



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UNA MATRIZ DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CAMINO A LA DESCARBONIZACIÓN**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

DANIELA ANDREA HERMOSILLA NEIRA

PROFESOR GUÍA:
IVÁN CABRERA PAVEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
JOSE MIGUEL VERA ROBLES
RODRIGO MORENO VIEYRA

SANTIAGO DE CHILE
2019

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UNA MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CAMINO A LA DESCARBONIZACIÓN.

En la actualidad, los mercados eléctricos de distintos lugares del mundo se encuentran migrando a una economía verde, desarrollando políticas locales que apuntan a la reducción de los Gases de Efecto Invernadero, siendo la descarbonización de la matriz de generación una posible solución que desplazaría a tecnologías altas en emisiones como son las centrales a carbón. Chile no se excluye de este fenómeno, pues en el marco de la Política Energética 2050, el Ministerio de Energía junto con la Asociación de Generadoras establecieron el compromiso de no desarrollar nuevos proyectos en base a carbón y crear una mesa de trabajo que estudie y analice las condiciones que afectarían al sistema eléctrico ante el retiro de aquellas centrales a carbón ya existentes.

En virtud de lo anterior, resulta relevante estudiar las condiciones a las cuales se ve enfrentado el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cuando es sometido a un cambio tecnológico de esta envergadura. Para ello, el presente documento corresponde a un estudio de mediano-largo plazo con miras al año 2030 donde se pueda deducir el estado de operación del SEN en este nuevo contexto, identificando sus condiciones de en diferentes escenarios propuestos y respondiendo a si se encuentra el sistema capacitado para este cambio tecnológico.

Se estudian tres casos: (1) Caso Base, (2) Caso 1: riesgo y (3) Caso 2: adaptado, donde el primero representa el sistema eléctrico actual proyectado al año 2030, en el segundo, se realiza un cronograma de retiro de las centrales existentes tipo vapor-carbón y en el tercero se adapta el parque de generación ante el retiro de estas centrales. En cada uno de los casos se simula la operación de largo y corto plazo junto con la expansión de la generación a través de la plataforma AMEBA.

Los resultados de la simulación del SEN indican que en el Caso 1 el sistema se ve vulnerado ante el retiro de centrales, no abasteciendo la demanda del sistema en condiciones de escasez hídrica, por lo que es necesario impulsar las medidas necesarias para no llegar a este estado de operación. En el Caso 2, se reemplaza la capacidad instalada de tecnología vapor carbón por unidades generadoras de Energía Renovables de Fuente Variable (ERFV) – solares y eólicas - junto con tecnologías convencionales - gas natural e hidroeléctricas de pasada -. Estas últimas por la necesidad de atributos de flexibilidad del sistema.

Respecto a la operación del SEN, técnicamente, si se podría realizar el retiro de centrales al año 2030, pues se abastece la demanda y se cumplen las restricciones impuestas. Desde la perspectiva económica, los costos marginales del sistema presentan un alza al retirar las centrales de carbón que se refleja en los costos de generación.

No obstante, este incremento puede ser mitigado si se toman en cuenta la totalidad de los costos operativos, esto es sumando el costo por emisiones junto con el costo de generación. Así, la reducción de las emisiones en el C2 podría reducir el costo total de operación en comparación al Caso Base dependiendo del impuesto utilizado.

Agradecimientos

En primer lugar, quisiera agradecer a mi familia, quienes me han entregado el amor y soporte que he necesitado en cada etapa de mi vida. A mis padres, Alejandra y Ricardo, por apoyarme incondicionalmente siempre que lo necesité y por el simple hecho de siempre estar presentes; a mis hermanos, Daniel y Felipe por enseñarme, aunque sea a la fuerza, de todo lo que era capaz; a mis primas Cami y Nicki por ser además mis amigas y confidentes, por escucharme y acompañarme. A mis tatas, por todo el amor que me han dado e impulsarme a estudiar y esforzarme en lo que sea. Y finalmente al Mingo, por haberme alegrado la vida y acompañarme siempre.

En segundo lugar, agradecer a los miembros de mi comisión: Iván, José Miguel y Rodrigo por su disposición, ayuda y correcciones que le han agregado valor a este trabajo. Junto con ellos, quiero destacar el apoyo que me entregó la Gerencia de Mercado de Colbún, integrándome como un miembro más a su día a día. En especial, quiero destacar el compromiso de Daniela Soler y Cristian Yáñez quienes además de ayudarme en todo lo que necesité, de enseñarme y explicarme todo mil veces, se transformaron en mis amigos.

Además de los miembros de Colbún, quiero agradecer a Eduardo Pereira de la consulta SPEC que junto con su equipo resolvieron mis dudas y me ayudaron en todo lo que fuese necesario.

No puedo dejar afuera a todos los que me han acompañado por años en mis diferentes proyectos, en especial a la Eva, Fran y Nahir. Chiquillas ¡gracias por todo! No se imaginan lo importante que han sido en cada etapa, en cada decisión.

Respecto a mi paso por la universidad, debo agradecer a quienes hicieron mi estadía más cómoda y agradable, empezando por mis amigos de plan común, Diego, Pancho, Saldi, Nacho, Danilo, Maggi; pasando luego por los chicos de eléctrica, Camilo y Migue, (fueron unos compañeros increíbles ¡Qué gran grupo!), Barbie, Migue S. gracias por tantos momentos juntos. Y en especial agradecer la amistad desde el primer año de la Javi, gracias amiguita por estar en las buenas y en las malas, por las tardes de estudio, los trabajos, las salidas y el té!

Tabla de Contenido

Capítulo 1: Introducción.....	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivo general.....	2
1.3. Objetivos específicos.....	2
1.4. Alcances.....	3
1.5. Estructura del documento.....	3
Capítulo 2: Antecedentes generales.....	4
2.1. El Sistema Eléctrico Nacional y su operación técnico-económica.....	4
2.1.1. La operación técnico-económica del SEN.....	6
2.2. Centrales a carbón en Chile.....	9
2.2.1. Características del parque a carbón.....	9
2.3. La matriz energética de largo plazo: los sistemas eléctricos bajos en carbono.....	12
2.3.1. Introducción.....	12
2.3.2. La irrupción masiva de energías renovables.....	13
2.3.3. Posibilidades de retiro de centrales térmicas: Experiencia internacional.....	16
2.3.4. Posibilidades de descarbonización en Chile.....	18
Capítulo 3: Propuesta metodológica y modelos computacionales para su ejecución.....	24
3.1. Aspectos generales.....	24
3.2. Metodología general del estudio.....	24
3.3. Modelos requeridos para la ejecución del estudio.....	25
3.3.1. Modelo de inversión.....	26
3.3.2. Modelo de largo plazo.....	27
3.3.3. Modelo de corto plazo.....	28
3.4. Plataforma empleada: modelo AMEBA.....	28
Capítulo 4: Implementación.....	31
4.1. Características.....	31

4.1.1. Demanda	31
4.1.2. Capacidad anual instalada	32
4.1.3. Perfiles de disponibilidad	33
4.1.4. Parámetros técnicos por tecnología.....	36
4.1.5. Costos combustibles.....	38
4.1.6. Factor de emisiones	39
4.1.7. Reservas	40
4.1.8. Costos de inversión.....	42
4.1.9. Cronograma retiro centrales a carbón	43
4.2. Escenarios.....	44
4.3. Resultados	45
4.3.1. Evolución de la capacidad instalada	45
4.3.2. Operación de mediano plazo: generación y costos marginales (modelo largo plazo)	48
4.3.3. Operación de corto plazo por escenario	56
4.3.4. Balance costos operacionales	65
Capítulo 5: Análisis de resultados	67
5.1. Expansión del sistema	67
5.2. Operación del sistema	67
Capítulo 6: Conclusiones	71
6.1. Trabajos futuros	72
Capítulo 7: Bibliografía.....	73
Capítulo 8: Anexos.....	76
8.1. Potencial energías renovables en Chile	76
8.2. Flexibilidad.....	76
8.3. Alta penetración energías renovables	78
8.4. Evolución modelos	80
8.5. Localización y potencial de centrales candidatas a expansión.....	81

8.6. Plan de expansión C1.....	82
8.7. Resultados operación	84
8.7.1. Análisis de sensibilidad caso húmedo: costos marginales.....	84
8.7.2. Reservas.....	85

Índice de Tablas

Tabla 2.1.- Unidades generadoras a carbón, potencia y año de entrada en operación.	9
Tabla 2.2.- Características de corto plazo parque a carbón.	11
Tabla 3.1.- Resumen características modelos.....	30
Tabla 4.1.- Caracterización de la demanda y recursos disponibles.	32
Tabla 4.2.- Potencia máxima y mínima promedio por tecnología	36
Tabla 4.3.- Rampa de subida y bajada promedio por tecnología.	37
Tabla 4.4.- Mínimo tiempo encendido y apagado promedio por tecnología.	38
Tabla 4.5.- Montos estimados reserva para CPF.....	41
Tabla 4.6.- Montos estimados para reserva CSF.....	41
Tabla 4.7.- Montos estimados finales de reserva para CPF.....	41
Tabla 4.8.- Montos estimados finales para reserva CSF	41
Tabla 4.9.- Costos de inversión por tecnología al año 2030.	43
Tabla 4.10.- Cronograma de retiro centrales a carbón.....	43
Tabla 8.1.- Potencial energías renovables en MW. FUENTE: Ministerio de energía,2018	76
Tabla 8.2.-Potencial eólico, solar FV y térmica e hidráulica de pasada por localidad.	81
Tabla 8.3.- Candidatos biomasa, geotermia, GNL CA y GNL CC.....	82
Tabla 8.4.- Desglose año ingreso y capacidad instalada por central.....	83

Índice de Figuras

Figura 1.1.- Zonas de impacto descarbonización.....	1
Figura 2.1.- Capacidad total instalada SEN por tecnología.....	4
Figura 2.2.- Demanda real y neta horaria 11 junio 2018.....	6
Figura 2.3.- Rangos de acción regulación de frecuencia FUENTE: C. Rahmann, “Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos Clase Control de frecuencia.”	8
Figura 2.4.- Capacidad instalada de centrales carboneras por comuna y número de unidades. FUENTE: “Mesa de retiro y/o reconversión de unidades a carbón“ – primera reunión, Ministerio de Energía, 2018.....	11
Figura 2.5.- Mix generación países miembros de International Energy Agency.	14
Figura 2.6.- Algunas acciones realizadas por países para avanzar a una matriz baja en carbono. 15	
Figura 2.7.- Retiro plantas termoeléctricas en el mundo. FUENTE: B. M. Kefford, B. Ballinger, D. R. Schmeda-Lopez, C. Greig, and S. Smart, “The early retirement challenge for fossil fuel power plants in deep decarbonisation scenarios,” octubre 2017	17
Figura 2.8.- Variación en costos del sistema para distintos impuestos y reducción de carbón FUENTE: Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), “Análisis de escenarios de descarbonización: Lecciones aprendidas,” 2018.....	19
Figura 2.9.- Generación por tecnología en el año 2017.....	21
Figura 2.10.- Generación renovable mensual por tecnología año 2017.	21
Figura 2.11.- Resumen cambios regulatorios relacionados con integración de energías renovables.	22
Figura 2.12.- Evolución capacidad instalada acumulada ERNC. FUENTE: ACERA, “Centro de información,” 2018.....	23
Figura 3.1.- Diagrama casos de estudio.....	25
Figura 3.2.- Diagrama uso modelos.	25
Figura 3.3.- Función de costos a minimizar.....	27
Figura 4.1.- Evolución demanda en el tiempo y porcentaje de crecimiento anual.	31
Figura 4.2.- Demanda residual para el día 03-06-2030.....	32
Figura 4.3.- Capacidad anual instalada acumulada por tecnología caso base.	33
Figura 4.4.- Capacidad que ingresa por año en CB	33
Figura 4.5.- Radiación solar promedio mensual en por unidad.	34
Figura 4.6.-Radiación solar promedio horaria en por unidad.	34
Figura 4.7.- Disponibilidad eólica mensual en por unidad.....	35
Figura 4.8.- Disponibilidad eólica horaria promedio en por unidad.	35
Figura 4.9.- Perfil disponibilidad central CSP promedio por unidad.	36
Figura 4.10.- Potencia máxima y mínima por central, clasificado por tecnología.....	37

Figura 4.11.- Evolución costo variable combustible promedio en el tiempo para diesel ciclo abierto y cerrado	38
Figura 4.12.- Evolución costos variable combustible promedio en el tiempo para carbón, gas ciclo combinado y ciclo abierto.....	39
Figura 4.13.- Factor de emisiones en centrales carboneras	40
Figura 4.14.- Costos de inversión eólica y solar FV.....	42
Figura 4.15.- Costos de inversión CSP y geotermia.....	42
Figura 4.16.- Generación hidráulica por simulación en CB.	44
Figura 4.17.- Afluentes históricos por año.....	44
Figura 4.18.-Capacidad anual instalada CB	45
Figura 4.19.- Capacidad anual instalada CB sin restricciones corto plazo.....	46
Figura 4.20.- Capacidad anual instalada en C2.	46
Figura 4.21.- Plan de expansión C2 sin restricciones de corto plazo.	47
Figura 4.22.- Capacidad anual instalada C2 sin restricciones de transmisión.	47
Figura 4.23.- Plan de obras C2 a utilizar.....	48
Figura 4.24.- Generación mensual promedio SEN CB serie seca.	48
Figura 4.25.- Costo marginal promedio mensual CB serie seca.....	49
Figura 4.26.- Generación mensual promedio SEN CB serie medio/seca.	49
Figura 4.27.- Costo marginal promedio mensual CB serie medio/seca.....	50
Figura 4.28.- Generación mensual promedio SEN C1 serie seca.....	50
Figura 4.29.- Costo marginal promedio mensual C1 serie seca.	51
Figura 4.30.- Generación mensual promedio C1 serie medio/seca.	51
Figura 4.31.- Costo marginal promedio mensual C1 serie medio/seca.....	52
Figura 4.32.- Generación mensual promedio C2, serie seca.....	52
Figura 4.33.- Costo marginal promedio mensual C2, serie seca.....	53
Figura 4.34.- Generación mensual promedio C2 serie medio/seca.....	53
Figura 4.35.- Costo marginal promedio mensual C2 serie medio/seca.	53
Figura 4.36.- Variación de la cota del embalse Canutillar ante un escenario seco.	55
Figura 4.37.- Variación de la cota del embalse Canutillar ante un escenario medio/seco.....	55
Figura 4.38.- Variación de la cota del embalse El Toro ante un escenario seco.	56
Figura 4.39.- Variación de la cota del embalse El Toro ante un escenario medio/seco.....	56
Figura 4.40.- Operación horaria SEN CB semana invierno, serie seca.....	57
Figura 4.41.- Costos marginales horarios CB semana invierno, serie seca.	57
Figura 4.42.- Operación horaria SEN CB semana invierno, serie medio/seca.	58

Figura 4.43.- Costos marginales horarios CB semana invierno, serie medio/seca.....	58
Figura 4.44.- Operación horaria SEN C1 semana invierno, serie seca.....	59
Figura 4.45.- Costo marginal horario C1 semana invierno, serie seca.	59
Figura 4.46.- Operación horaria SEN C2 semana invierno, serie seca.	60
Figura 4.47.- Costo marginal horario C2 semana invierno, serie seca.....	60
Figura 4.48.- Operación horaria SEN C2 semana invierno, serie medio/seca	61
Figura 4.49.- Costo marginal horario C2 semana invierno, serie medio/seca.....	61
Figura 4.50.- Operación horaria SEN CB semana verano, serie seca.	62
Figura 4.51.- Costos marginales horarios CB semana verano, serie seca.....	62
Figura 4.52.- Operación horaria SEN CB semana verano, serie medio/seca.....	63
Figura 4.53.- Costo marginal horario CB semana verano, serie medio/seca.....	63
Figura 4.54.- Operación horaria SEN C2 semana verano, serie seca.....	64
Figura 4.55.- Costo marginal horario C2 semana verano, serie seca.	64
Figura 4.56.- Operación horaria SEN C2 semana verano, serie medio/seca.....	65
Figura 4.57.- Costo marginal horario C2 semana verano, serie medio/seca.	65
Figura 4.58.- Balance de costos operacionales con impuesto de 5 USD/tonCO2.....	66
Figura 4.59.- Balance de costos operacionales con impuesto de 32.5 USD/MWh.	66
Figura 5.1.- Estado operación CB y C2 para el 11-06-2030 a las 19:00.	69
Figura 5.2.- Variación de generación, reserva y potencia máxima entre CB y C2.	70
Figura 8.1.- Potencial de energías renovables geográfico. FUENTE: Ministerio de energía, 2017.	76
Figura 8.2.- Desacoples costos marginales zona norte SIC, septiembre 2017. FUENTE: systep,2017	79
Figura 8.3.- Curva del pato FUENTE: California ISO,2016.....	80
Figura 8.4.- Capacidad instalada al 2030 por central para el C2.....	83
Figura 8.5.- Costos marginales horarios CB y C2 para una semana de invierno - caso húmedo..	85
Figura 8.6.- Costos marginales horarios CB y C2 para una semana de verano - caso húmedo....	85
Figura 8.7.- Reserva primaria CB semana invierno caso seco.	86
Figura 8.8.- Reserva secundaria CB semana invierno caso seco.	86
Figura 8.9.- Reserva primaria CB semana invierno caso medio/seco.	86
Figura 8.10.- Reserva secundaria CB semana invierno caso medio/seco.	86
Figura 8.11.- Reserva primaria CB semana verano caso seco.	86
Figura 8.12.- Reserva secundaria CB semana verano caso seco.	86
Figura 8.13.- Reserva primaria CB semana verano caso medio/seco.	87

Figura 8.14.- Reserva secundaria CB semana verano caso medio/seco.....	87
Figura 8.15.- Reserva primaria C2 semana invierno caso seco.	87
Figura 8.16.- Reserva secundaria C2 semana invierno caso seco.	87
Figura 8.17.- Reserva primaria C2 semana invierno caso medio/seco.	87
Figura 8.18.- Reserva secundaria C2 semana invierno caso medio/seco.	87
Figura 8.19.- Reserva primaria C2 semana verano caso seco.	88
Figura 8.20.- Reserva secundaria C2 semana verano caso seco.	88
Figura 8.21.- Reserva primaria C2 semana verano caso medio/seco.	88
Figura 8.22.- Reserva secundaria C2 verano invierno caso medio/seco.	88

Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

En la actualidad, diversos mercados eléctricos del mundo se encuentran en un proceso de transición energética, analizando e implementando cambios estructurales con tal de eliminar y/o reducir la dependencia de combustibles fósiles en su matriz de generación, y en particular, mediante la descarbonización de su matriz de generación. Los acuerdos internacionales y su influencia en la regulación del mercado eléctrico han sido un motor de cambio, generando políticas locales que permitan cumplir las metas acordadas. Uno de ellos es el Acuerdo de París, cuyo fin es limitar el calentamiento global de la tierra a 2°C reduciendo los Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el mundo. En este contexto, el sector de generación de energía eléctrica tiene un rol fundamental, pues las emisiones de CO₂ de éste representan un 42% del total a nivel mundial¹.

El desafío no es solo a nivel climático-global – pensando únicamente en la reducción de CO₂ -, sino que también existen razones medioambientales y sociales, directamente relacionadas con la contaminación del aire, tierra y agua, provocando un rechazo a grandes proyectos por parte de las comunidades. Junto con ello, existen problemas relacionados con la salud de la población expuesta a estos gases, aumentando los problemas respiratorios, consultas en atención primaria, intoxicaciones, entre otros².

En este contexto, Chile, en cumplimiento con la ratificación del Acuerdo de París, ha decidido comenzar la discusión para avanzar hacia un sistema eléctrico bajo en carbono mediante un proceso paulatino que disminuya la emisión de contaminantes y GEI. Este desafío resulta complejo, considerando que, para una implementación eficiente, no se deben mermar las características deseables para el desarrollo de un mercado eléctrico competitivo que promueva una operación segura y económicamente eficiente.

A grandes rasgos, el proceso descarbonización de la matriz de generación necesariamente debe impactar positivamente sobre tres ejes o pilares: debe impedir un rechazo social y ambiental relevante, mantener los estándares de seguridad y calidad de servicio; y, por último, no emitir señales regulatorias que atenten contra el desarrollo del sector (inversión privada y rentabilidad). Cubriendo dichos aspectos, se transforma en un proceso sostenible, cumpliendo los objetivos propuestos sin disminuir la calidad ni la confiabilidad del sistema eléctrico (Figura 1.1)

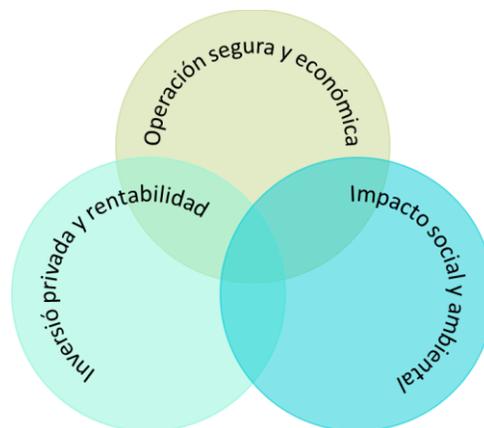


Figura 1.1.- Zonas de impacto descarbonización.

¹ Global CO₂ emissions by sector, IEA, 2016.

² Dra. Patricia Matus, Dr. Pablo Ruiz, sesión 3 Mesa Descarbonización, 2018

El proceso de descarbonización apunta directamente al desplazamiento de tecnologías altas en emisiones como son las centrales a carbón. En particular, el Gobierno de Chile junto con las empresas socias de la Asociación de Generadoras de Chile se han comprometido a: “[...] no iniciar nuevos desarrollos de proyectos a carbón que no cuente con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes[...]” y crear un grupo de trabajo que se encargue de realizar un cronograma y condiciones para el cese programado y gradual de la operación de centrales a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes³.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tiene una capacidad instalada de centrales a carbón igual a 5.540 MW⁴, equivalente al 26% de la capacidad instalada total en sistema. Bajo el actual paradigma de generación y despacho económico, este tipo de centrales son utilizadas en la “base de la curva de carga diaria”, para cubrir la demanda del SEN tanto en horas de demanda mínima como demanda máxima, con un altísimo nivel de gestión debido a la dependencia exclusiva del nivel de combustible. Por tanto, cuando se habla de efectuar un remplazo de este tipo de tecnologías, no solamente se deben cubrir los aspectos medioambientales, sino también se deben contemplar todos los aportes que este tipo de centrales efectúan para cubrir la demanda con los grados de confiabilidad – aporte a la suficiencia y seguridad - admisible en cualquier sistema eléctrico robusto.

En virtud de lo anterior, resulta importante conocer si el SEN se encuentra preparado para efectuar un remplazo tecnológico en esta índole. Preguntas como ¿Es posible retirar todas las centrales de carbón del SEN? ¿Cuándo hacerlo? ¿De qué forma retirarlas? ¿Cómo operaría el sistema? Surgen de forma espontánea ante esta posibilidad.

Para ello, el presente documento corresponde a un estudio de mediano-largo plazo, cuyo enfoque principal consiste en verificar si, para un año en particular, es posible una operación segura y económica en ausencia de centrales a carbón (pilar N° 2 de la Figura 1.1) permitiendo manifestarse acerca de las reales posibilidades de promover este cambio tecnológico-, no descartando proponer adecuaciones a éste- y con ello, definir un período mínimo de transición hacia el escenario en estudio.

1.2. Objetivo general

El objetivo de este trabajo consiste en analizar la factibilidad técnica-económica del retiro de centrales térmicas en base a carbón del Sistema Eléctrico Nacional, simulando la operación económica del SEN durante el año 2030, con el fin de realizar un diagnóstico del estado de operación del sistema sin esta tecnología.

1.3. Objetivos específicos

- Simular la operación del SEN para el período 2018-2030 en un escenario base, esto es, con presencia de centrales a carbón, para contrastarlo con el escenario de descarbonización.
- Incluir aspectos de corto plazo en las simulaciones como mínimos técnicos, mínimo tiempo encendido/apagado y rampas de subida/bajada, entre otros
- Identificar, mediante modelos de planificación o bien en la operación del sistema, tecnologías que reemplazarían al parque térmico existente basado en generación vapor - carbón.
- Concluir sobre la factibilidad de estos cambios.

³ Noticias: “Gobierno y Generadoras anuncian fin de nuevos desarrollos de plantas a carbón” Generadoras Chile, 2018

⁴ Capacidad total instalada, Coordinador Eléctrico Nacional, 2018.

1.4. Alcances

Este trabajo de investigación busca identificar el estado de operación del sistema eléctrico, en ámbitos de seguridad y operación económica, quedando fuera del alcance:

- Efectos en el sistema de transmisión como su expansión óptima.
- Estabilidad del sistema y simulaciones intrahorarias.
- Ingresos económicos de los agentes del sistema y la visión privada.
- Inserción de impuesto verde como señal económica eficiente de mediano-largo plazo proporcionada para el retiro de centrales a vapor-carbón⁵.

Cabe destacar que el retiro de centrales a carbón se realiza según la antigüedad de las centrales, no involucrando una justificación económica de éste.

El problema de expansión de la generación se resuelve de forma centralizada, por lo que su resultado no necesariamente presenta los intereses de los agentes privados del sistema.

1.5. Estructura del documento

Este documento consta de 6 capítulos, los cuales permiten una mejor comprensión al lector del estudio desarrollado. A continuación, se resumen los tópicos abordados en cada uno de ellos.

El Capítulo 2 entrega los antecedentes generales que permiten contextualizar el estudio en el sistema eléctrico chileno, explicando cuál es su funcionamiento y características. Por otra parte, se presentan los sistemas eléctricos bajos en carbono y su relación con la alta penetración de energías renovables y con el retiro de centrales de generación altas en emisiones de GEI.

El Capítulo 3 presenta la propuesta metodológica y los modelos computacionales utilizados, describiendo los casos de estudio seleccionados y su justificación, junto con los modelos de inversión, largo plazo y corto plazo que permiten simular el actuar del SEN en el horizonte de estudio.

El Capítulo 4 se encarga de exponer la implementación de los casos de estudio, donde se destacan las características del sistema modelado y los escenarios de estudio, junto con la justificación de cada uno de estos, además de los resultados de las simulaciones. La sección de resultados se desglosa según el modelo computacional utilizado: en primer lugar, se presenta la evolución de la capacidad instalada en el sistema, en segundo lugar, la operación de mediano plazo y finalmente, la operación de corto plazo.

El Capítulo 5 presenta el análisis de los resultados antes expuestos, los cuales se clasifican en expansión y operación del sistema.

Finalmente, el Capítulo 6 plantea las conclusiones obtenidas a partir de los resultados de las simulaciones y la discusión realizada en el análisis de éstos, para luego entregar posibilidades de expansión del estudio.

^{5 5} El criterio utilizado en este trabajo no considera la discusión respecto a la inclusión o no de los efectos de las emisiones de las unidades a vapor-carbón como señal de eficiencia económica en los costos variables de operación (repercusión), de forma tal que exista una competencia sana con las nuevas tecnologías de fuente variable

Capítulo 2: Antecedentes generales

En este capítulo se exploran diferentes temáticas que permiten una mejor comprensión del estudio. En primer lugar, se estudia el Sistema Eléctrico Nacional y su operación técnico-económica, exponiendo sus características principales y el problema al que se ve enfrentado el Coordinador Eléctrico Nacional⁶. En segundo lugar, se presenta la realidad de las centrales a carbón en Chile, en ámbitos técnicos, económicos y socioambientales. En tercer lugar, se estudian los sistemas eléctricos bajos en carbono con miras al futuro.

2.1. El Sistema Eléctrico Nacional y su operación técnico-económica

El Sistema Eléctrico Nacional, resultado de la reciente interconexión de los sistemas Sistema Interconectado del Norte Grande y Sistema Interconectado Central - SING y SIC respectivamente - se extiende desde Arica hasta Chiloé, alcanzando 3.100 km de longitud y abarcando el 99,26% de la capacidad instalada en todo el país, equivalente a 36.352,83 MW⁷. La composición de la matriz chilena se encuentra en la Figura 2.1 – desglosada en las tecnologías presentes en ella -, destacando que, en la actualidad, un 53,1% de la capacidad instalada corresponde a centrales termoeléctricas, mientras que un 20,9% corresponde a Energías Renovables de Fuente Variable (ERFV, eólico - solar).

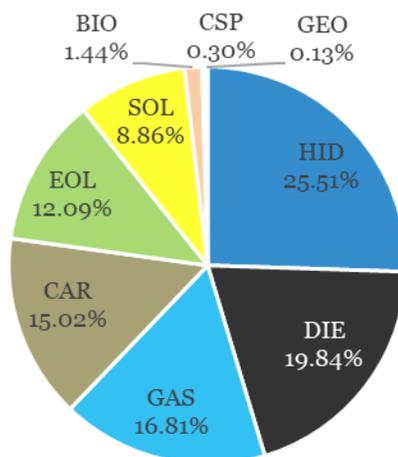


Figura 2.1.- Capacidad total instalada SEN por tecnología.

Las características geográficas del país han permitido la amplia instalación de centrales hidroeléctricas de pasada y embalses en el centro-sur de este. Las centrales de pasada dependen del recurso disponible en cada instante por lo que no tienen un carácter gestionable: el agua que fluye por las centrales se utiliza inmediatamente o bien es vertida⁸. En cambio, las centrales de embalses sí son gestionables por lo que es esencial optimizar el uso del agua almacenada a lo largo del tiempo en la planificación de la operación del sistema.

⁶ El Coordinador Eléctrico Nacional es la institución encargada de preservar la seguridad de servicio del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica de las instalaciones del sistema eléctrico junto con el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión – Ley 20.936 Artículo 72°-1.

⁷ Coordinador eléctrico Nacional, 2018

⁸ Cuando el agua disponible no es utilizada y debe seguir su camino sin haber generado energía con ella.

Las centrales térmicas se caracterizan por generar energía a partir de combustibles fósiles como es el caso del diesel, Gas Natural Licuado (GNL) y carbón, los cuales en su mayoría son importados al país. Tienen una presencia cercana al 50% de la capacidad instalada en el país.

En cuanto a Centrales de Energía Renovable No Convencional⁹ (ERNC) como la solar, eólica, geotérmica y CSP han estado en desarrollo los últimos años, predominando en la matriz la componente eólica y solar.

Las centrales solares fotovoltaicas¹⁰ son aquellas que utilizan como recurso primario la radiación solar a través de paneles fotovoltaicos, quienes convierten la radiación en energía eléctrica. Al ser dependientes de la radiación, solo generan en aquellas horas en las que el recurso está disponible, lo que a su vez depende de la estación del año.

Por su parte, las centrales eólicas utilizan como recurso primario el viento, el cual se caracteriza por tener una conducta estocástica, con gran incertidumbre y variabilidad a lo largo del día y el año.

Respecto a las centrales de geotermia, en Chile existe una central llamada Cerro Pabellón, la cual extrae fluido caliente de la tierra para generar electricidad. Una vez utilizado, el fluido vuelve a inyectarse a la tierra generando un ciclo sustentable.

Respecto a las centrales de concentración solar de potencia (CSP), éstas se caracterizan por concentrar la radiación solar en un punto para que un fluido se caliente y generare energía eléctrica al interactuar con una turbina. Suelen estar acompañadas por almacenamientos térmicos que permitirían guardar fluidos calientes para cuando no haya radiación solar, permitiendo una generación continua en el tiempo¹¹.

Toda la energía producida por las fuentes anteriores debe abastecer la demanda del sistema, la cual se caracteriza en la Figura 2.2. En esta se encuentra el requerimiento de generación hora a hora y la demanda neta¹² para el día 11 de junio de 2018.

⁹ Definidas en Chile por la Ley 20.257 como aquellas centrales hidroeléctricas pequeñas (menores a 20 MW de potencia máxima) y a proyectos que aprovechen la energía de la biomasa, la hidráulica, la geotérmica, la solar, la eólica, de los mares, entre otras.

¹⁰ De aquí en adelante se nombrarán centrales solares.

¹¹ Dependiendo del tamaño del almacenamiento será el tiempo por el cual se pueda almacenar la energía para que el conjunto central CSP y almacenamiento tengan un mayor factor de planta.

¹² Demanda neta es la suma de todos los recursos no gestionables, en este caso la demanda menos la generación solar y eólica.

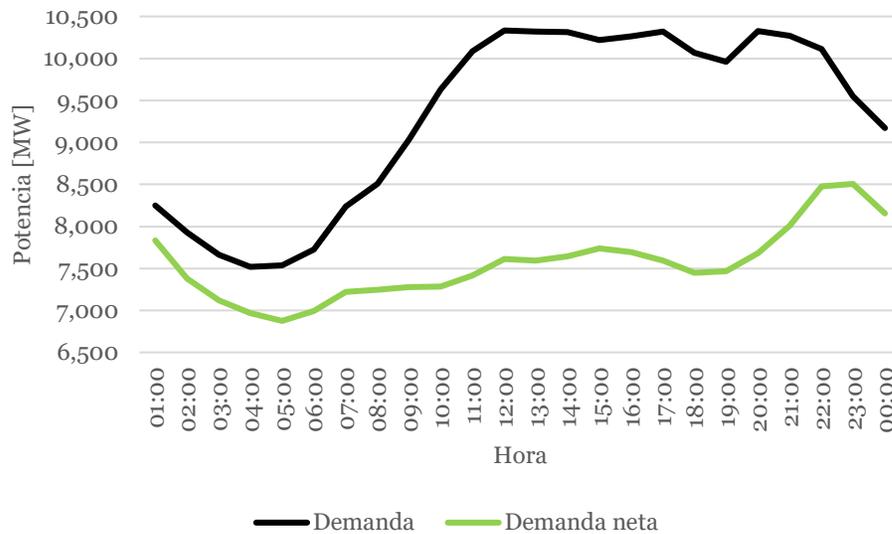


Figura 2.2.- Demanda real y neta horaria 11 junio 2018.

De la figura anterior, se observa una baja demanda en la madrugada y alta demanda desde las 12:00 hasta las 22:00 donde nuevamente baja. Es relevante tener en cuenta el efecto que producen los recursos no gestionables - como son la demanda y también la energía solar y eólica – pues se crea un balance tal que, la demanda que debe ser cubierta por recursos gestionables, corresponde a la diferencia entre la demanda real y la suma de la generación eólica y solar, es esta diferencia la que se entiende como demanda neta.

La demanda neta es considerablemente menor que la demanda real. Entre las 07:00 y 19:00 la demanda real se ve disminuida por el aporte de centrales solares. Una vez que atardece, la demanda real sube y el aporte de centrales solares disminuye, aumentando la demanda neta aceleradamente, lo que provoca un estrés en el sistema, pues existe un aumento de 7,500 MW a 8,500 MW de demanda neta en 3 horas. Las centrales eólicas tienen un aporte más bien constante en el tiempo debido a la diversificación geográfica de las centrales.

Tanto la demanda como el recurso solar y eólico están sujetos a la estacionalidad, por lo que la demanda tiende a ser mayor en los meses de invierno, mientras que el mayor aporte de energía solar está en los meses de verano. La estacionalidad también afecta a las centrales hidráulicas, pues en invierno, gracias a las precipitaciones, es donde se estima la existencia de mayores afluentes.

2.1.1. La operación técnico-económica del SEN

La operación económica en un sistema eléctrico está directamente relacionada con la forma de resolver el problema abastecimiento de demanda del sistema. De esta forma se busca repartir la demanda total entre los generadores disponibles de forma que el costo sea mínimo y se cumplan ciertas restricciones técnicas y niveles de calidad de servicio, definidos por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro (NTSyCS) en el SEN.

En Chile, el mercado eléctrico corresponde a un pool centralizado de costos auditados, donde el operador de mercado es el encargado de la valorización de la energía en cada instante de tiempo. Se establece el precio spot o precio de mercado como resultado de un proceso de operación

eficiente¹³, siendo este el costo marginal del sistema, lo que corresponde al costo de entregar un MW de potencia adicional al sistema al menor costo.

El ente encargado de resolver el despacho económico del SEN es el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) quien debe coordinar la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, esto bajo tres principios: (1) Preservar la seguridad de servicio, (2) Garantizar la operación económica del sistema y (3) Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión¹⁴.

Como resultado del proceso de planificación de la operación del sistema eléctrico, se informa la programación de la operación, donde se indican las consignas de potencia que deben tener las máquinas hora a hora¹⁵. Todo cambio en la operación real del sistema será ajustado gracias a las reservas del sistema y la gestión en tiempo real del CEN.

A. Seguridad del sistema

En todo momento se debe buscar el balance demanda-generación, teniendo en cuenta las restricciones propias del sistema tales como: rango de operación de las máquinas, limitaciones en tiempos de operación, límites de transmisión, entre otros.

Dado que el sistema presenta variables estocásticas tanto en la generación como en la demanda y que además pueden suceder contingencias o fallas en el sistema, es necesario explicitar acciones que retornen el balance a límites de operación razonables. Uno de ellos es el control de frecuencia, quien actúa en caso de que se presenten desbalances. Su función es resguardar la frecuencia del sistema en torno a su valor nominal, de este modo los equipos conectados al sistema se encontrarán a salvo junto con el correcto suministro de electricidad.

Si bien el control de frecuencia puede dividirse en las fases que el mercado eléctrico estime conveniente en función de los recursos disponibles para efectuarlo, como regla general dispone de al menos, dos componentes: control primario de frecuencia (CPF) y control secundario de frecuencia (CSF). El CPF es de rápida acción – entre 3 y 30 segundos – actúa de forma local en generador y tiene directa relación con la velocidad de rotación del eje de la máquina, regulando la potencia mecánica de la máquina gracias al estatismo del generador. Es esencial para la estabilidad del sistema, pues si la frecuencia cae muy pronunciadamente, no será posible restablecerla. La frecuencia queda desviada respecto a su valor nominal[1][2].

