	55,05	172,20	63,00	8,0	86,27	164,25			3,1	13.900	> 60	13.900	14 a 60	6.044	< 14	1.628
38	ATACAMA-1TG1B_TG1B+0.5TV1_GNL_B	48,03	55,20	49,57	55,05	172,20	63,00	8,0	67,61	164,25			3,1	11.932	> 60	11.932	14 a 60	5.196	< 14	1.419
39	ATACAMA-1TG1B_TG1B+0.5TV1_GNL_C	37,51	43,11	38,71	55,05	172,20	63,00	8,0	52,51	164,25			3,1	8.562	> 60	8.562	14 a 60	3.746	< 14	1.061
40	ATACAMA-1TG1B_TG1B+0.5TV1_GNL_D	58,57	67,32	60,45	55,05	172,20	63,00	8,0	82,75	164,25			3,1	13.343	> 60	13.343	14 a 60	5.804	< 14	1.569
41	ATACAMA-1TG1B_TG1B+0.5TV1_GNL_E	56,81	65,29	58,63	55,05	172,20	63,00	8,0	80,22	164,25			3,1	12.943	> 60	12.943	14 a 60	5.632	< 14	1.526
42	ATACAMA-1TG1B_TG1B+0.5TV1_GNL_INFLEX	0,00	0,00	0,00	55,05	172,20	63,00	8,0	0,00	164,25		1	3,1	955	> 60	955	14 a 60	470	< 14	253
43	ATACAMA-2TG2A_TG2A_DIESEL	165,05	189,69	170,34	25,00	114,70	63,00	38,0	276,88	76,70			0,4	2.193	-	-	-	-	-	1.600
44	ATACAMA-2TG2A_TG2A_GNL_A	125,84	144,63	129,88	25,00	114,70	63,00	38,0	160,37	76,70			0,4	1.567	-	-	-	-	-	1.204
45	ATACAMA-2TG2A_TG2A_GNL_B	106,16	122,00	109,56	25,00	114,70	63,00	38,0	133,72	76,70			0,4	1.333	-	-	-	-	-	1.025
46	ATACAMA-2TG2A_TG2A_GNL_C	90,22	103,68	93,11	25,00	114,70	63,00	38,0	112,14	76,70			0,4	933	-	-	-	-	-	718
47	ATACAMA-2TG2A_TG2A_GNL_D	122,12	140,35	126,04	25,00	114,70	63,00	38,0	155,33	76,70			0,4	1.501	-	-	-	-	-	1.153
48	ATACAMA-2TG2A_TG2A_GNL_E	119,46	137,29	123,29	25,00	114,70	63,00	38,0	151,72	76,70			0,4	1.454	-	-	-	-	-	1.117
49	ATACAMA-2TG2A_TG2A_GNL_INFLEX	0,00	0,00	0,00	25,00	114,70	63,00	38,0	0,00	76,70		1	0,4	28	-	-	-	-	-	27
50	ATACAMA-2TG2A_TG2A+0.5TV2_DIESEL	94,10	108,15	97,12	55,05	171,91	63,00	8,0	119,04	163,96			3,1	20.362	> 60	20.362	14 a 60	13.699	< 14	3.476
51	ATACAMA-2TG2A_TG2A+0.5TV2_GNL_A	62,41	71,72	64,41	55,05	171,91	63,00	8,0	76,36	163,96			3,1	13.900	> 60	13.900	14 a 60	6.044	< 14	1.628

ANEXO 6: INGRESO DE DATOS PARA LA SIMULACIÓN

52	ATACAMA-2TG2A_TG2A+0.5TV2_GNL_B	49,10	56,42	50,67	55,05	171,91	63,00	8,0	59,96	163,96			3,1	11.932	> 60	11.932	14 a 60	5.196	< 14	1.419
53	ATACAMA-2TG2A_TG2A+0.5TV2_GNL_C	38,32	44,04	39,55	55,05	171,91	63,00	8,0	46,68	163,96			3,1	8.562	> 60	8.562	14 a 60	3.746	< 14	1.061
54	ATACAMA-2TG2A_TG2A+0.5TV2_GNL_D	59,89	68,83	61,81	55,05	171,91	63,00	8,0	73,26	163,96			3,1	13.343	> 60	13.343	14 a 60	5.804	< 14	1.569
55	ATACAMA-2TG2A_TG2A+0.5TV2_GNL_E	58,09	66,76	59,95	55,05	171,91	63,00	8,0	71,04	163,96			3,1	12.943	> 60	12.943	14 a 60	5.632	< 14	1.526
56	ATACAMA-2TG2A_TG2A+0.5TV2_GNL_INFLEX	0,00	0,00	0,00	55,05	171,91	63,00	8,0	0,00	163,96		1	3,1	955	> 60	955	14 a 60	470	< 14	253
57	ATACAMA-2TG2AB_TG2A+TG2B+TV2_DIESEL	89,08	102,38	91,94	110,10	345,93	126,00	15,9	127,14	330,03			3,5	33.561	> 60	33.561	14 a 60	26.899	< 14	7.975
58	ATACAMA-2TG2AB_TG2A+TG2B+TV2_GNL_A	57,86	66,50	59,72	110,10	344,11	126,00	15,9	64,10	328,21			3,5	15.468	-	-	-	-	-	2.832
59	ATACAMA-2TG2AB_TG2A+TG2B+TV2_GNL_B	45,59	52,39	47,05	110,10	344,11	126,00	15,9	50,50	328,21			3,5	13.266	-	-	-	-	-	2.444
60	ATACAMA-2TG2AB_TG2A+TG2B+TV2_GNL_C	35,65	40,97	36,79	110,10	344,11	126,00	15,9	39,48	328,21			3,5	9.495	-	-	-	-	-	1.779
61	ATACAMA-2TG2AB_TG2A+TG2B+TV2_GNL_D	55,55	63,84	57,33	110,10	344,11	126,00	15,9	61,53	328,21			3,5	14.844	-	-	-	-	-	2.722
62	ATACAMA-2TG2AB_TG2A+TG2B+TV2_GNL_E	53,88	61,92	55,61	110,10	344,11	126,00	15,9	59,69	328,21			3,5	14.397	-	-	-	-	-	2.643
63	ATACAMA-2TG2AB_TG2A+TG2B+TV2_GNL_INFLEX	0,00	0,00	0,00	110,10	344,11	126,00	15,9	0,00	328,21		1	3,5	983	-	-	-	-	-	279
64	ATACAMA-2TG2B_TG2B_DIESEL	173,37	199,25	178,93	25,00	114,70	31,00	6,0	322,37	108,70			1,3	2.193	-	-	-	-	-	1.600
65	ATACAMA-2TG2B_TG2B_GNL_A	132,99	152,84	137,26	25,00	114,70	31,00	6,0	174,32	108,70			1,3	1.567	-	-	-	-	-	1.204
66	ATACAMA-2TG2B_TG2B_GNL_B	112,51	129,30	116,11	25,00	114,70	31,00	6,0	145,40	108,70			1,3	1.333	-	-	-	-	-	1.025
67	ATACAMA-2TG2B_TG2B_GNL_C	95,92	110,24	98,99	25,00	114,70	31,00	6,0	121,98	108,70			1,3	933	-	-	-	-	-	718
68	ATACAMA-2TG2B_TG2B_GNL_D	129,12	148,40	133,26	25,00	114,70	31,00	6,0	168,86	108,70			1,3	1.501	-	-	-	-	-	1.153
69	ATACAMA-2TG2B_TG2B_GNL_E	126,34	145,21	130,40	25,00	114,70	31,00	6,0	164,94	108,70			1,3	1.454	-	-	-	-	-	1.117
70	ATACAMA-2TG2B_TG2B_GNL_INFLEX	0,00	0,00	0,00	25,00	114,70	31,00	6,0	0,00	108,70		1	1,3	28	-	-	-	-	-	27
71	ATACAMA-2TG2B_TG2B+0.5TV2_DIESEL	93,94	107,96	96,95	55,05	172,20	63,00	8,0	122,46	164,25			3,1	20.362	> 60	20.362	14 a 60	13.699	< 14	3.476
72	ATACAMA-2TG2B_TG2B+0.5TV2_GNL_A	61,49	70,67	63,46	55,05	172,20	63,00	8,0	76,60	164,25			3,1	13.900	> 60	13.900	14 a 60	6.044	< 14	1.628
73	ATACAMA-2TG2B_TG2B+0.5TV2_GNL_B	48,39	55,61	49,94	55,05	172,20	63,00	8,0	60,15	164,25			3,1	11.932	> 60	11.932	14 a 60	5.196	< 14	1.419
74	ATACAMA-2TG2B_TG2B+0.5TV2_GNL_C	37,78	43,42	38,99	55,05	172,20	63,00	8,0	46,82	164,25			3,1	8.562	> 60	8.562	14 a 60	3.746	< 14	1.061
75	ATACAMA-2TG2B_TG2B+0.5TV2_GNL_D	59,02	67,83	60,91	55,05	172,20	63,00	8,0	73,49	164,25			3,1	13.343	> 60	13.343	14 a 60	5.804	< 14	1.569
76	ATACAMA-2TG2B_TG2B+0.5TV2_GNL_E	57,24	65,79	59,08	55,05	172,20	63,00	8,0	71,26	164,25			3,1	12.943	> 60	12.943	14 a 60	5.632	< 14	1.526
77	ATACAMA-2TG2B_TG2B+0.5TV2_GNL_INFLEX	0,00	0,00	0,00	55,05	172,20	63,00	8,0	0,00	164,25		1	3,1	955	> 60	955	14 a 60	470	< 14	253
78	CERROPABELLON-G1A_GEO	0,97	1,20	1,01	4,30	17,50	4,30	0,0	1,14	17,50	1		9,6	106	> 24	-	-	72	< 24	127
79	CERROPABELLON-G2A_GEO	0,97	1,20	1,01	3,30	17,50	3,30	0,0	1,14	17,50	1		9,6	106	> 24	-	-	72	< 24	127
80	COCHRANE-CCH1_CAR	27,41	34,20	28,66	85,00	244,86	90,00	5,0	38,14	239,86	1		12,5	34.556	> 96	17.597	8 a 96	13.131	< 8	4.687

ANEXO 6: INGRESO DE DATOS PARA LA SIMULACIÓN

81	COCHRANE-CCH2_CAR	27,41	34,20	28,66	85,00	244,74	90,00	5,0	38,14	239,74	1		12,5	34.556	> 96	17.597	8 a 96	13.131	< 8	4.687
82	HORNITOS-CTH_CAR	32,89	38,33	34,31	70,00	161,34	75,00	5,0	41,23	156,34	1		19,0	82.032	> 48	34.227	8 a 48	11.811	< 8	9.004
83	INACAL_DIESEL	115,55	134,10	120,18	1,44	5,90	1,40	0,0	144,18	5,94			3,8	0	-	-	-	-	-	0
84	KELAR-TG1_TG1_DIESEL	119,64	137,85	124,05	74,00	175,36	79,10	5,1	152,64	170,26			0,4	3.469	-	-	-	-	-	3.138
85	KELAR-TG1_TG1_GNL_A	86,43	99,58	89,62	74,00	175,36	79,10	5,1	121,67	170,26			0,4	1.342	-	-	-	-	-	1.776
86	KELAR-TG1_TG1_GNL_B	95,33	109,84	98,85	74,00	175,36	79,10	5,1	134,36	170,26			0,4	1.455	-	-	-	-	-	1.934
87	KELAR-TG1_TG1_GNL_C	100,82	116,17	104,54	74,00	175,36	79,10	5,1	142,18	170,26			0,4	1.482	-	-	-	-	-	1.973
88	KELAR-TG1_TG1_GNL_INFLEX (***)	0,00	0,00	0,00	74,00	175,36	79,10	5,1	0,00	170,26		1	0,4	177	-	-	-	-	-	137
89	KELAR-TG1_TG1+0.5TV_DIESEL	85,11	98,06	88,24	100,50	275,36	105,60	5,1	99,71	270,26			3,1	46.193	> 167	-	-	27.936	< 167	4.515
90	KELAR-TG1_TG1+0.5TV_GNL_A	58,76	67,71	60,93	100,50	275,36	105,60	5,1	74,28	270,26			3,1	33.537	> 167	-	-	23.254	< 167	3.754
91	KELAR-TG1_TG1+0.5TV_GNL_B	64,81	74,67	67,20	100,50	275,36	105,60	5,1	81,98	270,26			3,1	36.624	> 167	-	-	25.375	< 167	4.058
92	KELAR-TG1_TG1+0.5TV_GNL_C	68,54	78,97	71,07	100,50	275,36	105,60	5,1	86,73	270,26			3,1	37.389	> 167	-	-	25.900	< 167	4.134
93	KELAR-TG1_TG1+0.5TV_GNL_INFLEX (***)	0,00	0,00	0,00	100,50	275,36	105,60	5,1	0,00	270,26		1	3,1	1.488	> 167	-	-	1.249	< 167	594
94	KELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_DIESEL	79,96	92,13	82,91	201,00	550,72	211,20	10,2	92,30	540,52			3,1	102.392	> 167	-	-	79.748	< 167	14.441
95	KELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL_A	56,86	65,52	58,96	201,00	550,72	211,20	10,2	70,60	540,52			3,1	74.584	> 167	-	-	48.773	< 167	15.329
96	KELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL_B	62,85	72,42	65,17	201,00	550,72	211,20	10,2	78,07	540,52			3,1	81.520	> 167	-	-	53.287	< 167	16.724
97	KELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL_C	66,55	76,68	69,00	201,00	550,72	211,20	10,2	82,67	540,52			3,1	83.239	> 167	-	-	54.405	< 167	17.070
98	KELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL_INFLEX (****)	0,00	0,00	0,00	201,00	550,72	211,20	10,2	0,00	540,52		1	3,1	2.587	> 167	-	-	1.925	< 167	847
99	KELAR-TG2_TG2_DIESEL	119,64	137,85	124,05	74,00	175,36	79,10	5,1	152,64	170,26			0,4	3.469	-	-	-	-	-	3.138
100	KELAR-TG2_TG2_GNL_A	86,43	99,58	89,62	74,00	175,36	79,10	5,1	121,67	170,26			0,4	1.342	-	-	-	-	-	1.776
101	KELAR-TG2_TG2_GNL_B	95,33	109,84	98,85	74,00	175,36	79,10	5,1	134,36	170,26			0,4	1.455	-	-	-	-	-	1.934
102	KELAR-TG2_TG2_GNL_C	100,82	116,17	104,54	74,00	175,36	79,10	5,1	142,18	170,26			0,4	1.482	-	-	-	-	-	1.973
103	KELAR-TG2_TG2_GNL_INFLEX (****)	0,00	0,00	0,00	74,00	175,36	79,10	5,1	0,00	170,26		1	0,4	177	-	-	-	-	-	137
104	KELAR-TG2_TG2+0.5TV_DIESEL	85,11	98,06	88,24	100,50	275,36	105,60	5,1	99,71	270,26			3,1	46.193	> 167	-	-	27.936	< 167	4.515
105	KELAR-TG2_TG2+0.5TV_GNL_A	58,76	67,71	60,93	100,50	275,36	105,60	5,1	74,28	270,26			3,1	33.537	> 167	-	-	23.254	< 167	3.754
106	KELAR-TG2_TG2+0.5TV_GNL_B	64,81	74,67	67,20	100,50	275,36	105,60	5,1	81,98	270,26			3,1	36.624	> 167	-	-	25.375	< 167	4.058
107	KELAR-TG2_TG2+0.5TV_GNL_C	68,54	78,97	71,07	100,50	275,36	105,60	5,1	86,73	270,26			3,1	37.389	> 167	-	-	25.900	< 167	4.134
108	KELAR-TG2_TG2+0.5TV_GNL_INFLEX (****)	0,00	0,00	0,00	100,50	275,36	105,60	5,1	0,00	270,26		1	3,1	1.488	> 167	-	-	1.249	< 167	594
109	LAPORTADA-TECNET_DIESEL	125,99	145,59	129,29	0,75	2,95	0,75	0,0	140,39	2,95			0,2	2	-	-	-	-	-	1

ANEXO 6: INGRESO DE DATOS PARA LA SIMULACIÓN

110	MANTOSBLANCOS-MIMB_DIESEL	142,01	165,62	147,83	12,60	13,80	12,60	0,0	156,55	13,80			0,2	11	-	-	-	-	-	15
111	MEJILLONES-CTM1_CAR	46,21	53,85	48,20	60,00	146,51	65,00	5,0	56,14	141,51	1		14,0	29.979	> 96	18.034	24 a 96	7.673	< 24	1.899
112	MEJILLONES-CTM2_CAR	44,74	52,14	46,67	60,00	156,61	72,00	12,0	54,87	144,61	1		14,0	38.044	> 98	23.412	24 a 98	14.893	< 24	2.778
113	MEJILLONES-CTM3_TG1_DIESEL	133,86	153,83	138,74	60,00	146,51	65,00	5,0	245,94	141,51			1,5	7.177	-	-	-	-	-	7.177
114	MEJILLONES-CTM3_TG1_GN_A	65,01	74,71	67,38	60,00	156,61	72,00	12,0	113,97	144,61			0,7	1.246	-	-	-	-	-	493
115	MEJILLONES-CTM3_TG1_GNL_A	54,78	62,95	56,78	40,00	156,35	51,00	11,0	94,36	145,35			0,7	1.156	-	-	-	-	-	461
116	MEJILLONES-CTM3_TG1_GNL_B	96,45	110,83	99,96	40,00	156,35	51,00	11,0	174,23	145,35			0,7	2.116	-	-	-	-	-	796
117	MEJILLONES-CTM3_TG1_GNL_C	46,56	53,51	48,26	40,00	156,35	51,00	11,0	78,60	145,35			0,7	909	-	-	-	-	-	375
118	MEJILLONES-CTM3_TG1_GNL_INFLEX	0,00	0,00	0,00	40,00	156,35	51,00	11,0	0,00	145,35	1		0,7	191	-	-	-	-	-	126
119	MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_DIESEL	84,89	97,55	87,98	40,00	156,35	51,00	11,0	126,96	145,35			3,5	8.192	-	-	-	-	-	8.192
120	MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GN_A	38,05	43,72	39,43	40,00	156,35	51,00	11,0	55,62	145,35			2,9	9.572	> 175	5.367	< 175	5.367	< 175	1.149
121	MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_A	31,47	36,16	32,61	51,00	240,97	51,00	0,0	45,67	240,97			2,9	8.850	> 175	4.971	< 175	4.971	< 175	1.097
122	MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_B	58,28	66,97	60,40	51,00	240,97	51,00	0,0	86,21	240,97			2,9	16.553	> 175	9.198	< 175	9.198	< 175	1.657
123	MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_C	26,18	30,08	27,13	51,00	240,97	51,00	0,0	37,68	240,97			2,9	6.869	> 175	3.883	< 175	3.883	< 175	952
124	MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_INFLEX	0,00	0,00	0,00	51,00	240,97	51,00	0,0	0,00	240,97	1		2,9	1.116	> 175	726	< 175	726	< 175	534
125	MEJILLONES-HEM_CAR	28,66	32,94	29,71	51,00	240,97	51,00	0,0	39,70	240,97	1		16,9	52.023	> 36	22.151	8 a 36	15.466	< 8	4.190
126	NORGENER-NTO1_CAR	27,13	33,67	28,34	55,00	130,42	65,00	10,0	36,74	120,42			29,0	36.023	> 41.5	23.614	< 41.5	17.284	En caso de Trip	2.953
127	NORGENER-NTO2_CAR	26,52	32,91	27,70	55,00	131,87	65,00	10,0	35,91	121,87	1		29,0	35.647	> 41.5	23.333	< 41.5	17.046	En caso de Trip	2.837
128	PAM_COGEN	0,00	0,00	0,00	3,00	18,42	3,00	0,0	0,00	18,42	1		1,3	0	-	-	-	-	-	0
129	TAMAYA-SUTA_DIESEL	82,17	101,92	85,80	80,00	99,99	80,00	0,0	95,51	99,99			0,9	358	-	-	-	-	-	262
130	TARAPACA-TGTAR_DIESEL	166,20	206,62	172,74	3,00	20,02	4,53	1,5	400,41	18,49			0,3	125	-	-	-	-	-	30
131	TOCOPILLA-TG1_DIESEL	171,26	212,35	178,83	3,00	20,42	10,00	7,0	311,08	13,42			0,2	160	-	-	-	-	-	50
132	TOCOPILLA-TG2_DIESEL	171,26	212,35	178,83	3,00	20,42	10,00	7,0	311,08	13,42			0,2	160	-	-	-	-	-	50
133	TOCOPILLA-TG3_DIESEL	122,71	152,10	128,13	4,00	36,10	10,00	6,0	410,19	30,10			0,3	116	-	-	-	-	-	7
134	TOCOPILLA-TG3_GN_A	49,82	61,75	52,02	4,00	36,10	10,00	6,0	165,82	30,10			1,3	44	-	-	-	-	-	5
135	TOCOPILLA-TG3_GNL_A	40,26	49,90	42,04	4,00	36,10	10,00	6,0	133,64	30,10			0,3	40	-	-	-	-	-	5
136	TOCOPILLA-TG3_GNL_B	79,20	98,17	82,70	4,00	36,10	10,00	6,0	264,72	30,10			0,3	78	-	-	-	-	-	6
137	TOCOPILLA-TG3_GNL_C	32,58	40,38	34,02	4,00	36,10	10,00	6,0	107,79	30,10			0,3	30	-	-	-	-	-	5