Por su parte, el CSF opera entre los 30 segundos y 30 minutos, posterior al CPF, aplicando cambios de consigna de potencia en los generadores con el fin de eliminar el error en régimen permanente de la frecuencia. La secuencia de regulación de frecuencia se presenta en la Figura 2.3.

¹³ Donde se requiere el uso de distintos modelos para la planificación y operación de las centrales hora a hora.

¹⁴ Ley 20.936 Artículo 72°-1.

¹⁵ Este programa es indicativo, pues existen variaciones en el tiempo real.

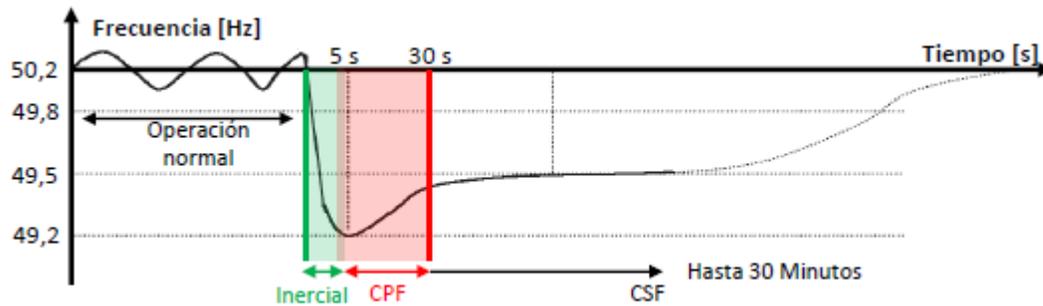


Figura 2.3.- Rangos de acción regulación de frecuencia FUENTE: C. Rahmann, “Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos Clase Control de frecuencia.”

Para poder efectuar el control de frecuencia es necesario mantener reservas¹⁶ en el sistema. Así, ante variaciones en el balance demanda-generación, es posible tomar acciones en las máquinas generadoras.

Como se explica posteriormente en la sección 4.1.7, las reservas están definidas para dos zonas del SEN: norte y centro-sur. En el norte, se encuentra una gran presencia de máquinas térmicas, quienes deben llevar a cabo el control primario y secundario, en especial centrales a carbón, para satisfacer los montos de reserva solicitados; en cambio, en el centro sur existe un gran aporte de máquinas hidráulicas, que por su rápida acción – alta tasa de toma de carga – predominan en los montos de reservas primarias y secundarias. En el SEN, las centrales solares y eólicas no realizan control de frecuencia.

B. Recursos del sistema

Para abastecer la demanda de forma económica o a mínimo costo, es necesario tener en cuenta la potencia de cada central, sus restricciones técnicas – mínimos técnicos, tasa de toma de carga de subida y bajada, tiempos mínimos de encendido, entre otros – costos de generación y disponibilidad de agua, ya que Chile posee una matriz con alta penetración de hidroelectricidad.

Como se pudo ver en la sección 2.1, la matriz de generación chilena tiene centrales hidráulicas, térmicas – carbón, GNL y diesel – solar, eólica, entre otras. Las centrales hidráulicas de pasada junto con las solares eólicas y de biomasa son las de menores costos, pues utilizan como recurso primario el agua en el caso de centrales de pasada, la radiación, viento y desechos de la industria forestal respectivamente en las otras tecnologías. Las primeras tres generarán siempre que tengan recursos disponibles, si pueden evacuar su generación¹⁷, las centrales térmicas por su parte dependen de sus costos variables de operación.

Las centrales de embalse deben gestionar adecuadamente la disponibilidad del agua, pues deben enfrentarse a un problema de decisión de uso del recurso en el horizonte de planificación, donde una gestión errada de uso intensivo del recurso en el presente puede provocar un problema de desabastecimiento en el futuro o en su defecto, la no utilización eficiente del recurso almacenado puede provocar vertimientos en la medida que se enfrentan a hidrologías húmedas. Por tanto, la gestión óptima de la estocasticidad del recurso hídrico es un problema no menor para sistemas hidro-térmicos y, en ese sentido, el problema de optimización anterior indica que la operación de

¹⁶ Montos de energía que tienen por finalidad actuar en el CPF y CSF. Los generadores que participen de las reservas deben proveer este monto cuando sea solicitado.

¹⁷ Por restricciones de transmisión puede que no se aproveche todo el recurso disponible en todo instante.

mediano plazo es un problema acoplado en el tiempo, ya que la decisión operativa de hoy afectará el futuro.

La Coordinación Hidro Térmica (CHT) corresponde a la optimización del abastecimiento de la demanda y el uso hídrico en los embalses del sistema. El operador deberá equilibrar así la Función de Costos Inmediatos (FCI) y Función de Costos Futuros (FCF). La primera, es la función de costos de generación térmica en una etapa, mientras que la segunda, se asocia a los costos que deberá cubrir el sistema en etapas posteriores debido a la generación térmica. El uso óptimo del agua se obtiene cuando se equilibra el valor inmediato y el futuro del agua[2].

2.2. Centrales a carbón en Chile

El carbón ha sido una fuente de energía fundamental durante décadas para Chile, en especial en el ámbito de la generación eléctrica, pues cerca del 90% del carbón utilizado en el país tiene este fin [3]. La gran mayoría de este combustible es importado lo que incide directamente en dependencias con otros países para conseguir este producto.

La primera gran planta de generación en base a carbón se instala en 1964, en Valparaíso, bajo el nombre Ventanas (Actual “Ventanas 1”) con 120 MW de potencia. El desarrollo de esta tecnología continúa hasta principios de la década de los 80, cuyo aporte al abastecimiento de la demanda eléctrica correspondería al 10,8% del total requerido para la época.

2.2.1. Características del parque a carbón

A. Características estáticas

En la actualidad son 28 las centrales en el país que se han encargado de dar la energía base¹⁸ para el sistema, teniendo un factor de planta¹⁹ mayor al 65% entre 2008 y 2012. Se puede ver que las centrales se han consolidado con mayor poder de generación, creando grandes complejos termoeléctricos como son: complejo termoeléctrico Tocopilla, complejo termoeléctrico Mejillones, Guacolda, Ventanas y Bocamina. En promedio, estas centrales tienen una potencia igual a 157 MW por unidad generadora. En la Tabla 2.1, se presentan las unidades generadoras, su potencia neta²⁰ y año de entrada en operación.

Tabla 2.1.- Unidades generadoras a carbón, potencia y año de entrada en operación²¹.

Unidad generadora	Potencia neta [MW]	Año de entrada
CTTAR	148	1999
U12	83	1983
U13	84	1985
U14	121	1987
U15	123	1990
CTM1	155	1996
CTM2	164	1998
CTH	170	2011
CTA	177	2011

¹⁸ El concepto de energía base hace referencia a la generación que abastece la demanda de forma continua a bajo costo, ocupando la base de la curva de carga

¹⁹ Factor de planta se define como la razón entre la energía generada en un horizonte de tiempo y la energía que podría generar si se encuentra la máquina a plena carga en todo el horizonte.

²⁰ Diferencia entre la potencia bruta de la máquina y sus consumos propios.

²¹ Tabla realizada con datos disponibles en: Ministerio de Energía, “Mesa de retiro y / o reconversión de unidades a carbón.” 2018; GIZ y Ministerio de Energía, “Descarbonización.” 2018.

Cochrane 1	266	2016
Cochrane 2	266	2016
NTO1	141	1995
NTO2	138	1997
ANG1	277	2011
ANG2	281	2011
IEM	275	2019
Guacolda 1	152	1995
Guacolda 2	152	1996
Guacolda 3	152	2009
Guacolda 4	152	2010
Guacolda 5	152	2015
Campiche	272	2013
Nueva Ventanas	272	2010
Ventanas 1	120	1964
Ventanas 2	208	1977
Bocamina 1	130	1970
Bocamina 2	350	2012
Santa maría	370	2012

Su costo variable fluctúa entre 31.4 USD/MWh y 58.7 USD/MWh²² el cual es fuertemente dependiente de su costo combustible.

Las centrales a carbón son una pieza fundamental para la seguridad del sistema. Se encargan de aportar reservas en la zona norte del SEN, ya que se encuentran en operación continua en esta zona. Además, al ser máquinas síncronas, poseen masas rotantes que aumentan la inercia del sistema cuando están en funcionamiento, lo que reduce la caída de la frecuencia ante contingencia.

Este tipo de centrales han sido un gran apoyo para abastecer la demanda tanto en el corto como en el mediano plazo, en especial ante la crisis del gas – corte de suministro de gas desde Argentina – este tipo de centrales dieron soporte al sistema.

B. Características de corto plazo

En ámbitos técnicos, se debe tener en cuenta que estas centrales no presentan grandes cualidades de flexibilidad²³ pues tiene largos tiempos de partida, bajas rampas, altos mínimos técnicos y altos costos de partida, lo que limita la respuesta de estas centrales ante variaciones en la operación del sistema.

Las características anteriores complejizan la operación, ya que la variabilidad y fluctuaciones en la demanda neta son cada vez más frecuentes; no solo por la estocasticidad de la demanda, sino que también por el ingreso de Energías Renovables de Fuente Variable (ERFV). Mientras mayor sea la inserción de estas tecnologías, serán necesarias máquinas que las complementen, como por ejemplo con un alto ciclaje y rápida respuesta ante variación y errores de predicción y, en general, con mayores atributos de flexibilidad²⁴, como se presenta en la sección 8.2.

En la Tabla 2.2, se encuentra un resumen de las características de corto plazo de esta tecnología. En ella se expone el valor promedio del atributo considerando todas las centrales a carbón del

²² Informe precio nudo corto plazo, enero 2018.

²³ Flexibilidad es el concepto asociado a la capacidad de responder ante cualquier cambio en la operación del sistema.

²⁴ Mayor información en la sección 8.2.

parque de generación chileno. En el caso de la potencia mínima se expone como un porcentaje de la potencia máxima.

Tabla 2.2.- Características de corto plazo parque a carbón.

Atributo	Valor
Potencia neta	157 MW
Potencia mínima ²⁵	59%
Rampa de subida	2.8 [MW/min]
Rampa de bajada	3.1 [MW/min]
Tiempo mínimo encendido	53 horas
Tiempo mínimo apagado	46 horas

C. Características socioambientales

Las políticas energéticas y medioambientales como Energía 2050 han propuesto la reducción de un 30% de las emisiones de GEI respecto al año 2007 por unidad de PIB²⁶ para el año 2030. Para lograrlo, en el sector eléctrico se ha incentivado al uso de energías renovables y actualmente se estudia la descarbonización del SEN a través del retiro de centrales térmicas, en particular con combustible a carbón. Además, se propone generar un 70% de la energía con fuentes renovables [4], lo que implícitamente desplaza tecnologías con altas emisiones de GEI como lo son las centrales térmicas.

Las centrales a carbón se encuentran concentradas en 5 comunas del país: Tocopilla, Mejillones, Huasco, Puchuncaví y Coronel. En la Figura 2.4 se presenta la capacidad instalada y número de unidades carboneras por comuna.

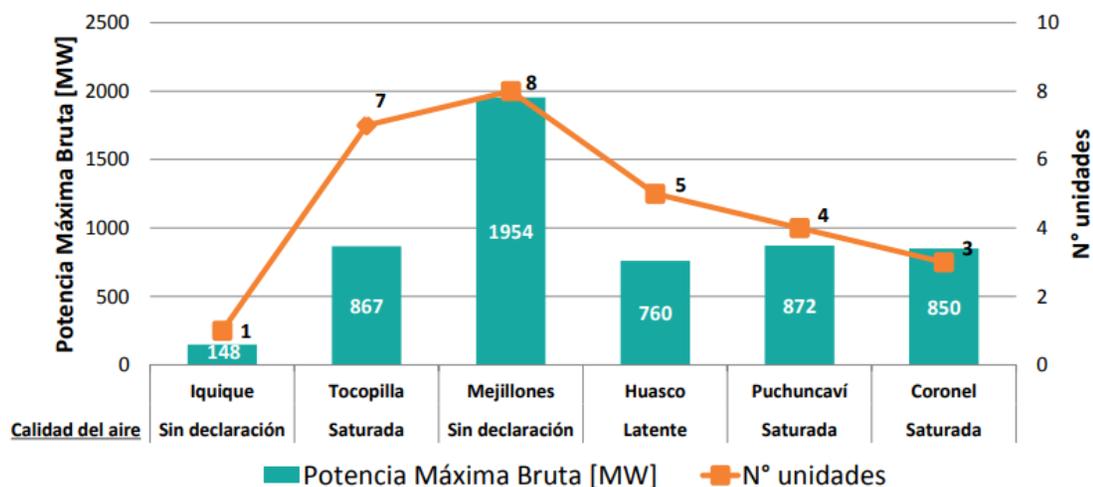


Figura 2.4.- Capacidad instalada de centrales carboneras por comuna y número de unidades. FUENTE: “Mesa de retiro y/o reconversión de unidades a carbón” – primera reunión, Ministerio de Energía, 2018

En la figura anterior se puede ver que producto de la alta concentración de centrales a carbón, estas 5 comunas se encuentran expuestas a diferentes contaminantes como CO_x, NO_x, SO_x y material particulado. Al menos tres de estas localidades se encuentran en condición de saturación por los contaminantes producidos localmente. Con esto se evidencia que el problema de este tipo de centrales no es solo climático – cooperando con el calentamiento global por los GEI - si no

²⁵ Se expresa la potencia mínima como porcentaje de la potencia máxima.

²⁶ Producto Interno Bruto

también con un carácter medioambiental local. Estas mega fuentes de emisiones entregan altas cuotas de sustancias al aire que tienen efectos acumulativos y sinérgicos, los cuales alteran el ecosistema que los rodea.

Otra característica que lleva a las centrales carboneras a decaer en este nuevo concepto de sistema eléctrico bajo en carbono es su factor de emisiones: 0,94 tonCO₂/MWh promedio en 2017, valor que llega hasta 1.32 tonCO₂/MWh en las centrales más contaminantes, además de tener grandes *peaks* de emisiones en su proceso de encendido. Por este motivo se ha incorporado un impuesto al carbono de 5 USD/TonCO₂ con el objetivo de desincentivar su uso y reducir los GEI²⁷. Con independencia del análisis sobre si el mecanismo definido en la legislación corresponde o no a la orientación eficiente para lograr dichos objetivos, cabe señalar que la generación eléctrica ha recaudado un 94% del monto fiscal²⁸, siendo un 68% producto del carbón; esto demuestra, por una parte, la alta presencia que tiene este combustible en la generación eléctrica y por otra parte la gran capacidad que tiene de emitir dióxido de carbono.

Con el objetivo de avanzar hacia una matriz baja en carbono, el Gobierno de Chile junto con las empresas socias de la Asociación de Generadoras de Chile han acordado: “[...] no iniciar nuevos desarrollos de proyectos a carbón que no cuente con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes[...]” y crear un grupo de trabajo que se encargue de realizar un cronograma y condiciones para el cese programado y gradual de la operación de centrales a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes²⁹, por este motivo es de suma importancia evaluar los efectos en el SEN del cierre de esta tecnología.

2.3. La matriz energética de largo plazo: los sistemas eléctricos bajos en carbono

2.3.1. Introducción

El concepto de sistema eléctrico bajo en carbono hace referencia a aquellas matrices de generación eléctrica que tienen bajas emisiones de dióxido de carbono - contaminante que impulsa el calentamiento global a través del efecto invernadero -. Estos sistemas serían una medida de para la reducción de GEI, ayudando a la mitigación, adaptación y resiliencia de los ecosistemas por efecto del calentamiento global [5].

A comienzo de los años 90, la electricidad en el mundo era generada principalmente por grandes centrales térmicas en base a combustibles fósiles: carbón, gas y petróleo; se podía almacenar grandes cantidades de carbón a un bajo costo. El precio de la electricidad en los mercados mayoristas estaba definido por el costo combustible y no eran muchas las restricciones de red que se consideraban [6]. La industria de la generación eléctrica es una de las más contaminantes bajo este paradigma.

Es por esta razón que el sector eléctrico toma un rol fundamental en la descarbonización del planeta, tanto por su capacidad de disminuir los gases de efecto invernadero en el sector generación, como para la transición de sectores altamente contaminantes como el transporte público actual y su transición al transporte eléctrico [7], teniendo un sistema sólido bajo en carbono que pueda servir para migrar otras industrias al concepto bajo en emisiones. Según

²⁷ El estudio “Análisis de largo plazo de los efectos económicos del impuesto a las emisiones de CO₂ utilizado en el mercado eléctrico en Chile” se plantea una acotada reducción de los GEI en el largo plazo por su forma de implementación.

²⁸ Recaudación oficial fue de 191,3 MM CLP

²⁹ Noticias: “Gobierno y Generadoras anuncian fin de nuevos desarrollos de plantas a carbón” Generadoras Chile, 2018

International Energy Agency, un 40% del total de las emisiones de dióxido de carbono en 2014 provienen de la industria de la electricidad y calor.

Los sistemas eléctricos convencionales tienen una alta componente de centrales con combustibles fósiles, contribuyendo tanto a la contaminación, como al calentamiento global. Es por esto que el estudio de sistemas eléctricos, bajo la premisa de cero emisiones o bien bajos en carbono, es fundamental; con esto surge especial interés en conocer los impactos y desafíos que presentan, junto con sus formas de mitigación para desarrollarlos correctamente.

Existen dos grandes características de los sistemas eléctricos bajos en carbono: la primera relacionada con integración de nuevas tecnologías que actualmente aparecen como remplazos naturales para la generación proveniente de centrales a carbón (como por ejemplo, inclusión de inyección masiva de energías renovables, sistemas de almacenamiento u otros) y la segunda con el retiro de plantas termoeléctricas que utilicen combustibles fósiles [6]. Estos sistemas necesitan de la flexibilidad y cambios en el mercado para ser factibles y no provocar retrocesos en la calidad, seguridad y confiabilidad de suministro eléctrico. La falta de flexibilidad y bajos precios en almacenamientos incorporan el desafío de una operación más difícil³⁰ y cara.

En la publicación *The power of Transformation*[8] se presentan tres pilares fundamentales como motor de cambio hacia los sistemas bajos en carbono: sistemas amigables con el desarrollo de tecnologías de generación variable (TGV), mejoras en el sistema y en el mercado, e invertir en recursos de flexibilidad. Dependiendo de cómo sea la penetración de TGV son distintas las medidas a tomar, técnicamente teniendo en cuenta preservar la seguridad y suficiencia del sistema [9].

2.3.2. La irrupción masiva de energías renovables

Gracias a acuerdos como el de París, existe una tendencia mundial en reducir los GEI, aportando en el sector eléctrico con una matriz con mayor penetración de energías renovables, lo que a priori, podría modificar el grado de confiabilidad en los sistemas eléctricos – en especial cuando ingresan masivamente centrales con recursos primarios variables -, por lo que es de interés tener una noción de la generación de los países con mayor integración de este tipo de tecnología. En la Figura 2.5 se presenta la generación del año 2017 en países pertenecientes a la International Energy Agency.

³⁰ Se tiene un sistema altamente dinámico, el cual presentaría fluctuaciones minuto a minuto que difícilmente pueden ser previstas, por lo que la operación en tiempo es esencial para controlar la operación del sistema.

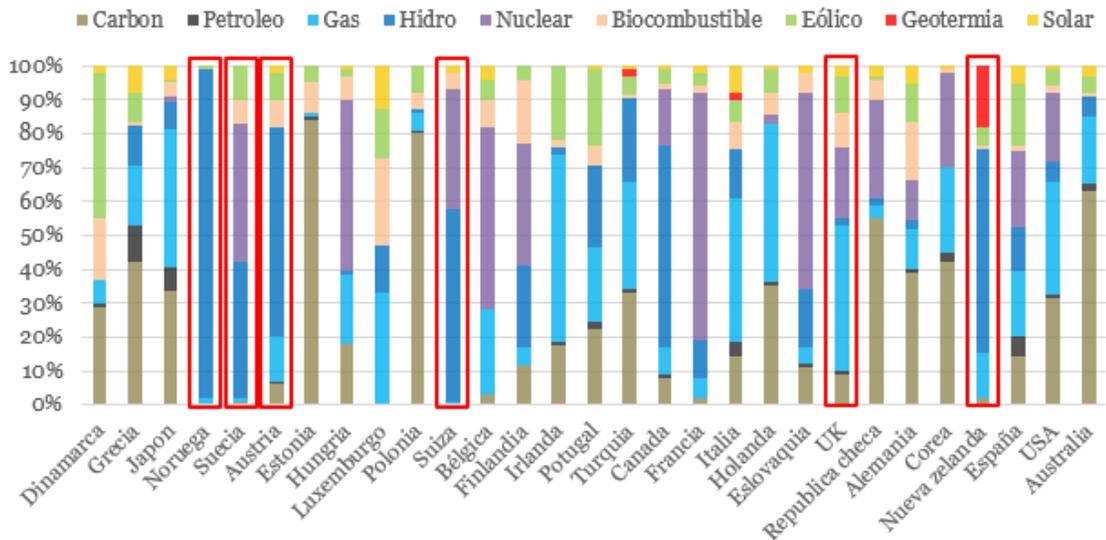


Figura 2.5.- Mix generación países miembros de International Energy Agency.

En rojo se encuentran los países con mayor penetración de energía renovable, los cuales se caracterizan por tener una alta componente hidráulica como es el caso de Noruega, Austria y Nueva Zelanda esta tecnología se caracteriza por su rápida acción y flexibilidad, no teniendo mayores inconvenientes con la seguridad del sistema, sin embargo, son altamente dependientes de la hidrología por lo que en situaciones de escasez podría disminuir la confiabilidad de igual forma en el sistema.

La mayoría de estos países se encuentran en Europa, donde existen robustas redes de transmisión, con intercambios entre países que favorecen las necesidades de corto plazo como son reservas o aporte a la inercia del sistema; junto con esto, en la transición hacia la descarbonización global, existen sistemas no bajos en carbono que proporcionan atributos de flexibilidad a otros que sí son bajos en carbono.

Finalmente, países como Suecia y Suiza además de las interconexiones poseen una gran porción de generación nuclear, quienes aportan con inercia para atenuar las desviaciones de generación cada instante.

Es así como muchos los países que se encuentran trabajando en sus políticas, herramientas e instrumentos para cumplir con metas medioambientales de reducción de GEI, en especial en el tránsito a una matriz con una cuota mayor de energías renovables. En la Figura 2.6, se presenta un diagrama que resume acciones de España, Gran Bretaña y Alemania para avanzar a una matriz baja en carbono.

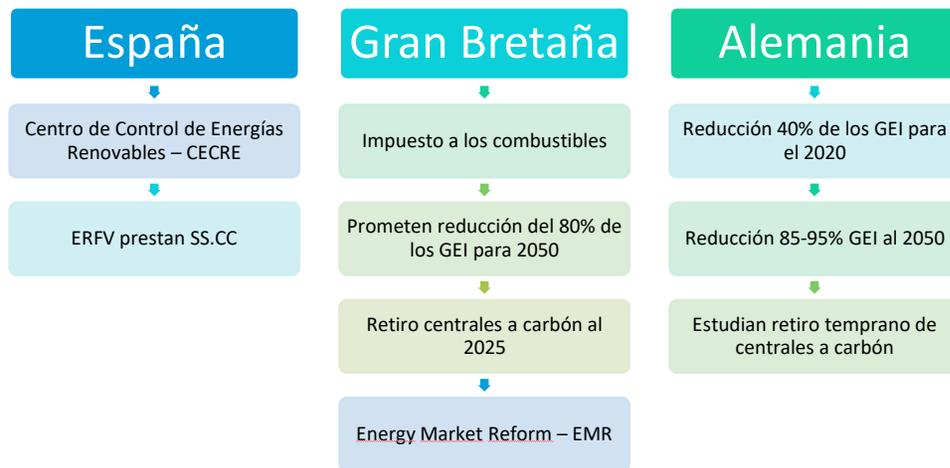


Figura 2.6.- Algunas acciones realizadas por países para avanzar a una matriz baja en carbono.

Uno de ellos es España, quien apuesta por una intensa expansión de su parque eólico. Para lograrlo han creado el CECRE, un centro que permite gestionar los recortes de energía renovable variable producto de congestiones; tienen comunicación directa con cada una de las centrales [10].

Otro sistema que no queda exento de tomar medidas es el de Gran Bretaña. Para ayudar a la transición a una economía verde, han incorporado dos impuestos: *Climate Change Levy* (CCL) y *Carbon Price Floor* (CPF). Además, prometen tener una reducción de un 80% de los GEI al año 2050 en comparación a los niveles de 1990. Junto con esto, el gobierno de Inglaterra anuncia su intención de cerrar todas las plantas de carbón al 2025 [11].

En este mismo contexto, el 21 de abril de 2017 fueron las primeras 24 horas continuas de operación sin carbón en Inglaterra - siendo uno de los reemplazantes de esta tecnología el gas natural [11] – y hacia el segundo semestre del mismo año, el carbón ya tiene una participación del 2%. Una de las medidas tomadas para que fuera posible este cambio es la creación en 2013 de un mercado de capacidad para garantizar seguridad de suministro. El sector privado y el gobierno ya han anunciado que a partir de 2025 no se podrá usar carbón en el sector generación, esto con el fin de: asegurar suministro a través de otras fuentes confiables como son los ciclos combinados y abiertos de gas o almacenamientos, asegurar la transición ordenada desde el uso de carbón y garantizar la reducción de GEI.

La gran mayoría de la capacidad de carbón instalada en Inglaterra ya ha sido reemplazada por tecnologías como centrales a gas y diesel, gestión de la demanda y almacenamiento. Además, se pronostica que el reemplazo natural será la inserción de más energías renovables, principalmente centrales eólicas.

Las propuestas en Inglaterra y en general en UK se materializan en cambios realizados los últimos años y en la *Energy Market Reform* (EMR) que tiene por finalidad entregar seguridad de suministro, asegurar el ingreso de energías renovables y descarbonizar. En primer lugar, se propone un régimen de contratos de largo plazo para energías renovables y tecnologías bajas en carbono para facilitar su financiamiento - transfiriendo sus riesgos de mercados entre los desarrolladores y agentes públicos - generando una señal de inversión en el mercado. Además, incorporan el antes mencionado mercado de capacidad que se basa en subastas cada 4 años para asegurar contratos de 15 años o más, asegurando capacidad en el sistema. Finalmente se crea un estándar de emisiones, con el fin de no construir centrales nuevas con altas emisiones de GEI [12][13].

Otro país que no queda exento de medidas y planes es Alemania, quien por su parte tiene una meta de reducción del 40% de las emisiones de GEI respecto a 1990 para el año 2020, razón por la que estudian el retiro temprano de centrales de carbón y políticas con cuotas de reducción de GEI más o menos estrictas.

En general, los mercados del mundo – que comenzaron su liberalización entre las décadas del 80 y 90 – están modificando su regulación para promover la incorporación de tecnologías bajas en carbono, manteniendo ambientes competitivos en su desarrollo. Entre los mecanismos se destaca: contratos de largo plazo, para apoyar la inversión y facilitar la transferencia de riesgos; mecanismos de capacidad: encargados de asegurar una capacidad calculada o definida en el sistema; y fomento de energías renovables junto con la descarbonización, creando instrumentos que permitan la inserción de estas tecnologías tales como: impuestos al carbono, subsidios verdes, contratos de largo plazo o bien obligaciones de cuotas renovables.

2.3.3. Posibilidades de retiro de centrales térmicas: Experiencia internacional

Si bien los estudios recientes - en su mayoría - están centrados en la factibilidad de una matriz 100% renovable, queda fuera de su alcance la transición energética necesaria para llegar a ésta; resulta entonces relevante entender este proceso. En este contexto, esta sección expone aquellos estudios que presenten el retiro de las plantas a carbón de los sistemas eléctricos, las variables de interés estudiadas y los efectos en los sistemas eléctricos

En Estados Unidos la transición energética ya está ocurriendo. Las centrales de carbón, que representan un 35% de la capacidad instalada del país, están siendo reemplazadas por gas natural de ciclo combinado – se afirma que un 9% de la capacidad de carbón puede ser fácilmente reemplazada por GNCC por sus bajos precios actuales [14]- e incluso por centrales solares y eólicas en regiones donde son competitivas con el gas.

En [15] se evalúa el retiro de las centrales a carbón del sistema PJM con el fin de cuantificar el costo del sistema resultante y exponer una transición de tipo costo-eficiente. Las opciones de reemplazo son las centrales a gas o bien las eólicas, siendo estas últimas la mejor cuando todas las externalidades son consideradas. En todos los casos el Levelized Cost of Energy (LCOE)³¹ aumenta respecto al caso con carbón.

PJM – uno de los sistemas eléctricos ubicados en Estados Unidos - tiene 310 GW de centrales a carbón instaladas, de los cuales el 16%, o sea 50 GW, se estima que deben ser retirados a 2020³². En el estudio plantean un retiro de 19.3 GW, los cuales, si no son reemplazados por otra tecnología, aumenta la energía no suministrada. Este retiro solo disminuye la participación del carbón en la generación en un 2.8% ya que las centrales que quedan aumentan su factor de planta considerablemente. Este retiro logra reducir los GEI y si su reemplazo es por centrales renovables el efecto es aún mayor. Finalmente se plantean las centrales de gas natural con un rol de flexibilidad, a bajo factor de planta, con alto ciclaje y realizado *peaking* [16].

Otro país recurrente en las publicaciones es Alemania, quien tiene 47 GW instalados de centrales a carbón un 24% de la capacidad total instalada. Este país planea reducir en un 40% sus emisiones de GEI al 2020 y entre un 85-95% para 2050 según lo emitido en 1990. Para lograrlo, el gobierno alemán planea retirar las centrales nucleares e implementar tecnologías de captura y

³¹ El LCOE o costo nivelado de la energía, permite comparar económicamente distintas tecnologías de generación, pues su valor corresponde al pago necesario según una producción de energía para recuperar la inversión [45].

³² Según Energy Information Administration

almacenamiento de gases para lograr esta disminución lo más rápido posible, retirando inclusive las centrales a carbón.

En caso de no tomar más medidas que dejar de construir centrales a carbón, se tendría un retiro de 13 GW de carbón al 2050, producto del cumplimiento de su vida útil. Dada la alta meta que tiene esta nación, se analiza la opción de retirar las plantas de carbón tempranamente del sistema, incluso sin culminar su vida útil. La determinación anterior reduce en un 2% respecto al escenario con carbón las emisiones de GEI, teniendo una reducción total de 62% al 2050. Se concluye que esta acción no permite cumplir el objetivo de reducción de GEI e incluso apresurar el proceso no es la solución más costo-eficiente [17][18].

Otro de los efectos del retiro de centrales térmicas a carbón sería la capacidad ociosa producto de la disminución en la operación de estas. Lo anterior ocurre cuando el costo de generación hace que cierta capacidad no sea competitiva en el mercado-como por impuesto al carbón - así, mientras las políticas medioambientales sean más débiles, mayor será esta capacidad ociosa y también las inversiones que peligran ser pagadas.

Un factor relevante por considerar son lo restrictivas que sean las políticas acordadas. Mientras menos restrictivas sean las políticas, o sea más relajada, se retarda la salida de centrales a carbón, existiendo instalación de este tipo de centrales, dejando una mayor capacidad atada. Además, disminuye el factor de planta de cada una de estas centrales [19], teniendo problemas del tipo económicos relacionados con la remuneración de las centrales, pues usualmente se les paga por la energía producida.

Finalmente en [20], se encuentra un estudio que expone las medidas a tomar mundialmente para cumplir el acuerdo de París. En este, se plantea que, para poder conseguir la meta de cambio de temperatura máximo de 2°C para el planeta, las centrales a carbón tendrán una fuerte retirada a partir del 2030, e incluso, la salida será mayoritariamente de plantas que no han culminado su vida útil, esto se presenta en la Figura 2.7. En ella, el retiro temprano caracteriza a las plantas de carbón a diferencia de petróleo y gas natural que salen por terminar su vida útil o, en el caso del gas natural, se llegan a instalar nueva capacidad como fuente de flexibilidad.

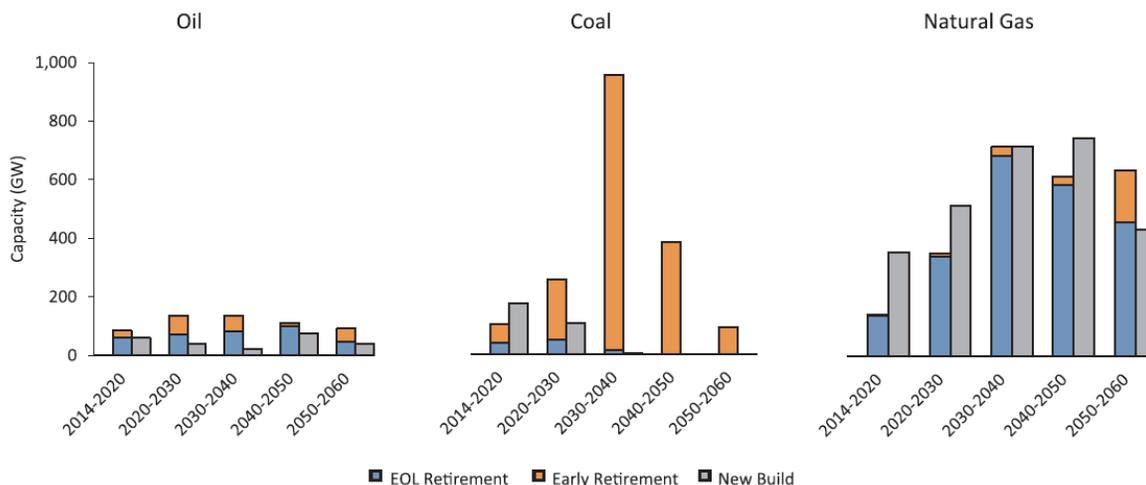


Figura 2.7.- Retiro plantas termoeléctricas en el mundo. FUENTE: B. M. Kefford, B. Ballinger, D. R. Schmeda-Lopez, C. Greig, and S. Smart, "The early retirement challenge for fossil fuel power plants in deep decarbonisation scenarios," octubre 2017

En el mismo estudio, se indica que aquel retiro de centrales carboneras caería fuertemente en cuatro sistemas: Unión Europea, Estados Unidos, India y China. En el caso de China debiesen salir

entre 2 y 3 generadores de 500 MW semanales por 15 años, estando operativas menos de la mitad de su vida útil.

2.3.4. Posibilidades de descarbonización en Chile

En el caso chileno, la matriz de generación tiene un fuerte aporte térmico, centrales que además se hacen cargo de la seguridad y suficiencia del sistema. Para llevar a cabo el proceso de descarbonización se debe tener en cuenta las cualidades que presenta la matriz energética del país en conjunto a una serie de aspectos deseables para que el proceso sea robusto.

Son tres las zonas de impacto que se ven afectadas con la descarbonización y que permitirían fortalecer la transición: operación segura y económica, inversión privada y rentabilidad e impacto social y ambiental. La intersección de estos tres pilares conduce a un óptimo generalizado - como se muestra en la Figura 1.1 – en el cual se entregarían las señales necesarias a los privados para descarbonizar el sistema eléctrico, sin descuidar la operación segura y económica que tiene como premisa el CEN, ni el impacto que las medidas pueden tener en la sociedad y medio ambiente.

Una de las medidas para avanzar en la descarbonización en Chile puede ser el retiro de centrales a carbón, el cual debe estar acompañado por un reemplazo coordinado de capacidad instalada que sea capaz de cumplir el rol que actualmente tiene el carbón. Centrales solares y eólicas surgen como la primera opción por sus bajos costos de inversión y operación, pero es necesario complementarlas con más tecnologías debido a su variabilidad e incertidumbre. Así, es necesario entregar las señales correctas para incentivar la instalación de nuevas tecnologías acordes a los requerimientos del sistema, asegurando el abastecimiento de la demanda en el largo plazo.

Al ser el mercado eléctrico chileno un pool centralizado donde agentes privados se encargan de la instalación de centrales y de tomar las decisiones respecto a estas³³, tener una regulación robusta que entregue las directrices para la transición es esencial, entregando claridad regulatoria a lo largo del proceso.

Finalmente, la descarbonización debe ser un medio para mejorar aspectos climáticos, medioambientales y sociales. De esta forma debe ser efectiva la reducción de GEI y contaminantes locales para mejorar la calidad de vida de las comunidades. Además, la transparencia en el proceso de cierre es esencial para los trabajadores de centrales a retirar.

A. Estudios realizados en Chile

En el caso chileno, la descarbonización ha sido un tópico que no ha quedado ajeno, discutiendo y analizando diversos estudios en la “Mesa de descarbonización “. Estudios sobre salud, medioambiente, experiencia internacional y operación del sistema eléctrico han sido discutidos. Respecto a los estudios de descarbonización se destacan 3: Análisis de escenarios de descarbonización – Lecciones aprendidas [21], Estudio de operación y desarrollo del SEN sin centrales a carbón [22] e Impacto del plan de cierre de centrales a carbón en el Sistema Eléctrico Nacional [23].

En [21] simulan la operación del SEN para una descarbonización en el corto plazo, con miras al año 2025 realizando posteriormente un análisis donde se internaliza el costo de las emisiones de dióxido de carbono y se busca el balance entre costos de inversión, de operación y costo por emisiones. Además, se realiza el ejercicio de largo plazo, con miras al 2050 donde se comparan tres escenarios de desplazamiento de carbón. La justificación del retiro de centrales de carbón estaría de la mano con el valor del impuesto verde exigido y el mix de generación que reemplace

³³ Son los agentes privados del sistema quienes toman decisiones respecto a la inversión en centrales.

la capacidad retirada, que además debe ser lo suficientemente rápida para coordinarse con las centrales de carbón que salen.