ANEXO 6: INGRESO DE DATOS PARA LA SIMULACIÓN

138	TOCOPILLA-TG3_GNL_INFLEX	0,00	0,00	0,00	4,00	36,10	10,00	6,0	0,99	30,10		1	0,3	2	-	-	-	-	-	4
139	TOCOPILLA-U14_CAR	53,43	66,23	55,79	50,00	127,67	60,00	10,0	70,08	117,67			23,2	32.671	> 192	21.062	8 a 192	9.325	< 8	1.896
140	TOCOPILLA-U15_CAR	50,25	62,29	52,47	50,00	124,06	60,00	10,0	66,81	114,06			22,9	47.186	>192	-	8 a 204	-	<8	3.990
141	TOCOPILLA-U16_TG1_GN_A	61,13	75,77	63,83	50,00	214,76	64,00	14,0	122,52	200,76	1		1,1	4.874	-	-	-	-	-	795
142	TOCOPILLA-U16_TG1_GNL_A	52,03	64,49	54,33	50,00	214,76	64,00	14,0	101,90	200,76			1,1	4.505	-	-	-	-	-	748
143	TOCOPILLA-U16_TG1_GNL_B	89,09	110,43	93,02	50,00	214,76	64,00	14,0	185,90	200,76			1,1	8.442	-	-	-	-	-	1.244
144	TOCOPILLA-U16_TG1_GNL_C	44,72	55,43	46,69	50,00	214,76	64,00	14,0	85,33	200,76			1,1	3.492	-	-	-	-	-	620
145	TOCOPILLA-U16_TG1_GNL_INFLEX	0,00	0,00	0,00	50,00	214,76	64,00	14,0	0,00	200,76		1	1,1	551	-	-	-	-	-	250
146	TOCOPILLA-U16_TG1+TV1_DIESEL	146,70	181,84	153,18	50,00	343,18	64,00	14,0	179,28	329,18			4,5	15.359	-	-	-	-	-	15.359
147	TOCOPILLA-U16_TG1+TV1_GN_A	34,37	42,61	35,89	50,00	355,76	64,00	14,0	52,22	341,76			4,5	19.947	> 120	17.818	60 a 120	-	-	1.314
148	TOCOPILLA-U16_TG1+TV1_GNL_A	28,73	35,61	30,00	50,00	355,76	64,00	14,0	43,27	341,76			4,5	18.414	> 120	16.417	60 a 120	-	-	1.225
149	TOCOPILLA-U16_TG1+TV1_GNL_B	51,71	64,10	53,99	50,00	355,76	64,00	14,0	79,74	341,76			4,5	34.757	> 120	31.355	60 a 120	-	-	2.175
150	TOCOPILLA-U16_TG1+TV1_GNL_C	24,20	29,99	25,27	50,00	355,76	64,00	14,0	36,08	341,76			4,5	14.210	> 120	12.575	60 a 120	-	-	980
151	TOCOPILLA-U16_TG1+TV1_GNL_INFLEX	0,00	0,00	0,00	50,00	355,76	64,00	14,0	6,37	341,76		1	4,5	2.004	> 120	1.418	60 a 120	-	-	270
152	UJINA-1_DIESEL	154,55	191,77	161,26	5,36	6,71	5,36	0,0	184,90	6,71			0,8	396	-	-	-	-	-	62
153	UJINA-1_HFO	72,96	90,53	76,12	5,36	6,71	5,36	0,0	92,45	6,71			0,6	5.168	-	-	-	-	-	459
154	UJINA-2_DIESEL	161,08	199,88	168,07	5,36	6,82	5,36	0,0	194,85	6,82			0,8	396	-	-	-	-	-	62
155	UJINA-2_HFO	73,76	91,53	76,96	5,36	6,82	5,36	0,0	92,77	6,82			0,6	5.168	-	-	-	-	-	459
156	UJINA-3_DIESEL	160,77	199,49	167,75	5,36	6,59	5,36	0,0	188,78	6,59			0,8	396	-	-	-	-	-	62
157	UJINA-3_HFO	73,40	91,08	76,58	5,36	6,59	5,36	0,0	94,84	6,59			0,6	5.168	-	-	-	-	-	459
158	UJINA-4_DIESEL	159,27	197,63	166,18	5,36	6,62	5,36	0,0	200,68	6,62			0,8	396	-	-	-	-	-	62
159	UJINA-4_HFO	78,09	96,89	81,47	5,36	6,62	5,36	0,0	94,09	6,62			0,6	5.168	-	-	-	-	-	459
160	UJINA-5_HFO	69,22	85,89	72,22	7,12	8,70	7,12	0,0	89,84	8,70			0,7	5.396	-	-	-	-	-	609
161	UJINA-6_HFO	68,13	84,53	71,08	7,12	8,70	7,12	0,0	88,52	8,70			0,7	5.396	-	-	-	-	-	609
162	PHS	13,773	13,773	13,773	30,00	100,00	30,00	0,0	13,773	100,00			0,2		-	-	-	-	-	

(***) Central Kelar con operación obligada por declaración de gas inflexible, conforme a lo indicado en la NTGNL.

Fuente: Elaboración propia. (Programas de Operación | CEN, 2020), (Datos Entrada | IBM ILOG Cplex, 2020).

6.3. Ingreso de Datos de Operación de ERNC

A continuación, se muestran los datos de generación del día 23 de marzo de 2020, de las Centrales de ERNC solar fotovoltaica y eólica, emplazadas en las regiones de Arica y Parinacota, Región de Tarapacá y Región de Antofagasta, las que fueron obtenidas de la página web del Coordinador Eléctrico Nacional y son los siguientes:

Tabla 6.3 Datos de Generación de las Centrales de ERNC del día 23 de marzo de 2020.

Unidad Solar FV $P_{FV}(t,j)$... con j =central y t =hora	Generación Real (23 de marzo 2020) (MWh)																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Solar El Águila I	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,9	1,1	1,3	1,3	1,3	1,2	1,0	0,8	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Parque Solar Pampa Camarones	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	2,6	3,8	3,8	3,8	3,9	3,8	3,8	3,8	3,6	2,9	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Los Puquios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PMGD Pica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FV La Granja Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	36,4	81,6	90,8	93,6	95,6	95,0	93,8	92,5	93,9	90,3	70,5	8,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Andes Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	6,1	16,6	18,0	18,0	17,7	17,6	17,5	17,3	17,4	17,0	12,5	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Cerro Dominador PV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	24,4	76,3	86,2	87,1	86,2	84,1	82,9	81,2	81,4	80,5	55,4	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Parque Eólico Sierra Gorda Este	1,8	0,0	0,0	0,0	0,4	4,6	12,0	12,2	18,3	7,2	0,1	1,5	16,8	25,8	36,9	63,8	83,9	82,1	83,9	53,0	35,2	2,2	0,0	0,1
Parque Solar Finis Terrae	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	33,8	99,8	111,2	109,8	112,5	98,1	109,1	109,7	108,2	104,0	67,8	7,7	0,0	0,0	0,0	0,0
PAS1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PAS2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	5,6	6,0	6,1	6,0	6,0	6,1	6,2	6,2	6,0	4,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
PAS3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	11,9	12,7	12,9	12,9	13,1	13,1	13,2	13,2	12,8	9,7	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0
La Huayca II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Uribe Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,6	36,5	44,3	44,9	44,8	44,9	45,2	45,0	44,4	43,4	35,4	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0
María Elena FV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	12,7	37,1	54,4	54,2	50,4	45,2	52,7	52,0	51,3	49,3	33,6	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0
FV Bolero	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	25,0	90,7	102,1	102,2	101,9	102,9	103,6	104,0	102,9	100,2	69,6	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Solar Jama 1 y 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	22,1	42,7	45,2	44,9	44,3	44,2	45,8	45,6	44,6	44,3	33,0	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
PV Puerto Seco Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	8,2	8,7	8,6	8,5	8,7	8,8	8,8	8,8	8,4	4,9	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
PMGD Bellavista 1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Huatacondo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,1	48,8	72,9	76,6	76,1	76,1	76,1	76,4	75,5	66,4	29,1	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	1,8	0,0	0,0	0,0	0,4	4,6	12,0	13,3	212,7	565,9	657,5	665,2	678,8	667,0	696,7	720,7	736,4	709,1	513,4	100,3	35,2	2,2	0,0	0,1

Fuente: Elaboración propia. (Generación Real | CEN, 2020), (Datos Entrada | IBM ILOG CPLEX, 2020).

6.4. Ingreso de Datos de Operación de Centrales Hidroeléctricas de Pasada

Los datos de generación utilizados para la simulación del día 23 de marzo de 2020, de las centrales Hidroeléctricas de pasada ubicadas en las regiones de Arica y Parinacota como la central Chapiquiña y las 4 micro centrales emplazadas en la Región de Tarapacá, fueron obtenidos de la página web del Coordinador Eléctrico Nacional, cuyos datos son los siguientes:

Tabla 6.4 Datos de Generación de las Centrales Hidráulicas de Pasada del día 23 de marzo de 2020.

Unidad Hidráulica Pasada (HP) $P_{HP}(t,j)$... con j =central y t =hora	Generación Real (23 de marzo 2020) (MWh)																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
HP CHAPIQUIÑA	6,0	5,5	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,6	6,0	6,0	6,0	6,0	8,0	10,0	10,0	10,0	10,0
PMGD HP SANTA ROSA	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
PMGD HP EL TORO N°2	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
PMGD HP ALTO HOSPICIO	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
PMGD HP CAVANCHA	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,7	1,9	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,9	1,9	1,8	1,7	2,4	2,4	2,4	2,3	2,2
Total	9,8	9,3	8,8	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	9,1	9,3	9,1	9,1	9,1	9,2	9,7	10,3	10,3	10,2	10,2	12,8	14,8	14,8	14,7	14,6

Fuente: Elaboración propia. (Generación Real | CEN, 2020), (Datos Entrada | IBM ILOG CPLEX, 2020).

6.5. Ingreso de Datos de Operación de Centrales en Modo INFLEX

Los datos de generación utilizados para la simulación, de las centrales térmicas de ciclo combinado de GNL, en modo de operación INFLEX, solo se encontraba una unidad generadora de la central térmica KELAR, ubicada en la 2ª Región de Antofagasta, cuyos datos de generación fueron obtenidos de la página web del Coordinador Eléctrico Nacional, y son los siguientes:

Tabla 6.5 Datos de Generación de la Central Térmica KELAR en operación modo INFLEX del día 23 de marzo de 2020.

Unidad Eólica $P_{eólica}(t,j)$... con $j=central$ y $t=hora$	Generación Real (23 de marzo 2020) (MWh)																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
KELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL_INFLEX (***)	172,2	174,8	177,7	179,2	179,8	176,0	178,9	179,3	172,9	178,2	186,3	179,7	179,4	181,9	181,2	173,4	176,1	195,7	289,5	322,2	310,8	305,3	311,3	311,7
Total	172,2	174,8	177,7	179,2	179,8	176,0	178,9	179,3	172,9	178,2	186,3	179,7	179,4	181,9	181,2	173,4	176,1	195,7	289,5	322,2	310,8	305,3	311,3	311,7

Fuente: Elaboración propia. (Generación Real | CEN, 2020), (Datos Entrada | IBM ILOG Cplex, 2020).

6.6. Ingreso Datos Barra Infinita S/E Los Changos 220 kV

Los datos de transferencia de potencia en MW y de CMg horarios en USD/MWh de la barra de 220 kV de S/E Los Changos, ubicada en la 2ª Región de Antofagasta, fueron obtenidos de la página web del Coordinador Eléctrico Nacional, y son los siguientes:

Tabla 6.6 Transferencia de Potencia y CMg en Barra Infinita ubicada en S/E LOS CHANGOS 220 kV del 23 de marzo de 2020.