Otro punto muy importante es la incertidumbre presente ante la planificación de largo plazo, dado que no se tiene un sistema centralizado donde un ente planifique la expansión de la generación, es necesario entregar las señales correctas para dirigir las transiciones, no obstante, son muchos los escenarios posible en un futuro, ya sea por el fomento de energías renovables o gestión de la demanda, inserción masiva de vehículos eléctricos o bajos costos que no se predicen hoy en día para alguna tecnología e incluso la incertidumbre en los costos de inversión o en combustibles, lo que complejiza el problema.

El análisis de descarbonización de corto plazo indica dos conclusiones muy importantes:

1. El valor del impuesto entrega señales de inversión en el largo plazo que pueden interferir directamente con la decisión de retiro de centrales a carbón.
2. Los costos marginales presentan mayor fluctuación al retirar el carbón, por lo que es necesario definir medidas de mitigación para este desafío.

El reemplazo de centrales de carbón es principalmente eólico, solar y a través de baterías. Al realizar el balance entre los costos del impuesto, operación e inversión se consigue lo siguiente:

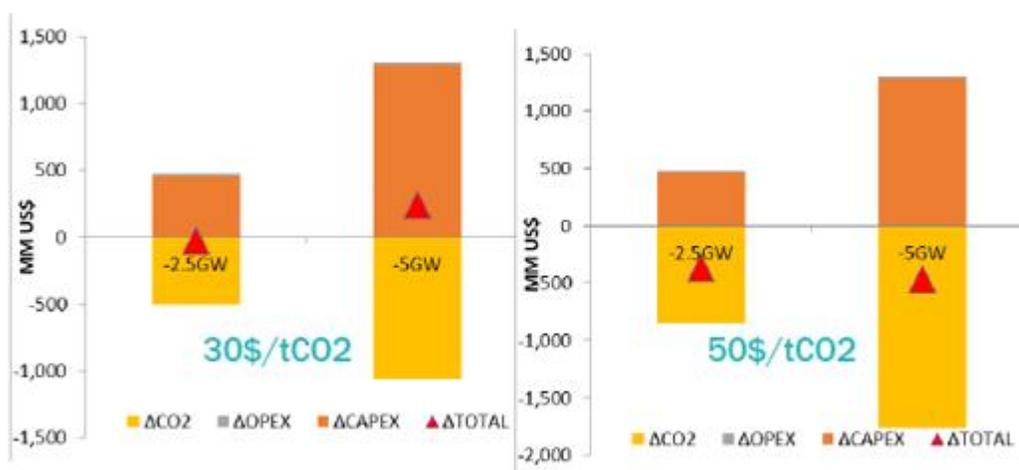


Figura 2.8.- Variación en costos del sistema para distintos impuestos y reducción de carbón FUENTE: Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), “Análisis de escenarios de descarbonización: Lecciones aprendidas,” 2018.

El balance resulta positivo cuando el impuesto tiene un costo de 50 USD/tonCO₂, lo que quiere decir que, tanto en el caso de retiro de la mitad de la capacidad de carbón como en el retiro total, la suma de los costos es menor que en el caso sin retiro, esta reducción es principalmente por el costo impuesto a las emisiones, pues al tener menos generación con emisiones de CO₂, el pago por impuesto se reduce. En el caso de un impuesto de 30 USD/tonCO₂, cercano al costo social del carbono, solo en el caso del retiro de la mitad de la capacidad del carbón el balance es casi nulo. Al retirar todo el carbón, no se justifica el retiro.

En este estudio analizan tres escenarios: el base – equivalente al caso B de la Planificación Estratégica de Largo Plazo -, escenario uno, donde las centrales CSP tienen un costo nivelado de la energía igual a 50 USD/MWh y el escenario 2 donde se retiran las centrales de carbón por antigüedad – solo se retiran aquellas centrales que tienen más de 40 años en el horizonte de estudio. De estos se concluye que el escenario que favorece de mejor forma la reducción de emisiones de CO₂ es el retiro de centrales a carbón. Finalmente se indica que los requerimientos

de seguridad del sistema pueden ser satisfechos con nuevas tecnologías como CSP o similares sin mayores problemas.

Por otra parte, el estudio desarrollado por el Coordinador Eléctrico Nacional [22] tiene por objetivo analizar el impacto sobre la operación y desarrollo del SEN en el mediano y largo plazo en un escenario con el retiro gradual de las centrales térmicas a carbón. La descarbonización comienza el año 2021 y es progresiva considerando vida útil técnica como criterio de retiro.

Este estudio expone que existe una tendencia a la disminución de costos de operación en el sistema eléctrico al descarbonizar la matriz, esto se ve desde el año 2030 en adelante, sin embargo, al agregar los costos de inversión al balance, estos son mayor que al no descarbonizar. El reemplazo tecnológico está dado por centrales CSP, geotermia y energías renovables de fuente variable, lo que reduciría también las emisiones de GEI. Los costos marginales no muestran un cambio sustancial entre el escenario con y sin descarbonización.

Una conclusión común entre ambos estudios es que los efectos de la descarbonización pueden ser mitigados con infraestructura de transmisión y generación, pero estos tienen costos de inversión que dependen del escenario futuro, por lo que se agrega incertidumbre en la decisión de inversión.

Además, es necesario reconocer los atributos de potencia, energía y flexibilidad dado el cambio de paradigma al cual se enfrenta el sistema. La tarificación debe ser capaz de entregar las señales necesarias para fomentarlos, de esta forma no solo se entregan los incentivos a las centrales ya instaladas sino también para nueva infraestructura, que a su vez permite ingresar ERFV, descarbonizando la matriz.

El reemplazo tecnológico en [22] estaría dado por centrales fotovoltaica, eólicas e hidráulicas que con ayuda de centrales CSP e hidro de bombeo tendrían la flexibilidad necesaria para operar sin problemas.

Es así como se abre la posibilidad de explorar sobre nuevas modalidades de uso de las centrales de carbón que serían retiradas de generación, por ejemplo, operando como condensadores sincrónicos para que aporten en servicios complementarios y problemas que podría tener la red por la falta de máquinas síncronas.

Finalmente, el estudio realizado por la consultora Valgesta Energía [23] simula la operación del SEN para el periodo 2019-2030 para estimar los impactos asociados a posible plan de cierre de centrales a carbón, poniendo énfasis en el nivel de emisiones, costos y expansión del parque de generación. Su criterio de retiro de centrales está basado en la antigüedad de las centrales más criterios de equilibrio entre empresas y subsistemas del SEN, retirando el 50% de la capacidad del parque a carbón para el año 2035. Encuentran una reducción del 20% en las emisiones de CO₂ cuando se retiran las centrales y se adapta el sistema en el escenario con hidrología media. Los costos marginales siguen la misma tendencia en el escenario base y el con retiro más expansión del parque.

A. Las energías renovables como tecnología de reemplazo a centrales térmicas en Chile

Por su variada geografía, Chile es un país beneficiado por sus múltiples fuentes de energía renovables como son: hidráulica, solar, eólica y geotérmica, permitiendo un gran desarrollo de este tipo de energías en el país. En la sección 8.1 se presenta el potencial renovable en Chile, el cual se puede resumir en un total de 1.386.719 MW concentrados en la zona norte por solar y geotermia; y en el sur por eólica e hidráulicas.

El mix de generación en Chile se ha caracterizado por tener una fuerte componente térmica e hidráulica, tendencia que se repite el año 2017 como se puede ver en la Figura 2.9. La generación

total en ese año fue de 74.148 GWh³⁴, de los cuales 29.286 GWh corresponden a generación renovable, esto es un 39,5%.

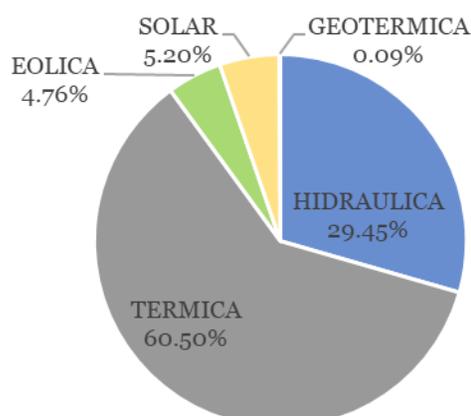


Figura 2.9.- Generación por tecnología en el año 2017.

Al desglosar la generación renovable se encuentra con mayor presencia energía hidroeléctrica, contemplando centrales de pasada, embalses y mini hidro. Para el mix renovable que posee Chile, hay una alta dependencia de la estacionalidad, dada por la radiación solar estacional junto con el periodo de deshielo que caracteriza la generación hidráulica, esto se puede apreciar en la Figura 2.10, donde los meses octubre, noviembre y diciembre poseen el mayor aporte de generación renovable.

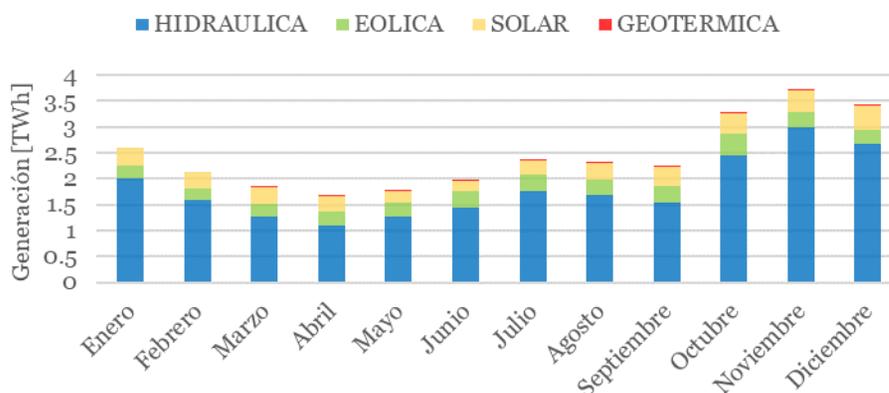


Figura 2.10.- Generación renovable mensual por tecnología año 2017.

La evolución del sistema eléctrico chileno entrega directrices sobre un mayor uso de energías renovables en especial del tipo de fuente variable como son la generación solar y eólica, cambiando el paradigma de operación que se ha conservado hasta ahora y además integrando desafíos que se agudizan con la descarbonización de la matriz – estos desafíos se presentan en la sección 8.3 -.

La integración de ERNC está condicionada por el mercado al cual desean integrarse. El desarrollo en este país ha ido de la mano con cambios en la regulación eléctrica, los principales cambios se presentan en la Figura 2.11.

³⁴ Coordinador Eléctrico Nacional, 2018

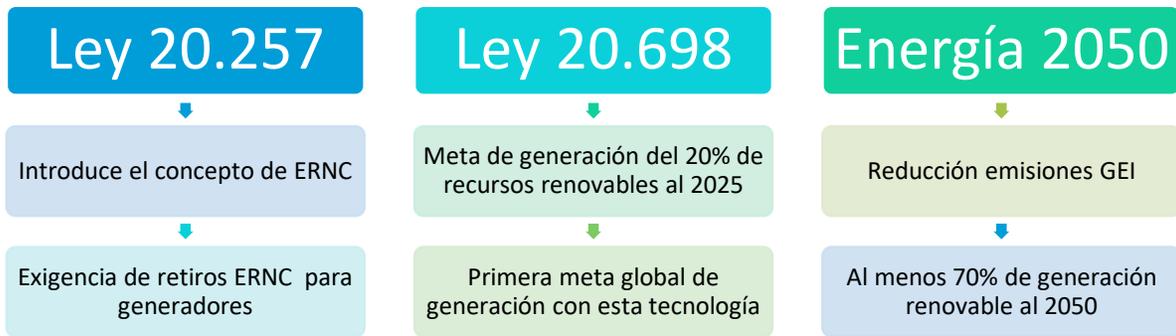
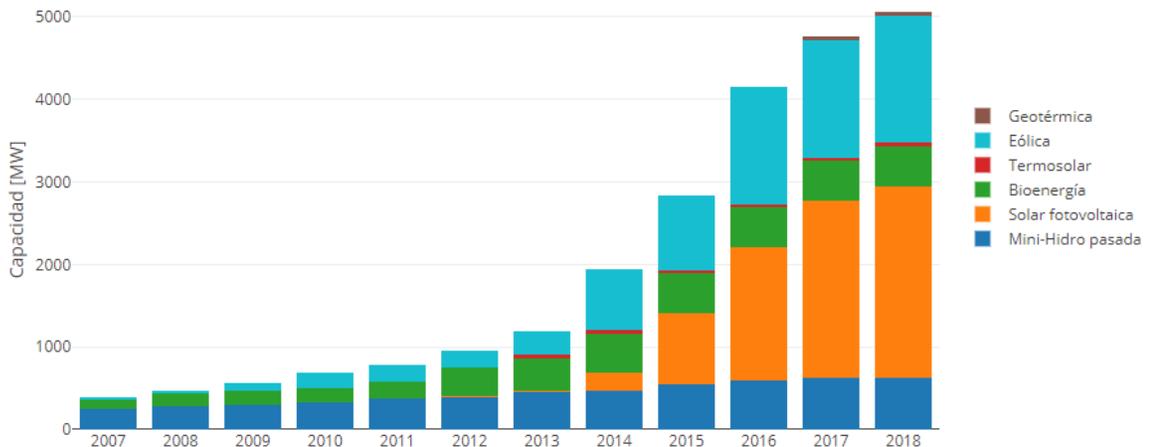


Figura 2.11.- Resumen cambios regulatorios relacionados con integración de energías renovables.

En el caso chileno no es hasta 2008 cuando se promulga la Ley 20.257, conocida como ley ERNC, que introduce este concepto y además una exigencia de retiros para los generadores que participan del mercado, fomentando la instalación de este tipo de generación y asegurando contratos para centrales ERNC. Luego, la Ley 20.698, pone como meta una generación del 20% desde recursos renovables a 2025, teniendo una primera meta global de generación con estas tecnologías. Seguido, en 2014 se plantea la política Energía 2050, que contiene medidas para el mediano, corto y largo plazo en el sector; sus principales metas relacionadas con las energías renovables son³⁵:

- Al menos un 70% de la generación eléctrica en 2050 debe provenir de energías renovables y un 60% al 2035. Lo que se traduce en potentes desafíos para el desarrollo del SEN.
- Reducción de al menos 30% de la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto al año 2007 por unidad de PIB al 2030.

Consecuente con la normativa expuesta, la Figura 2.12 presenta la evolución de la capacidad instalada de ERNC en el tiempo. Aquí se encuentra la agresiva expansión de la energía solar y eólica, pioneras en esos años y que se explicaría por los cambios normativos presentes, disminución de los costos de inversión producto de una mayor competencia e innovación tecnológica a nivel global.



³⁵ Energía 2050, “Política energética de Chile”

Figura 2.12.- Evolución capacidad instalada acumulada ERNC. FUENTE: ACERA, “Centro de información,” 2018.

Actualmente, producto de la política Energía 2050 y sus metas, el desarrollo de energías renovables en Chile continúa. Se han realizado diversos estudios respecto al impacto de la alta penetración de energías renovables en el país y la transformación de la matriz energética en el tiempo. Entre ellos, “Imaginando un Chile sustentable”[24] propone que Chile puede instalar 25 veces su capacidad intermitente instalada en 2013, obteniendo flexibilidad solo de las plantas de gas; PSR y Moray-Energy han expuesto el estudio “Análisis de largo plazo para el sistema eléctrico nacional de Chile considerando fuentes de energía variables e intermitentes” [25] donde como principales resultados obtienen:

1. Operación de tecnologías: embalses como almacenamiento en horas sol, carbón para el seguimiento o bien a mínimo técnico y GNL CC con un alto ciclaje.
2. Enfrentamiento de grandes rampas al amanecer y atardecer
3. Reducción de entre un 27% y 40% producto de una mayor penetración de energías renovables entre 2021 y 2030.
4. Fuentes de generación solar y eólica predominan la expansión energética.
5. Al 2030 se alcanzaría un 30% de penetración de generación solar FV, que permitiría llegar a un 75% de energía renovable total.
6. Los costos operativos totales caen un 18% respecto a 2021.

Así se plantean como principales desafíos gestionar la variabilidad solar y eólica [26].

Capítulo 3: Propuesta metodológica y modelos computacionales para su ejecución

3.1. Aspectos generales

El presente estudio tiene por finalidad estudiar la factibilidad técnico-económica del retiro de centrales a carbón al año 2030. Para lograrlo se desea comparar un escenario con todas las centrales a carbón existentes, presentes al año 2030 con aquel en el que se realiza un retiro total de estas unidades. Además, se estudia un escenario de riesgo, donde se expone el peor caso al que se enfrenta el sistema eléctrico al retirar las centrales de carbón.

Se realizan simulaciones de inversión, largo y corto plazo. Las primeras, permiten conocer el plan de obras óptimo para cada escenario; la segunda, tienen por finalidad conocer el valor del agua para que el modelo de corto plazo incorpore esta variable al momento de simular la operación del sistema.

Se incorpora el factor hidrológico en el análisis por lo que las simulaciones de corto plazo se realizan para un caso seco (P100) y uno medio/seco (P70)³⁶ y es de interés analizar una semana representativa de verano y otra de invierno³⁷.

3.2. Metodología general del estudio

Para poder cumplir con los objetivos planteados en el capítulo 1 se propone el análisis comparativo de 3 escenarios de estudio: (1) Caso base, (2) Caso 1: riesgo y (3) Caso 2: eficiente. Sus características son las siguientes:

- El “Caso Base” representa el sistema eléctrico proyectado al año 2030 sin considerar un proceso de descarbonización en la matriz en ejecución; no se realizan cambios sobre las centrales de carbón existentes.
- El “Caso 1: riesgo” impone la salida de todas las centrales a carbón, con una disponibilidad de 0 MW aportado por dicha tecnología a partir del 01-01-2030, comenzando el retiro en el año 2020. Este caso permite dimensionar el riesgo en el cual se incurre si se retira el carbón por completo y, bajo el supuesto de incorporar incentivos equívocos sobre el mercado, no existe adaptación de la oferta mediante inversiones promovidas por señales de precios.
- El “Caso 2: eficiente”, el cual sí incorpora la adaptación del parque de generación a partir del cronograma de salida de centrales vapor-carbón indicado en el caso anterior, mediante un proceso de planificación centralizada³⁸. En la Figura 3.1, se presenta el diagrama de los casos descritos.

³⁶ Se estudia un caso P100 y otro P70 debido a la tónica que se ha presentado esta década: los últimos 9 se han presentado hidrológicas con probabilidad de excedencia mayores al 75%.

³⁷ La complejidad de los modelos utilizados se traduce en altos tiempos de cómputo, en especial ante problemas con resolución horaria como es el problema de corto plazo. Con el fin de reducir estos tiempos se eligen dos semanas representativas de verano e invierno.

³⁸ Explicar los motivos de este supuesto

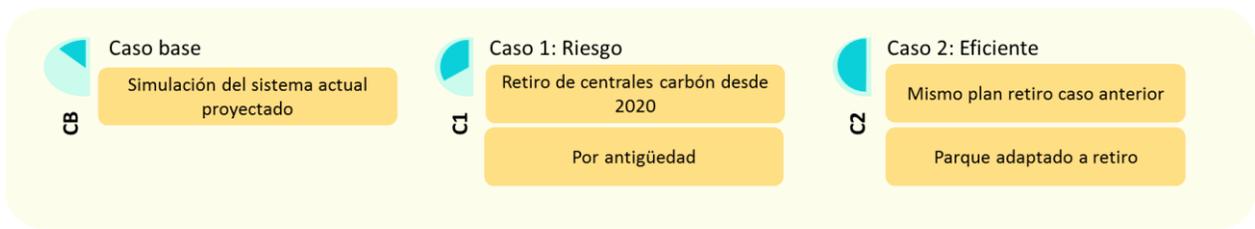


Figura 3.1.- Diagrama casos de estudio.

En el C1 y C2 se realiza el retiro de centrales a carbón de forma lineal y bajo el criterio de antigüedad de cada central, así las más antiguas serán retiradas antes que las nuevas. Los resultados obtenidos permitirán definir un punto extremo – de riesgo – sobre el retiro de centrales vapor-carbón, pues se asume que en el caso de retirar estas centrales existiría un reemplazo por otras tecnologías, tomando las medidas correspondientes para que esto suceda

3.3. Modelos requeridos para la ejecución del estudio

Para llevar a cabo la ejecución del estudio, se requiere el uso de modelos computacionales que permitan simular la operación del sistema en distintos horizontes de tiempo, incluyendo la expansión eficiente en generación para los casos requeridos. Aquellos utilizados en este trabajo se presentan en el diagrama de la Figura 3.2.

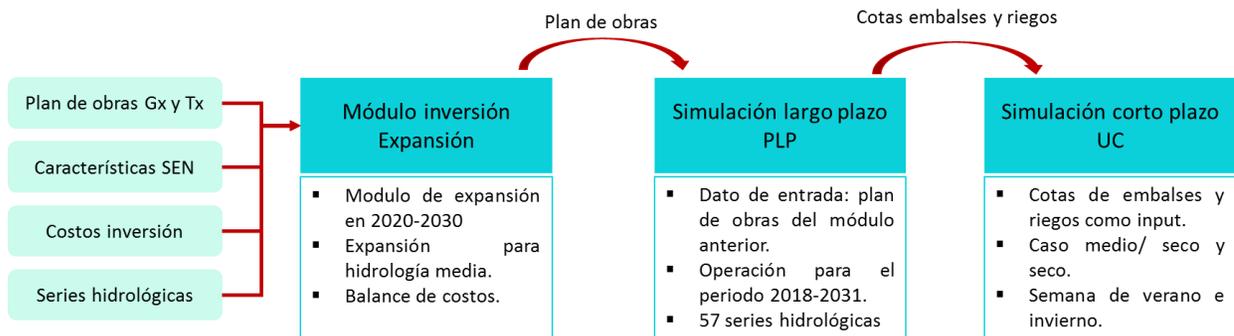


Figura 3.2.- Diagrama uso modelos.

Así, en cada uno de los casos se utilizan los tres modelos expuestos. Si es necesario, el caso base será adaptado, simulando posteriormente su operación en el largo y corto plazo. Al retirar las centrales de carbón se observarán los resultados en el largo y corto plazo con el fin de dimensionar el riesgo de no expandir el parque correctamente; posteriormente se utilizan los tres módulos definiendo el caso con expansión eficiente.

La simulación de largo y corto plazo se realiza de forma separada por la complejidad del problema expuesto. La operación de sistemas hidro-térmicos con embalses es acoplada en el tiempo por lo que una decisión operativa hoy que afecta la decisión del futuro, la cual está sujeta a fenómenos estocásticos como es la incertidumbre hidrológica. Junto con esto, las variables de estudio crecen de forma exponencial con el número de etapas y proporcional al número de escenarios por simular.

Por su parte, el modelo de corto plazo incorpora variables enteras que permiten distinguir máquinas encendidas y apagadas, junto con la inclusión de restricciones de corto plazo tales como mínimo tiempo de encendido y apagado, mínimos técnicos, rampas de subida y bajada que complejizan el problema. Cabe destacar que este modelo además se simula con resolución horaria, aumentando el número de etapas a solucionar.

Así, la unión de ambos problemas encarece la resolución del problema, tanto por los recursos necesarios para su resolución, como los tiempos computacionales a los que se expone. En la sección 8.4 se encuentra más información sobre la evolución de los modelos y los problemas a los cuales se enfrenta la unión del modelo de largo con el de corto plazo.

3.3.1. Modelo de inversión

El módulo de inversión es el encargado de optimizar la expansión del sistema eléctrico, a través de planificación centralizada³⁹. En la ecuación (1) se presenta la función objetivo del problema.

$$\text{Min } Z = \sum_{i=1}^{NG} a_i \cdot P_i + \sum_{i=1}^{NG} \left[CV_i \left(\sum_{j=1}^{NB} G_{ij} N_j \right) \right] + C.Falla \quad (1)$$

Donde NG es el número de generadores y NB el número de bloques. El primer término - a_i - corresponde a la anualidad del costo de inversión fijo más el costo de operación y mantenimiento de cada central, el cual se multiplica por la potencia instalada para obtener el costo de instalación de nueva capacidad; el segundo término - CV_i - corresponde al costo operacional, dado principalmente por las centrales térmicas – es la multiplicación de su costo variables de operación por la energía generada en cada bloque⁴⁰; finalmente se encuentra el costo de falla.

Cabe destacar que el término a_i corresponde a la anualidad de la inversión, el cual se refiere a las cuotas en que se divide el monto total de la inversión en valor presente, tal como se define en la siguiente ecuación:

$$a_i = \frac{C_i}{FRC} \quad (2)$$

En ella se observa que el costo total de inversión de la tecnología i es dividido por el Factor de Recuperación de Capital (FRC), el cual se define en la ecuación (3).

$$FRC = \frac{r(1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \quad (3)$$

Donde T corresponde a los años de vida útil de la tecnología en cuestión y r la tasa de rentabilidad impuesta.

³⁹ El mercado de generación chileno es competitivo – pues no existen barreras de entrada explícitas para nuevos inversionistas – por lo que los ingresos marginales son iguales a los costos marginales. Estos ingresos marginales quedan definidos por el costo de desarrollo de cada tecnología, por lo que solo sería necesario minimizar los costos para encontrar el resultado de la optimización [27][46].

⁴⁰ Se entiende por bloque un conjunto de instantes de tiempo que tienen similar demanda energética para una etapa. La etapa a su vez es un horizonte de tiempo seleccionado.

A su vez, el costo anualizado de inversión está compuesto por una parte fija y el otro relacionado con la operación, mantenimiento y administración de la tecnología, tal como se muestra en la ecuación (4)

$$a_i = c_i^{fijo} + c_i^{COMA} \quad (4)$$

Este problema se encuentra sujeto a tres tipos de restricciones: de suficiencia, de seguridad y técnicas. La primera corresponde al abastecimiento de la demanda, donde la suma de la potencia instalada de los generadores debe ser mayor o igual a la demanda. La segunda, tiene que ver con las reservas del sistema, abastecimiento de la demanda y flujo por las líneas, entre otros. La tercera, resguarda al generador a operar dentro de los límites correspondientes según sus restricciones operacionales [27].

La solución al problema de optimización anteriormente planteado permitirá conocer la capacidad instalada de cada generador y el momento cuando debe integrarse esta nueva capacidad.

En lo respectivo al modelo utilizado, éste no incluye restricciones intrahorarias, pero si restricciones de corto plazo tales como: tasa de toma de carga de subida y bajada, mínimo tiempo de operación encendida y apagado, respeta los mínimos técnicos y los requerimientos de reserva primaria y secundaria de subida y bajada.

3.3.2. Modelo de largo plazo

La simulación de largo plazo utilizada corresponde a un algoritmo de Coordinación Hidro Térmica (CHT), cuya finalidad consiste optimizar el uso de agua en el horizonte de estudio, asociándola a una valorización en cada periodo. A grandes rasgos, en la resolución del problema se debe equilibrar la Función de Costos Inmediatos (FCI) y Función de Costos Futuros (FCF): la primera, es la función de costos de generación térmica en una etapa; la segunda, se asocia a los costos que deberá cubrir el sistema en etapas posteriores debido a la generación térmica. El uso óptimo del agua se obtiene cuando se equilibra el valor inmediato y el futuro del agua[2][28]. Esto se representa en la Figura 3.3.

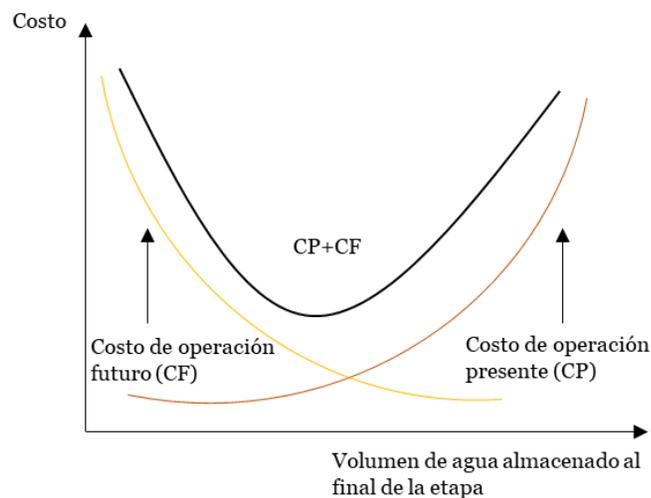


Figura 3.3.- Función de costos a minimizar.

Mientras mayor es el agua embalsada en el presente, mayor serán los costos operativos, pues serán más máquinas térmicas quienes deban suministrar la demanda, con mayores costos; en el futuro

serán menores, ya que toda el agua que estaba embalsada podrá aportar en la generación. Así, la optimización busca encontrar la evolución óptima de los embalses en el tiempo.

En la ecuación (5) se presenta el problema a minimizar:

$$\min F = \sum_{i=1}^n C_i(x_i) + CF \quad (5)$$

Donde n corresponde al número de etapas y, la sumatoria, los costos asociados a las variables de estado: potencia generada por las centrales térmicas, caudal a extraer para generar por la central de embalse, caudal vertido por las centrales de embalse y el volumen del embalse.

Las restricciones se pueden clasificar como operativas, hidráulicas y técnicas. La primera directamente relacionada con abastecer la demanda, así la generación de las centrales debe ser mayor o igual que la demanda en cada etapa. La segunda, con los balances hidráulicos y restricciones de los embalses y la tercera con las restricciones de las centrales generadoras como por ejemplo la potencia máxima.

3.3.3. Modelo de corto plazo

La simulación de corto plazo tiene por finalidad conocer la operación del sistema eléctrico con una resolución mayor, en este caso, horaria. La solución indica qué centrales deben despacharse y cuáles no, enfatizando en una solución binaria – esto quiere decir que existe un *flag* de encendido y apagado de las máquinas-. Una vez conocidas las centrales que entrarían en operación se optimiza el despacho de éstas.

En la ecuación (6), se presenta la función a minimizar:

$$\min U = \sum_{i=1}^n \sum_{g=1}^{NG} (CV_i \cdot P_{in} + C_i^{encendido} + C_i^{apagado}) + C.Falla \quad (6)$$

En las restricciones se incorporan variables binarias que indicarán si las centrales tienen una potencia máxima nula o bien su potencia nominal, esto con el fin de representar si la máquina se encuentra apagada o encendida respectivamente. El resto de las restricciones aseguran que la generación sea mayor o igual a la demanda, que las máquinas trabajen dentro de sus características técnicas y la operación sea segura.

Al incorporar estas restricciones binarias es posible incorporar tiempos mínimos de encendido y apagado, restricciones de mínimo técnico y se suman los costos de encendido y apagado a la ecuación.

3.4. Plataforma empleada: modelo AMEBA

AMEBA es una plataforma web realizada por la empresa consultora SPEC donde existen múltiples módulos de análisis y se puede simular en diversas escalas de tiempo. Cuenta con modelos de predespacho, Coordinación Hidro Térmica y modelo de inversión

La simulación del largo plazo es necesaria para conocer la gestión el agua de los embalses presentes, esto se realiza con el algoritmo PLP instaurado en la plataforma AMEBA. Se resuelve en etapas mensuales con 9 bloques por etapa. Junto con esto, cada una de las simulaciones presenta rotación de escenarios comenzando en el mes de Abril⁴¹.

Las variables de interés en esta fase del estudio corresponden a las cotas de los embalses. Además, se entrega una visión panorámica del estado de operación del sistema eléctrico en cuestión, utilizada solo en forma referencial.

Una vez realizado el análisis anterior, se buscan las simulaciones que se adaptan a las hidrologías de interés, que en este caso son una seca y media/seca. El caso seco, se elige bajo dos criterios: (1) Generación hidroeléctrica en el periodo 2030-2031 y (2) Afluentes. La serie hidrológica seleccionada para este caso es la 54, donde al año 2030 se tienen los afluentes del año 1968 y es la segunda más seca en generación hídrica. Por su parte, la hidrología media/seca se elige con probabilidad de excedencia del 70% para la generación hidráulica del periodo 2030-2031, esto es que un 70% de las simulaciones son más húmedas que la elegida, correspondiente a la simulación 56 que en el periodo 2030-2031 tiene los afluentes del año 1970.

Posteriormente, se simulan dos semanas del periodo de interés, entregando como dato de entrada las cotas resultantes por el modelo PLP y los afluentes que caracterizan al caso seco y medio/seco en el periodo 2030-2031 que es el de 1968 para el caso seco y 1970 para el medio/seco. Las semanas elegidas son: en invierno del 11 al 17 de junio al del 2030 y en verano del 9 al 15 de enero del 2031. A pesar de obtener los resultados para estas dos semanas, las simulaciones corresponden al mes de junio y enero para evitar problemas de condiciones de borde, eligiendo la segunda semana de cada mes.

Se consideran restricciones de corto plazo tales como: reserva de subida y bajada primaria y secundaria – para CPF y CSF -, mínimo técnico, rampa de subida/bajada y mínimo tiempo encendido y apagado de las máquinas.

En el análisis de corto plazo las variables de interés son la generación horaria por tecnología, los costos marginales en barras de interés, costo total de operación, cuantificación de emisiones de CO₂, reserva operativa y energía no suministrada.

Al simular con el módulo de inversión presente en la plataforma AMEBA, este indicará cuánta es la generación óptima por agregar, en qué momento y de qué tipo de tecnología es - cuando se simula en este modelo se incorporan las mismas restricciones que en el modelo de corto plazo, esto con el fin de realizar la planificación considerando posibles problemas de flexibilidad por las máquinas existentes – los resultados serán un input para el modelo de largo y corto plazo de modo que incluya estas centrales en su operación. Nuevamente se realiza un diagnóstico de la operación del SEN.

En la Tabla 3.1, se presenta una tabla resumen con las características de los modelos y su finalidad.

⁴¹ La rotación de escenarios crea secuencias hidrológicas de modo que cada año tiene cada una de las hidrologías existentes en series diferentes.

Tabla 3.1.- Resumen características modelos.

Modelo	Objetivo	Restricciones del sistema									Resolución
		Suf ⁴²	Dem ⁴³	CHT ⁴⁴	P _{max} ⁴⁵	Reservas	On/off ⁴⁶	P _{min} ⁴⁷	Rampas ⁴⁸	Tiempos mínimos ⁴⁹	
Inversión	Expansión de la generación del sistema	✓	✓		✓*	✓*	✓*	✓*	✓*	✓*	Bloques
PLP	Gestión del agua: valorización		✓	✓	✓						Bloques
UC	Máquinas por encender y operación del sistema		✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	Horaria

⁴² Suficiencia: potencia instalada sea mayor o igual a la demanda.

⁴³ Abastecimiento de la demanda: para todo instante la generación debe ser mayor o igual a la demanda.

⁴⁴ Coordinación Hidro Térmica: gestión de embalses,

⁴⁵ Potencia máxima: generación de cada generador debe ser menor o igual a su potencia máxima.

⁴⁶ Señal de encendido y apagado de las máquinas.

⁴⁷ Potencia mínima: generación debe ser mayor o igual a potencia mínima.

⁴⁸ Rampas: generador tiene una tasa de toma/bajada de carga definida.

⁴⁹ Tiempos mínimos: generador debe permanecer cierto tiempo encendido o apagado.

*Se consideran en este modelo en particular.

Capítulo 4: Implementación

En la presente sección se describen las características del sistema simulado – evolución de la demanda, capacidad anual instalada, costos combustibles, reservas y costos de inversión-, escenarios de interés y los resultados obtenidos.

4.1. Características

El sistema está compuesto por 280 barras las cuales buscan representar el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con 546 generadores de tipo térmicos (GNL y diesel ciclo abierto/combinado, carbón), hidráulicos (12 embalses, centrales de pasada y mini hidro) y renovables no convencionales (biomasa, CSP, eólica, geotermia, hidráulica de pequeña escala y solar). La matriz hidroeléctrica modela la cuenca del Maule y Laja tal que se cumplan los convenios de riego existentes en la zona.

El sistema de transmisión se compone por 5 subsistemas, clasificados según la tensión a la que opera: 500V, 220V, 154V, 110V y 66V. Este sistema se forma por 280 barras y 532 líneas de transmisión, que representan el SEN. Se utiliza un plan de expansión desarrollado con información pública⁵⁰, expandiendo además los subsistemas de 110V y 66V para que no existan desacoples.

4.1.1. Demanda

La demanda se formula a partir de la base disponible en el Coordinador Eléctrico Nacional, donde el perfil de demanda⁵¹ corresponde a la generación del año 2014 que es proyectado al año 2018 con los datos de consumos estimados. Una vez que se tiene la demanda base, se entrega una proyección de crecimiento⁵² de la demanda anual como se expone en la Figura 4.1 .

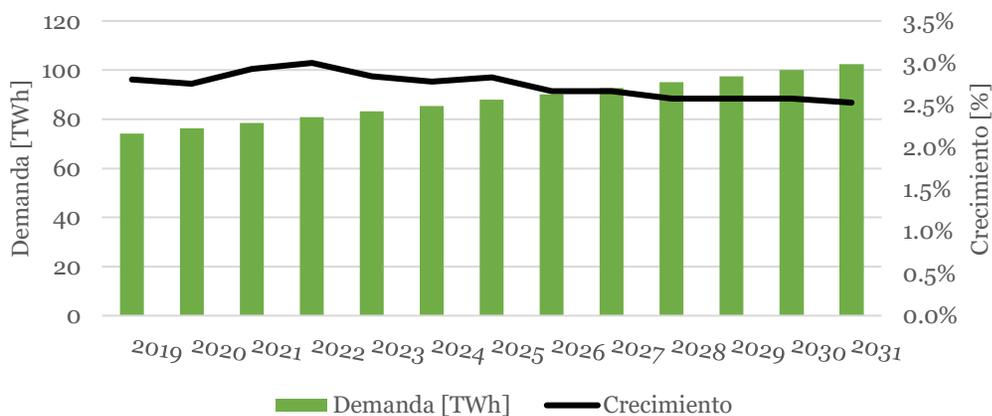


Figura 4.1.- Evolución demanda en el tiempo y porcentaje de crecimiento anual.

Uno de los supuestos utilizados es que toda la demanda crece de igual forma, sin importar si es de tipo residencial o industrial.

Conociendo el comportamiento de las ERFV – solar y eólica – y asumiendo que no son gestionables, se puede conocer la demanda residual definida como la demanda menos el aporte de

⁵⁰ Actualización de los planes de obras publicados por CNE a la fecha.

⁵¹ Estadística horaria Coordinador Eléctrico Nacional

⁵² Comisión Nacional de Energía, “Fijación De Precios De Nudo De Corto Plazo,” 2018.

este tipo de centrales – relacionando todos los recursos no gestionables-. Para el día 03-06-2030 se presenta en la Figura 4.2, la demanda residual y sus componentes.

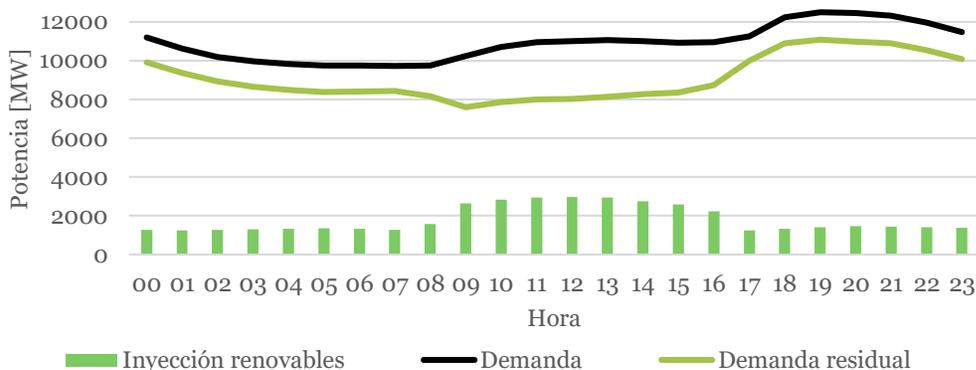


Figura 4.2.- Demanda residual para el día 03-06-2030.

En ella se observa que se necesitan mayores rampas en el amanecer y atardecer por el aporte de las centrales solares, este efecto se intensifica con el alza de la demanda al atardecer. En la Tabla 4.1 se presentan los principales indicadores relacionados con la demanda - en el año 2018 y 2030- tales como: demanda máxima, mínima, demanda total anual, requerimiento de rampa máxima – necesidad de rampa como la presentada en el gráfico anterior - y rampa disponible de subida – suma de generación que puede entregar el parque en una hora-.

Tabla 4.1.- Caracterización de la demanda y recursos disponibles.

Año		2018	2030
Demanda máxima [MW]		9,733	13,566
Demanda mínima [MW]		6,451	8,991
Demanda total [TWh]		72.69	101.31
Requerimiento de rampa máxima [MW/h] en demanda neta	Subida	1,209	1,277
	Bajada	1,392	1,465

4.1.2. Capacidad anual instalada

En la Figura 4.3, se presenta la capacidad anual instalada por tecnología⁵³. La potencia total instalada al año 2018 es de 22,706 MW y al 2030 27,908 MW en la Figura 4.4 se desglosa la capacidad que ingresa por año⁵⁴.

⁵³ El caso considera que la potencia máxima de las centrales no contempla los consumos propios.

⁵⁴ Comisión Nacional de Energía, “Fijación De Precios De Nudo De Corto Plazo,” 2018.

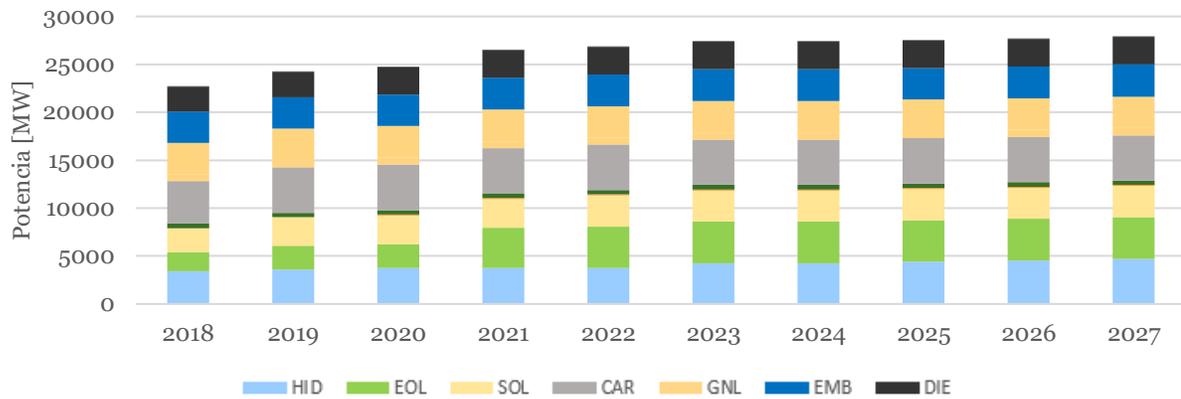


Figura 4.3.- Capacidad anual instalada acumulada por tecnología caso base.

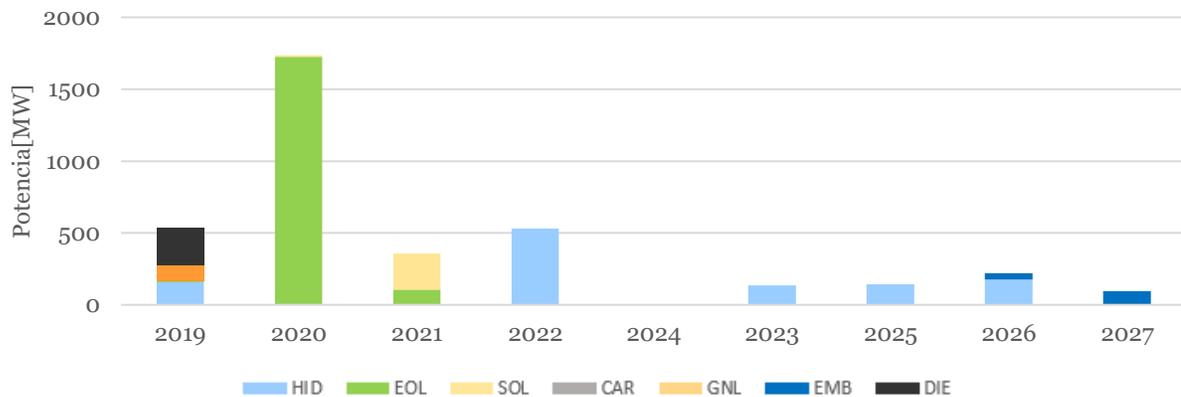


Figura 4.4.- Capacidad que ingresa por año en CB

De estas figuras se puede deducir que la tecnología que más ingresa es eólica, con más de 1,500 MW al año 2020. Centrales hidráulicas de pasada también irrumpen, de forma gradual hasta el año 2027. Solo dos centrales solares ingresan en el año 2021.

4.1.3. Perfiles de disponibilidad

Para modelar las centrales eólicas, solares, hidroeléctricas de pasada, geotérmicas y CSP es necesario ingresar al modelo los perfiles de disponibilidad de estas tecnologías, con el fin de simular su comportamiento variable. Estos constan de un número entre 0 y 1 que representan qué porción de su potencia máxima pueden generar hora a hora.

Los perfiles de centrales solares y eólicas al igual que los afluentes de centrales hidroeléctricas han sido facilitados por Colbún S.A, quienes construyeron los perfiles eólicos y solares a partir de la información disponible en el Explorador Solar y Eólico respectivamente; y los afluentes desde información pública entregada por el Coordinador Eléctrico Nacional. Así, las centrales hidroeléctricas de pasada dependen directamente del afluente que corresponde a la hidrología seleccionada⁵⁵.

Por su parte, las centrales geotérmicas se asumen con una disponibilidad total en el horizonte de tiempo, por lo que su nivel de generación queda definido por el despacho económico.

⁵⁵ Para cada central hidroeléctrica de pasada existen 57 perfiles diferentes asociados a un afluente. Estos últimos han sido confeccionados a partir de los datos históricos de afluentes hasta la fecha.

Finalmente, las centrales de concentración solar (CSP) son modeladas como un complemento de las centrales solares, por lo que, en el caso de la central Cerro Dominador, al agregar su perfil junto con la central fotovoltaica que lo acompaña, tienen como resultado una disponibilidad igual a 1.

A. Perfil radiación solar

El recurso solar se caracteriza por fluctuar tanto a lo largo del año como horariamente. En la Figura 4.5 se expone el promedio de la radiación solar que afecta a cada una de las centrales. En esta, se puede observar que la radiación solar tiene su máximo en el mes de febrero con un 90% de la capacidad de generación de las centrales, mientras que en el mes de junio este se ve reducido a solo un 54% de la capacidad máxima de las unidades generadoras.

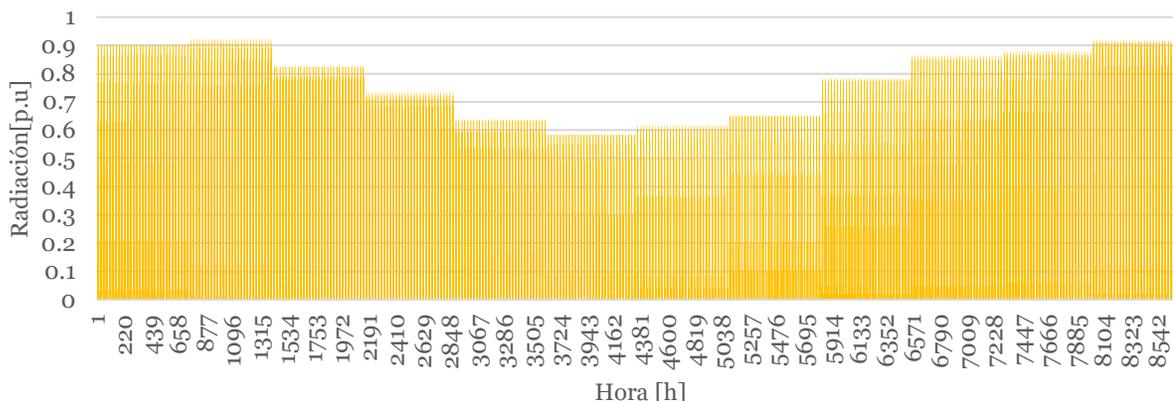


Figura 4.5.- Radiación solar promedio mensual en por unidad.

Si ahora se analiza una semana del mes de máxima radiación y otro que presente la menor, es posible observar que la radiación solar promedio se reduce en un 36% y el factor de planta es igual a un 16.6% y 31.5% respectivamente, por lo que la reducción en disponibilidad de las centrales es de un 47% en invierno.

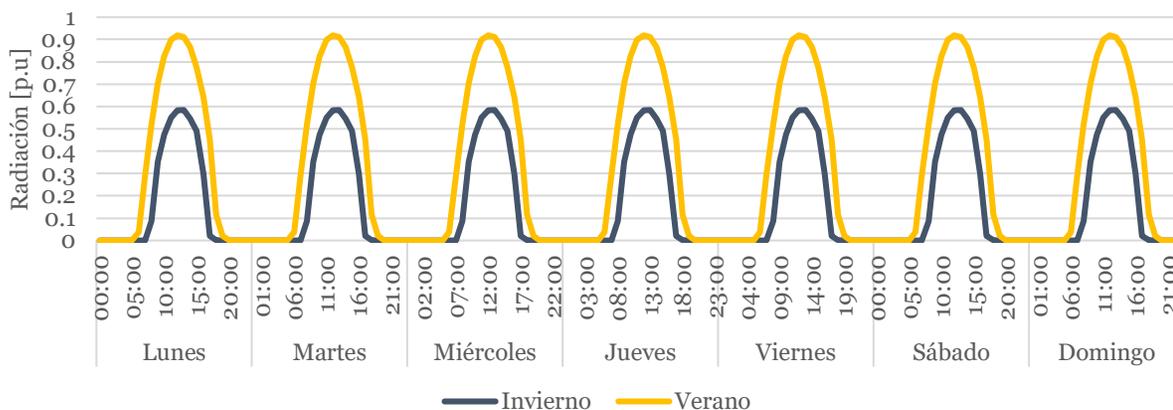


Figura 4.6.-Radiación solar promedio horaria en por unidad.

B. Perfil eólico

Al igual que la disponibilidad solar, el recurso eólico también presenta fluctuaciones mensuales y horarias, por lo que a continuación se presentan ambos perfiles.

Respecto a la variabilidad del recurso eólico de tipo mensual, la Figura 4.7 muestra que en el mes de abril existe la menor capacidad de generación eólica con un 28%, por su parte, el mes de mayor capacidad de generación es noviembre, pues presenta valores de hasta un 44%.

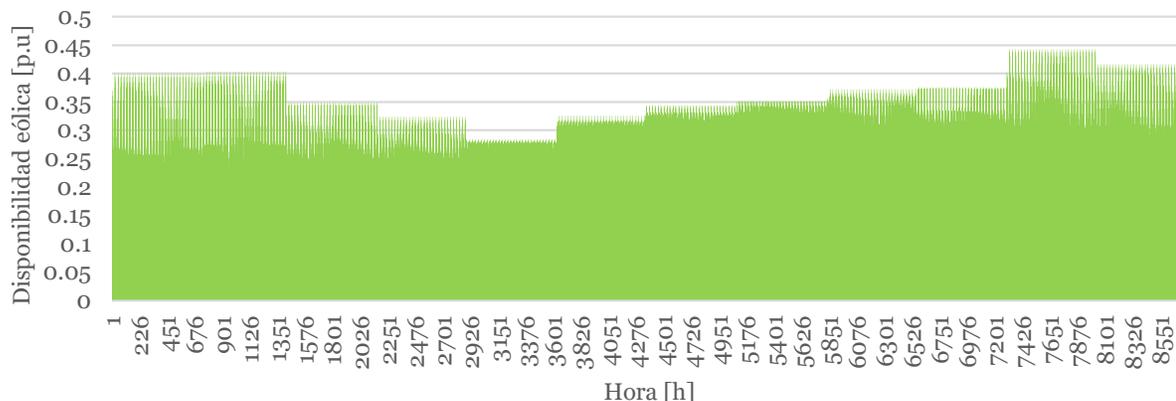


Figura 4.7.- Disponibilidad eólica mensual en por unidad.

Al observar ahora solo una semana de los meses con mayor y menor capacidad de generación, se observa que las horas de menor viento se encuentran entre las 14:00 y las 16:00, mientras que las mayores entre las 21:00 y 23:00 horas. El factor de planta promedio es de un 26.6% para el mes de mayo, mientras que en el mes de noviembre es de un 34.4%.

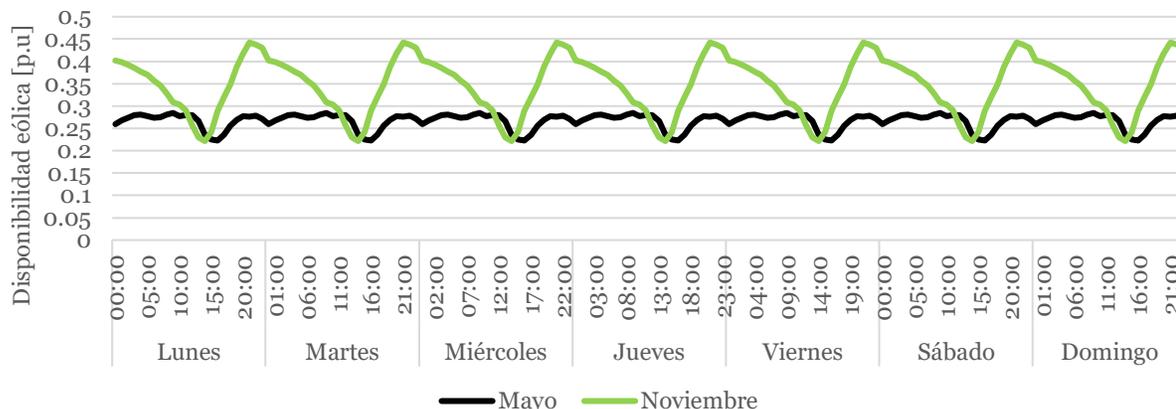


Figura 4.8.- Disponibilidad eólica horaria promedio en por unidad.

C. Perfil CSP

Con el fin de ilustrar el comportamiento de las centrales CSP en el modelo, se expone la Figura 4.9. Este comportamiento es posible bajo el supuesto de que la central de concentración se encuentre en compañía de algún tipo de almacenamiento.

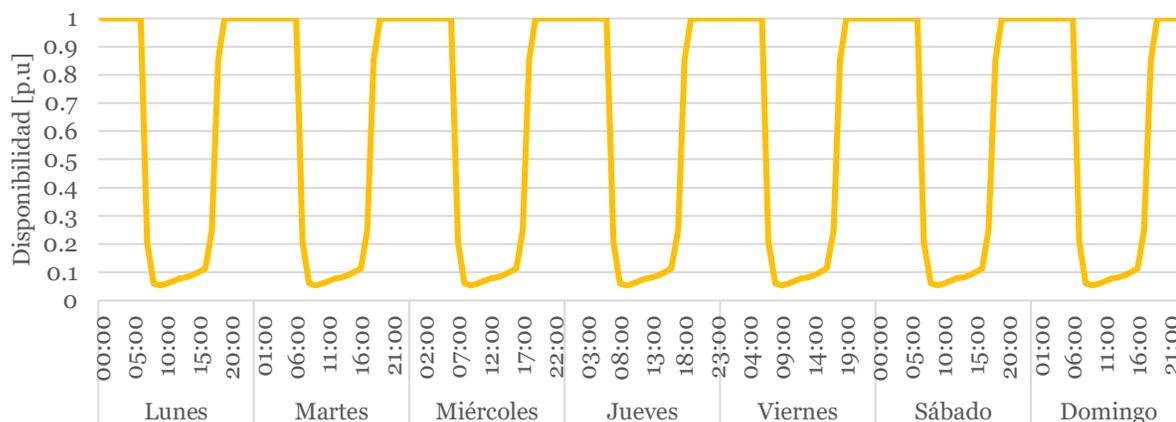


Figura 4.9.- Perfil disponibilidad central CSP promedio por unidad.

4.1.4. Parámetros técnicos por tecnología

Para una completa simulación del actuar de las centrales generadoras del sistema eléctrico se insertan restricciones de rampa de subida/bajada, mínimo tiempo encendido/apagado y mínimo técnico. A continuación, se resumen los parámetros de las diferentes tecnologías en estos ámbitos:

A. Potencia máxima y mínima

La potencia máxima y mínima indican los límites de operación de las unidades generadoras. El mínimo técnico está dado por la mínima potencia a la cual las máquinas pueden generar energía eléctrica y, por el contrario, la potencia máxima por el máximo valor que la unidad puede alcanzar. En la Tabla 4.2, se presentan estos parámetros en promedio por tecnología, exponiendo la potencia mínima como una porción de la potencia máxima.

Tabla 4.2.- Potencia máxima y mínima promedio por tecnología

Tecnología	Potencia máxima [MW]	Potencia mínima [p.u]
Biomasa	11.72	0.14
Carbón	157.80	0.59
Diesel CA	40.03	0.33
Diesel CC	298.90	0.00
GNL CA	115.70	0.30
GNL CC	366.10	0.54
Geotermia	24	0.00
Hidráulica de embalse	312.08	0.10
Hidráulica de pasada	28.43	0.01

Por otra parte, la Figura 4.10 expone la potencia máxima y mínima por central; al apreciar esta relación se puede observar que las máquinas con mayor potencia mínima son las carboneras y las de gas de ciclo combinado.

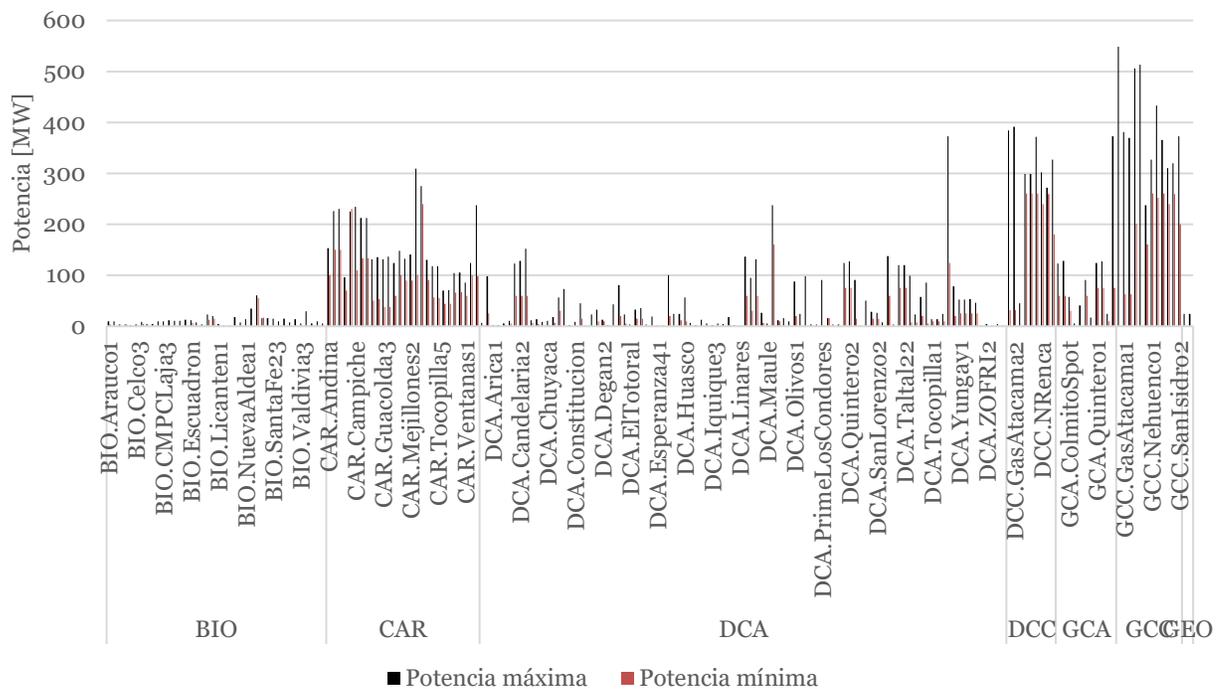


Figura 4.10.- Potencia máxima y mínima por central, clasificado por tecnología

B. Rampas de subida y bajada

La rampa de subida se entiende como la potencia que puede variar la máquina en un minuto para incrementar su potencia mientras que, la rampa de bajada es la variación que se puede realizar en un minuto para disminuir la potencia de salida. En este caso, son las unidades de generación a carbón quienes tienen mayores limitaciones operacionales, como se puede ver en la Tabla 4.3. Para el resto de las tecnologías la información no es completa, por lo que se utilizan los datos recopilados de una máquina representativa de la tecnología.

Tabla 4.3.- Rampa de subida y bajada promedio por tecnología.

Tecnología	Rampa de subida promedio [MW/min]	Rampa de bajada promedio [MW/min]
Biomasa	3.34	3.34
Carbón	2.83	3.12
Diesel CA	6.16	6.14
Diesel CC	1	1
GNL CA	8.71	8.71
GNL CC	9.67	11.23
Geotermia	13	13
Hidráulica	14.63	14.63

C. Mínimo tiempo encendido y apagado

El mínimo tiempo encendido se entiende como la restricción que obliga a las centrales a permanecer encendidas o bien apagadas por un tiempo establecido. Nuevamente las centrales carboneras son quienes se encuentran más limitadas (Tabla 4.4).

Tabla 4.4.- Mínimo tiempo encendido y apagado promedio por tecnología.

Tecnología	Mínimo tiempo encendido promedio [h]	Mínimo tiempo apagado promedio [h]
Biomasa	0,60	1,20
Carbón	53,10	46,30
Diesel CA	0,19	0,20
Diesel CC	3,00	2,00
GNL CA	0.00	0.00
GNL CC	4,89	3,66
Geotermia	0	0
Hidráulica	0	0

4.1.5. Costos combustibles

En la Figura 4.11 y Figura 4.12 se presenta la proyección de costos combustibles promedio por tecnología⁵⁶. Esta proyección ha sido realizada a partir de datos del Banco Mundial.

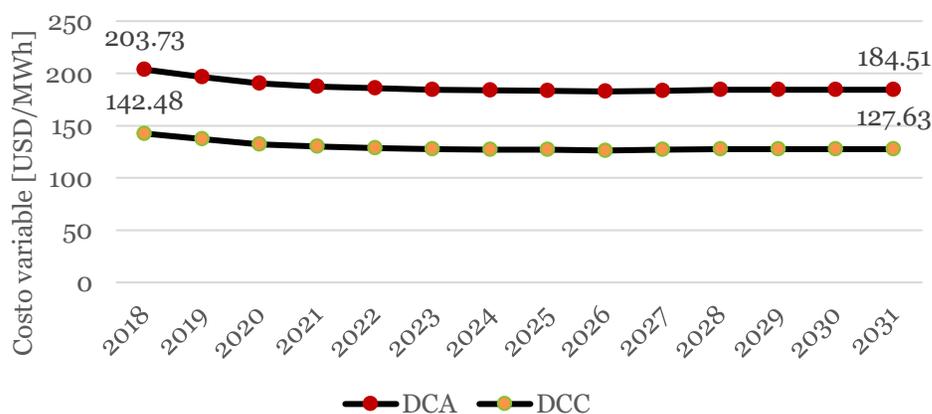


Figura 4.11.- Evolución costo variable combustible promedio en el tiempo para diesel ciclo abierto y cerrado

⁵⁶ Los costos combustibles se obtienen de la proyección realizada por el Banco Mundial y se ajusta según el criterio de Colbún S.A

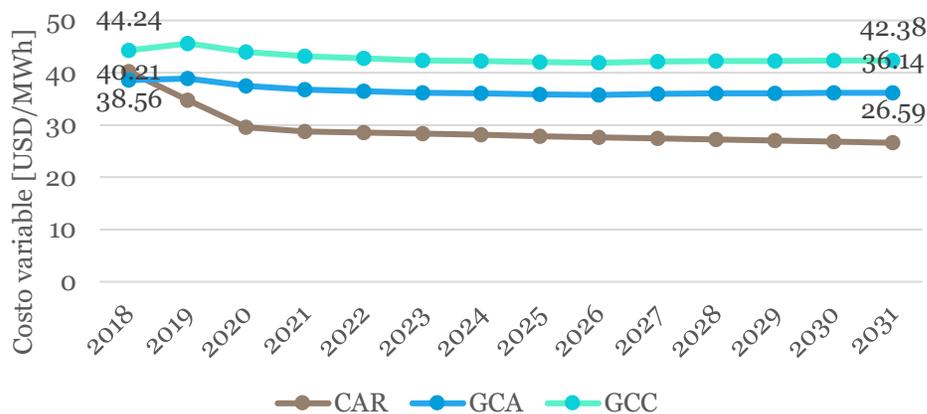


Figura 4.12.- Evolución costos variable combustible promedio en el tiempo para carbón, gas ciclo combinado y ciclo abierto.

Se proyecta una disminución en los costos combustibles, el cual se ve directamente reflejado en el costo variable de las centrales. Las centrales diesel de ciclo abierto tienen un costo promedio de 203.7 USD/MWh en 2018 el cual llega a 184.5 en 2030. Para el diesel ciclo combinado los costos son menores y se mueven entre 142.5 USD/MWh en 2018 y 127.6 USD/MWh en 2030.

Las centrales a carbón y gas tienen menores costos, los cuales a 2018 son bastante similares, en torno a los 40 USD/MWh. La mayor caída es para centrales a carbón que llegan a tener un costo variable promedio de 26.6 USD/MWh, mientras que las centrales GNL ciclo abierto en torno a los 36 USD/MWh y ciclo combinado 42.38 USD/MWh.

4.1.6. Factor de emisiones

Se utiliza el factor de emisiones de las centrales con el fin de cuantificar las emisiones en el horizonte de estudio, más no tiene efectos en el despacho programación de unidades.

Para obtener el factor de emisiones de cada central, se utilizan los datos de emisiones para el año 2017, dependientes de la generación de cada una de estas. A pesar de que para cada estado de carga de las máquinas existen un factor de emisiones, se ingresa un valor representativo para la central, el que se calcula como el factor promedio de emisiones en el año 2017 cuando la máquina estuvo sobre el mínimo técnico.

Solo se tendrán en cuenta las emisiones de centrales GNL, diesel y carbón, quienes son contabilizadas a pagar impuesto por emisiones. El factor de emisiones para tecnología GNL es de 0,409 tonCO₂/MWh y para diesel es de 0,76 tonCO₂/MWh. Dado que se quiere ver el efecto del retiro de las centrales de carbón, en este caso cada central tiene un factor de emisiones, estos se presentan en la Figura 4.13. No obstante, su valor promedio es 0,94 tonCO₂/MWh.

Factor de emisiones de centrales vapor-carbón

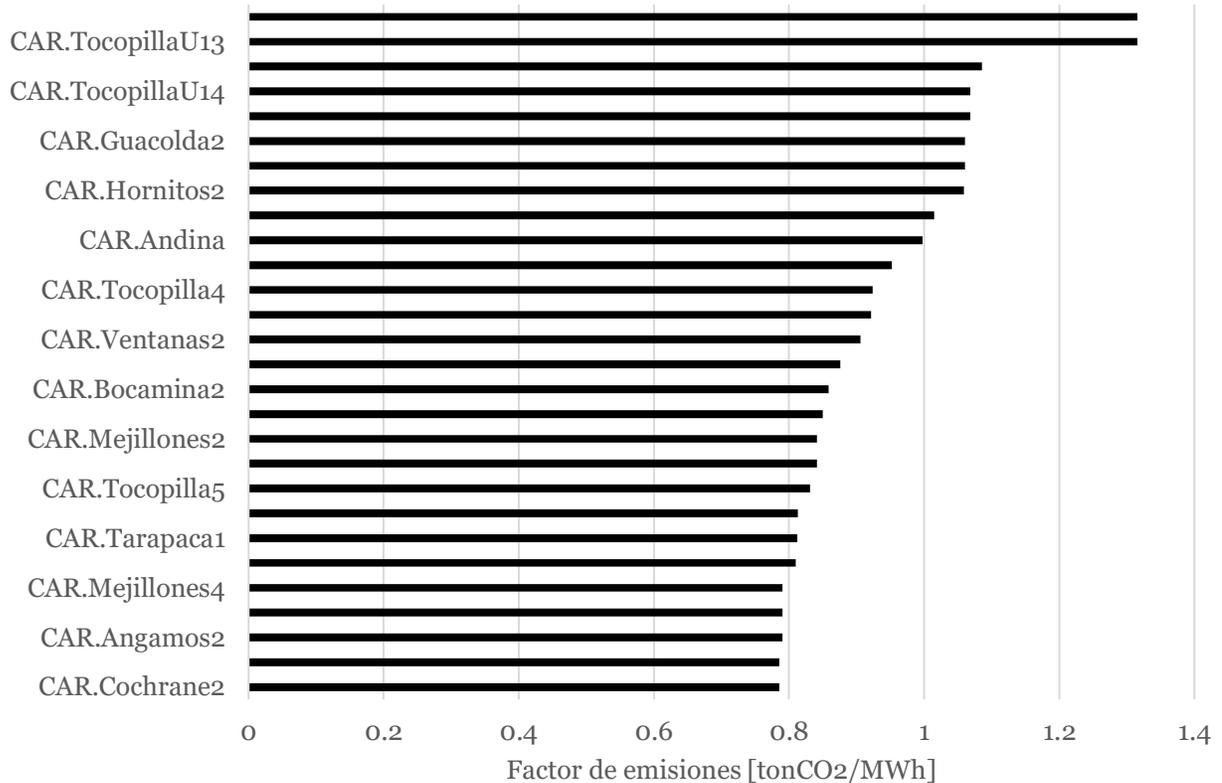


Figura 4.13.- Factor de emisiones en centrales carboneras

4.1.7. Reservas

El mecanismo implementado y en particular la plataforma empleada permite la incorporación de reservas tanto en los modelos de inversión como operación de corto plazo. En este contexto se lleva a cabo el proceso de estimar las reservas y encontrar el máximo aporte por unidad para control primario y secundario de frecuencia. La reserva para control primario de frecuencia (CPF) se entiende como la reserva en giro utilizada para compensar desbalances instantáneos por la variación natural de consumos o por desconexión intempestiva de generación o consumos de gran tamaño. Por su parte, la reserva para control secundario de frecuencia (CSF) es la reserva de potencia que requiere cubrir el mayor error estadístico que se tiene en la previsión de la demanda total del sistema⁵⁷, que corresponde a la diferencia entre el despacho real de generación y programación para un intervalo de confianza del 95%.

Las reservas se exigen por subsistema, que en este caso se definen como Centro-Sur – desde la S/E Nogales al sur – y Norte – S/E Pan de azúcar al norte-.

En la Tabla 4.5 y Tabla 4.6, se presentan los montos de reserva primaria y secundaria estimados por el Coordinador Eléctrico Nacional[29].

⁵⁷ Estudio control de frecuencia y determinación de reservas, CDEC SIC, mayo 2016.

Tabla 4.5.- Montos estimados reserva para CPF

Subsistema	Subida	Bajada
CENTRO-SUR	238	137
NORTE	100	56

Tabla 4.6.- Montos estimados para reserva CSF

Horario	Subsistema	Subida	Bajada
1:00 – 18:00	CENTRO-SUR	113	113
	NORTE	190	327
18:00 – 1:00	CENTRO-SUR	186	186
	NORTE	206	315

Dado que la presencia de energía renovable de carácter variable aumenta en el tiempo, se agrega a la reserva secundaria un monto dado por la estimación de generación eólica presente en el caso base, así se obtiene la variación de la previsión eólica como se presenta en la ecuación (7) [30].

$$\sigma_w^t = \frac{1}{5} w_F^t + \frac{1}{50} W_t \quad (7)$$

Donde w_F^t corresponde a la generación eólica estimada a la hora t y W_t la capacidad instalada del parque eólico.

Una vez obtenidos todos los errores, el monto de reserva se calcula como el promedio de las variaciones más la desviación estándar de ésta, esto se muestra en la ecuación (8).

$$R_w^{CSF} = \overline{\sigma_w^t} + \hat{\sigma} \quad (8)$$

Así, el monto de reserva por error de predicción eólico es de 248,36 MW en 2018 y 422,45 MW en 2030. Como indica el CEN en el informe antes citado, la repartición de reservas es de un 30% para el subsistema Norte y 70% para el subsistema Centro-Sur, por lo que se mantiene esta relación para la reserva eólica. Así, los montos finalmente utilizados para el caso base en el año 2030 se indican en la Tabla 4.7 y Tabla 4.8.

Tabla 4.7.- Montos estimados finales de reserva para CPF

Subsistema	Subida	Bajada
SIC	185	53
SING	80	36

Tabla 4.8.- Montos estimados finales para reserva CSF

Horario	Subsistema	Subida	Bajada
1:00 – 18:00	SIC	408,7	408,7
	SING	316,7	453,7
18:00 – 1:00	SIC	481,7	481,7
	SING	332,7	441,7

Respecto a los recursos disponibles en el sistema para efectuar el control primario y secundario de frecuencia se consideran los siguientes supuestos:

- Todas las unidades hidráulicas señaladas en [29] pueden entregar reserva primaria. Solo las unidades térmicas presentes en la programación diaria de generación⁵⁸ pueden entregarla.
- El aporte a reserva primaria se calcula para una desviación de -0,2 Hz.

⁵⁸ Aquellas centrales térmicas en las pestañas “Reserva Norte” y “Reserva Centro-Sur” del programa diario.

La reserva de potencia disponible por unidad se define según lo expuesto en [29] lo que indica que el monto de reserva se calcula como indica la ecuación (9) .

$$RP_g^{CPF} = \frac{\Delta f / 50}{E_g} \cdot P_{Gm} \quad (9)$$

La reserva secundaria está directamente relacionada con el margen existente entre la potencia máxima y mínima junto con la tasa de toma de carga de las máquinas. Esta reserva solo la entregan las unidades presentes en la programación diaria de reservas junto con las unidades térmicas de GNL ciclo combinado.

4.1.8. Costos de inversión

Los costos de inversión siguen la relación entregada por el Ministerio de Energía en el proceso de planificación estratégica de largo plazo [31], sin embargo se ajustan los valores de tal forma que el año 2018 el costo de inversión sea igual al entregado en el Informe Precio Nudo Corto Plazo [32]. De esta transformación resultan los costos para: eólica, solar, geotermia y CSP como muestran la Figura 4.14 y Figura 4.15 .

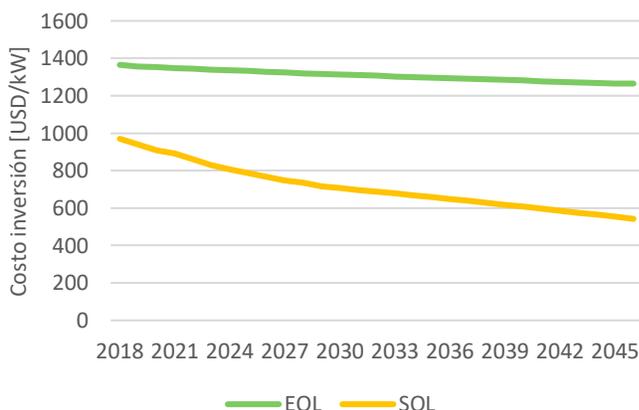


Figura 4.14.- Costos de inversión eólica y solar FV.