Barra Infinita S/E LOS CHANGOS	Hora																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
- Transferencia Barra Infinita ⁽¹⁾⁽²⁾ (MW)	-255,0	-228,1	-264,1	-289,5	-287,7	-240,2	-182,2	64,7	186,6	138,0	271,1	401,3	399,0	440,9	439,2	422,4	272,9	174,3	39,3	-23,7	-91,4	-45,5	-111,5	-101,8
- CMg Barra Infinita 220 kV (USD/MWh)	40,37	36,91	35,18	34,67	36,07	38,88	39,92	54,05	45,80	30,60	32,22	33,82	33,82	33,82	35,14	35,37	33,04	31,91	30,27	41,93	49,55	40,69	35,50	35,50

Fuente: Elaboración propia. (Datos Entrada | IBM ILOG CPLEX, 2020). (CMg Real SEN | CEN, 2020), (Potencia Transferida Sistema Transmisión | CEN, 2020).

6.7. Ingreso de Datos Factores de Pérdidas Sub-Sistema Norte Ex – SING, 23 de marzo 2020.

Los datos de los factores de pérdidas son publicados en la programación semanal que emite el Coordinador Eléctrico Nacional, y son utilizados para calcular los CMg de las barras que están referenciadas en la tabla a continuación expuesta. En nuestro caso, necesitamos poder calcular el CMg en S/E Tarapacá 220 kV, que será el CMg que resultará de cada una de las simulaciones, asignando una determinada carga a la unidad PHS para sus distintas potencias nominales simuladas.

Tabla 6.7 Factores de Pérdidas Sub-Sistema Norte Ex – SING, del 23 de marzo de 2020.

BarNum (k)	BarNom	Bloque		
		1 (fp1)	2 (fp2)	3 (fp3)
1	AltoNorte110	1,130	0,974	1,086
2	Andes220	1,137	0,981	1,097
3	Andes345	1,137	0,981	1,097
4	Angamos220	1,074	0,932	1,036
5	Antofagasta110	1,103	0,953	1,061
6	Atacama220_BP1	1,100	0,957	1,066
7	Barriles220	1,155	0,931	1,106
8	Capricornio110	1,100	0,944	1,057
9	Capricornio220	1,100	0,944	1,057
10	Chacaya220	1,084	0,930	1,039
11	Chuquicamata100	1,184	0,952	1,133
12	Chuquicamata220	1,179	0,947	1,128
13	Cochrane220	1,125	0,901	1,076
14	Collahuasi220	1,207	0,973	1,157
15	Conchi220	1,176	0,949	1,124
16	Condores220	1,215	0,987	1,179
17	Crucero220	1,161	0,937	1,112
18	DARica066	1,212	0,966	1,163
19	Desalant110	1,102	0,951	1,060
20	Domeyko220	1,149	0,996	1,110
21	ElCobre220	1,107	0,945	1,065
22	ElLoa220	1,162	0,938	1,113
23	ElNegro110	1,126	0,969	1,082
24	ElPenon110	1,070	1,033	1,061

25	EITesoro220	1,139	0,956	1,095
26	Esmeralda110	1,114	0,964	1,086
27	Esmeralda220	1,114	0,964	1,086
28	Esperanza220	1,135	0,957	1,091
29	Kapatur220_BP1	1,077	0,935	1,039
30	Laberinto220	1,106	0,945	1,064
31	LaCruz220	1,160	0,936	1,111
32	Lagunas220	1,197	0,961	1,150
33	LaNegra110	1,129	0,972	1,085
34	LosChangos220	1,072	0,933	1,035
35	LosChangos500	1,072	0,934	1,034
36	Mantos220	1,102	0,945	1,059
37	MariaElena220	1,162	0,937	1,113
38	Mejillones110	1,084	0,931	1,040
39	Mejillones220	1,084	0,931	1,040
40	Miraje220	1,163	0,937	1,113
41	Norgener220	1,152	0,929	1,103
42	NvaVictoria220	1,194	0,959	1,147
43	NvaZaldivar220	1,141	0,986	1,101
44	Ohiggins220_BP1	1,091	0,949	1,053
45	Palestina220	1,118	0,971	1,080
46	PAlmonte110	1,212	0,966	1,163
47	PAlmonte220	1,212	0,966	1,163
48	Pampa110	1,095	0,943	1,052
49	Portada110	1,121	0,972	1,096
50	S-AA100	1,184	0,952	1,134
51	Salar110	1,181	0,948	1,130
52	Salar220	1,179	0,947	1,129
53	Salta345	1,137	0,981	1,097
54	S-Km6100	1,182	0,949	1,131
55	Tamaya110	1,162	0,937	1,113
56	Tarapaca220	1,201	0,966	1,155
57	Tocopilla110	1,159	0,935	1,110
58	Tocopilla220_BP1	1,163	0,938	1,114

Fuente: Elaboración propia. (Programas de Operación | CEN, 2020), (Datos Entrada | IBM ILOG Cplex, 2020).

ANEXO 7
RESULTADOS ASIGNACIÓN GENERACIÓN
SIMULACIÓN MATEMÁTICA DEL MODELO

7. Resultados Asignación Generación Simulación Matemática del Modelo

7.1. Resumen de Resultados Simulación Térmica Caso Base sin Central PHS

Tabla 7.1 Resultados Simulación caso sin PHS.

Resultado en orden de mérito (PLEM)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total		
PAM_COGEN	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	442	
CERROPABELLON-G1A_GEO	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	420
CERROPABELLON-G2A_GEO	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	420
PHS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	
TOCOPILLA-TG3_GNL_C	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	120	
TOCOPILLA-U16_TG1+TV1_GNL_C	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	8.202
ANGAMOS-ANG1_CAR	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	5.798
ANGAMOS-ANG2_CAR	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	5.903
NORGENER-NTO2_CAR	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	2.925
COCHRANE-CCH1_CAR	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	232,6	95,9	237,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	115,2	177,6	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	5.417
COCHRANE-CCH2_CAR	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	90,0	90,0	90,0	198,8	173,7	165,4	132,6	106,9	90,0	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	4.734
MEJILLONES-IEM_CAR	216,5	241,0	241,0	241,0	222,7	238,2	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	51,0	238,5	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	5.545
MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_C	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	5.783
ANDINA-CTA_CAR	75,0	80,9	114,5	81,9	75,0	75,0	104,8	143,5	147,5	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	113,3	151,5	155,8	141,9	75,0	2.286	
HORNITOS-CTH_CAR	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	93,9	75,0	75,0	1.819	
Total, Gx Programada ILOG - CPLEX	2.092	2.122	2.156	2.123	2.098	2.113	2.146	2.185	2.189	1.959	1.822	1.964	2.075	2.050	2.042	2.009	1.983	1.842	1.864	2.114	2.185	2.223	2.246	2.213	49.814		

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Tabla 7.2 Resultados CMg Simulación caso sin PHS.

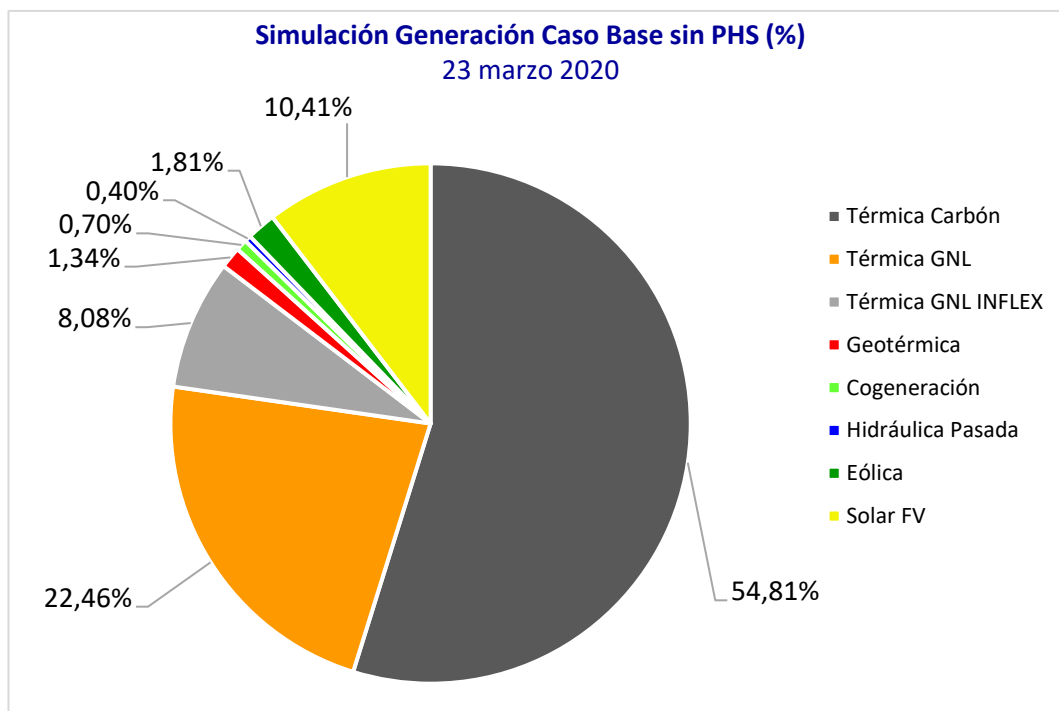
Costos	Desglose horario (kUSD)																								Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Gx Térmica	54,66	55,56	56,66	55,59	54,84	55,28	56,34	57,61	68,86	60,71	56,04	60,89	64,68	63,82	63,54	62,42	61,54	56,70	50,20	57,55	59,97	61,28	62,07	60,95	1.417,74
Coste Partida	21,08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,03	0	0	0	21,11
Coste Parada	5,47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,47
Coste PHS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo Total de Operación del Sistema																								1.444,33	
Costos Marginales Barras de interés																									
CMg Sistema	32,89	32,89	32,89	32,89	32,89	32,89	32,89	32,89	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	34,31	34,31	34,31	34,31	34,31	34,31	35,51
CMg S/E Tarapacá	39,49	39,49	39,49	39,49	39,49	39,49	39,49	39,49	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	39,63	39,63	39,63	39,63	39,63	39,63	38,49
CMg S/E Crucero	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	38,15	38,15	38,15	38,15	38,15	38,15	37,23
CMg S/E Los Changos	35,27	35,27	35,27	35,27	35,27	35,27	35,27	35,27	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,50	35,50	35,50	35,50	35,50	35,50	35,53

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Tabla 7.3 Generación Total Simulación caso sin PHS.

Tecnología	Energía (MWh)	Asignación
Térmica Carbón	34.426	54,81%
Térmica GNL	14.106	22,46%
Térmica GNL INFLEX	5.073	8,08%
Geotérmica	840	1,34%
Cogeneración	442	0,70%
Hidráulica Pasada	249	0,40%
Eólica	1.134	1,81%
Solar FV	6.536	10,41%
PHS	0	0,00%
Total	62.806	100,0%

Gráfico 7.1 Resultado simulación caso generación sin PHS.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

7.2. Resumen de Resultados Simulación Considerando una Central PHS de 100 MW

Tabla 7.4 Resultados Simulación caso PHS 100 MW (11 hrs.)