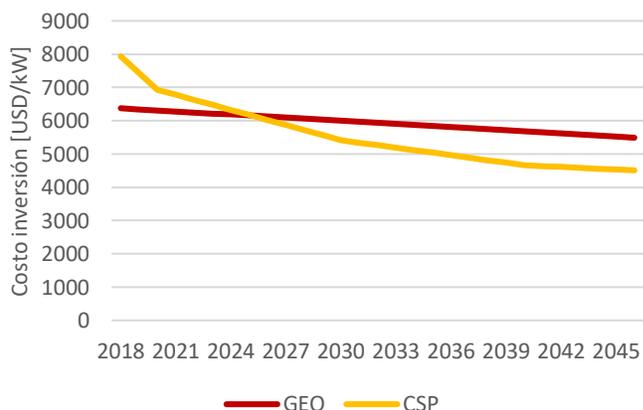


Figura 4.15.- Costos de inversión CSP y geotermia.

Se asume que las centrales GNL, biomasa e hidráulica de pasada son tecnologías maduras por lo que su costo de inversión será constante en el tiempo e igual a 1.035 USD/kW para centrales de ciclo combinado (GCC), 800 USD/kW para tecnologías de ciclo abierto (GCA), 3.100 USD/kW biomasa y 3.035 USD/kW para pasada.

Se supone que toda central candidata tipo GCC poseerá los mismos costos combustibles y parámetros técnicos que la central Kelar y las centrales de tecnología GCA, las características de la central Quintero 1.

En la sección 8.5, se presentan la localización y potencial de las centrales candidatas para el modelo de expansión.

En la Tabla 4.9, se presenta un resumen de los costos de inversión al año 2030.

Tabla 4.9.- Costos de inversión por tecnología al año 2030.

Tecnología	Costo inversión [USD/kW]
GNL CA	800
GNL CC	1,035
Biomasa	3,100
Hidráulica de pasada	3,035
Solar	706
Eólica	1,307
CSP	5,415
Geotérmica	5,995

Por último, cabe señalar que, para efectos de este estudio, no se incorporan otras tecnologías que otorguen flexibilidad al SEN – como podrían ser tecnologías de almacenamiento, centrales hidroeléctricas con capacidad de bombeo, o incluso, gestión de la demanda mediante la incorporación masiva de vehículos eléctricos -. De esta forma, las centrales convencionales son quienes cubrirán las necesidades de atributos de flexibilidad. Sin embargo, la evolución que puede presentar la matriz energética en relación con dichas tecnologías no consideradas podría modificar las soluciones de flexibilidad acá presentadas.

4.1.9. Cronograma retiro centrales a carbón

El cronograma de retiro de las centrales a carbón (Tabla 4.10) considera tres supuestos principales:

1. Las centrales más antiguas son las primeras en retirarse –criterio de antigüedad-.
2. Se remueven 440 MW aproximadamente por año, un décimo de la capacidad total instalada en esta tecnología.
3. El retiro implica reducir la capacidad completa de la unidad, no se disminuirá su potencia máxima.

Tabla 4.10.- Cronograma de retiro centrales a carbón.

Central	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ventanas1	x										
Bocamina1	x										
Ventanas2	x										
TocopillaU12	x										
TocopillaU13	x										
TocopillaU14		x									
TocopillaU15		x									
Guacolda1		x									
Tocopilla4		x									
Guacolda2			x								
Mejillones1			x								
Tocopilla5			x								
Mejillones2				x							
Tarapaca1				x							
Guacolda3				x							
Guacolda4					x						

Ventanas3	x
Andina	x
Angamos1	x
Angamos2	x
Hornitos2	x
Bocamina2	x
SantaMaria	x
Campiche	x
Guacolda5	x
Cochrane1	x
Cochrane2	x
Mejillones4	x

4.2. Escenarios

Al simular el CB en el modelo PLP, se da a conocer la operación del sistema ante 57 series hidrológicas, es aquí donde se eligen las series medio/seco y seca para utilizarlas en los análisis posteriores. Los casos seco y medio/seco se eligen según la generación hidroeléctrica en el periodo 2030-2031 y los afluentes en el mismo periodo. En la Figura 4.16 se presentan afluentes de cada año hidrológico, ordenados de mayor a menor mientras que en la Figura 4.17 se presentan la generación hidráulica para el periodo antes mencionado en cada una de las series hidrológicas.

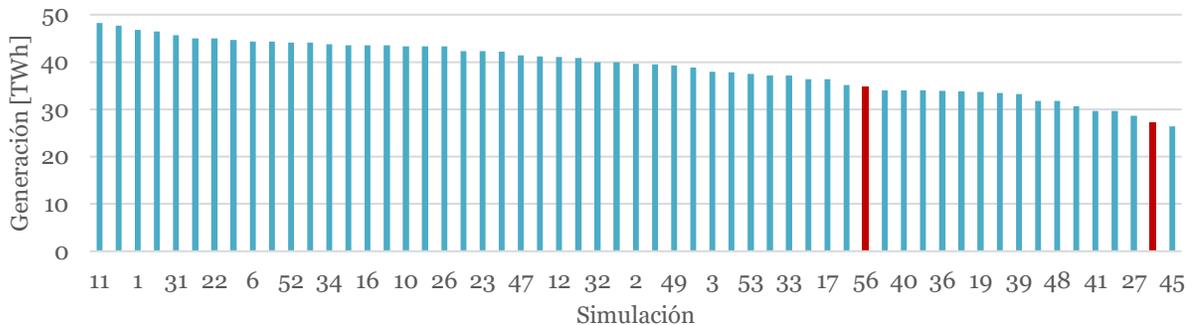


Figura 4.16.- Generación hidráulica por simulación en CB.

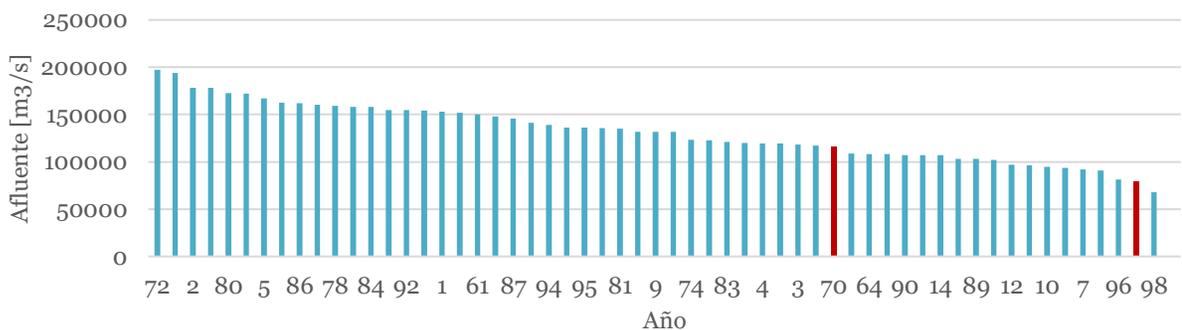


Figura 4.17.- Afluentes históricos por año.

De los gráficos anteriores se puede rescatar que las tres series hidrológicas son las 45, 54 y 27, las cuales tienen los afluentes – en el periodo 2030/2031 – del año 2016, 1968 y 1998 respectivamente. En el gráfico de afluentes los años más secos en orden son: 1998, 1968 y 1996,

por lo que se selecciona la simulación 54 por ser aquella con menor generación hidráulica y afluentes en el periodo mencionado.

Para el caso medio/seco, se justifican las simulaciones dado que tiene una probabilidad de excedencia igual a 70, lo que quiere decir que el 70% de las simulaciones son más húmedas que la seleccionada.

Las series hidrológicas y afluentes seleccionados para el corto y largo plazo se encuentran resaltadas en color rojo en las figuras anteriores.

4.3. Resultados

Finalmente, tras dar cuenta de los supuestos y consideraciones presentadas en las secciones anteriores, a continuación, se presentan los principales resultados obtenidos en el desarrollo de este trabajo de título. Para cada una de las simulaciones realizadas se entregan los resultados de la evolución de la capacidad instalada, operación de mediano plazo – exponiendo la generación y costos marginales y operación de corto plazo.

4.3.1. Evolución de la capacidad instalada

El módulo de inversión utiliza como dato de entrada las centrales candidatas expuestas en secciones anteriores, que, junto con los costos de inversión en el tiempo, tomará una decisión sobre la capacidad a instalar para minimizar el costo de inversión, operación y falla.

Cabe recordar que las tecnologías candidatas son geotermia, hidráulica de pasada, eólica, solar, GNL de ciclo abierto y combinado, biomasa y CSP. Las centrales GNL son de 200 MW en el caso de las de ciclo combinado y 125 para las de ciclo abierto.

Al simular, se integran restricciones de corto plazo para involucrar implícitamente la flexibilidad necesaria en el parque de generación; estas restricciones son: reservas de subida y bajada, primarias y secundarias, mínimo técnico, rampa de subida y bajada y tiempo mínimo de encendido y apagado.

Una vez simulado el módulo de expansión para el caso, se encuentra que la capacidad anual instalada no tiene mayores variaciones, esto se puede ver en la Figura 4.18. Desde el año 2024 existe una exigencia de GNL que está dada principalmente por la necesidad de flexibilidad en la zona sur.

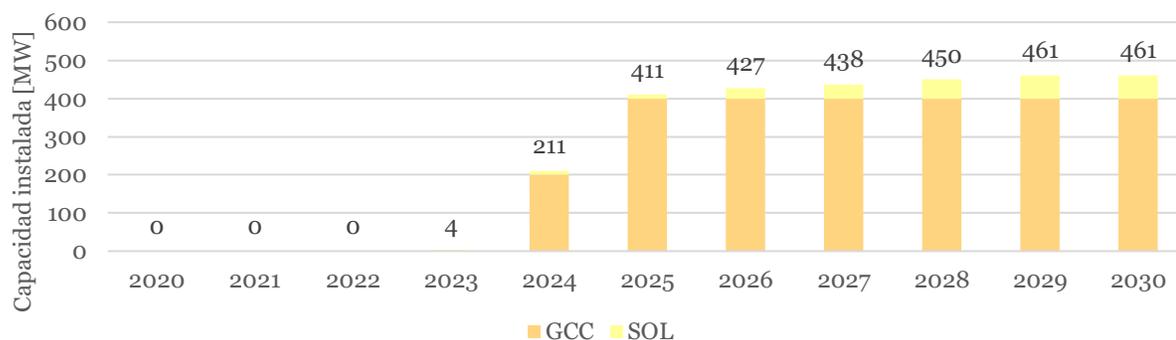


Figura 4.18.-Capacidad anual instalada CB

Lo anterior se explica con el gráfico de la Figura 4.19, el cual resulta de la simulación en el módulo de inversión cuando no se consideran restricciones de corto plazo. En este se observa que solo ingresan centrales fotovoltaicas desde el año 2020 al 2030. Al simular sin restricciones de corto

plazo, se asume que el sistema tiene la flexibilidad suficiente para cubrir rampas y reservas del sistema.



Figura 4.19.- Capacidad anual instalada CB sin restricciones corto plazo

La figura anterior sirve para entender el requerimiento de centrales GNL en el caso base y la falta de centrales fotovoltaicas como se esperaba en el plan de obras, pues no pueden ingresar masivamente centrales fotovoltaicas ya que el parque de generación existente no posee las características técnicas adecuadas para cubrir la demanda conjunta con las variaciones intradiarias de generación solar, por lo que se descarta la solución.

A pesar de que en el plan de obras se espera que ingresen dos centrales GNL de ciclo combinado con 400 MW en total, esta solución se desprecia⁵⁹, asumiendo que el parque está adaptado y se mantiene el plan de obras original, mencionado en la sección 4.1.2.

El mismo ejercicio se realiza en el C2, simulando el módulo de inversión para conocer el plan de obras ante el retiro de centrales a carbón. En la Figura 4.20 se presenta el resultado del ejercicio de expansión de la generación para el C2. En ella se aprecia un ingreso de 5,209 MW al año 2030 de centrales GNL, hidro de pasada solar y eólica; siendo 1,125 MW, 552 MW, 1,450 MW y 2,080 MW respectivamente la capacidad instalada por tecnología.

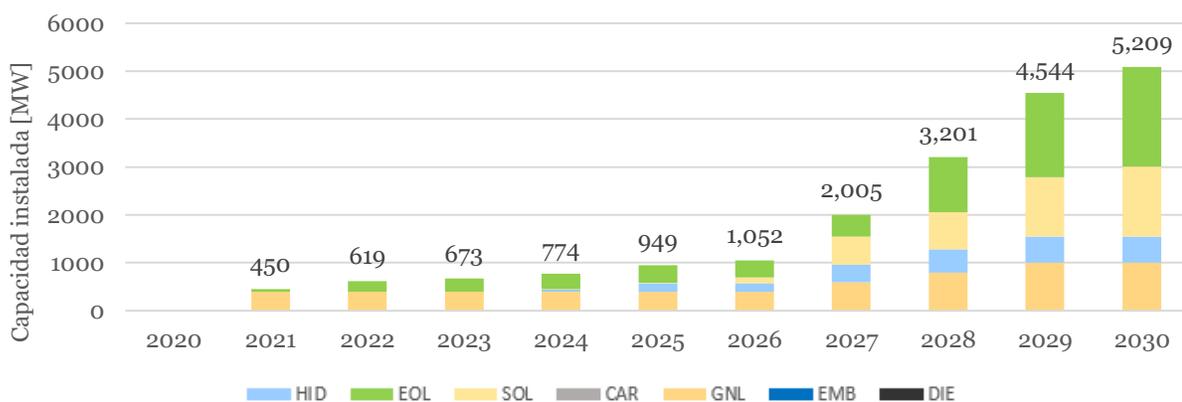


Figura 4.20.- Capacidad anual instalada en C2.

⁵⁹ La expansión en centrales a gas propuesta por el modelo es equivalente a 400 MW en las cercanías de la barra Charrúa, capacidad similar a la central El Campesino, la cual no fue incorporada por la incertidumbre respecto a su construcción.

Para una mejor comprensión de esta solución eficiente, se ha simulado también la expansión de la generación para dos escenarios más: suponiendo máxima flexibilidad – sin restricciones de corto plazo - y sin límites de transmisión.

En la Figura 4.21 se encuentra el plan de expansión al retirar las restricciones de corto plazo en el modelo. El resultado muestra claramente el cambio: la presencia de centrales solar es por creces mayor a la entregada en el caso que si mantiene las restricciones. Esto indica que el parque se encuentra limitado por motivos de flexibilidad.

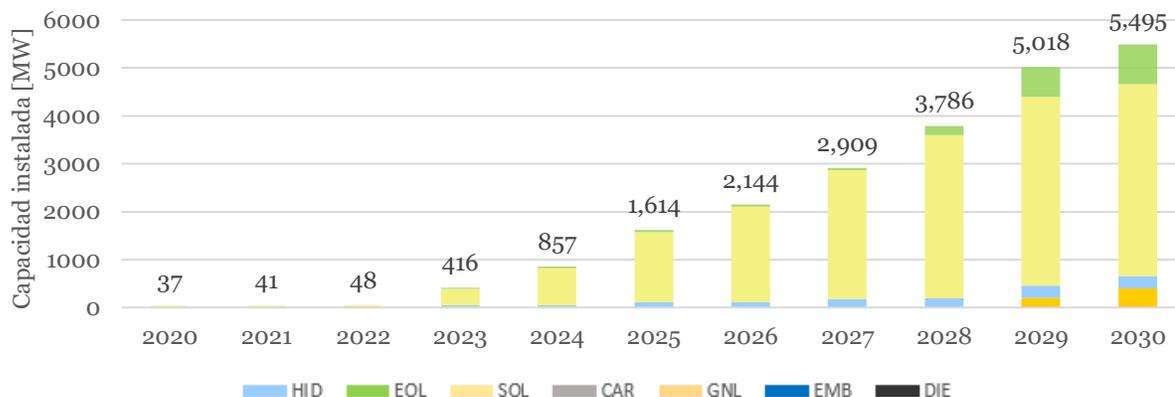


Figura 4.21.- Plan de expansión C2 sin restricciones de corto plazo.

De este modo, si existiera toda la flexibilidad necesaria, podrían ingresar hasta 4,000 MW solares al año 2030, incrementando notablemente la presencia de ERFV en el sistema. Esto nos permite concluir que el plan de expansión es fuertemente dependiente de la flexibilidad que hay en el sistema.

Por otra parte, si ahora se retiran los límites de transmisión, la solución es bastante similar al caso con límites. La mayor diferencia reside en el ingreso de centrales CSP la cual se justificaría solo en el caso de poder evacuar toda la energía que genera. Por las características que presenta el conjunto central CSP junto con algún tipo de almacenamiento – alto factor de planta y rápida evacuación de energía -, esta solución surge como un reemplazo directo de las centrales a carbón y por una tecnología baja en emisiones.

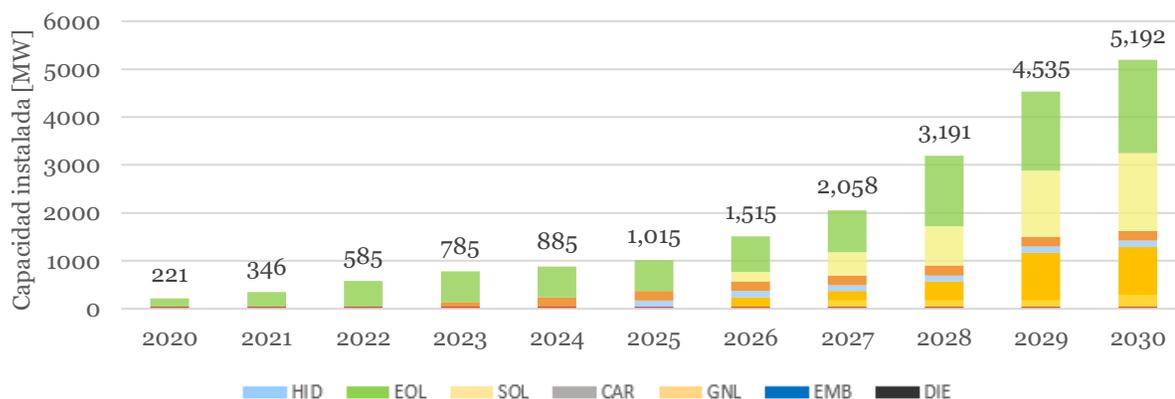


Figura 4.22.- Capacidad anual instalada C2 sin restricciones de transmisión.

Así, se puede concluir que, en caso de tener congestiones importantes en transmisión, no se justificaría la entrada de centrales geotérmicas o CSP, las cuales podrían tener un gran aporte ante el retiro de unidades generadoras tipo vapor carbón.

En resumen, la evolución del parque de generación en el CB es el mismo descrito en la sección 4.1.2, mientras que al C2, además se le añade la capacidad instalada como resultado de la optimización como muestra la siguiente figura⁶⁰.

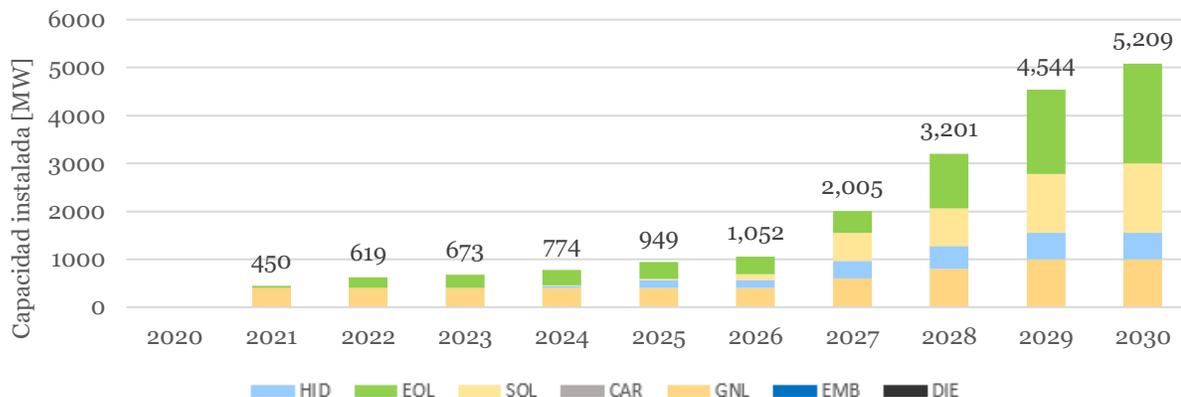


Figura 4.23.- Plan de obras C2 a utilizar.

4.3.2. Operación de mediano plazo: generación y costos marginales (modelo largo plazo)

Si bien el resultado principal de la operación de mediano plazo consiste en la gestión eficiente del agua, sus resultados son una primera directriz para entender la evolución de la operación del SEN bajo los tres escenarios descritos. En este contexto, esta sección presenta los resultados de las simulaciones de largo plazo, en particular, el mix de generación y costos marginales promedio mensual. Estos resultados permiten tener una mirada referencial de lo que sucede con el sistema en el periodo 2018-2030

A. Caso base

Al simularla operación del sistema eléctrico actual proyectado al año 2030, se obtiene la generación presentada en la Figura 4.24 y costos marginales de la Figura 4.25, estos son simulando la operación bajo una serie hidrológica seca.

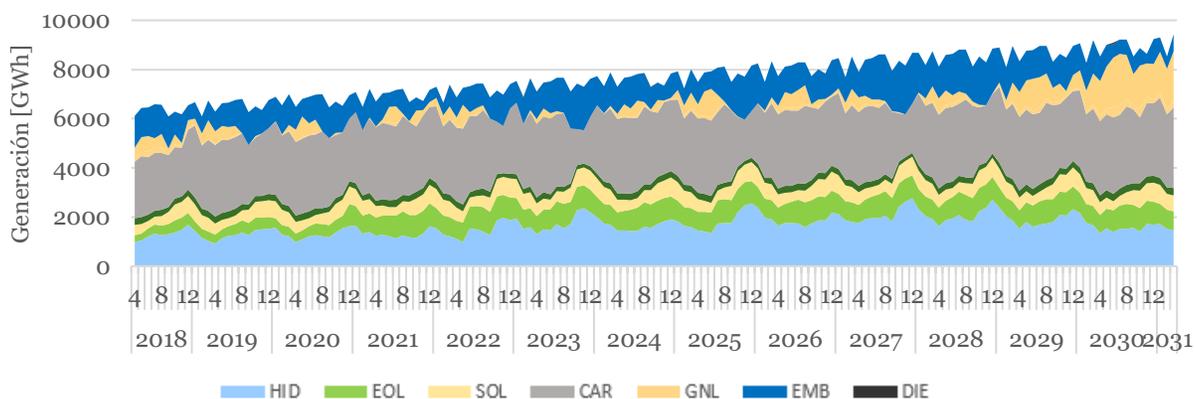


Figura 4.24.- Generación mensual promedio SEN CB serie seca.

La generación en el periodo 2018-2030 indica que el carbón es un componente primordial en la operación del sistema, teniendo un fuerte aporte a lo largo de los años. Las centrales GNL generan

⁶⁰ Las sensibilidades se realizan con el fin de justificar los resultados obtenidos al limitar la flexibilidad del parque en un caso más realista.

energía en horas de alta demanda o bien cuando no hay suficiente agua en el sistema, esto se aprecia en el periodo 2030-2031, pues el aporte de centrales de embalse y pasada es reducido.

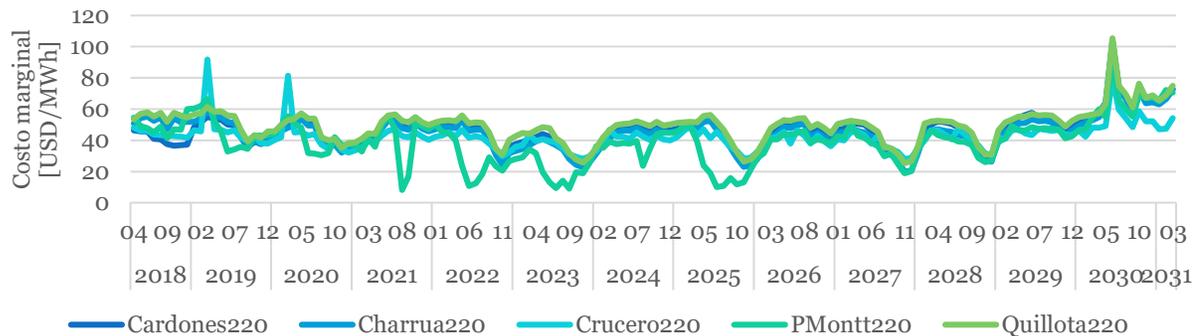


Figura 4.25.- Costo marginal promedio mensual CB serie seca.

Los costos marginales por su parte se mantienen en torno a los 50 USD/MWh e indican que no existen mayores desacoples – solo entre los años 2021 y 2025 la barra Charrúa se desacopla producto del ingreso masivo de energía eólica en el sur del país, generando congestiones en las líneas cercanas. Dado que el 2030 es un año seco en la serie - se tiene la menor presencia de agua - los costos marginales alcanzan como máximo los 105 USD/MWh en el invierno y 68 USD/MWh en verano.

En la Figura 4.26 y Figura 4.27 se encuentran las mismas variables anteriores, pero para una serie hidrológica medio/seca.

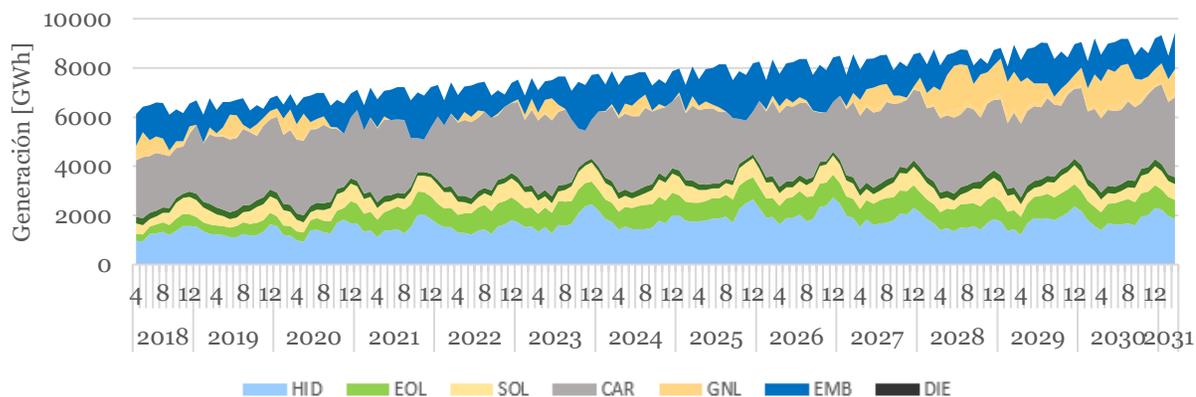


Figura 4.26.- Generación mensual promedio SEN CB serie medio/seca.

Un mayor aporte hidráulico permite mitigar el uso de centrales GNL, esto se ve reflejado a lo largo de todo el periodo 2018-2031, pues la generación por embalses y centrales de pasada aumenta considerablemente.

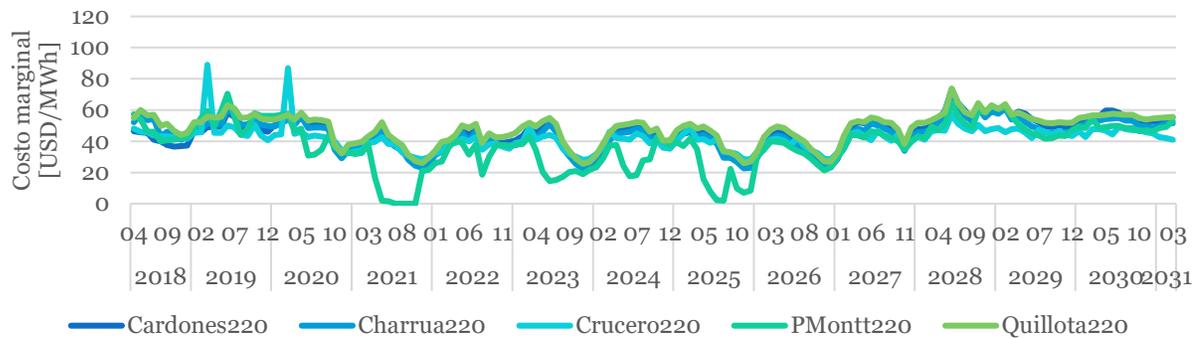


Figura 4.27.- Costo marginal promedio mensual CB serie medio/seca

Los costos marginales se mantienen en torno a los 40 USD/MWh en el horizonte de estudio, presenciando más acentuado el desacople por ingreso de centrales eólicas en el sur del país. El alza en el periodo 2030-2031 es menor que en el caso anterior, llegando a un máximo en este periodo de 54 USD/MWh.

B. Caso 1: riesgo

Los resultados de esta sección indican como resultaría la operación del sistema eléctrico sin tomar medidas por el retiro de centrales en base a vapor-carbón. Este caso permite comparar contra una línea base y así cuantificar los impactos del retiro de estas centrales, presentando un caso de riesgo, extremo, que cuantifique el impacto de no tomar acciones ante el cambio.

La generación promedio mensual en la Figura 4.28 para una hidrología seca, presenta el desplazamiento de las centrales de carbón por centrales GNL y en años secos por diesel. Cuando existe un mayor aporte hidráulico, se logra desplazar GNL del despacho.

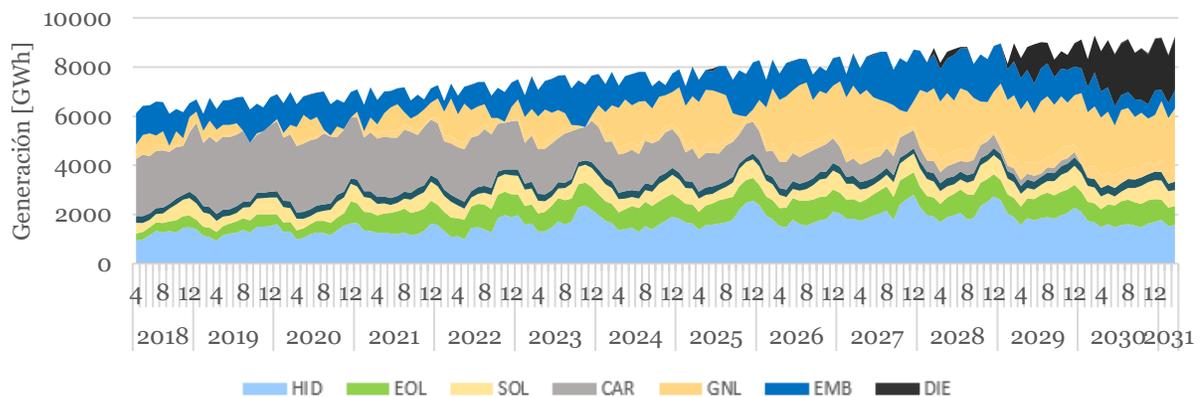


Figura 4.28.- Generación mensual promedio SEN C1 serie seca.

En el periodo 2030-2031 se puede apreciar uso intensivo de diesel⁶¹ y aun así no es posible abastecer la demanda en su totalidad, generando costos de falla en el sistema⁶².

En la Figura 4.29, se muestran los costos marginales en 5 barras representativas del SEN: Cardones, Charrúa, Crucero, Puerto Montt y Quillota. No se observan mayores desacoples.

⁶¹ La capacidad total instalada en centrales diesel ha sido recortada con el fin de integrar la componente logística en la generación con este combustible.

⁶² Hay desabastecimiento de la demanda por falta de generación.

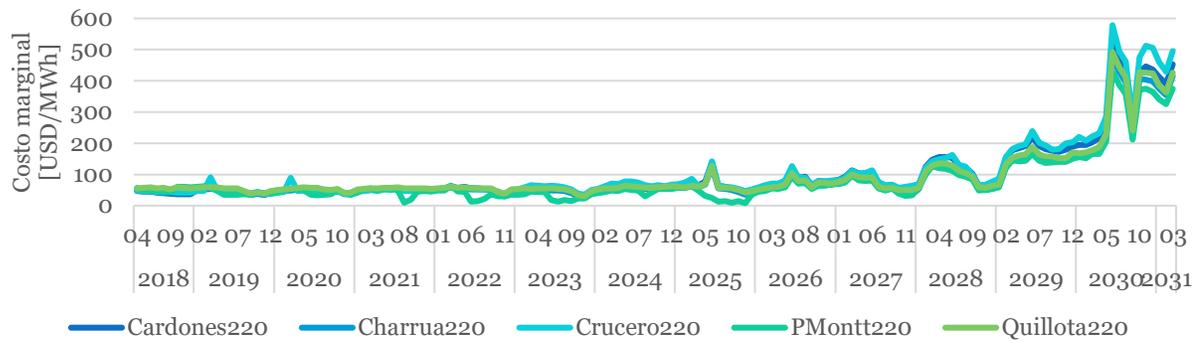


Figura 4.29.- Costo marginal promedio mensual C1 serie seca.

Los costos marginales presentan un alza constante desde el año 2026 en adelante, llegando incluso a los 600 USD/MWh en el invierno del 2030, esto por la escasez hídrica que se traduce en energía no suministrada en el sistema. El costo marginal promedio en 2030-2031 es de 400 USD/MWh.

A pesar de que existe mayor presencia hidráulica en el escenario medio/seco, en los años más secos sigue apareciendo la presencia de diesel. El uso de centrales GNL es intensivo, generando a su máxima capacidad los últimos años del horizonte de estudio.

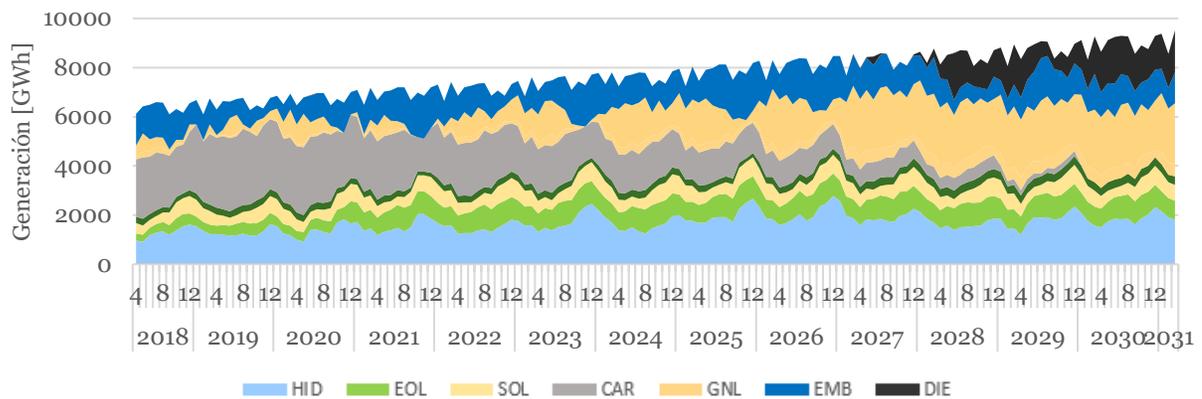


Figura 4.30.- Generación mensual promedio C1 serie medio/seca.

La combinación de hidrología seca y retiro de centrales a carbón provocan una insuficiencia severa en el sistema, desabasteciendo la demanda constantemente.

Los costos marginales presentan la misma tendencia al alza que en la serie seca, esta vez llegando a costos marginales relacionados con el costo variable de las centrales diesel y no con el costo de falla que puede ser ocasional (Figura 4.31).

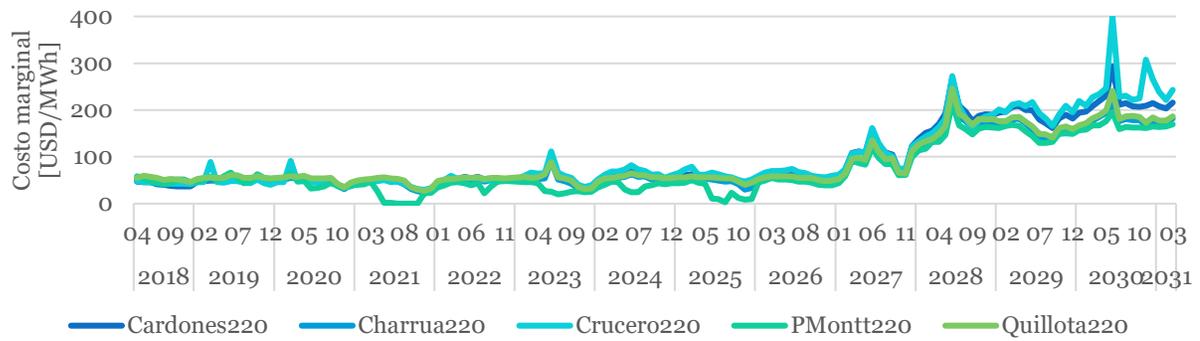


Figura 4.31.- Costo marginal promedio mensual C1 serie medio/seca.

C. Caso 2: adaptado

A diferencia del caso anterior, a pesar de retirar toda la capacidad de carbón al año 2030, la generación del parque si es capaz de abastecer la demanda, apareciendo ocasionalmente centrales diesel a prestar soporte, incluso cuando la serie hidrológica es la más seca. Esto se puede ver en la Figura 4.32. Es preciso destacar que se trata de uno de los peores casos por la escasez hídrica al año 2030.

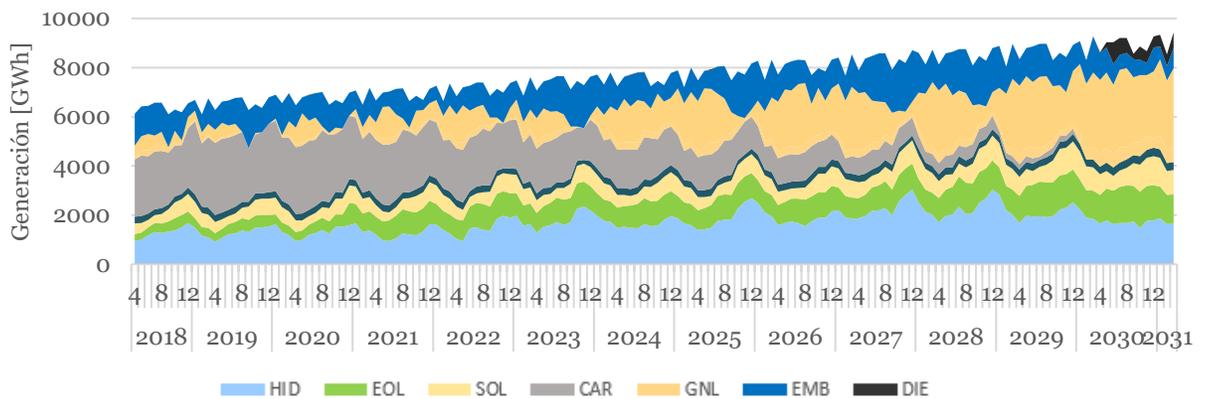


Figura 4.32.- Generación mensual promedio C2, serie seca.

Nuevamente se observa que cuando hay agua disponible, el reemplazo directo son las centrales de embalse y no las GNL.

Respecto a los costos marginales, en la Figura 4.33, se observa que se mantienen en torno a los 50 USD/MWh, teniendo una gran alza en 2030 que hace que lleguen a los 150 USD/MWh. De todos modos, esto representa menores costos que el caso anterior.

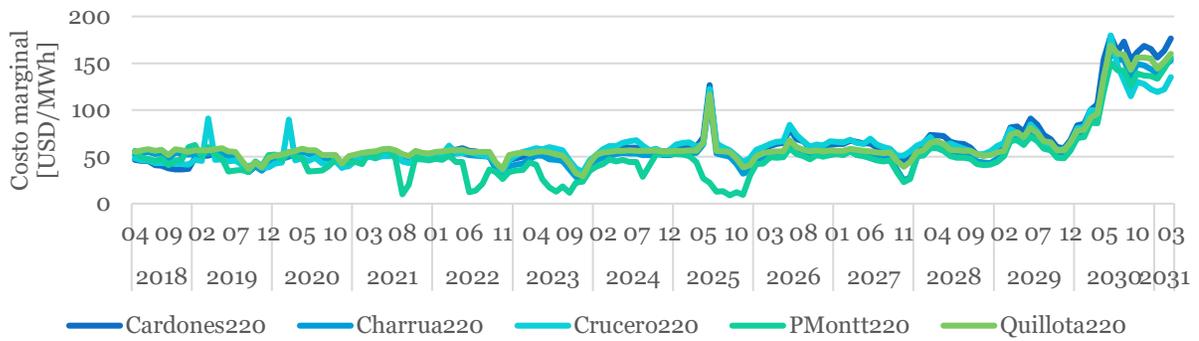


Figura 4.33.- Costo marginal promedio mensual C2, serie seca.

El desacople más visible es el que se produce en Puerto Montt, esto desde la entrada de las centrales eólicas del sur.

Con mayor aporte hídrico – serie hidrológica medio/seca -, el diesel es desplazado casi por completo. Tanto las centrales de pasada como centrales de embalses realizan un aporte mayor, compensando el retiro de centrales a carbón. Es importante tener la presencia de embalses pues estos además de desplazar el GNL, entregan flexibilidad al sistema por su rápida respuesta y aporte a las reservas.

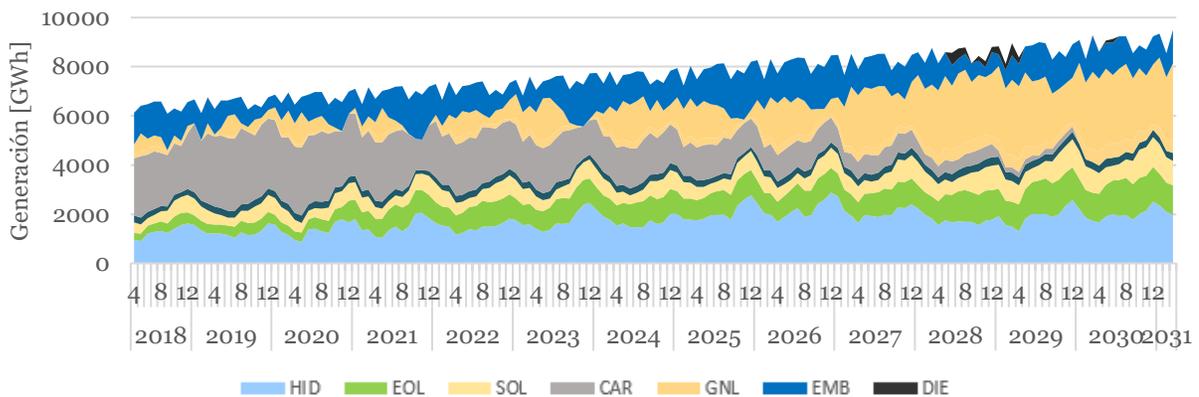


Figura 4.34.- Generación mensual promedio C2 serie medio/seca.

El desplazamiento del diesel se ve reflejado en los costos marginales promedios mensuales, pues estos se mantienen en torno a los 50 USD/MWh, subiendo en aquellos años que el aporte hidro es menor.

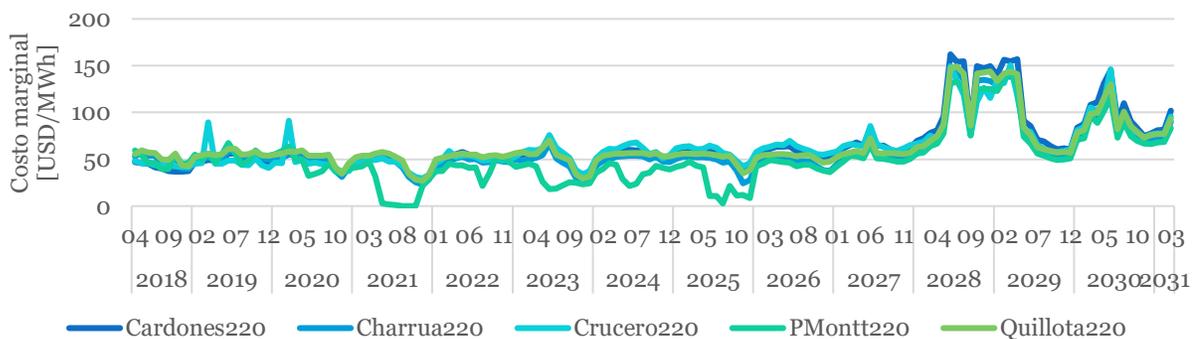


Figura 4.35.- Costo marginal promedio mensual C2 serie medio/seca.

El desacople en el caso medio/seco es más notorio, pues en la barra Puerto Montt los costos llegan a ser 0 USD/MWh.

También se advierte que las centrales solares ayudan de sobremanera a reducir los costos del sistema, pues en esta temporada hay menor radiación y por lo tanto menor generación solar.

D. Comparación cotas embalses

Ya entregados los resultados de la operación en el largo plazo, surge la interrogante sobre la gestión de agua de los principales embalses presentes en el Sistema Eléctrico Nacional. A continuación, se expone la comparación de la trayectoria de cotas de los embalses para el Caso Base y el Caso 2, pues es relevante comprender cuál es su aporte en la operación del sistema eléctrico ante el retiro de unidades generadoras que utilizan como combustible el carbón.

Para comparar la trayectoria de cotas se grafica la diferencia de cotas obtenidas en el Caso Base y el Caso 2 como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\Delta Cota_t = Cota_t^{CB} - Cota_t^{C2} \quad (10)$$

Así, un valor positivo de la diferencia indica que la cota en el Caso Base es mayor, mientras que, por el contrario, un valor negativo indica que la cota en el Caso 2 es mayor.

Los resultados indican que aquellos embalses que presentan mayores cambios en su trayectoria de cotas son aquellos de gran volumen, y, por ende, con gran capacidad de gestión del recurso hídrico, como lo son el embalse Canutillar y El Toro. Estos cambios difieren en el caso seco y en el medio/seco, por lo que se presentan por separado.

En primer lugar, en el escenario seco, el embalse Canutillar difiere en su comportamiento en tres periodos: el primero, desde agosto del año 2019 y agosto del 2022, donde los primeros meses existe mayor almacenamiento de agua en el C2, para luego utilizar este recurso hasta finales del periodo, finalizando con una cota menor a la expuesta en el Caso Base; el segundo, desde diciembre del año 2026 a septiembre del 2027, donde nuevamente existe un mayor almacenamiento del recurso hídrico en el C2, para posteriormente alcanzar la misma cota que en el CB; y el tercero, en el periodo agosto 2028 a marzo del 2031, donde el embalse se prepara para aportar a la generación ante la sequía del periodo 2030-2031 (Figura 4.36).

Es de especial interés el último periodo mencionado, ya que en él no existen centrales de generación en base a carbón operativas en el sistema eléctrico. En éste, aumenta la diferencia de cota desde agosto de 2028 hasta el verano del año 2030, existiendo entonces más agua almacenada que en el Caso Base. Este comportamiento se asocia a la necesidad de un mayor aporte de los recursos existentes en el sistema eléctrico debido a la sequía que caracteriza al periodo 2030-2031, junto con el retiro de las centrales en base a carbón – ambos factores estresan al sistema y exigen que las centrales existentes aumenten su generación respecto al CB -. Posteriormente, a partir de abril del año 2030⁶³, la diferencia de cotas entre el Caso 2 y el Caso Base se reducen, lo que implica directamente una mayor evacuación de agua y posterior generación de energía eléctrica con este recurso, llegando incluso a estar por debajo que las cotas del Caso Base en diciembre del 2030.

⁶³ Periodo seleccionado como el más seco con probabilidad de excedencia P100

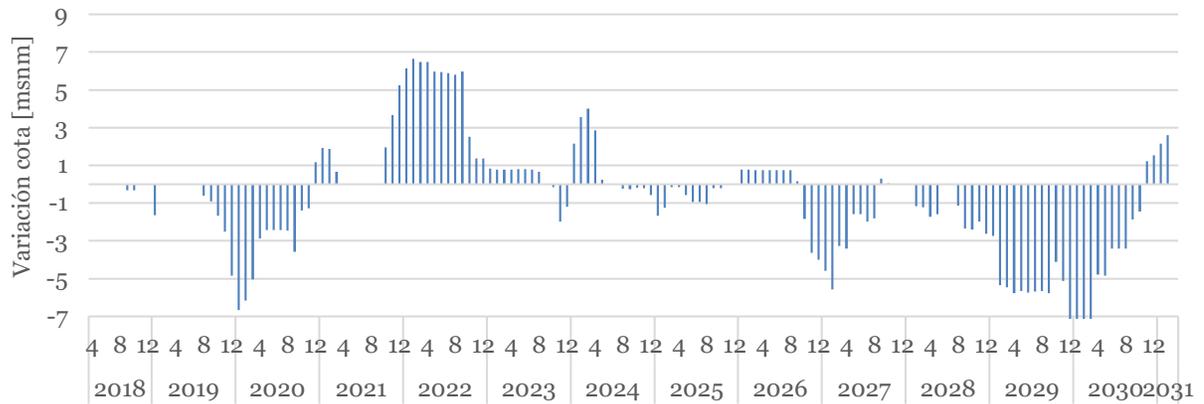


Figura 4.36.- Variación de la cota del embalse Canutillar ante un escenario seco.

Por su parte, en el caso medio/seco, también se presentan un mayor almacenamiento de agua en el embalse hasta septiembre de 2029 (Figura 4.37), sin embargo, el margen que tiene el C2 por sobre el CB no es utilizado en su totalidad como pasaba en el escenario seco, sino que se mantiene hasta marzo del año 2031.

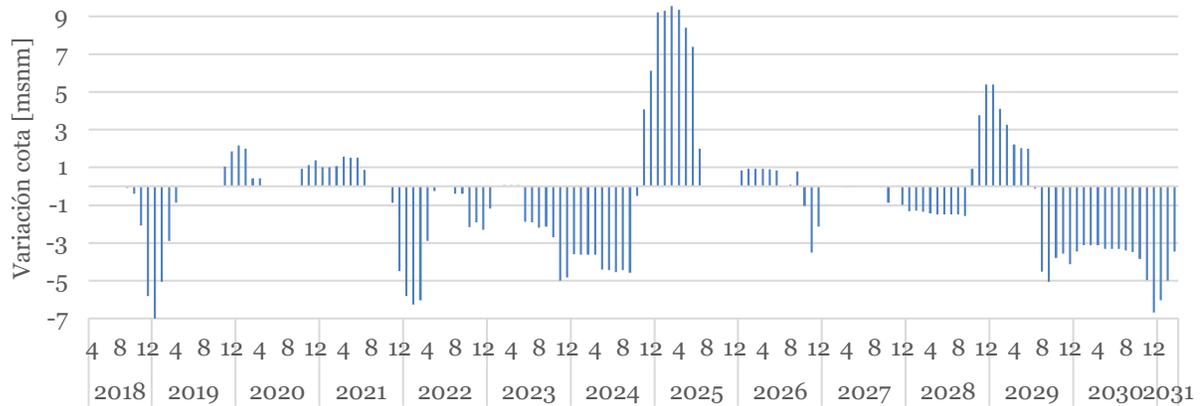


Figura 4.37.- Variación de la cota del embalse Canutillar ante un escenario medio/seco.

En segundo lugar, el embalse El Toro también presenta cambios en la trayectoria de sus cotas en el Caso 2. Así, en el escenario seco, es inmediato observar que las cotas para este embalse son la mayoría del tiempo inferiores en el Caso 2 (Figura 4.38), lo que indica un mayor uso del recurso hídrico embalsado en el C2. La única excepción se encuentra en el periodo que abarca desde agosto del 2028 hasta febrero del 2030, donde se embalsa más agua para tener un mayor aporte de generación en el posterior periodo 2030-2031 - por la escasez hídrica y el nulo aporte de la generación en base a carbón -, por lo que la variación de cota pasa a ser negativa.

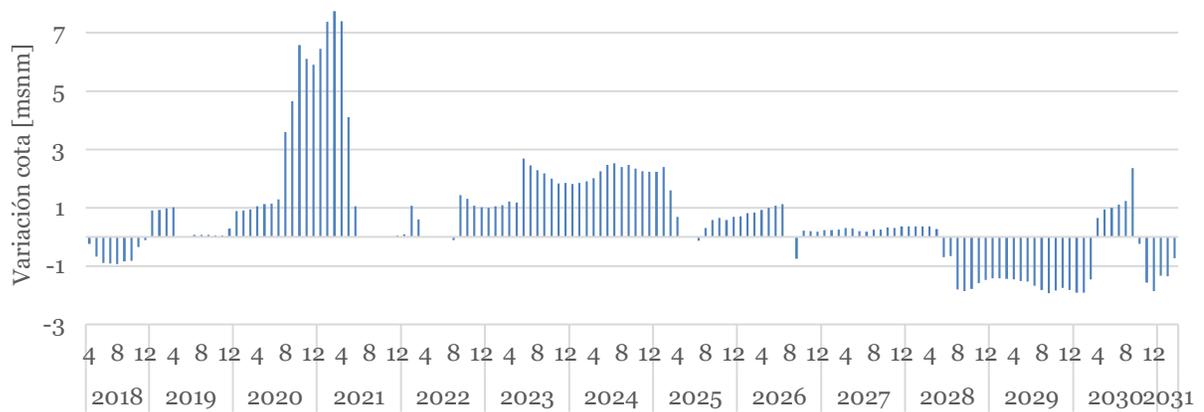


Figura 4.38.- Variación de la cota del embalse El Toro ante un escenario seco.

Si se analiza ahora el caso medio/seco, la tendencia es similar, pues en el horizonte de tiempo las cotas del Caso 2 son menores a las del Caso Base, excepto en el periodo que abarca el año 2029, pues es en este dónde hay más agua embalsada para su posterior utilización desde abril del año 2030.

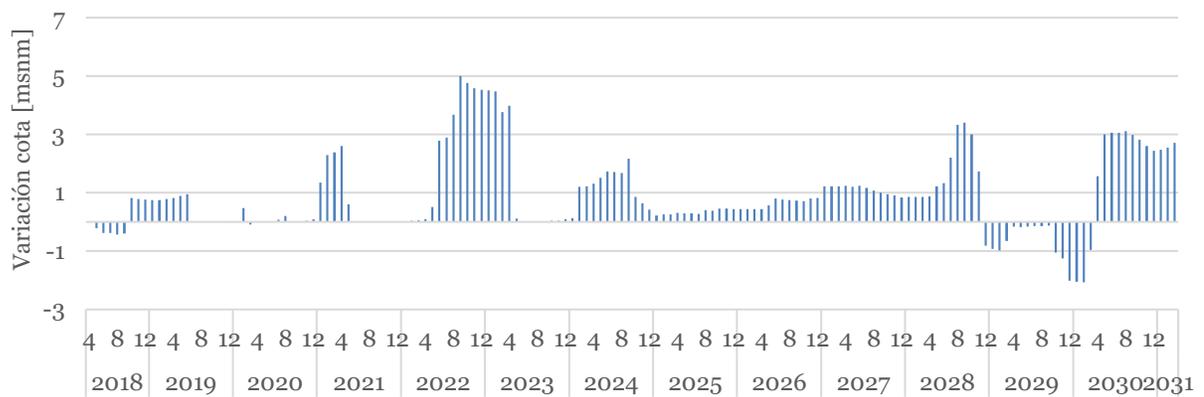


Figura 4.39.- Variación de la cota del embalse El Toro ante un escenario medio/seco.

4.3.3. Operación de corto plazo por escenario

En esta sección se presentan los resultados de la operación de corto plazo para una semana de invierno – 11/06/2030 al 17/06/2030 – y otra de verano – 09/01/2031 al 15/01/2031 – seca y medio/seca. Las variables de interés son: generación, reservas, margen del parque generador, energía no suministrada y costo marginal.

A. Invierno

En la Figura 4.40 se presenta el gráfico de la operación de corto plazo para el CB caso seco, indicando la generación horaria por tecnología, cada una con un color representativo; en trama se encuentra la reserva primaria y secundaria, seguido del margen de reserva en giro presente⁶⁴; finalmente en negro se encuentra la potencia máxima disponible del parque⁶⁵.

⁶⁴ El margen de reserva en giro se entiende como la diferencia entre la reserva en giro en total y la suma de la reserva primaria y secundaria.

⁶⁵ La potencia máxima disponible corresponde a la suma de la potencia máxima de todas las centrales operativas en cada hora, integrando el efecto de los recursos disponibles como solar, eólico y afluentes.

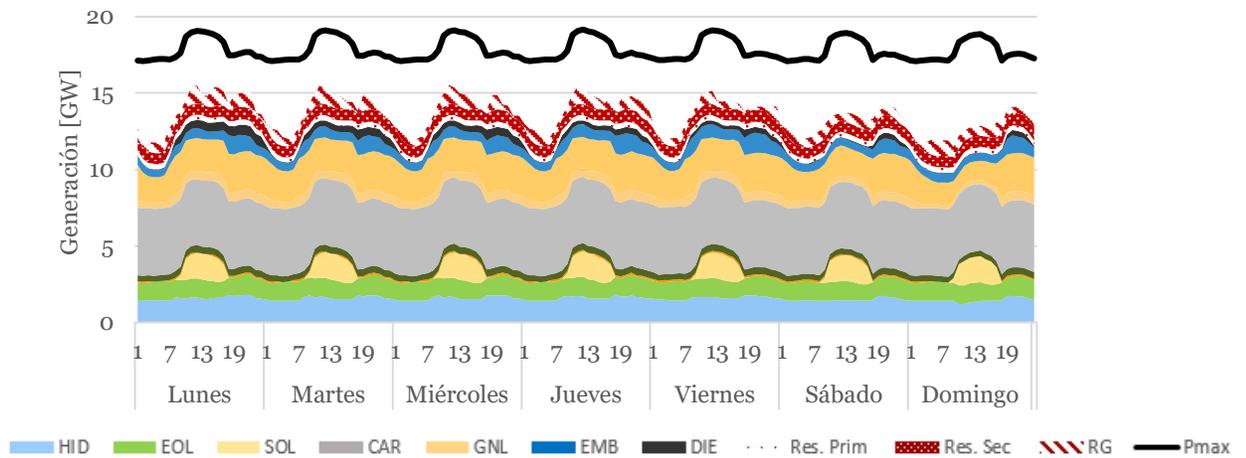


Figura 4.40.- Operación horaria SEN CB semana invierno, serie seca

El parque generador es capaz de suplir la demanda horaria del sistema de manera eficiente y segura, mediante la posibilidad de gestión de reservas. En este gráfico se observa que las centrales a carbón y GNL tienen presencia base, generando una porción importante a lo largo de todo el día. Centrales hidráulicas de pasada y embalses generan limitadas por los afluentes y agua almacenada.

Además de las reservas exigidas al sistema, se tiene un margen de reserva en giro de 628 MW. Por su parte, el margen del parque generador es de 4,191 MW, esto es la capacidad restante en máquinas apagadas.

Por su parte, la reserva primaria es abastecida completamente por centrales de pasada, carbón y GNL, al igual que la reserva secundaria que se abastece por embalses y GNL la secundaria.

La Figura 4.41 expone los costos marginales en el sistema. Éstos presentan fluctuaciones: bajan a 50 USD/MWh en las madrugadas y suben en el caso del centro sur del país a 160 USD/MWh por la presencia de centrales diesel. En el caso de las barras del norte, representadas por Crucero, en horas sol también se tiene un costo cercano a los 50 USD/MWh por la alta presencia de centrales solares. El costo marginal promedio es de 92.4 USD/MWh en Crucero y 122.3 USD/MWh en Quillota.

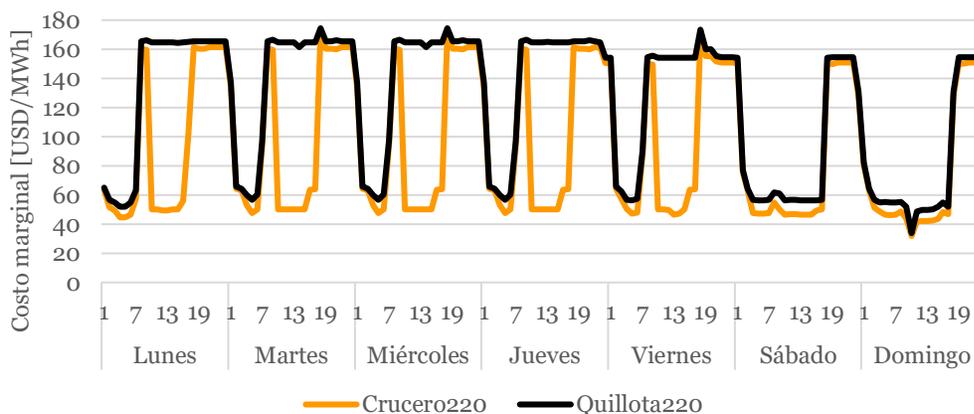


Figura 4.41.- Costos marginales horarios CB semana invierno, serie seca.

En días de baja demanda el sistema vuelve a acoplarse, gestionándose de mejor forma los recursos del sistema.

Si ahora el caso es medio/seco es posible suministrar toda la energía demandada y reservas exigidas al problema. En la Figura 4.42 se presenta la operación de corto plazo

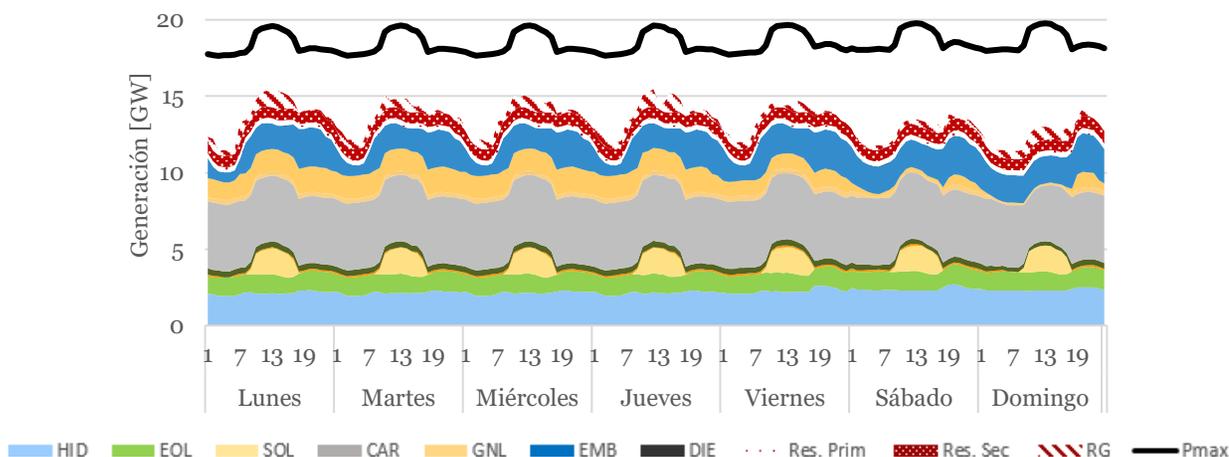


Figura 4.42.- Operación horaria SEN CB semana invierno, serie medio/seca.

En este gráfico se puede apreciar un mayor aporte de generación hidráulica, dados los afluentes y gestión del agua para la serie medio/seca. En días de menor demanda, como son sábado y domingo, se reduce considerablemente el uso de GNL. el margen de reserva disminuye, llegando a 446 MW en promedio por hora, esto se explica con el mayor uso de centrales hidráulicas, en particular centrales de pasada que no aportan a la reserva en giro extra por la naturaleza de su recurso primario. Por otra parte, el margen del parque generador es de 5,017 MW, mayor que en la serie seca.

En la Figura 4.43 se presentan los costos marginales horarios en la barra Quillota – representativa de las barras del centro sur – y Crucero. El costo marginal en Quillota se mantiene por sobre el de Crucero los días de mayor demanda, mientras que en el fin de semana se vuelven a acoplar.



Figura 4.43.- Costos marginales horarios CB semana invierno, serie medio/seca.

Se calcula el costo marginal promedio en cada barra resultando 46,9 USD/MWh para Crucero y 53,4 USD/MWh en Quillota.

Si ahora se retiran las centrales de carbón y no se toma ninguna medida al respecto (Caso 1) se puede ver el riesgo al cual queda sometido el SEN. La generación por tecnología indica que las centrales GNL y diesel se encuentran generando a máxima capacidad en horas donde no hay

presencia solar, esto se puede ver por la línea negra que representa la capacidad máxima disponible del parque de generación, la cual se ve topada en las horas *peak*.

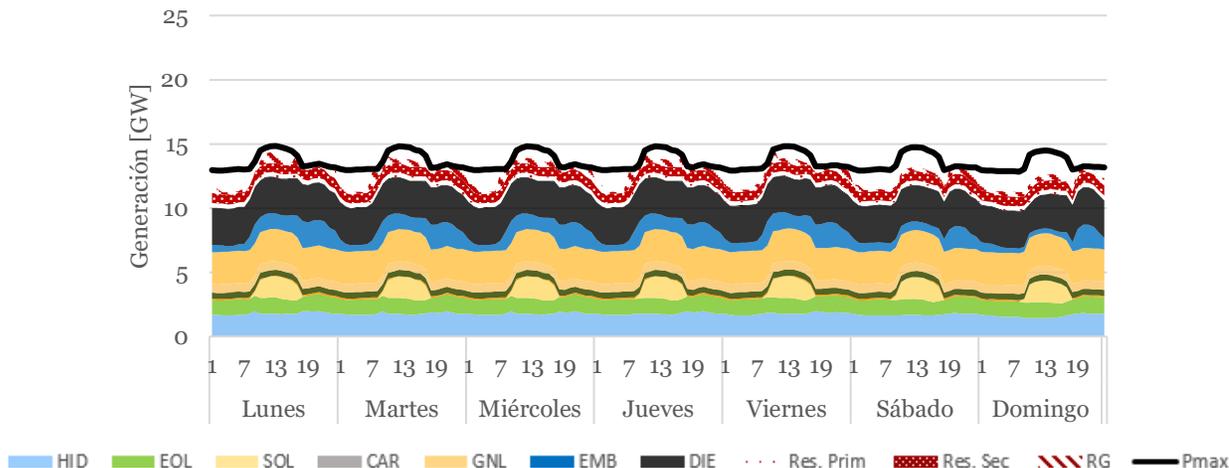


Figura 4.44.- Operación horaria SEN C1 semana invierno, serie seca

Cabe destacar que el modelo tiene la capacidad de desprender carga a un costo de 650 USD/MWh, pero no puede incumplir el requerimiento de reservas, es por esto que, a pesar del correcto despacho de reservas, este no podría ser llevado a cabo debido a que no se ha suministrado la demanda. La energía no suministrada es en promedio 673 MWh por hora.

Reflejo de lo anterior son los costos marginales a lo largo de todo el país. Ya que la capacidad instalada es insuficiente para abastecer la demanda, existe costo de falla a lo largo del SEN. Más aún, cuando es día de baja demanda como el domingo, el marginal apunta al costo variable del diesel, en torno a los 200 USD/MWh.

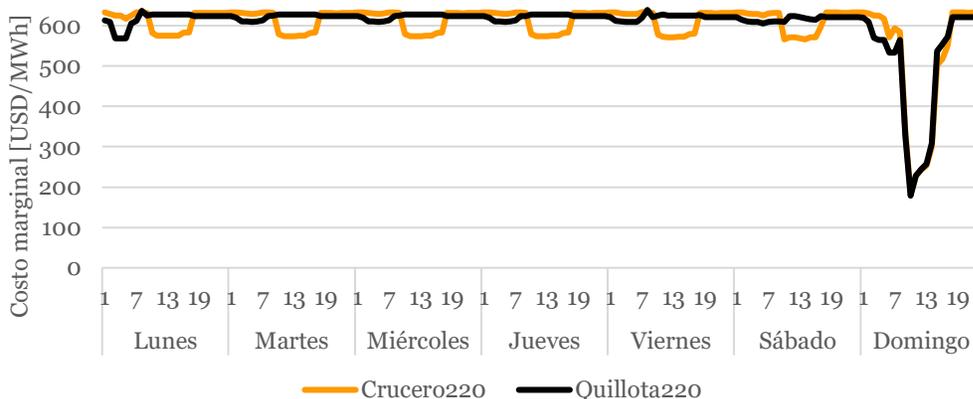


Figura 4.45.- Costo marginal horario C1 semana invierno, serie seca.

En el caso de adaptar el parque (C2) se recupera márgenes de operación, a pesar de encontrarse en un caso seco como indica la siguiente figura. A primera vista, se observa inmediatamente margen en el parque generador, lo que indicaría que en caso de existir energía no suministrada sería por problemas de transmisión o restricciones de corto plazo y no por capacidad del sistema.

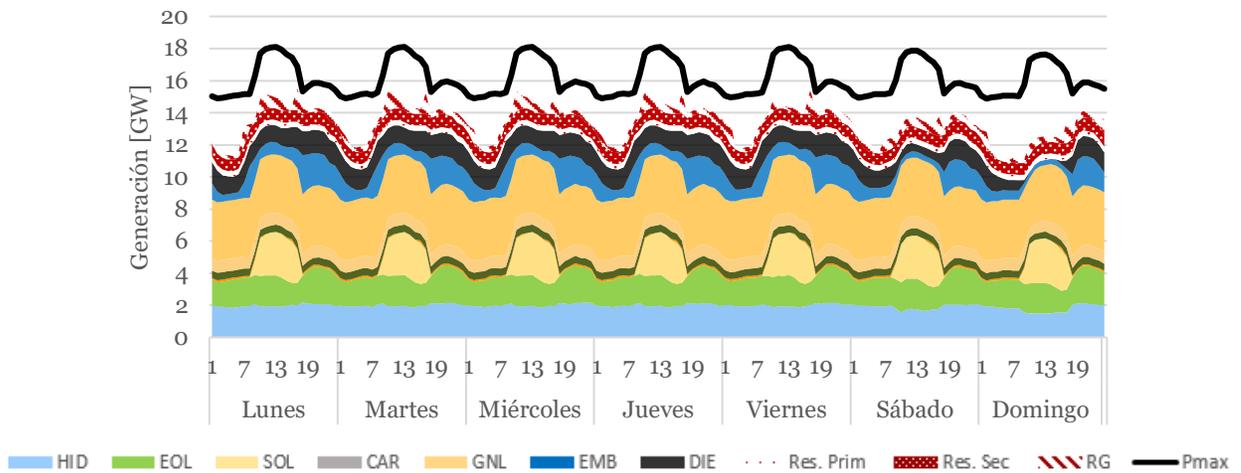


Figura 4.46.- Operación horaria SEN C2 semana invierno, serie seca.

Al haber poca presencia hidráulica, son las centrales GNL y diesel quienes aportan fuertemente a lo largo del día para suministrar la demanda. La nueva potencia instalada solar y eólica permite aumentar casi al doble la generación con estos recursos en el CB. La generación solar es de 21.64 GWh, mientras que la eólica son 44.05 GWh.

No existe energía no suministrada y se cumplen correctamente las reservas. El margen de reserva en giro es de 463 MW en promedio por hora y el margen del parque generador es de 2,670 MW, quedando demostrado que existe capacidad por sobre de lo demandado.

Los costos marginales evidencian un desacople en el sistema, donde en Crucero el aporte solar mitiga el algo costo del diesel. El costo promedio en Crucero es de 159.1 USD/MWh mientras que en Quillota es de 168.9 USD/MWh.

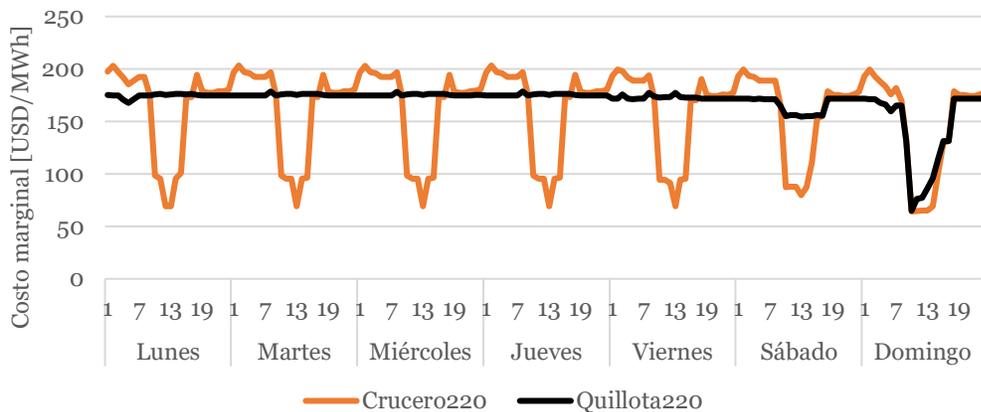


Figura 4.47.- Costo marginal horario C2 semana invierno, serie seca.

Una mayor generación hidráulica - caso medio/seco - desplaza por completo la generación con centrales diesel. No existe energía no suministrada y las centrales gestionan las cuotas de reservas solicitadas como se puede observar en la sección 8.7.2. El margen de reserva en giro promedio por hora es de 501 MW, mientras que el margen del parque generador es de 3,458 MW.

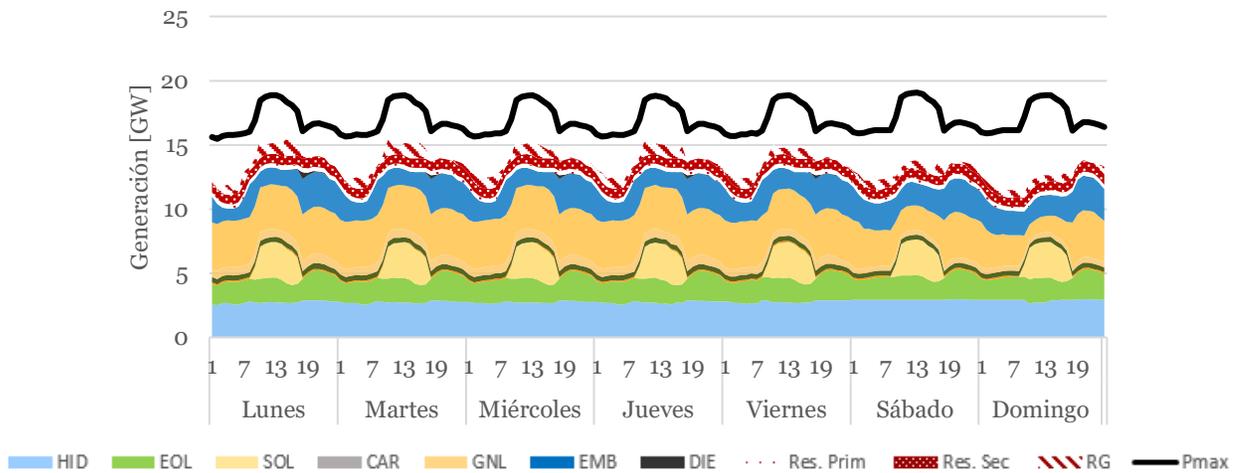


Figura 4.48.- Operación horaria SEN C2 semana invierno, serie medio/seca

La reducción del diesel se ve reflejada en los costos marginales, pues estos se mantienen en torno al costo variable de las centrales de gas. No se aprecian mayores desacoples en el sistema.