Resultado en orden de mérito (PLEM)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total	
PAM_COGEN	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	442	
CERROPABELLON-G1A_GEO	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	420	
CERROPABELLON-G2A_GEO	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	420	
PHS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	100,0	30,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	81,0	30,0	0,0	0,0	38,3	76,5	93,3	66,9	1.116	
TOCOPILLA-TG3_GNL_C	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,1	30,1	30,1	30,1	120
TOCOPILLA-U16_TG1+TV1_GNL_C	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	8.202
ANGAMOS-ANG1_CAR	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	5.798
ANGAMOS-ANG2_CAR	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	5.903
NORGENER-NTO2_CAR	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	2.925
COCHRANE-CCH1_CAR	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	212,4	132,6	90,0	137,9	239,9	223,5	215,2	182,5	175,8	90,0	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	5.058
COCHRANE-CCH2_CAR	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	90,0	90,0	90,0	98,8	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	177,5	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	4.353
MEJILLONES-IEM_CAR	216,5	241,0	241,0	241,0	222,7	238,2	241,0	241,0	241,0	241,0	216,9	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	236,2	51,0	238,5	241,0	241,0	241,0	241,0	5.516
MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_C	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	5.783
ANDINA-CTA_CAR	75,0	80,9	114,5	81,9	75,0	75,0	104,8	143,5	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	81,4	75,0	1.957	
HORNITOS-CTH_CAR	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	1.800
Total, Gx Programada ILOG - CPLEX	2.092	2.122	2.156	2.123	2.098	2.113	2.146	2.185	2.189	1.959	1.822	1.964	2.075	2.050	2.042	2.009	1.983	1.842	1.864	2.114	2.185	2.223	2.246	2.213	49.814	

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Tabla 7.5 Resultados CMg Simulación caso PHS 100 MW (11 hrs.)

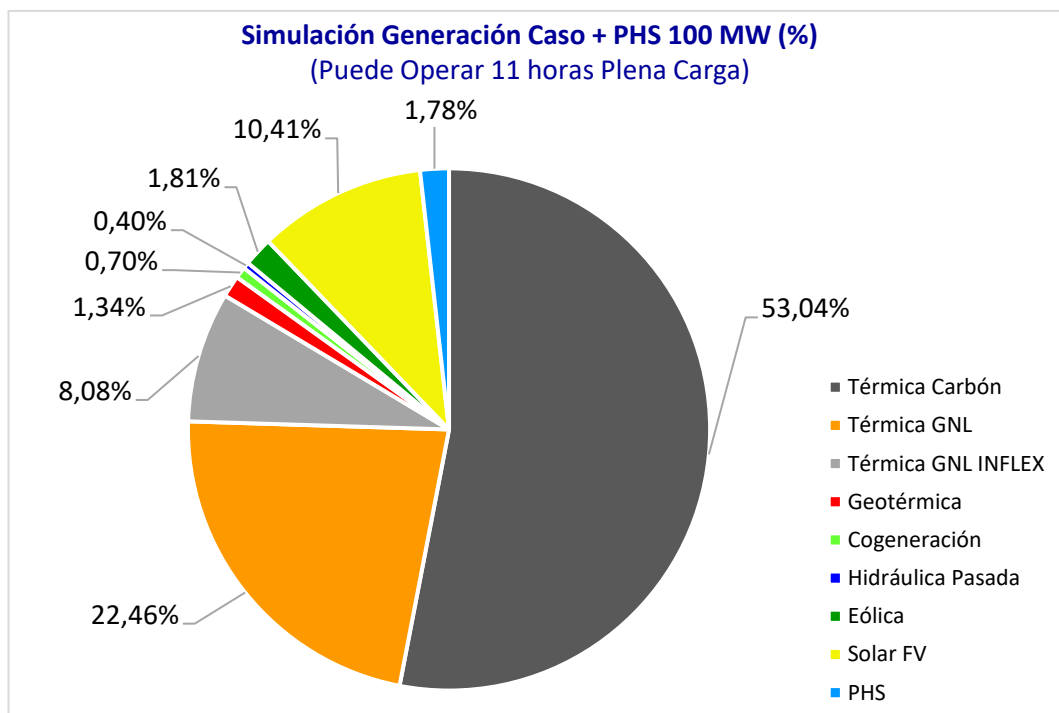
Costos	Desglose horario (kUSD)																								Total		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
Gx Térmica	54,66	55,56	56,66	55,59	54,84	55,28	56,34	57,61	65,14	57,29	55,04	57,47	61,26	60,40	60,12	59,00	58,77	55,68	50,20	57,55	58,65	58,65	58,87	58,65	1.379,29		
Coste Partida	21,08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,03	0	0	0	21,11		
Coste Parada	5,47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,47		
Coste PHS	0	0	0	0	0	0	0	0	1,47	1,47	0,44	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,19	0,44	0	0	0,56	1,13	1,37	0,99	16,44		
Costo Total de Operación del Sistema																								1.422,32			
Costos Marginales Barras de interés																											
CMg Sistema	32,89	32,89	32,89	32,89	32,89	32,89	32,89	32,89	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	34,31	34,31	34,31	34,31	34,31	34,31	35,51		
CMg S/E Tarapacá	39,49	39,49	39,49	39,49	39,49	39,49	39,49	39,49	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	39,63	39,63	39,63	39,63	39,63	39,63	38,49		
CMg S/E Crucero	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	38,15	38,15	38,15	38,15	38,15	38,15	37,23		
CMg S/E Los Changos	35,27	35,27	35,27	35,27	35,27	35,27	35,27	35,27	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,50	35,50	35,50	35,50	35,50	35,50	35,53		

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Tabla 7.6 Generación Total Simulación caso PHS 100 MW (11 hrs.)

Tecnología	Energía (MWh)	Asignación
Térmica Carbón	33.310	53,04%
Térmica GNL	14.106	22,46%
Térmica GNL INFLEX	5.073	8,08%
Geotérmica	840	1,34%
Cogeneración	442	0,70%
Hidráulica Pasada	249	0,40%
Eólica	1.134	1,81%
Solar FV	6.536	10,41%
PHS	1.116	1,78%
Total	62.806	100,0%

Gráfico 7.2 Resultado simulación caso generación PHS de 100 MW.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

7.3. Resumen de Simulación Considerando una Central PHS de 300 MW

Tabla 7.7 Resultados Simulación caso PHS 300 MW (11 hrs.)

Resultado en orden de mérito (PLEM)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total
PAM_COGEN	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	442
CERROPABELLON-G1A_GEO	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	420
CERROPABELLON-G2A_GEO	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	420
PHS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	300,0	300,0	195,9	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	213,2	0,0	0,0	68,4	106,6	129,8	97,0	3.211
TOCOPIILLA-U16_TG1+TV1_GNL_C	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	8.202
ANGAMOS-ANG1_CAR	241,6	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	5.899
ANGAMOS-ANG2_CAR	246,0	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	5.802
NORGENER-NTO2_CAR	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	2.925
COCHRANE-CCH1_CAR	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	162,1	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	177,6	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	4.268
COCHRANE-CCH2_CAR	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	4.256
MEJILLONES-IEM_CAR	216,5	241,0	241,0	241,0	222,7	238,2	241,0	241,0	241,0	83,5	51,0	88,8	199,6	174,5	166,2	133,4	107,7	53,0	51,0	238,5	241,0	241,0	241,0	241,0	4.434
MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_C	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	5.783
ANDINA-CTA_CAR	75,0	80,9	114,5	81,9	75,0	75,0	104,8	143,5	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	1.951
HORNITOS-CTH_CAR	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	1.800
Total, Gx Programada ILOG - CPLEX	2.092	2.122	2.156	2.123	2.098	2.113	2.146	2.185	2.189	1.959	1.822	1.964	2.075	2.050	2.042	2.009	1.983	1.842	1.864	2.114	2.185	2.223	2.246	2.213	49.814

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Tabla 7.8 Resultados CMg Simulación caso PHS 300 MW (11 hrs.)

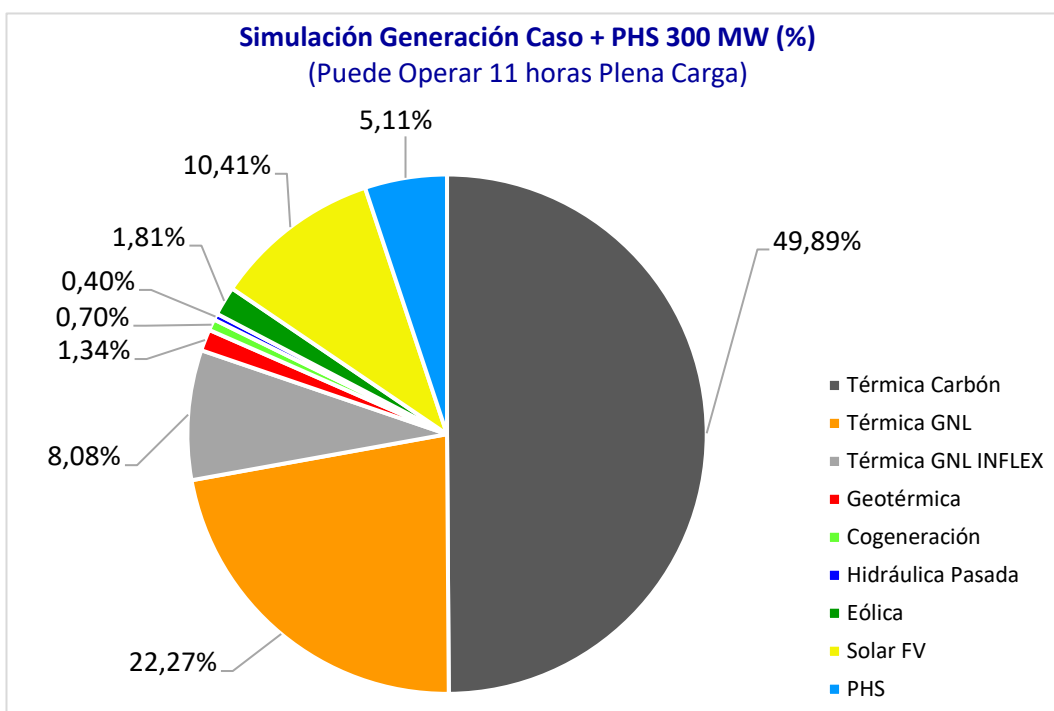
Costos	Desglose horario (kUSD)																								Total		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
Gx Térmica	54,66	55,56	56,66	55,59	54,84	55,28	56,34	57,61	58,30	50,65	49,58	50,82	54,47	53,65	53,37	52,29	51,45	49,64	50,20	57,55	57,63	57,63	57,63	57,63	1.309,03		
Coste Partida	21,08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0	0	0	21,08		
Coste Parada	5,47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,47		
Coste PHS	0	-0	0	0	0	0	0	0	4,04	4,04	2,64	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	2,87	0	0	0,92	1,44	1,75	1,31	43,26		
Costo Total de Operación del Sistema																								1.378,84			
Costos Marginales Barras de interés																											
CMg Sistema	32,89	32,89	32,89	32,89	32,89	32,89	32,89	32,89	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	34,31	34,31	34,31	34,31	34,31	34,31	35,51		
CMg S/E Tarapacá	39,49	39,49	39,49	39,49	39,49	39,49	39,49	39,49	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	39,63	39,63	39,63	39,63	39,63	39,63	38,49		
CMg S/E Crucero	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92	38,15	38,15	38,15	38,15	38,15	38,15	37,23		
CMg S/E Los Changos	35,27	35,27	35,27	35,27	35,27	35,27	35,27	35,27	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,77	35,50	35,50	35,50	35,50	35,50	35,50	35,53		

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Tabla 7.9 Generación Total Simulación caso PHS 300 MW (11 hrs.)

Tecnología	Energía (MWh)	Asignación
Térmica Carbón	31.335	49,89%
Térmica GNL	13.985	22,27%
Térmica GNL INFLEX	5.073	8,08%
Geotérmica	840	1,34%
Cogeneración	442	0,70%
Hidráulica Pasada	249	0,40%
Eólica	1.134	1,81%
Solar FV	6.536	10,41%
PHS	3.211	5,11%
Total	62.806	100,0%

Gráfico 7.3 Resultado simulación caso generación PHS de 300 MW.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG CPLEX de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

7.4. Resumen de Simulación Considerando una Central PHS de 1.400 MW

Tabla 7.10 Resultados Simulación caso PHS 1400 MW (11 hrs.)

Resultado en orden de mérito (PLEM)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total
PAM_COGEN	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	442
CERROPABELLON-G1A_GEO	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	420
CERROPABELLON-G2A_GEO	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	420
PHS	124,5	155,9	189,5	156,9	131,8	147,2	179,8	218,5	1323,8	1007,1	870,5	1012,4	1123,2	1252,7	1244,4	1211,6	1031,3	889,8	0,0	337,5	408,4	446,6	469,7	437,0	14.370
TOCOPILLA-U16_TG1+TV1_GNL_C	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	5.425
ANGAMOS-ANG1_CAR	242,6	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	5.900
ANGAMOS-ANG2_CAR	246,0	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	154,5	241,6	241,6	241,6	241,6	87,0	87,0	87,0	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	5.251
NORGENER-NTO2_CAR	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	2.356
COCHRANE-CCH1_CAR	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	4.258
COCHRANE-CCH2_CAR	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	239,7	4.256
MEJILLONES-IEM_CAR	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	138,8	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	2.832
MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_C	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	3.884
ANDINA-CTA_CAR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
HORNITOS-CTH_CAR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
Total, Gx Programada ILOG - CPLEX	2.092	2.122	2.156	2.123	2.098	2.113	2.146	2.185	2.189	1.959	1.822	1.964	2.075	2.050	2.042	2.009	1.983	1.842	1.864	2.114	2.185	2.223	2.246	2.213	49.814

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Tabla 7.11 Resultados CMg Simulación caso PHS 1400 MW (11 hrs.)

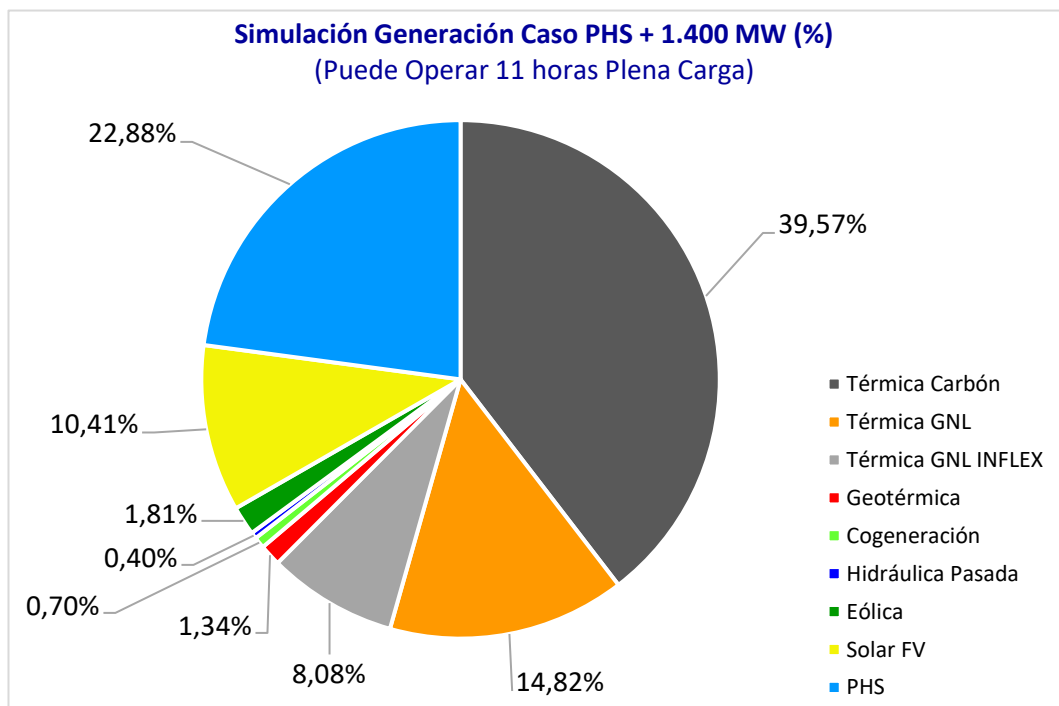
Costos	Desglose horario (kUSD)																								Total	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
Gx Térmica	50,43	50,43	50,43	50,43	50,43	50,43	50,43	50,43	50,43	25,33	27,91	27,91	27,91	27,91	23,33	23,33	23,33	27,91	27,91	49,45	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	949,91
Coste Partida	21,08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0	0	0	21,08	
Coste Parada	23,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,38	
Coste PHS	1,59	1,97	2,39	1,98	1,66	1,86	2,27	2,76	16,72	12,72	11,00	12,79	14,19	15,82	15,72	15,30	13,03	11,24	0	4,26	5,16	5,64	5,93	5,52	181,52	
Costo Total de Operación del Sistema																								1.175,89		
Costos Marginales Barras de interés																										
CMg Sistema	28,66	28,66	28,66	28,66	28,66	28,66	28,66	28,66	34,20	34,20	34,20	34,20	34,20	34,20	34,20	34,20	34,20	34,20	29,71	29,71	29,71	29,71	29,71	29,71	31,23	
CMg S/E Tarapacá	34,41	34,41	34,41	34,41	34,41	34,41	34,41	34,41	33,03	33,03	33,03	33,03	33,03	33,03	33,03	33,03	33,03	33,03	34,32	34,32	34,32	34,32	34,32	34,32	33,81	
CMg S/E Crucero	33,28	33,28	33,28	33,28	33,28	33,28	33,28	33,28	32,05	32,05	32,05	32,05	32,05	32,05	32,05	32,05	32,05	32,05	33,04	33,04	33,04	33,04	33,04	33,04	32,70	
CMg S/E Los Changos	30,73	30,73	30,73	30,73	30,73	30,73	30,73	30,73	31,91	31,91	31,91	31,91	31,91	31,91	31,91	31,91	31,91	31,91	30,74	30,74	30,74	30,74	30,74	30,74	31,22	

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG CPLEX de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Tabla 7.12 Resultados Simulación caso PHS 1400 MW (11 hrs.)

Tecnología	Energía (MWh)	Asignación
Térmica Carbón	24.854	39,57%
Térmica GNL	9.308	14,82%
Térmica GNL INFLEX	5.073	8,08%
Geotérmica	840	1,34%
Cogeneración	442	0,70%
Hidráulica Pasada	249	0,40%
Eólica	1.134	1,81%
Solar FV	6.536	10,41%
PHS	14.370	22,88%
Total	62.806	100,0%

Gráfico 7.4 Resultado simulación caso generación PHS de 1.400 MW.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

7.5. Resumen de Resultados Simulación Considerando una Central PHS de 1.400 MW con Generación Disponible a Plena Carga 24 horas

Tabla 7.13 Resultados Simulación caso PHS 1400 MW (24 hrs.)

Resultado en orden de mérito (PLEM)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total	
PAM_COGEN	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	442	
CERROPABELLON-G1A_GEO	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	420	
CERROPABELLON-G2A_GEO	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	420	
PHS	967,0	998,4	1031,9	999,4	974,2	989,6	1022,3	1061,0	1400,0	1400,0	1321,1	1400,0	1400,0	1400,0	1400,0	1400,0	1400,0	1333,2	740,3	989,9	1060,9	1099,1	1122,2	1089,5	28.000	
TOCOPILLA-U16_TG1+TV1_GNL_C	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	196,7	64,0	64,0	64,0	83,2	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	5.577
ANGAMOS-ANG1_CAR	242,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	144,7	87,0	150,0	241,6	235,7	227,4	194,6	168,9	94,1	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	5.169
ANGAMOS-ANG2_CAR	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	5.903	
NORGENER-NTO2_CAR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	
COCHRANE-CCH1_CAR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	
COCHRANE-CCH2_CAR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	
MEJILLONES-IEM_CAR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	
MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_C	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	241,0	3.884
ANDINA-CTA_CAR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	
HORNITOS-CTH_CAR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	
Total, Gx Programada ILOG - CPLEX	2.092	2.122	2.156	2.123	2.098	2.113	2.146	2.185	2.189	1.959	1.822	1.964	2.075	2.050	2.042	2.009	1.983	1.842	1.864	2.114	2.185	2.223	2.246	2.213	49.814	

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Tabla 7.14 Resultados CMg Simulación caso PHS 1400 MW (24 hrs.)