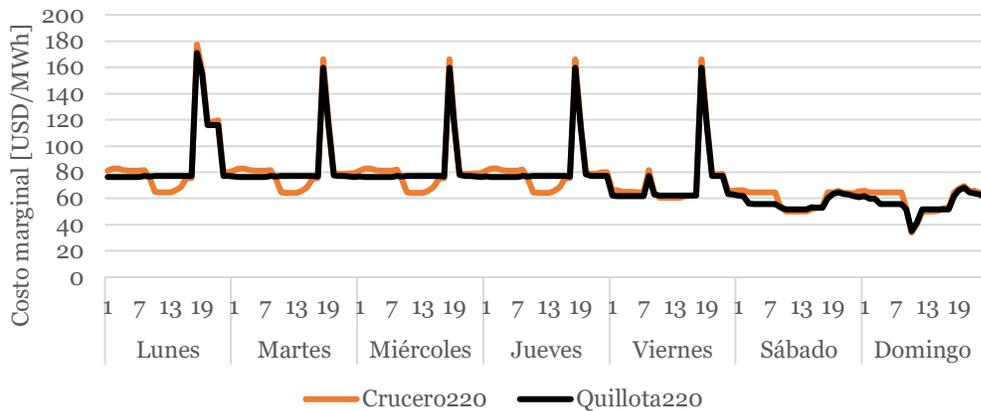


Figura 4.49.- Costo marginal horario C2 semana invierno, serie medio/seca.

El costo promedio en Crucero es de 74.8 USD/MWh y en Quillota es de 74.1 USD/MWh

B. Verano

En la Figura 4.50 se presenta la generación, reservas y potencia máxima disponible en el parque generador en el CB cuando el caso es seco. Para este caso, se logra abastecer la demanda y reservas en su totalidad, teniendo 0 MW de energía no suministrada.

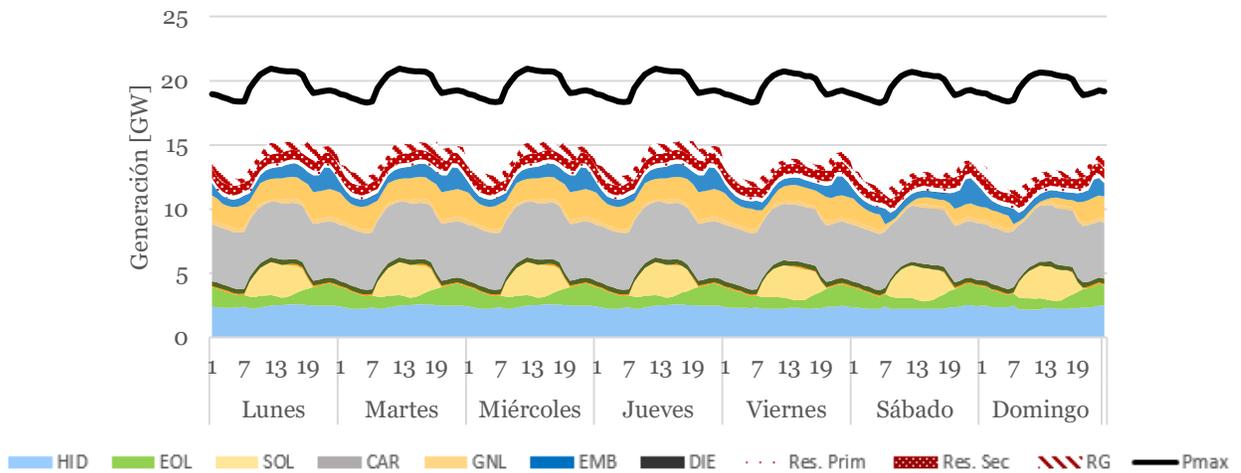


Figura 4.50.- Operación horaria SEN CB semana verano, serie seca.

Al igual que en la semana de invierno, se recuperan los márgenes en generación para cubrir la demanda y reservas.

Al analizar una semana de verano, se puede ver el efecto de la estacionalidad con el recurso solar, teniendo una mayor inyección por parte de éste. La generación diaria con energía solar es de 24.57 GWh, aproximadamente el doble que en invierno. Por su parte, las centrales eólicas disminuyen su aporte en 2 GWh, generando ahora 26.57 GWh.

El aporte de centrales hidroeléctricas es reducido en comparación con la generación térmica. La reserva en giro restante – aparte de la reserva primaria y secundaria – es de 659 MW. Aún hay 5,921 MW en promedio por hora, esto se debe a que la potencia que aportan las centrales solares ahora es mayor.

Por su parte, los costos marginales horarios se encuentran en la Figura 4.51, en ella se muestra que las barras del norte tienen un menor costo, en especial en horas sol, donde se desacopla el sistema, acoplándose nuevamente al atardecer. En la barra Crucero es posible llegar a los 30 USD/MWh a las horas de máxima radiación solar, mientras que, en Quillota, el mínimo es cercano a los 45 USD/MWh en día hábil. El fin de semana se acopla el sistema y se presentan menores costos. El costo marginal promedio en Crucero es de 50,2 USD/MWh mientras que en Quillota es de 55 USD/MWh.



Figura 4.51.- Costos marginales horarios CB semana verano, serie seca.

Cuando existe mayor participación hidroeléctricas – caso medio/seco – la demanda y reservas se logran satisfacer en su totalidad. En la Figura 4.52, se puede apreciar una mayor participación hidráulica y solar debido a la estacionalidad y serie hidrológica elegida.

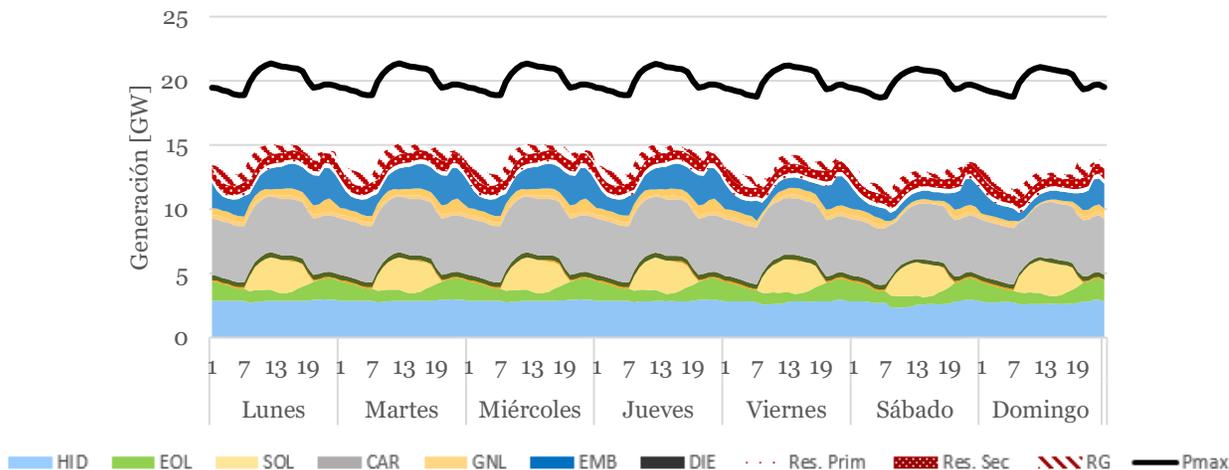


Figura 4.52.- Operación horaria SEN CB semana verano, serie medio/seca.

La generación con centrales de carbón es base para el suministro de demanda en la semana, el mayor aporte de centrales hidroeléctricas permite reducir el consumo de centrales a gas con combustible tipo GNL, en especial en días de baja demanda. El margen de reserva en giro es de 661 MW y el margen con respecto al total de la matriz de generación es de 6,355 MW.

Respecto a los costos marginales en las barras del sistema, la Figura 4.53 presenta los costos en la barra Crucero, representativa de la zona norte y de Quillota, del centro sur. En esta se puede apreciar que existe un desacople entre las barras, en especial en las horas sol, donde en Crucero los costos llegan incluso hasta los 30 USD/MWh, mientras que en Quillota están en torno a los 50 USD/MWh.

Los días de baja demanda presentan mayor fluctuación en los costos, acoplándose el sistema y variando desde los 30 USD/MWh, hasta los 64 USD/MWh al amanecer. El costo marginal promedio en Crucero es de 46.2 USD/MWh y en Quillota de 49.8 USD/MWh.



Figura 4.53.- Costo marginal horario CB semana verano, serie medio/seca.

A continuación, se presentan los resultados de la operación del parque de generación al retirar las centrales de carbón y adaptar el parque, esto es, el Caso 2.

La mayor radiación solar que hay en verano se ve reflejada directamente en la generación con este recurso y el aumento de potencia disponible en el parque generador. A pesar de estar en un caso seco, la presencia de generación diesel disminuye de sobremanera, siendo centrales ERFV quienes permiten un menor uso de centrales con combustibles fósiles y de alto costo. Esto se puede observar en la Figura 4.54 .

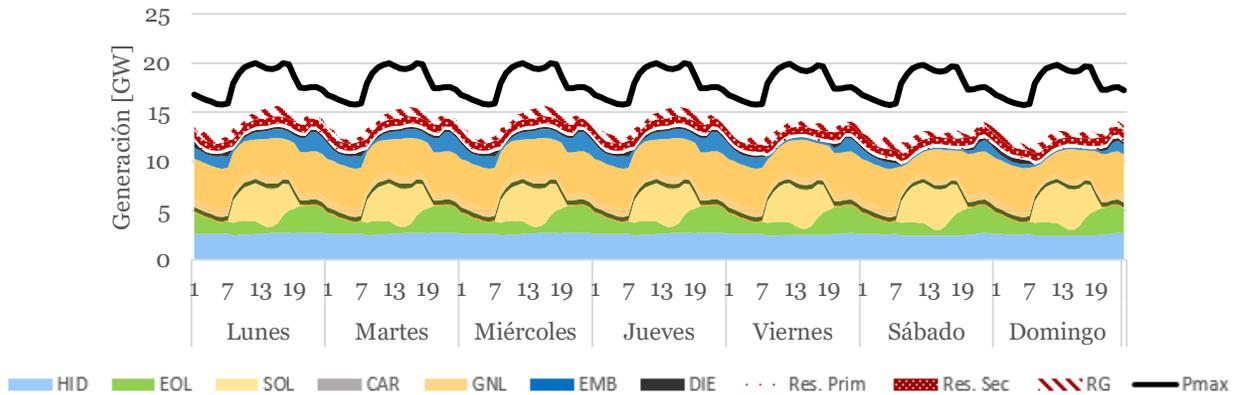


Figura 4.54.- Operación horaria SEN C2 semana verano, serie seca.

La generación solar aumenta a 40.87 GWh, casi al doble respecto al invierno y la eólica llega a 40.87 GWh, 4 GWh menos que en invierno.

Tanto las reservas como el suministro de la demanda se abastecen en su totalidad, manteniendo margen en la reserva en giro y en el parque generador. El primero es en promedio 636 MW y el segundo de 4,374 MW por hora.

Los costos marginales presentan desacoples en las horas sol tal como muestra la Figura 4.55 . Este costo en la barra Crucero presenta fluctuaciones en torno a los 50 USD/MWh y 140 USD/MWh, teniendo un promedio 102.9 USD/MWh; por su parte, en Quillota, los costos son más planos y en torno a los 140 USD/MWh, teniendo un promedio de 123.1 USD/MWh.

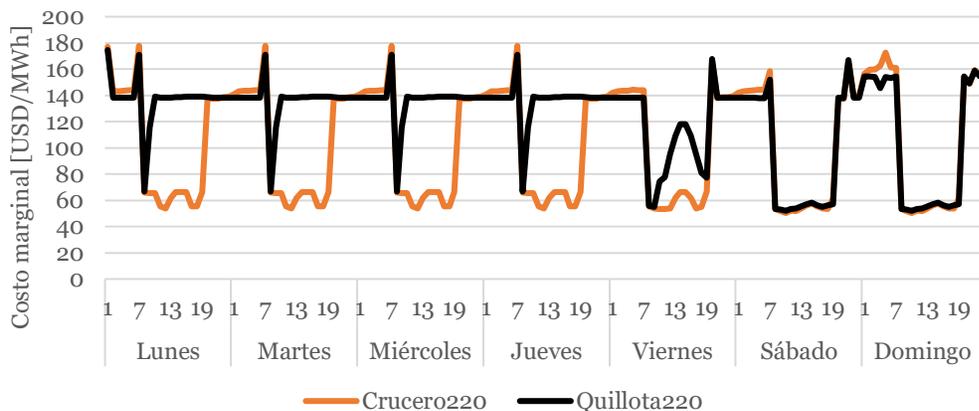


Figura 4.55.- Costo marginal horario C2 semana verano, serie seca.

Los días de baja demanda, como el sábado y domingo, permiten un acople en el sistema, dejando la misma tendencia de costos en Crucero, pero disminuyéndolos en Quillota por el recurso solar.

El caso más favorable para el C2 es cuando se tiene una serie hidrológica medio/seca, pues existe una mayor presencia hídrica y de ERFV – ya que es una semana de verano -, lo que elimina el uso de centrales diesel en el despacho, tal como se muestra en la Figura 4.56.

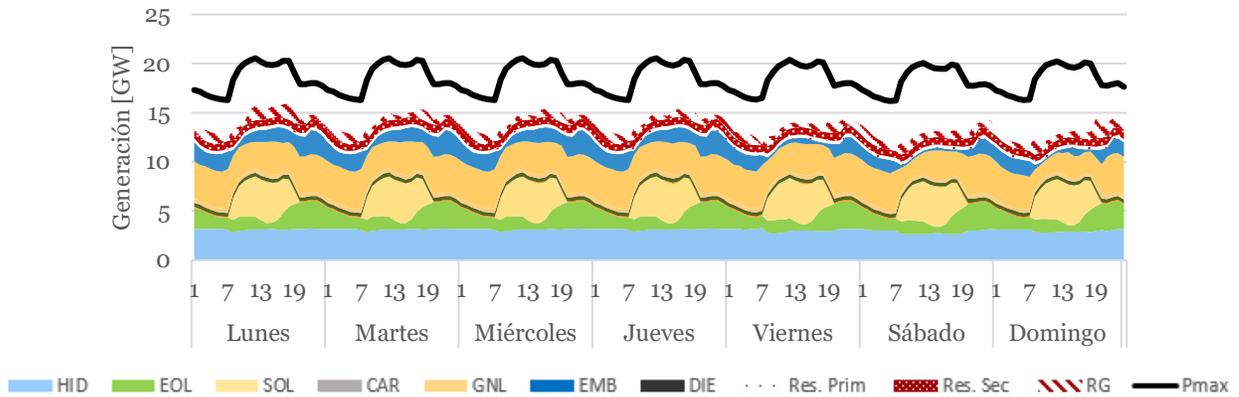


Figura 4.56.- Operación horaria SEN C2 semana verano, serie medio/seca.

Además, aumenta la reserva en giro restante, teniendo un promedio horario de 727 MW; mientras que, existe una capacidad restante de 4,747 MW. Se logra abastecer toda la demanda y las reservas exigidas al parque.

Como reflejo del nulo uso de diesel, mayor componente hidro y menor uso de GNL, los costos marginales bajan, teniendo un máximo en torno a los 62 USD/MWh para el sistema. El sistema se encuentra acoplado y los costos marginales promedio son de 60.1 USD/MWh en Crucero y 60.4 USD/MWh para Quillota.

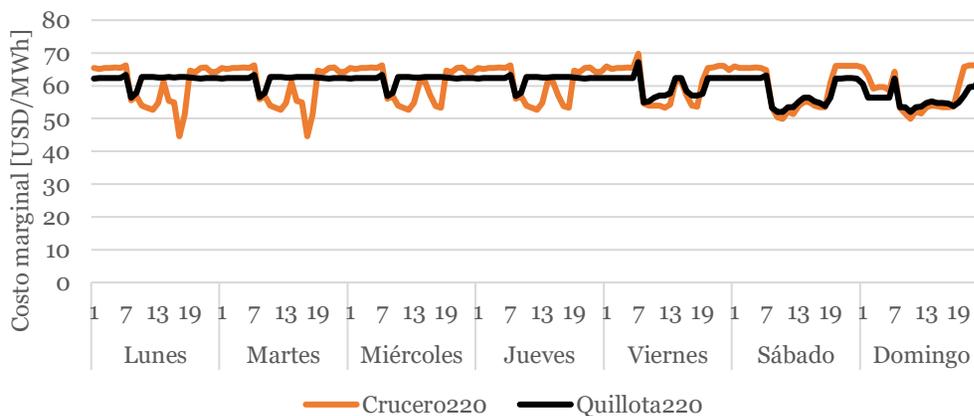


Figura 4.57.- Costo marginal horario C2 semana verano, serie medio/seca.

4.3.4. Balance costos operacionales

Con el fin de cuantificar los costos por las emisiones de CO₂, se presentan la Figura 4.58 y Figura 4.59. En ellas se encuentra el costo de operación por la generación en las semanas antes estudiadas y la cuantificación de emisiones con un impuesto de 5 USD/tonCO₂⁶⁶ y 32.5 USD/tonCO₂⁶⁷ respectivamente; lo anterior para el CB y C2 seco y medio/seco.

⁶⁶ Impuesto a las emisiones de CO₂ actual.

⁶⁷ Este Costo social del carbono - Ministerio de Desarrollo Social, “Estimación del Precio Social del CO₂,” 2017.

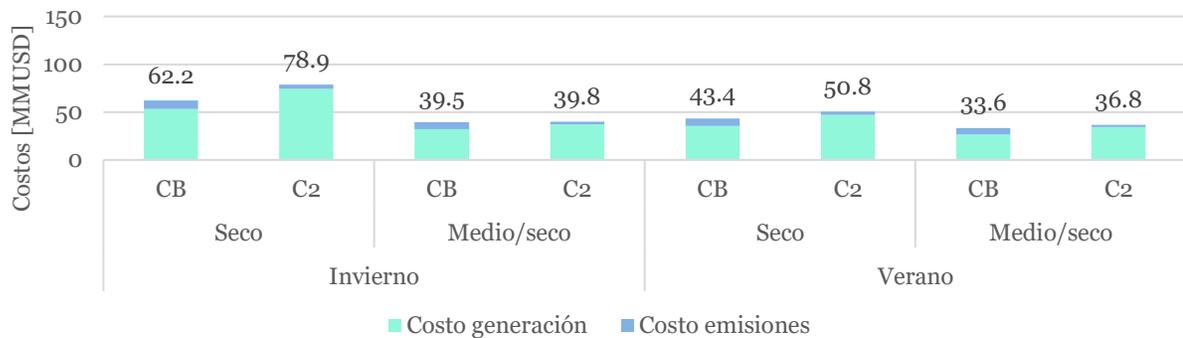


Figura 4.58.- Balance de costos operacionales con impuesto de 5 USD/tonCO₂.

Resulta interesante comparar ambos gráficos pues dependiendo de cuál sea el valor del impuesto seleccionado, el costo total operacional puede ser menor o mayor al retirar las centrales de carbón y adaptar el parque, justificando operativamente el retiro de centrales en base a carbón.

En el gráfico anterior se refleja que, a pesar de haber reducido a la mitad las emisiones de CO₂ al retirar el carbón y adaptar el parque, este costo es marginal respecto a los costos asociados a la generación en el sistema.

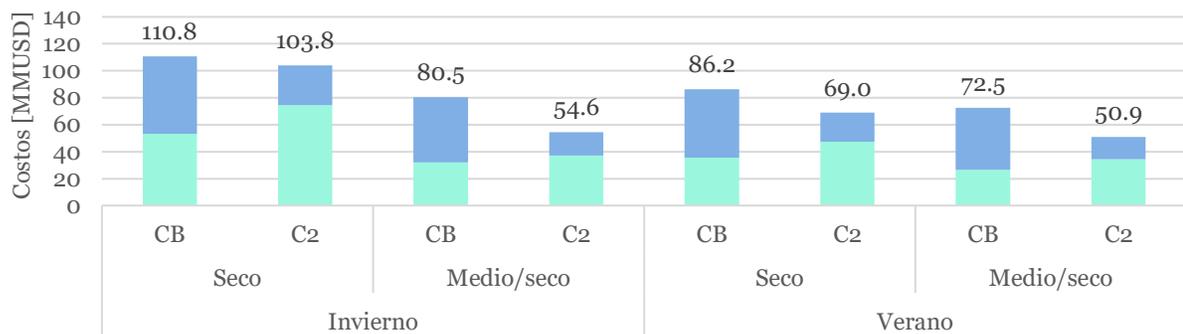


Figura 4.59.- Balance de costos operacionales con impuesto de 32.5 USD/MWh.

Lo contrario se observa en la figura anterior, pues el costo por emisiones llega a ser hasta más de la mitad en el caso base – cuando si están las centrales de carbón -, lo que penaliza económicamente la generación con mayores emisiones, siendo el C2 el de menor costo para todos los casos estudiados.

Capítulo 5: Análisis de resultados

A partir de los resultados expuestos anteriormente, se realiza una discusión sobre ciertos temas de interés en este capítulo.

5.1. Expansión del sistema

Los resultados expuestos para la expansión del sistema contemplan restricciones de corto plazo, por lo cual existe un ajuste implícito por los atributos de flexibilidad que presenta el sistema modelado. En este, ingresarían 5,209 MW al año 2030 de los cuales 1,450 MW son solar, 2,080 MW de eólica, 552 MW hidráulica de pasada y 1,125 MW de GNL.

En este contexto se simula también el módulo de expansión con dos grados de libertad: sin restricciones de corto plazo y sin límites de transmisión. las restricciones de corto plazo hacen inviable la operación con mayores volúmenes de energía renovable, en especial ante la presencia de centrales a carbón que no presentan grandes cualidades de flexibilidad – esto se puede observar más claramente en el Caso Base -. Es por este motivo que, al simular el problema de planificación sin restricciones de corto plazo en el CB, ingresan altas cuotas de tecnología solar al sistema. Esto se puede observar en la Figura 4.18 y la Figura 4.19, pues las restricciones de corto plazo limitan el ingreso de tecnología solar a 400 MW al año 2030, mientras que si no se consideran las restricciones, son 1,800 MW los que ingresarían.

Bajo la misma premisa anterior, los resultados para la primera sensibilidad en el C2 muestran que cuando no se consideran las restricciones de corto plazo en el caso ante el retiro de centrales a carbón, podrían ingresar hasta 4,000 MW solares al año 2030, incrementando notablemente la presencia de ERFV en el sistema. Esto permite concluir que el plan de expansión es fuertemente dependiente de la flexibilidad que hay en el sistema por lo que, para integrar mayores montos de ERFV es necesario dotar de flexibilidad al SEN.

Son entonces estas restricciones quienes retrasan la inversión en centrales solares en el C2 sin restricciones, pues éstas comienzan a ingresar a partir del año 2023, mientras que con las restricciones en 2027.

Con respecto a las reservas y rampas horarias exigidas al sistema, se requerirían centrales como las GNL, las cuales sí aportan a las reservas y tienen rápida respuesta. Esto bajo los supuestos utilizados, pues otras tecnologías podrían cumplir este rol – como almacenamiento o bien gestión de la demanda – pero no fueron estudiadas.

Al retirar los límites de transmisión, la solución es bastante similar al caso con límites. La mayor diferencia reside en el ingreso de centrales CSP la cual se justificaría solo en el caso de poder evacuar toda la energía que genera. Las centrales CSP al tener un alto factor de planta cuando se encuentran en conjunto a algún almacenamiento, así, surgen como reemplazo directo de las centrales a carbón y son bajo en emisiones.

5.2. Operación del sistema

Los resultados de largo plazo presentan la evolución del sistema en una condición base y ante el retiro de centrales a carbón adaptando el parque – CB y C2 respectivamente-. En el primer caso se muestra que la generación de centrales en base a carbón opera en la base de la curva de suministro de demanda del sistema, siendo un aporte significativo en el horizonte de estudio.

Por su parte, en el C2, el reemplazo directo de las unidades de vapor carbón corresponde a ciclos combinados que operan con gas natural proveniente de GNL, tomando un rol inicial de mayor

aporte en base para el suministro de la demanda y que, en la medida de la mayor inserción de renovables, aportarán con un mayor ciclado. No obstante, para aquellos escenarios de mayor aporte hidráulico, se observa un menor aporte en el uso de GNL para el abastecimiento de la demanda, principalmente por la mayor participación de las centrales hidroeléctricas de embalse y pasada.

En aquellos escenarios de menor oferta hidráulica los resultados muestran que recién a partir del año 2029 se observan grandes cambios en la operación del sistema con un mayor aporte de unidades generadoras con GNL y diésel, presentándose costos marginales elevados. En los años anteriores – del 2018 al 2028 – los costos marginales presentan un promedio en torno a los 50 USD/MWh.

Lo anterior muestra la relevancia del recurso hídrico en esta transición energética, donde a mayor disponibilidad del recurso, los efectos del retiro de centrales a carbón se ven mitigados por el aporte de estas centrales y su capacidad de gestión del agua. Sin embargo, la matriz de generación presenta un gran desafío para evitar la dependencia hidrológica, en especial con el fenómeno del calentamiento global que proyecta alzas aceleradas de la temperatura del planeta, donde Chile presenta riesgos y síntomas de ocurrencia del fenómeno.

Bajo el mismo tópico sobre la relevancia del recurso hídrico, se pudo evidenciar cómo los embalses con gran capacidad de gestión de agua cambian su trayectoria de cotas en el horizonte de estudio con el fin de afrontar eficientemente periodos de sequía, en especial ante el retiro de centrales a carbón. Al comparar estas trayectorias entre el CB y el C2, son dos embalses los cuales presentan cambios considerables: Canutillar y El Toro. Ambos embalses son capaces de almacenar más recurso hídrico en el año 2029 ante la sequía impuesta en el periodo 2030-2031. Sin embargo, la tendencia en el embalse El Toro es a reducir la cota en el C2 con el fin de aportar más a la generación hidroeléctrica en el horizonte estudiado. Entonces los embalses sí estarían generando más energía en el C2 que en el CB.

En un contexto de retiro de centrales a carbón, los resultados del modelo de expansión del parque de generación indican que la matriz de generación queda determinada principalmente por tecnologías convencionales y ERFV – solar y eólica donde centrales geotérmicas, CSP y biomasa no presentan un aporte relevante a la matriz del sistema.

En este contexto y conocidas las restricciones de corto plazo impuestas a la operación del sistema, en términos de disponer de reservas, rampas eficientes, restricciones de tiempo de encendido y apagado de las unidades generadoras, es indispensable disponer de mayores atributos de flexibilidad, tal que permitan gestionar óptimamente los recursos del sistema

Al respecto, una de las características relevantes de las centrales hidráulicas que dispone el parque generador chileno, es su rápida respuesta y tasas de toma de carga relevantes, que permiten aportar reserva y gestionar adecuadamente la operación del sistema ante contingencias. No obstante, no es suficiente con la flexibilidad aportada por el parque hidráulico, pues ante escenarios de escasez del recurso, serán otras tecnologías quienes aporten con dicha flexibilidad y en ese contexto es imprescindible disponer y adaptar las unidades generadoras térmicas y en particular ciclos combinados para que cumplan este rol, dinamizando el problema de operación.

Los resultados de la modelación de corto plazo muestran que, a pesar del mayor ingreso de ERFV – alrededor de 3,500 MW solares y eólicos – producto del retiro de unidades a carbón, los costos operativos del sistema se ven incrementados⁶⁸. Esto se explica directamente con el mayor uso de

⁶⁸ Lo anterior para un escenario donde la hidrología es al menos P70, e incluso puede generalizarse según los resultados obtenidos en el Anexo de la sección 8.7.1, pues los costos marginales aumentan en una hidrología Po.

GNL, pues sus costos – en comparación con los del carbón – son más altos y las centrales solares y eólicas no cubren toda la capacidad de retiro del carbón.

El ingreso de ERFV y el retiro de centrales tipo vapor carbón permite reducir las emisiones de CO₂ a casi la mitad en el C2, por lo que es interesante cuantificarlas económicamente tomándolas como un costo operativo, pues dependiendo de cuál sea el valor del impuesto, se justificaría el retiro de dichas centrales económicamente. Esto se representa en la Figura 4.58 y Figura 4.59, donde un impuesto asociado al costo social del carbono hace más económica la operación para todos los casos en el C2. Surge entonces la pregunta sobre los costos de inversión: al incluirlos ¿Qué caso es más económico? Cuestión que puede motivar trabajos futuros.

De los resultados expuestos anteriormente se puede observar un mejor aprovechamiento de los recursos del sistema en días de demanda baja. El sistema se acopla y la energía solar del norte aporta a la demanda del sur, lo mismo con las centrales eólicas. Esto permite mitigar los efectos del retiro de centrales a carbón por lo que planes de eficiencia energética o gestión de la demanda podría permitir visualizar este efecto no solo en sábados y domingos, sino que toda la semana.

Para el día 11-06-2030 a las 19:00, para el caso seco⁶⁹, se realiza una comparación en la generación y repartición de reservas entre el CB y C2. En invierno se presencia una mayor demanda, la cual llega a su punto máximo a las 19:00. Además, centrales solares no aportan en los cambios pues ya bajó su generación a 0 MW en total, por este motivo se elige este estado del sistema.

En la Figura 5.1, se presenta la generación por tecnología, requerimiento de reserva primaria y secundaria, junto con el margen de reserva en giro y capacidad del parque restante.

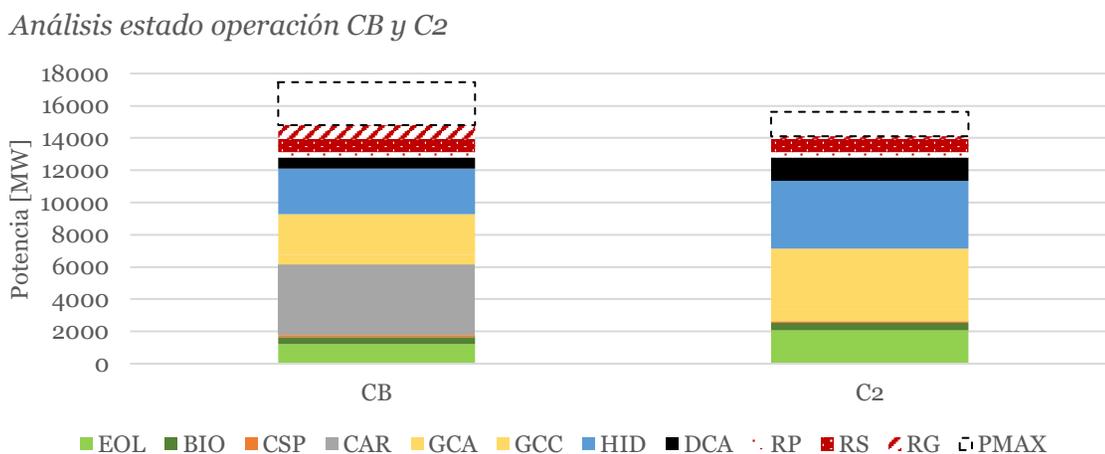


Figura 5.1.- Estado operación CB y C2 para el 11-06-2030 a las 19:00.

En la figura anterior se pueden inferir las variaciones en la generación por el retiro de centrales de carbón y adaptación del parque. En primer lugar, el caso base tiene 4,394 MW de generación a carbón, los cuales se reemplazan por aumento de generación eólica, hidráulica, GNL y diesel – las centrales solares no aportan por el horario-. En la Figura 5.2, se presentan las variaciones observadas en la comparación anterior.

⁶⁹ Se desea realizar esta comparación para visualizar el cambio en la operación ante el retiro de centrales a carbón. El día y hora elegidos representan un día cualquiera de la semana de invierno simulada a hora peak. Además, de ser un instante de estrés en el sistema por la alta demanda, se opta por un caso seco, donde el aporte de centrales hidroeléctricas es menor y representaría un caso más extremo.

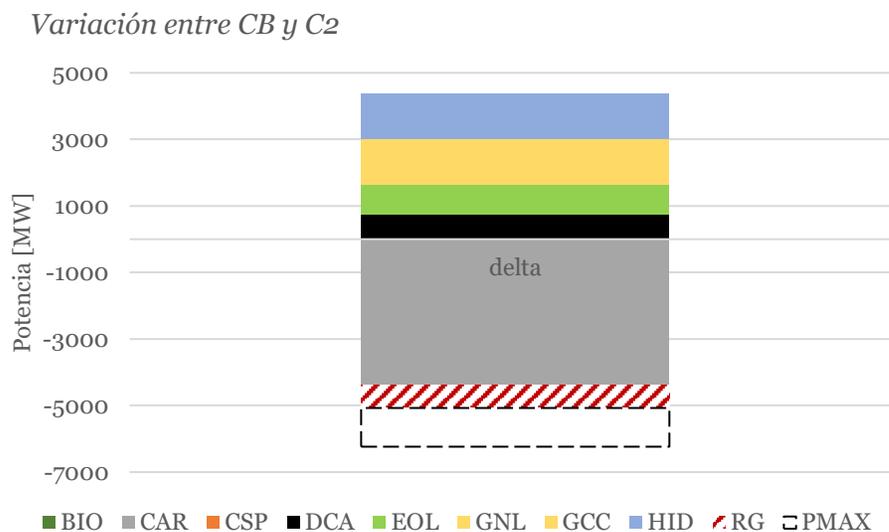


Figura 5.2.- Variación de generación, reserva y potencia máxima entre CB y C2.

En esta se puede observar que hay un mayor aporte eólico, hidráulico y GNL por la nueva capacidad instalada, pero, además, las centrales diesel y embalses generan más en el C2 para prestar soporte ante el retiro de centrales a carbón.

A pesar de que existe una mayor generación para suplir el monto de la generación con carbón, se reduce del margen de reserva en giro y de la potencia total disponible en ese instante, lo cual también se puede observar en la Figura 5.1.

Otras horas operación no presentan tanto estrés como esta ya que se debe suministrar una menor demanda o bien está la presencia de energía solar, la cual, como se pudo observar en la sección anterior, aumenta hasta el doble su generación respecto al caso base.

Capítulo 6: Conclusiones

Este trabajo expone por un lado la expansión del SEN en el periodo 2020-2030 ante el retiro de centrales vapor-carbón del sistema y, por otra parte, la operación de este para una semana de invierno y otra de verano en escenarios de hidrología seca y medio/seca, en el periodo 2030-2031. Entre sus resultados se destaca el mix de generación óptimo y la operación económica horaria.

El sistema eléctrico se adapta para abastecer la demanda y cumplir las restricciones de corto plazo impuestas, integrando centrales de energía renovable – principalmente eólicas y solares – y convencionales como ciclos combinados a gas y centrales hidroeléctricas quienes se hacen cargo de la capacidad retirada del sistema por la sustracción de tecnología vapor carbón. Así como ingresan nuevas tecnologías, las unidades generadoras existentes también modifican su operación para abastecer la demanda.

Respecto al reemplazo de unidades generadoras que se produce por el retiro de las centrales a vapor carbón, las tecnologías corresponden a centrales a gas con combustible GNL con 1,125 MW, eólicas con 2,080 MW, solares con 1,450 MW y de pasada con 552 MW respectivamente –. Centrales geotérmicas y CSP fueron consideradas como candidatas a la inserción de nuevas tecnologías, pero no pertenecen a la solución óptima al considerar las restricciones del problema, sólo cuando se relajan las restricciones de transmisión en el sistema, éstas pueden evacuar su generación por completo siendo elegidas en la solución.

En el contexto anterior, son centrales de ciclo combinado que usan combustible GNL quienes aportan reserva al sistema y flexibilidad de acuerdo con los parámetros de modelación definidos. Lo anterior muestra la necesidad para el sistema del aporte de tecnologías otorguen flexibilidad como solución para una operación técnico-eficiente y con la confiabilidad adecuada.

Cabe destacar que solo las centrales convencionales se proponen como tecnologías capaces de entregar atributos de flexibilidad en el sistema, otras como podrían ser almacenamiento a través de baterías, hidroeléctricas con capacidad de bombeo o bien gestión de la demanda no han sido consideradas. Es así como a partir de los resultados que entrega el modelamiento del sistema, el ingreso de centrales que utilizan como combustible GNL se asocia a la necesidad de flexibilidad en el sistema, pues éstas solo ingresan al sistema cuando las restricciones de corto plazo están presentes en el modelo de planificación.

De todo lo antes discutido, se puede concluir que la flexibilidad es un factor decisivo al momento de expandir el sistema, por lo que es necesario dotar de este atributo al SEN para poder integrar mayores cuotas de ERFV, en particular de centrales solares.

En relación con las restricciones de corto plazo, en particular, las reservas operativas, éstas son una gran exigencia para el sistema eléctrico, en especial en la zona norte, donde en la actualidad son unidades generadoras a vapor carbón quienes prestan este servicio. Al retirarlas, sería necesario aumentar el aporte de reservas de otras tecnologías, así se podrían dinamizar las reservas y distribuir las a lo largo del sistema.

Con respecto a los costos operativos del sistema se puede ver que el costo marginal aumenta en todos los casos con escenarios de hidrología seca y medio/seca e incluso ante una hidrología húmeda (Anexo 8.7.1). Al realizar un balance operativo, se puede concluir que unidades generadoras que tienen por combustible diesel y gas natural aumentan su generación, pues el reemplazo por tecnologías de menor costo como son solares, eólicas y de pasada no completan el retiro de capacidad en centrales de carbón.

Otra componente para los costos operativos del sistema son las emisiones de CO₂, las cuales se reducen aproximadamente a la mitad en cada uno de los escenarios en el C2, lo que indica que el retiro de carbón y reemplazo por tecnologías bajas en carbono no solo sería una forma efectiva para disminuir la huella de carbono del sistema, sino que además su cuantificación económica puede representar hasta la mitad del costo total operativo en el caso base - esto por sus altas emisiones -. El impuesto utilizado es esencial para este balance pues puede hacer que los costos totales en el C2 sean menores, lo que justificaría un retiro de centrales a carbón desde la perspectiva centralizada.

Con todos los antecedentes entregados, se puede concluir que operativamente, si se podría realizar el retiro de centrales al año 2030, pues no hay problemas técnicos en su retiro, sin embargo, cabe recalcar que los costos marginales del sistema eléctrico incrementarían.