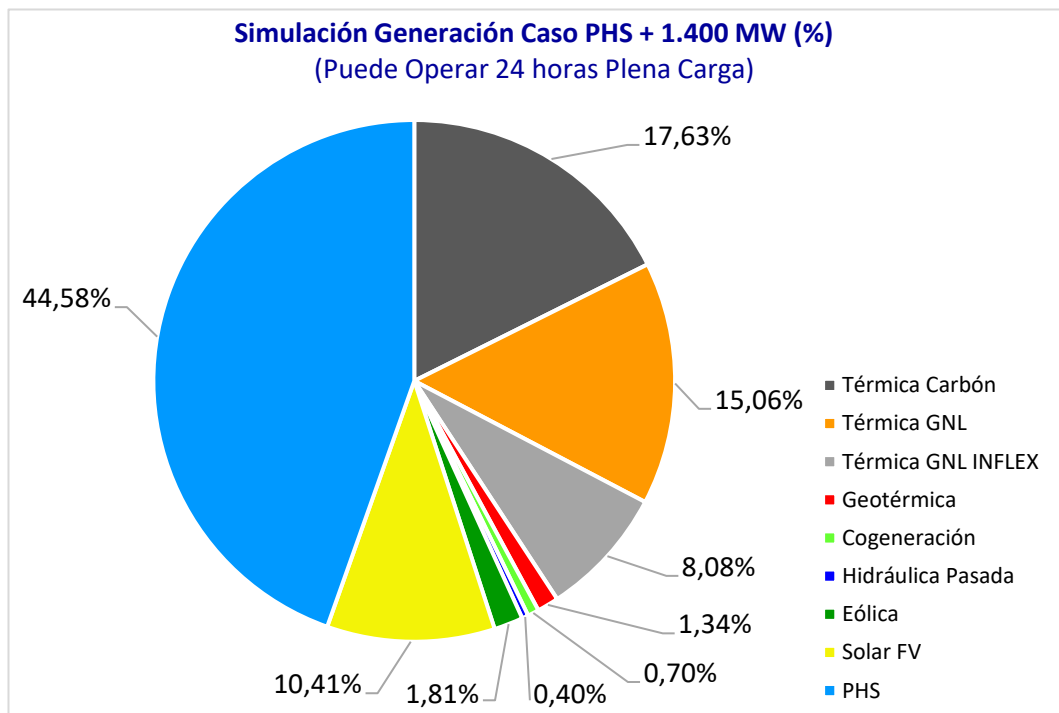
Costos	Desglose horario (kUSD)																								Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Gx Térmica	27,15	27,15	27,15	27,15	27,15	27,15	27,15	27,15	21,92	15,07	13,36	15,23	18,52	17,76	17,52	16,55	15,79	13,57	28,20	28,20	28,20	28,20	28,20	28,20	551,67
Coste Partida	21,29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0	0	0	21,29
Coste Parada	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Coste PHS	11,4	11,7	12,1	11,8	11,5	11,6	12	12,5	16,47	16,47	15,54	16,47	16,47	16,47	16,47	16,47	16,47	15,68	8,71	11,6	12,48	12,93	13,20	12,81	329,34
Costo Total de Operación del Sistema																								902,30	
Costos Maginales Barras de interés																									
CMg Sistema	26,18	26,18	26,18	26,18	26,18	26,18	26,18	26,18	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08	27,13	27,13	27,13	27,13	27,13	27,13	28,04
CMg S/E Tarapacá	31,43	31,43	31,43	31,43	31,43	31,43	31,43	31,43	29,05	29,05	29,05	29,05	29,05	29,05	29,05	29,05	29,05	29,05	31,34	31,34	31,34	31,34	31,34	31,34	30,41
CMg S/E Crucero	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	28,19	28,19	28,19	28,19	28,19	28,19	28,19	28,19	28,19	28,19	30,17	30,17	30,17	30,17	30,17	30,17	29,42
CMg S/E Los Changos	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07

Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Tabla 7.15 Resultados Simulación caso PHS 1400 MW (24 hrs.)

Tecnología	Energía (MWh)	Asignación
Térmica Carbón	11.072	17,63%
Térmica GNL	9.460	15,06%
Térmica GNL INFLEX	5.073	8,08%
Geotérmica	840	1,34%
Cogeneración	442	0,70%
Hidráulica Pasada	249	0,40%
Eólica	1.134	1,81%
Solar FV	6.536	10,41%
PHS	28.000	44,58%
Total	62.806	100,0%

Gráfico 7.5 Resultado simulación caso generación PHS de 1.400 MW con disponibilidad de operación 24 horas.

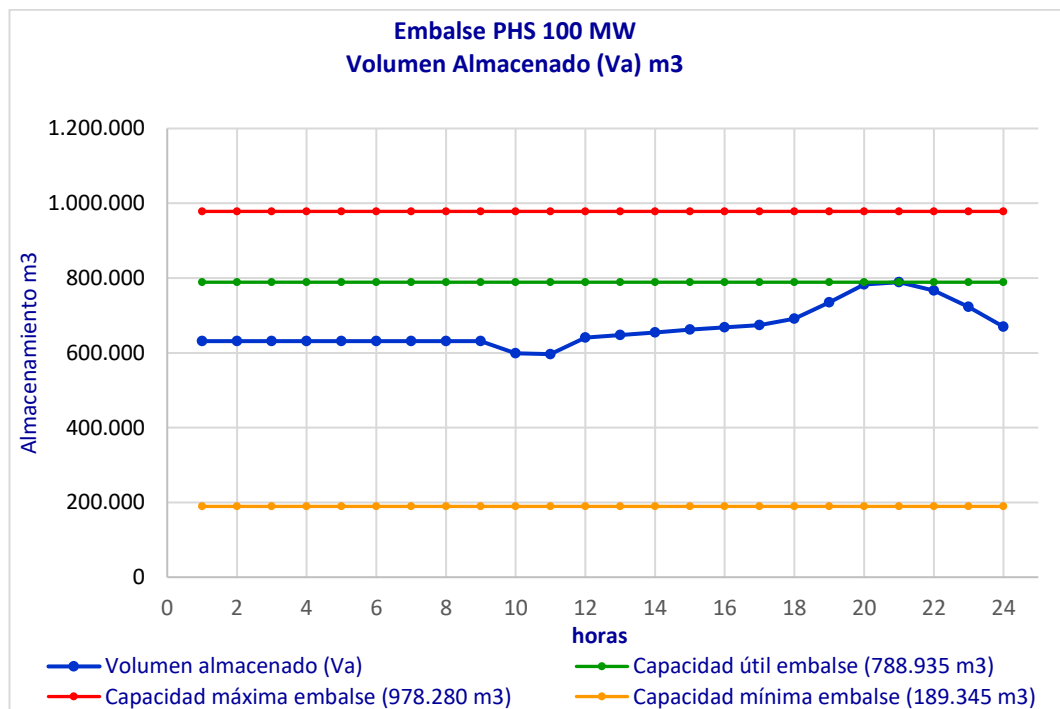


Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

7.6. Resultados de la Operación del Embalse

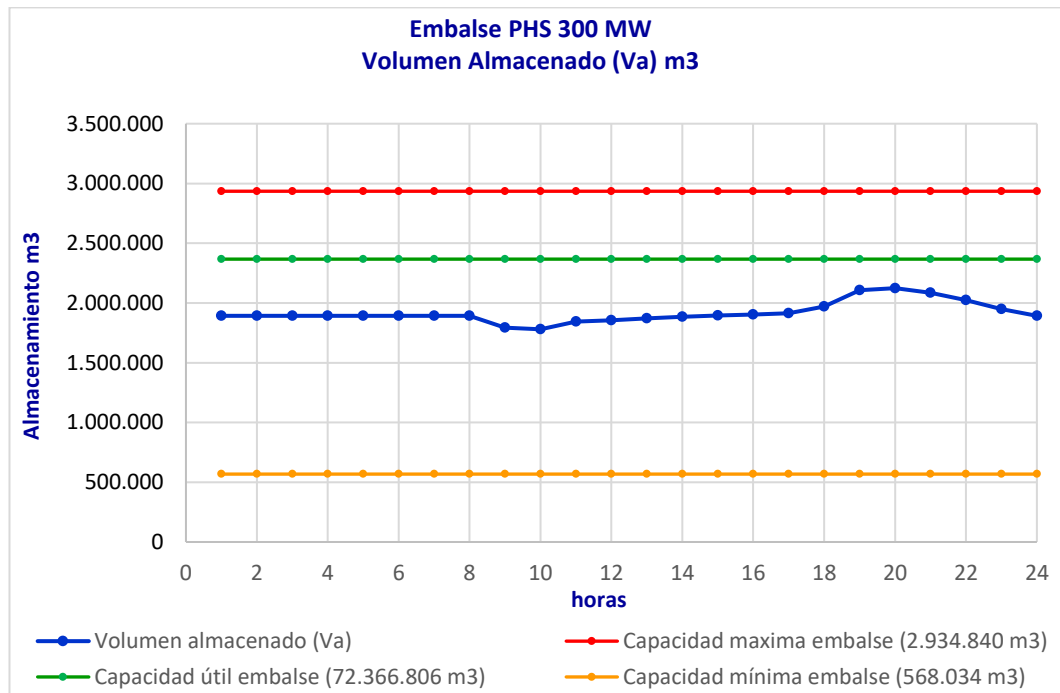
A continuación, se presentan los resultados de la operación de bombeo-almacenamiento y descarga-generación del embalse.

Gráfico 7.6 Resultado operacional del embalse. Caso generación con PHS 100 MW – 11 horas Almacenamiento.



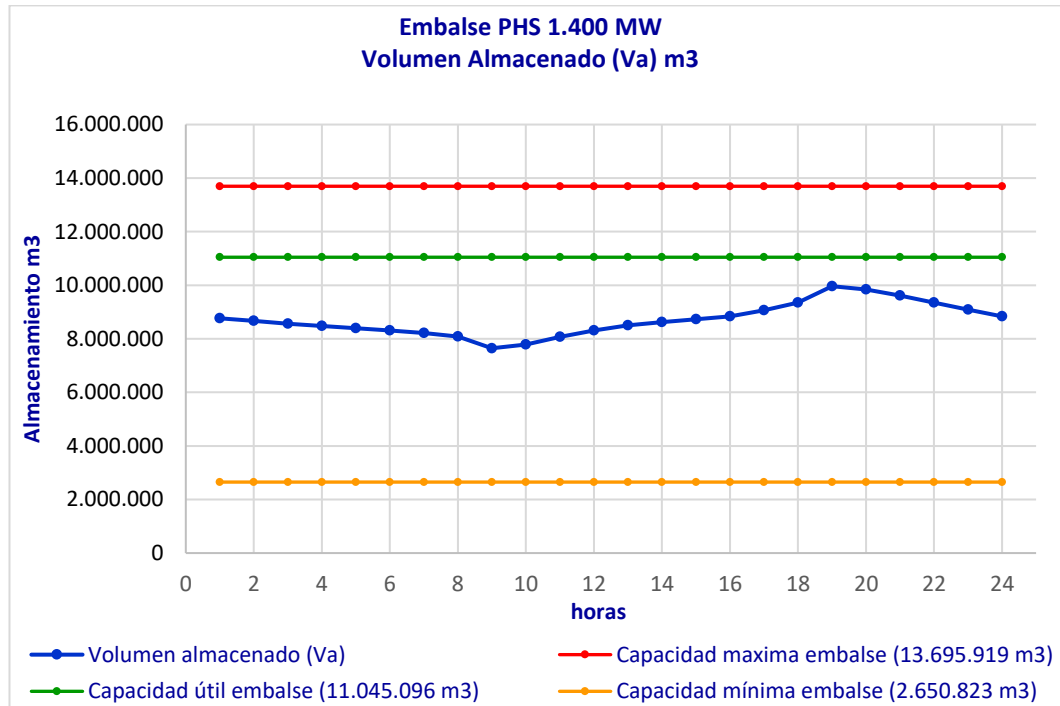
Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Gráfico 7.7 Resultado operacional del embalse. Caso generación con PHS 300 MW – 11 horas Almacenamiento.



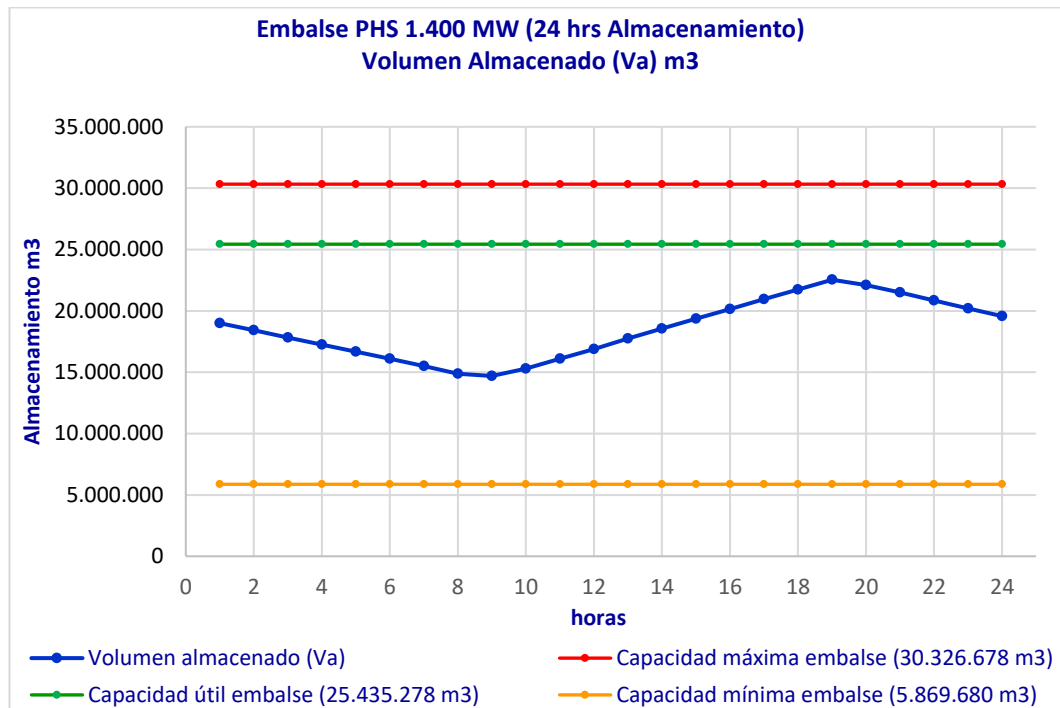
Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Gráfico 7.8 Resultado operacional del embalse. Caso generación con PHS 1.400 MW – 11 horas Almacenamiento.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Gráfico 7.9 Resultado operacional del embalse. Caso generación con PHS 1.400 MW – 24 horas Almacenamiento.



Fuente: Elaboración propia, a partir de resultados simulación desarrollada con ILOG Cplex de IBM. (Resultados Simulación PHS, 2022).

Bibliografía Anexos

- Almacenamiento Energía | CNE. (2017). Almacenamiento de Energía en el Sistema Eléctrico Nacional. En *CNE*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/10/Reglamento-Coordinación-y-Operación-Almacenamiento-de-Energía-092017.pdf>
- Cargo por Transmisión | CNE. (2022, agosto 28). *Eléctrica - Comisión Nacional de Energía*. CNE. <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>
- Centro de Energía U. de Chile. (2017). Estudio y propuesta de metodología para reconocimiento de potencia de suficiencia en sistemas eléctricos flexibles. En *ACERA* A.G. https://energia.gob.cl/sites/default/files/2017_acera_estudio_potencia_de_suficiencia.pdf
- CMg Real SEN | CEN. (2020, agosto 7). *Costo Marginal Real | Coordinador Eléctrico Nacional*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/costo-marginal-real/>
- Consolidado | CEN. (2020). Consolidado 2020 marzo, Compilado de Costos Variables y Costos de Partida y Detención. En *Coordinador Eléctrico Nacional*. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/04/Consolidado-2020-marzo.xlsx>
- Datos Entrada | IBM ILOG CPLEX. (2020). *Datos de Entrada PLEM Programa IBM ILOG CPLEX. Costos Variable Gneración + Datos Técnicos*.
- DTO N°125. (2019). Ministerio de Energía (2019, 20 de diciembre). Aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. En *Biblioteca del Congreso Nacional del Chile* (pp. 1-47). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/N?i=1140253&f=2019-12-20&p=>
- DTO N°128. (2019). Ministerio de Energía (2019, 20 de diciembre). Aprueba Reglamento para Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica. En *Biblioteca del Congreso Nacional* (p. 7). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/N?i=1095456&f=2019-12-20&p=>
- DTO N°130. (2020). Ministerio de Energía (2020, 1 de enero). Aprueba Reglamento que Establece Disposiciones Aplicables a SSCC con que Deberá Contar Cada Sistema Eléctrico para la Coordinación de la Operación del Sistema en los Términos a que se Refiere el Art. 137° de LGSE. En *Biblioteca del Congreso Nacional del Chile* (p. 15). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1047565&idVersion=2020-01-01>

- DTO N°23T. (2016). (2016, 3 de febrero). Fija Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, el Área de Influencia, Común, el Valor Anual de Transmisión por Tramo y sus Componentes con sus Fórmulas de Indexación para el Cuadrienio 2016-2019. En *Diario Oficial de la República de Chile* (Vol. 4, pp. 64-72). CNE. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/DS_N_23T_Troncal_2016-2019.pdf
- DTO N°244. (2019). Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2019, 20 de diciembre). Aprueba Reglamento para Medio de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la LGSE. En *Biblioteca del Congreso Nacional del Chile* (p. 28). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=246461&idVersion=2019-12-20>
- DTO N°291. (2013). Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2013, 5 de agosto). Aprueba Reglamento que Establece la Estructura, Funcionamiento y Financiamiento de los Centros de Despacho de Carga. En *Biblioteca del Congreso Nacional del Chile* (p. 31). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=275192&idVersion=2013-08-05>
- DTO N°62. (2007). Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2007, 2 de marzo). Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia Entre Empresas Generadoras Establecidas en la LGSE. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (pp. 1-17). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar/?idNorma=250604&idVersion=2007-03-02&idParte>
- Generación Real | CEN. (2020, agosto 7). *Generación Real del sistema / Coordinador Eléctrico Nacional*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real-del-sistema/>
- Infotécnica Generadores Renovables | CEN. (2022, agosto 28). *INFOTÉCNICA / Información de Instalaciones de Centrales Generadoras Renovables*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones>
- Infotécnica Generadores Térmicos | CEN. (2022, agosto 28). *INFOTÉCNICA / Información de Instalaciones de Centrales Generadoras Térmicas*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/centrales>
- Ley N°2.224. (1978). Ministerio de Minería (1978, 8 de junio). Crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (p. 7). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=6857&idVersion=2014-09-22>
- Ley N°20.257. (2008). Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2008, 1 de abril). Introduce Modificaciones a la LGSE Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de ERNC. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (p. 5). Ley Chile. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=270212&idParte=0>

- Ley N°20.698. (2013). Ministerio de Energía (2013, 22 de octubre). Propicia la Ampliación de la Matriz Energética, Mediante Fuentes Renovables No Convencionales. En *Biblioteca del Congreso Nacional del Chile* (p. 4). Ley Chile.
<https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1055402&idVersion=2013-10-22>
- Ley N°20.805. (2015). Ministerio de Energía (2015, 29 de enero). Perfecciona Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Regulaciones de Precios. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (p. 7). Ley Chile. <http://bcn.cl/1vm95>
- Ley N°20.936. (2016). Ministerio de Energía (2016, 20 de julio). Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. En *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile* (p. 76). Ley Chile. <http://bcn.cl/1wo3a>
- Narvik. (2017). Determinación de Ingresos por Potencia de Suficiencia en los Sistemas Interconectados. En *Comisión Nacional de Energía* (Número diciembre). <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/01/Informe-Final-131217.pdf>
- NT SSCC | CNE. (2019). *Norma Técnica de Servicios Complementarios*. CNE. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/05/NT-SSCC.pdf>
- NTPCO Unidades GNL Regasificado | CNE. (2019). *Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/06/NT-GNL-Junio-2019.pdf>
- NTSyCS | CNE. (2019). Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. En *Comisión Nacional de Energía*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/NTSyCS-Dic2019.pdf>
- Potencia Transferida Sistema Transmisión | CEN. (2020). *Potencia Transferida día 23 de marzo de 2023 Tramo S/E Changos - S/E Cumbres 500 kV, SEN*. <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/potencia-transitada-por-el-sistema-de-transmision/>
- Precio de Nudo | CNE. (2022, agosto 28). *Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Segundo Semestre 2022*. <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>
- Precio de Nudo Promedio | CNE. (2022, agosto 20). *Fijación de Precios de Nudo Promedio del SEN*. Comisión Nacional de Energía. <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>
- Programa Diario Generación | CEN. (2020, agosto 22). *Programa Diario de Generación del SEN*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-programada/programa-diario-de-generacion/>
- Programas de Operación | CEN. (2020, agosto 7). *Programas de Operación del SEN*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion/>

- RE N°37. (2016). Ministerio de Energía (2016, 20 de enero). Modifica Norma Técnica con Exigencia de Seguridad y Calidad de Servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central, e Incorpora Anexo que Indica. En *Biblioteca del Congreso Nacional del Chile* (Número 2016, pp. 1-9). Ley Chile. <http://bcn.cl/2i6ix>
- RE N°530 Exenta. (2018). Comisión Nacional de Energía (2018, 19 de julio). Individualiza a Clientes Libres de Empresas Generadoras a que se Refiere el Número 1 del Numeral ix del Literal D, del Art. Vigésimoquinto Transitorio de la Ley N°20.936. En *Comisión Nacional de Energía* (p. 9). CNE. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/10/Res.-Ex.-N°-530.pdf>
- RE N°634 Exenta. (2018). Comisión Nacional de Energía (2018, 11 de septiembre). Actualiza Res. Ex. N°530 de fecha 19 de julio de 2018, que individualiza clientes libres de empresas generadoras a que se refiere el número 1 del numeral ix del literal D del artículo vigésimoquinto transitorio de la Ley N°20.936. En *Comisión Nacional de Energía* (p. 8). CNE. https://www.cne.cl/archivos_bajar/Res_Ex_CNE_634_2018.pdf
- RE N°641 Exenta. (2016). Comisión Nacional de Energía (2016, 30 de agosto). Establece Plazos Requisitos y Condiciones para la Fijación Precios Nudo Corto Plazo. En *Comisión Nacional de Energía* (p. 7). CNE. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/Resolución-Exenta-N°641_30-08-2016.pdf
- RE N°815 Exenta. (2019). Comisión Nacional de Energía (2019, 26 de diciembre). Aprueba nuevo informe técnico y fija cargos a que se refieren los Art. 115° y 116° de la LGSE, y deja sin efecto Resolución Exenta N°636 de la Comisión Nacional de Energía, de 1 de octubre de 2019. En *Comisión Nacional de Energía* (p. 22). CNE. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Resolución-Exenta-N°-815_26-12-2019.pdf
- Resultados Simulación PHS. (2022). *Resumen de Simulación. Resultados de Cálculos, Tablas y Gráficos de Caso Base y PHS con Potencias Variables.*
- Valorización Sistemas Transmisión | CNE. (2022, julio 20). *Valorización Sistemas de Transmisión Eléctrica.* Comisión Nacional de Energía. <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>
- Watts, D., & Pérez, R. (2018). *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno* (3a Ed). Ministerio de Energía/(GIZ) GmbH.