6.1. Trabajos futuros

Como trabajos futuros se propone esencialmente ampliar los alcances de esta memoria:

- Estudio para analizar los efectos en la estabilidad del sistema ante el retiro de centrales a carbón.
- Estudiar el retiro de las centrales desde la perspectiva del inversionista, indicando los problemas que pueden existir en el retorno de capital.
- Estudiar herramientas de mercado que permitan desarrollar la descarbonización en el SEN. Analizando si es prudente incorporar mercado de capacidad, subastas u otras herramientas estudiadas internacionalmente.
- Simular nuevos escenarios de proyección del SEN, por ejemplo, con sensibilidades a los costos combustibles o de inversión, incorporando también gestión de la demanda o interconexiones internacionales.
- Realizar un estudio de expansión y operación del sistema de transmisión.

Otro trabajo que nace a partir de los análisis realizados se relaciona con la justificación económica del retiro de centrales a carbón, donde para el periodo de expansión 2020-2030 se realice un balance de costos operacionales y de inversión para estimar el impuesto desde el cual los costos son menores que en el caso base.

Capítulo 7: Bibliografía

- [1] C. Rahmann, “Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos Clase Control de frecuencia.” .
- [2] W. Brokering, R. Palma, and L. Vargas, “Ñom Lufke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia.” Prentice Hall - Pearson Educación, Santiago de Chile, p. 504, 2008.
- [3] International Energy Agency (IEA), “Energy Policies Beyond IEA countries: Chile 2018,” *J. Autom. Inf. Sci.*, vol. 49, no. 9, pp. 42–60, 2017.
- [4] E. Energía 2050, “Energía 2050 Política Energética de Chile - Segunda Edición,” p. 16, 2017.
- [5] Naciones Unidas, “Acuerdo de París,” 2015.
- [6] A. C. Wright, “Reform of power system governance in the context of system change,” *IET Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 19–23, 2018.
- [7] V. Krakowski, E. Assoumou, V. Mazauric, and N. Maïzi, “Feasible path toward 40–100% renewable energy shares for power supply in France by 2050: A prospective analysis,” *Appl. Energy*, vol. 184, pp. 1529–1550, 2016.
- [8] International Energy Agency (IEA), “The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems,” *J. Relig. Heal.*, vol. 10, no. 2, pp. 160–179, 2014.
- [9] International Energy Agency (IEA), “Getting Wind and Sun onto the Grid A Manual for Policy Makers,” *Int. Energy Agency*, p. 64, 2017.
- [10] Red Eléctrica de España, “Operación del sistema eléctrico con elevada penetración de energías renovables,” 2016.
- [11] Energy UK, “Energy in the UK,” no. April, pp. 1–2, 2007.
- [12] F. Roques and D. Finon, “Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime?,” *Energy Policy*, vol. 105, no. March, pp. 584–596, 2017.
- [13] M. G. Pollitt and A. B. Haney, “Dismantling a competitive electricity sector: The U.K.’s electricity market reform,” *Electr. J.*, vol. 26, no. 10, pp. 8–15, 2013.
- [14] L. F. Pratson, D. Haerer, and D. Patiño-Echeverri, “Fuel prices, emission standards, and generation costs for coal vs natural gas power plants,” *Environ. Sci. Technol.*, vol. 47, no. 9, pp. 4926–4933, 2013.
- [15] F. J. Santos-Alamillos, C. L. Archer, L. Noel, C. Budischak, and W. Facciolo, “Assessing the economic feasibility of the gradual decarbonization of a large electric power system,” *J. Clean. Prod.*, vol. 147, pp. 130–141, 2017.
- [16] M. Rahmani, P. Jaramillo, and G. Hug, “Implications of environmental regulation and coal plant retirements in systems with large scale penetration of wind power,” *Energy Policy*, vol. 95, pp. 196–210, 2016.
- [17] H. U. Heinrichs and P. Markewitz, “Long-term impacts of a coal phase-out in Germany as part of a greenhouse gas mitigation strategy,” *Appl. Energy*, vol. 192, no. 2017, pp. 234–246, 2017.

- [18] H. U. Heinrichs and P. Markewitz, “A Coal Phase-out in Germany-Clean, Efficient and Affordable?,” *Energy Procedia*, vol. 75, pp. 2541–2547, 2015.
- [19] N. Johnson, V. Krey, D. L. McCollum, S. Rao, K. Riahi, and J. Rogelj, “Stranded on a low-carbon planet: Implications of climate policy for the phase-out of coal-based power plants,” *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 90, no. PA, pp. 89–102, 2015.
- [20] B. M. Kefford, B. Ballinger, D. R. Schmeda-Lopez, C. Greig, and S. Smart, “The early retirement challenge for fossil fuel power plants in deep decarbonisation scenarios,” *Energy Policy*, vol. 119, no. October 2017, pp. 294–306, 2018.
- [21] Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), “Análisis de escenarios de decarbonización: Lecciones aprendidas,” pp. 1–37, 2018.
- [22] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), “Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón,” pp. 1–47, 2018.
- [23] Valgesta Energía, “Impacto del Plan de Cierre de Centrales a Carbón en el Sistema Eléctrico Nacional,” pp. 1–43, 2018.
- [24] J. P. Carvallo, P. Hidalgo-González, and D. M. Kammen, “Imaginando un Chile Sustentable,” p. 15, 2014.
- [25] Consorcio PSR-Moray, “Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes: Informe Final,” pp. 1–257, 2018.
- [26] C. Seebach, “Estudio escenarios de inserción de energías renovables,” 2018.
- [27] P. Miquel, “EL6025 - Planificación de Sitemas Eléctricos de Potencia. Capitulo 4: Planificación de la Generación.” 2016.
- [28] C. Rahmann, “Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos Clase Coordinación Hidrotérmica.”
- [29] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), “Informe de definición y programación de servicios complementarios año 2018,” pp. 1–86, 2018.
- [30] M. A. Ortega-Vazquez and D. S. Kirschen, “Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration,” in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009, p. 1.
- [31] Ministerio de Energía, “Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo,” p. 93, 2017.
- [32] Comisión Nacional de Energía, “Fijación De Precios De Nudo De Corto Plazo,” 2018.
- [33] C. Santana, M. Falvey, M. Ibarra, and M. García, *Energías renovables en Chile. El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé*. 2014.
- [34] G. Papaefthymiou and K. Dragoon, “Towards 100% renewable energy systems: Uncapping power system flexibility,” *Energy Policy*, vol. 92, pp. 69–82, 2016.
- [35] F. Teng, M. Aunedi, G. Strbac, V. Trovato, and A. Dallagi, “Provision of ancillary services in future low-carbon UK electricity system,” *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT-Europe 2017 - Proc.*, vol. 2018–Janua, pp. 1–6, 2018.

- [36] Systeop, “Desafíos de la alta penetración de renovables variables en Chile,” pp. 1–54, 2017.
- [37] A. Alanazi and A. Khodaei, “Optimal battery energy storage sizing for reducing wind generation curtailment,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018–Janua, pp. 1–5, 2018.
- [38] C. Batlle, “Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos,” p. 60, 2014.
- [39] California Independent System Operator, “California ISO Fast Facts,” http://www.aiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf, pp. 1–4, 2014.
- [40] R. Möller, “Estrategias de Regulación Primaria de Frecuencia en Generadores Eólicos,” 2012.
- [41] E. Rojo, “Metodologías de análisis y mejoramiento de la flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional Frente a Alta Penetración ERNC,” 2018.
- [42] M. Matus, “Avances en la modelación de la programación de mercados eléctricos en el corto y largo plazo y Formulación Chebyshev,” 2018.
- [43] Ministerio de Energía, “Desafíos en modelación en Planificación Energética,” 2018.
- [44] R. Moreno, “Desafíos en la programación de la operación y planificación de la infraestructura eléctrica,” 2018.
- [45] H. Rudnik, “Costo nivelado de la energía LCOE.” [Online]. Available: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno15/renoSM/costoNivelado.html>.
- [46] R. Palma, “EL7018 Mercados Internacionales de la Energía, Capitulo 3: Decisiones en un Mercado Eléctrico.” 2017.

Capítulo 8: Anexos

8.1. Potencial energías renovables en Chile

Un primer paso para desarrollar una política nacional sobre el uso de energías renovables es la cuantificación de su potencial, estudiándolo por región y tecnología. Este estudio fue realizado por GIZ y el Ministerio de Energía en [33].

La zona norte de país se caracteriza por su gran radiación, teniendo un alto potencial de energía solar – fotovoltaica y CSP – y geotermia. La zona sur, por el potencial hidroeléctrico y eólico, esto se puede apreciar en la Figura 8.1.

Junto con el potencial de energías renovables geográfico, se encuentra la Tabla 8.1 que expone este mismo potencial, pero ahora por tecnología en MW. De esta última se proyecta un 1.386.719 MW de energías renovables disponibles en el país.

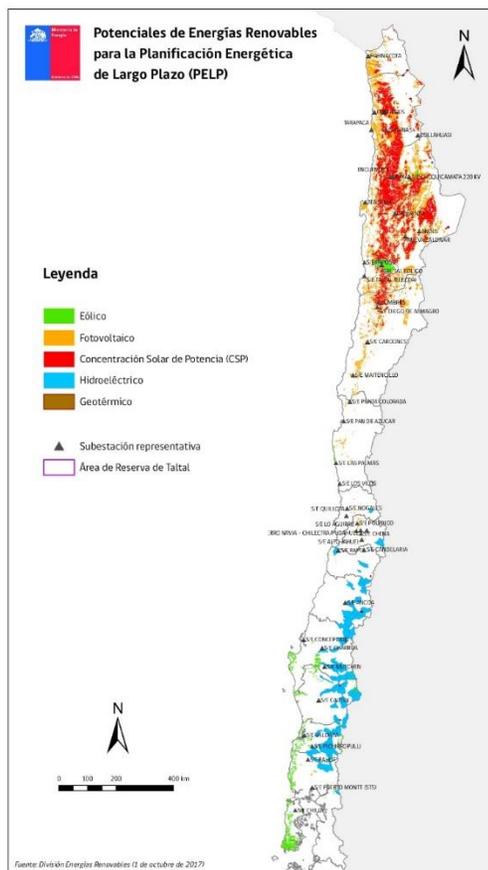


Tabla 8.1.- Potencial energías renovables en MW. FUENTE: Ministerio de energía, 2018

Tecnología	Potencial [11]
Solar FV	829.409
Solar CSP Torre	510.074
Eólica	36.544
Pasada	6.100
Geotermia	1.696
Hidro-bombeo	1.200
Total	1.386.719

Figura 8.1.- Potencial de energías renovables geográfico. FUENTE: Ministerio de energía, 2017.

8.2. Flexibilidad

La integración masiva ERFV requiere una transformación en la operación y planificación de los sistemas eléctricos de potencia. Así, uno de los principales desafíos es mantener altos estándares para que el sistema sea confiable y estable; para conseguirlo son necesarios recursos de flexibilidad.

En la literatura se plantean elementos clave y desafíos de la transición a un sistema camino a la descarbonización, como lo son: flexibilidad de energías renovables, gestión de la demanda, almacenamiento de energía, transmisión flexible y generación flexible [8][34][35].

1. Flexibilidad en energías renovables

Los sistemas eléctricos de potencia deben igualar la generación con la demanda en todo instante. La flexibilidad se define como la capacidad de un sistema de adaptar su generación para mantener tal balance.

Las energías renovables pueden mejorar su rendimiento en muchos sentidos. Uno de ellos se relaciona con la predictibilidad: el error de predicción provoca un aumento en la reserva necesaria por lo que disminuirlo traería beneficios económicos para el sistema; otro, con la controlabilidad de éstas: se está investigando la capacidad de este tipo de centrales para entregar respuesta en frecuencia y mitigar su variabilidad.

2. Gestión de la demanda

Un rol más activo de la demanda permite cambios en la curva de demanda diaria y ajustes en tiempo real como una cobertura rápida ante desbalances entre la generación y demanda; además de una posible disminución al integrar eficiencia energética. Es una de las formas de menor costo para integrar flexibilidad al sistema.

3. Almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía se caracteriza por entregar múltiples servicios en un sistema eléctrico. En términos de energía y capacidad pueden arbitrar energía y entregar capacidad firme; entrega servicios complementarios tales como: respuesta rápida de frecuencia, rampas, partida rápida, entre otros; respecto a la transmisión puede aplazar las inversiones junto con descongestionar líneas; en distribución aportar con control de tensión y disminuir las pérdidas [36].

Son necesarias tecnologías que suplan el rol que tienen actualmente los generadores convencionales para el ajuste de demanda y generación, donde estos sistemas pueden aportar por su gestión de la energía.

4. Infraestructura de transmisión

Permite una mejorar en la operación utilizando los recursos más eficientemente, beneficiando también la seguridad de suministro y la capacidad de gestionar los recursos renovables. La seguridad de suministro se consigue con la interconexión de mercados que pueden proveer capacidad y servicios complementarios; la gestión de recursos gracias a la agregación geográfica de estos, disminuyendo la variabilidad en su conjunto.

5. Generadores flexibles

Los generadores térmicos suelen entregar servicios de balance en los sistemas eléctricos y reservas, no obstante, se encuentran limitados por su comportamiento dinámico: rampas permitidas, mínimo técnico elevado, tiempos de estabilización entre otros. Así, un generador flexible es aquel en que sus parámetros permiten una mejor adaptación a los cambios en el sistema eléctrico en tiempo real. Existe un alto potencial para mejorar en estos términos.

8.3. Alta penetración energías renovables

La alta penetración de energías renovables suele integrar aquellas que su fuente primaria es variable, como lo son las centrales solares y eólicas; caracterizándose ambas por su variabilidad e incertidumbre. La variabilidad está relacionada con el cambio entre un instante de tiempo y otro del recurso primario; la incertidumbre, con el error de predicción de esta fuente dada su naturaleza estocástica. Estas características provocan cambios en la operación del sistema que se traducen en impactos en él; algunos de estos son: necesidad de back up en la operación, mayores montos de reserva, disminución de la inercia en el sistema, vertimiento de ERFV, alto ciclaje de máquinas térmicas, pronunciada diferencia entre los costos marginales del día y la noche, grandes rampas a sortear, desacoples en el sistema producto de las congestiones en la transmisión, entre otros [7][25][26][36][37][38][39]. No solo se producen efectos en la operación del sistema en tiempo real, sino que en la planificación de éstos y las simulaciones necesarias.

La incertidumbre de estas fuentes, junto con los pronósticos de sus variables poco certeros implican que máquinas de rápida respuesta se encuentren preparadas para entrar en operación en caso de que se realicen. Es así que los montos de reserva aumentan para que el sistema opere de forma segura y confiable [38]. Las máquinas que suelen realizar esta labor son térmicas y disminuyen considerablemente su operación en el sistema, por lo que es necesario reevaluar sus formas de pago y función en el sistema [7].

Las centrales solares y eólicas se encuentran conectadas a inversores quienes no entregan inercia al sistema, aunque sí pueden generar una rápida respuesta cuando se encuentran conectados a sistemas de almacenamiento [40]. La pérdida de inercia dificulta la recuperación del sistema en caso de desbalances, puesto que existirá una mayor caída de frecuencia en un breve intervalo de tiempo; pudiendo llegar a límites no recuperables por las máquinas que sí aportan a los primeros segundos de respuesta en frecuencia. Por este motivo, la respuesta en frecuencia y estabilidad del sistema se ven fuertemente impactados.

Los sistemas con alta penetración de ERFV suelen tener complicaciones con la red por su nivel de generación alcanzados cuando sus condiciones son favorables, si además se encuentran en operación centrales poco flexibles, será necesario acotar la generación de centrales de ERFV, vertiendo su energía [37]. Este vertimiento también puede darse por razones de seguridad del sistema, entregando cuotas máximas de ERFV para poder controlar desbalances. Junto con esto se producen desacoples en el sistema, cambios de los costos marginales de barra en barra y una diferencia aún más notable entre el día y la noche. La Figura 8.2 presenta las características antes descritas para una semana de septiembre en 2017, en el norte del SIC.

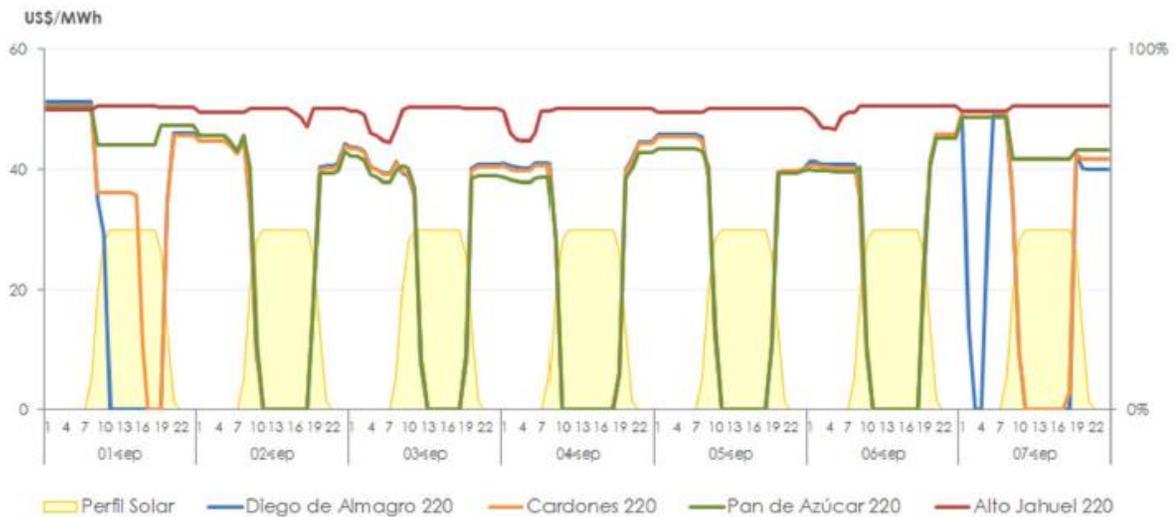


Figura 8.2.- Desacoples costos marginales zona norte SIC, septiembre 2017. FUENTE: systep,2017

Otro impacto se relaciona directamente con las máquinas térmicas. Éstas en el paradigma convencional operan bajo régimen de base; esto quiere decir que tenían un aporte más bien constante y continuo en el tiempo, no variando su generación y teniendo un alto factor de planta. Ahora, con la inserción masiva de energía renovable variable, esta situación cambia, pues en la operación por orden de mérito entran primero y con grandes cuotas por lo que las centrales a carbón y GNL toman un rol de seguimiento de carga y compensación de desbalances [25][36].

Finalmente se plantean las grandes rampas que deben sortear las máquinas operativas, específicamente al amanecer y atardecer, que por las características técnicas de las máquinas dificulta lograrlo [41]. Mientras mayor sea la penetración de ERFV, en específico energía solar, menor será demanda neta presente en horas sol. Por su parte, la demanda crece a lo largo de los años, por lo que -sin una demanda flexible- el consumo *peak* también aumentará. A medida que el sol se esconde, es necesario suplirlo con otro tipo de generación hasta realizar el balance con la demanda *peak*. Bajo esta premisa, se pueden llegar a sortear hasta 13.000 MW/hora en el sistema de California hacia el año 2020 [39], esta situación se presenta en la Figura 8.3.

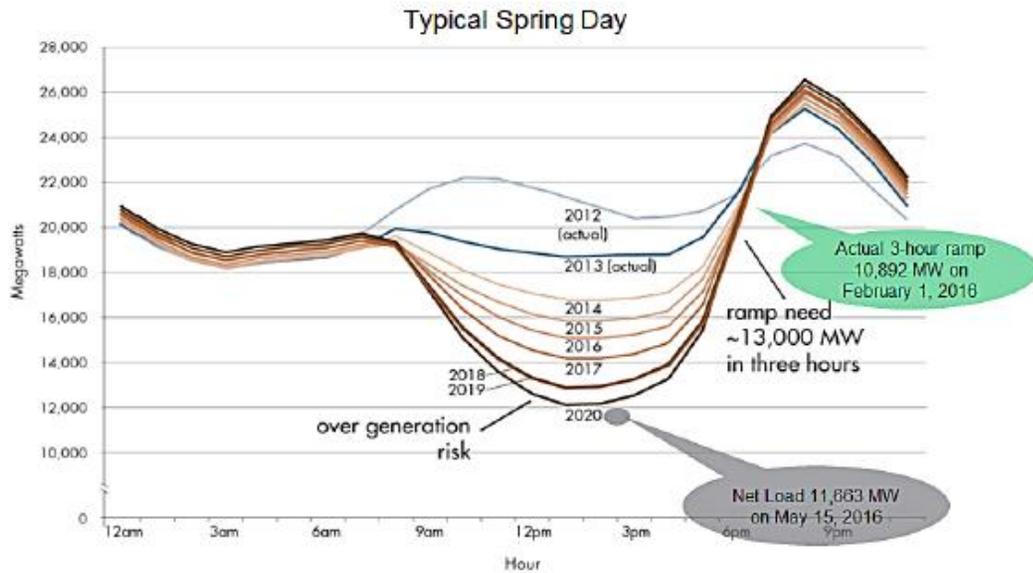


Figura 8.3.- Curva del pato FUENTE: California ISO,2016

Los impactos antes mencionados traen consigo diferentes desafíos, tanto técnicos como económicos, que deben superarse para mejorar el rendimiento y hacer factibles estos sistemas. La forma de abordarlos dependerá de las topologías de cada red, marco regulatorio, economías, entre otros; por lo que es un tópico en discusión que varía de sistema en sistema.

8.4. Evolución modelos

La integración de ERFV al sistema cambia el paradigma de un estudio sin mayores problemas en la resolución temporal, a uno en el que pasa a tener gran relevancia. Es la variabilidad e incertidumbre la que necesita de una lógica diferente para visualizar los efectos que tengan estas centrales en el sistema. La interacción entre el corto y largo plazo es primordial y se está discutiendo a nivel mundial.

Los modelos de optimización de largo plazo que consideran la optimización de sistemas de embalses no consideran ciertas restricciones de operación como son rampas de subida y bajada, tiempos mínimos de encendido y apagado, tiempos de estabilización del sistema, entre otros[36]. Parámetros que pasan a ser esenciales en el estudio de la operación cuando se integran renovables masivamente, pues las soluciones pueden entregar un rendimiento de las máquinas térmicas poco realista.

El problema de largo plazo usualmente se utilizaba una discretización por bloques, lo que simplificaba el problema, pero a la vez perdía la dimensión temporal. Es necesario ahora acoplar los problemas de largo y corto plazo para ver los fenómenos producidos por las ERFV, sistemas de almacenamiento, movimiento de la demanda, gestión de la reserva, entre otros; pues son tecnologías muy sensibles a la temporalidad [42].

Uno de los grandes desafíos es la correlación temporal, debido a que el esfuerzo computacional se engrandece por lo demandante que son los nuevos modelos [43]. Además, como estos modelos se encuentran en una fase de estudio y exploración, no son útiles herramientas que tipo caja negra, de esta forma el acceso al modelo estará garantizado y se podrán realizar los cambios que se estimen convenientes.

Otro punto importante es la incorporación de la incertidumbre para poder gestionar los riesgos, así, se podrán tomar mejores decisiones sin comprometer la eficiencia económica ni la confiabilidad [44]. Junto con esto se recalca la importancia de una modelación de las características de diferentes tecnologías y sus efectos en la operación.

En resumen, las características que deben incorporar los modelos de operación y planificación y herramientas son:

1. Alta resolución y correlación temporal
2. Incertidumbre
3. Características de distintas tecnologías y sus efectos en la operación
4. Inteligencia algorítmica
5. Fácil acceso a su contenido

8.5. Localización y potencial de centrales candidatas a expansión

Las tecnologías seleccionadas para la expansión del sistema son: GNL ciclo abierto y combinado, biomasa, hidráulica de pasada, solar FV, CSP y eólicas. Los potenciales fueron obtenidos de los Potenciales de Energías renovables para la Planificación Estratégica de Largo Plazo en [25].

En la Tabla 8.2 se presenta el potencial por localidad de centrales eólicas, solar FV, CSP e hidráulica de pasada, mientras que en la Tabla 8.3 no se encuentra el potencial pues se supone lo suficientemente grande y en el caso del GNL equivalente a 200 MW por localidad en ciclo combinado y 125 MW en ciclo abierto.

Tabla 8.2.-Potencial eólico, solar FV y térmica e hidráulica de pasada por localidad.

Barra	Potencial [MW]			
	Eólica	Solar FV	CSP	Hidráulica de pasada
AJAHUEL_220	0	651	0	0
ANCOA_220	0	0	0	1,549
ANDES_220	0	61.117	49,301	0
ATACAMA_220	0	39,441	9,801	0
CANDELARIA_220	0	77	0	129
CARDONES_220	0	0	394	0
CARDONES_500	0	22998	453	0
CAUTIN_220	1,018	0	0	884
CHACAYA_220	0	0	0	0
CHARRUA_220	342	0	0	311
CHILOE_220	11,216	0	0	0
CHUQUICAMATA_220	1,621	104,426	38,973	0
COLLAHUASI_220	0	32,653	14,720	0
CONCEPCION_220	1,609	0	0	34
CONDORRES_220	0	25,215	4,497	0
CUMBRES_500	0	53,103	23,633	0
DALMAGRO_220	0	30,745	4,593	0
ENCUENTRO_220	0	29,256	62,634	0
KIMAL_220	0	9,822	40,290	0
LABERINTO_220	74	65,475	69,474	0
LAGUNAS_220	0	52,599	52,631	0
LOAGUIRRE_220	0	1,034	0	0
LPALMAS_220	453	3,509	0	0

LVILOS_220	0	73	0	0
MAITENCILLO_500	0	18,760	0	0
MULCHEN_220	2,438	0	0	1,488
NOGALES_220	0	1,365	0	0
NZALDIVAR_220	0	40,642	41,344	0
PALMONTE_220	0	42,919	48,084	0
PAPOSO_220	335	13,194	2,010	0
PARINACOTA_220	0	61,769	6,512	0
PARINAS_500	9,435	81,006	38,545	0
PAZUCAR_500	58	3,036	0	0
PCOLORADA_220	0	4,573	0	0
PICHIRROPULLI_220	1,178	0	0	1,399
PMONTT_220	1,828	0	0	246
POLPAICO_220	0	3,743	0	30
QUILLOTA_220	60	461	0	0
RAHUE_220	2,488	0	0	168
RAPEL_220	81	263	0	43
TARAPACA_220	0	22,028	0	0
VALDIVIA_220	2,138	0	0	32

Tabla 8.3.- Candidatos biomasa, geotermia, GNL CA y GNL CC.

Barra	Tecnología			
	Biomasa	Geotermia	GNL CA	GNL CC
ANCOA_220	x	x		
ANDES_220		x		
ATACAMA_220			x	x
CANDELARIA_220		x		
CAUTIN_220	x	x		
CHACAYA_220			x	x
CHARRUA_220	x	x	x	x
CHUQUICAMATA_220		x		
CONCEPCION_220	x			
ENCUENTRO_220			x	x
MULCHEN_220	x	x	x	x
NZALDIVAR_220			x	x
PALMONTE_220		x		
PAPOSO_220			x	x
PARINACOTA_220		x		
VALDIVIA_220	x			

8.6. Plan de expansión C1

A continuación, se presentan las centrales seleccionadas para la expansión del sistema eléctrico ante el retiro de centrales vapor-carbón. En la Tabla 8.4, se entrega la localización, año de entrada y potencia máxima de estas centrales.

Capacidad instalada 2030

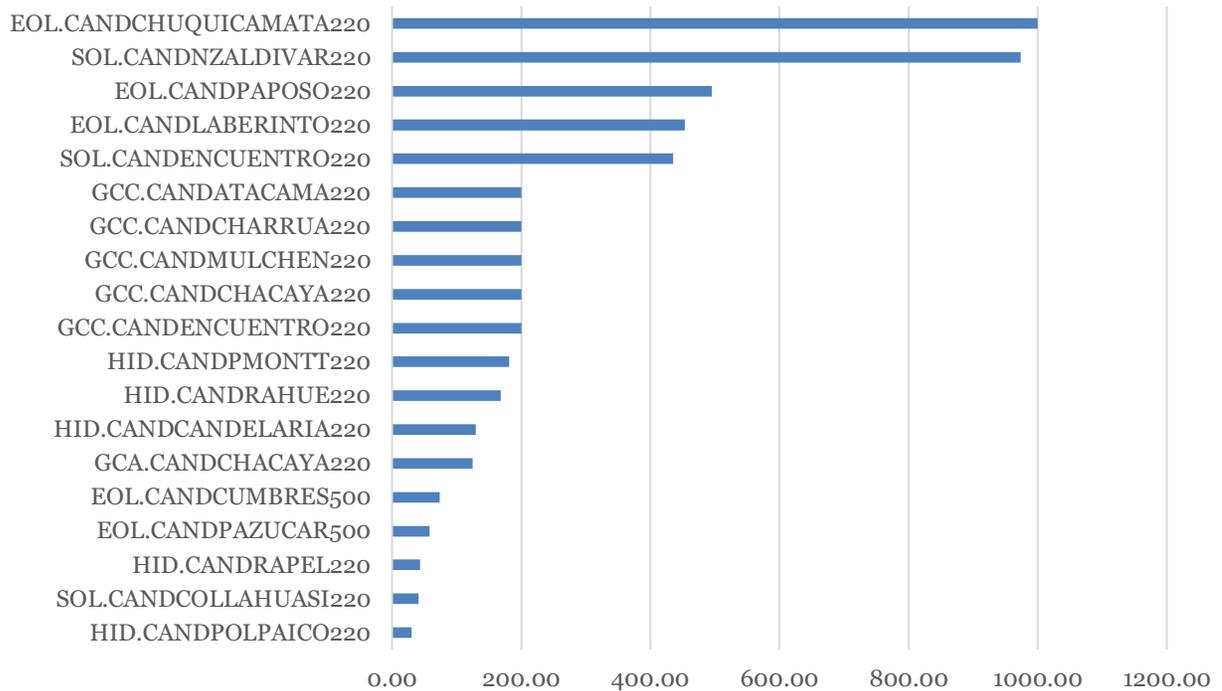


Figura 8.4.- Capacidad instalada al 2030 por central para el C2.

Tabla 8.4.- Desglose año ingreso y capacidad instalada por central.

Generador	Año	Capacidad instalada [MW]
EOL.CANDCHUQUICAMATA220	2028	348.60
	2029	457.02
	2030	194.22
EOL.CANDCUMBRES500	2028	74.20
EOL.CANDLABERINTO220	2021	49.66
	2022	169.13
	2023	54.27
	2024	44.58
	2025	41.32
	2027	94.43
EOL.CANDPAPOSO220	2028	269.20
	2029	160.22
	2030	66.13
EOL.CANDPAZUCAR500	2030	57.98
GCA.CANDCHACAYA220	2030	125.00
GCC.CANDATACAMA220	2029	200.00
GCC.CANDCHACAYA220	2027	200.00
GCC.CANDCHARRUA220	2021	200.00
GCC.CANDENCUENTRO220	2028	200.00

GCC.CANDMULCHEN220	2021	200.00
HID.CANDCANDELARIA220	2025	129.34
HID.CANDPMONTT220	2028	106.35
	2029	75.10
HID.CANDPOLPAICO220	2027	30.34
HID.CANDRAHUE220	2027	158.13
	2028	10.13
HID.CANDRAPEL220	2024	43.26
SOL.CANDCOLLAHUASI220	2025	4.42
	2026	35.88
	2029	1.05
SOL.CANDENCUENTRO220	2026	66.77
	2027	62.22
	2028	67.83
	2029	154.74
	2030	83.73
SOL.CANDNZALDIVAR220	2024	13.18
	2027	408.20
	2028	120.07
	2029	294.81
	2030	137.12

8.7. Resultados operación

8.7.1. Análisis de sensibilidad caso húmedo: costos marginales

El estudio realizado contempla solo casos de series hidrológicas con características secas y medio/secas, en particular con probabilidad de excedencia de un 70% y un 100%. Los resultados sobre la modelación del corto plazo indican que existe un alza en los costos marginales tanto en el verano como en el invierno para ambos escenarios hidrológicos.

A partir de este hecho, se realiza una sensibilidad, estudiando los costos marginales para un caso con probabilidad de excedencia del 0%⁷⁰, con el fin de corroborar si esta alza de costos es generalizada. El caso que corresponde a una probabilidad de e posee los afluentes del año 1972 en el año hidrológico 2030-2031, correspondientes a la simulación 1.

La Figura 8.5 y la Figura 8.6 presentan los costos marginales horarios del CB y C2 de una semana de invierno y verano respectivamente. En la primera figura, los costos marginales tienen un valor promedio de 36.6 USD/MWh en la barra Crucero, mientras que en Quillota es de 39.4 USD/MWh para el CB. Por su parte, en el C2 el costo marginal promedio aumenta a 66.2 USD/MWh en Crucero y 61.9 USD/MWh en Quillota, siendo esta diferencia un alza de un 80.8% y 57,2% respectivamente.

⁷⁰ Correspondiente al caso más húmedo posible a estudiar.

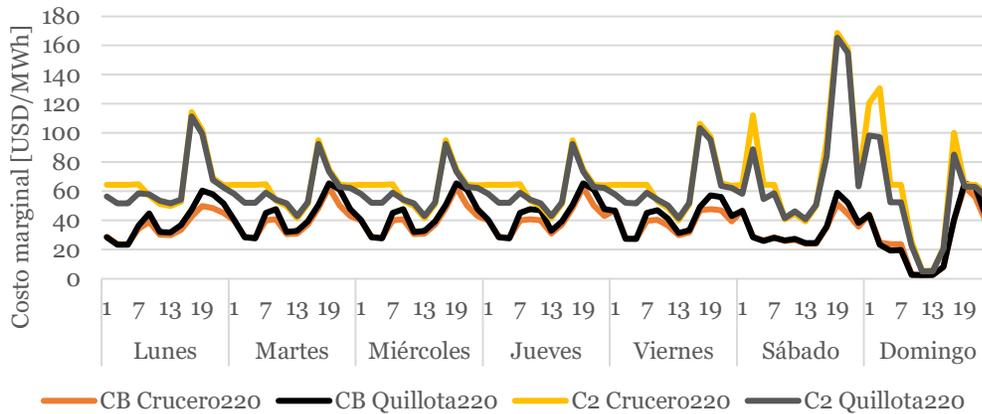


Figura 8.5.- Costos marginales horarios CB y C2 para una semana de invierno - caso húmedo.

Por su parte, en la Figura 8.6 se presentan los costos marginales sobre las mismas barras del sistema eléctrico para una semana de verano representativa. Los costos marginales en el caso base son de 34.6 USD/MWh en la barra Crucero mientras que en Quillota es de 35.1 USD/MWh. Al retirar las unidades generadoras en base a carbón (C2), nuevamente los costos del sistema se ven incrementados: 54.0 USD/MWh en Crucero y 51.8 USD/MWh en Quillota. Esta alza representa un 56.2% y un 47.5% para las barras de Crucero y Quillota respectivamente.

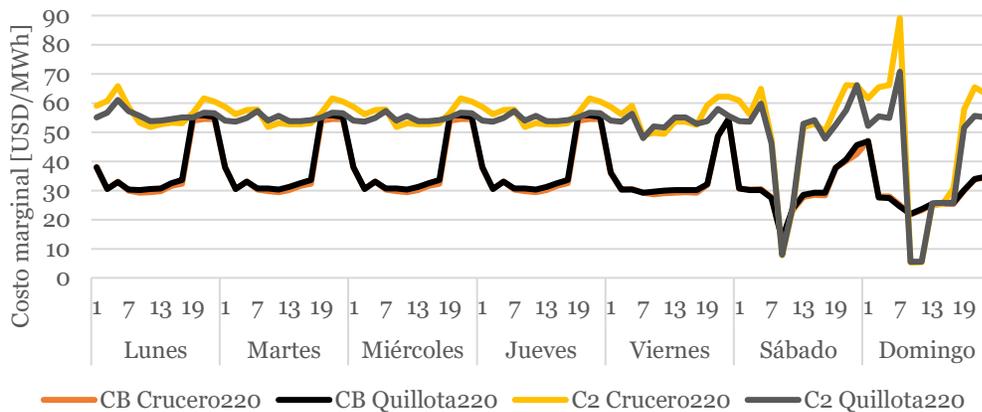


Figura 8.6.- Costos marginales horarios CB y C2 para una semana de verano - caso húmedo.

Entonces, es posible generalizar el fenómeno de alza de costos marginales del sistema pues se han estudiado los casos más extremos en términos hidrológicos: caso húmedo y seco, con probabilidad de excedencia 0% y 100% respectivamente.

8.7.2. Reservas

En esta sección se entrega el desglose por tecnología en la reserva primaria y secundaria para los casos estudiados.

A. CB Invierno seca

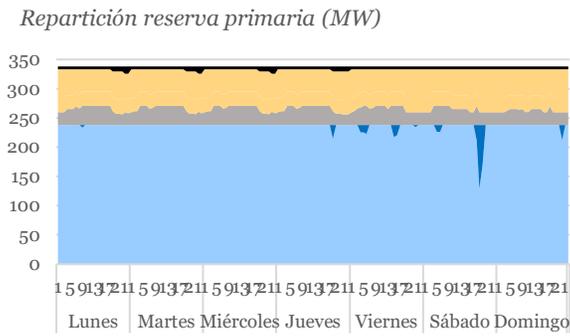


Figura 8.7.- Reserva primaria CB semana invierno caso seco.

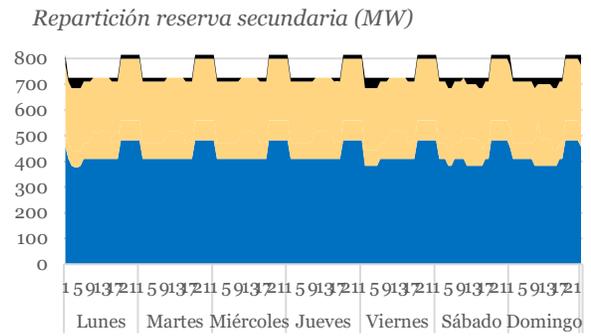


Figura 8.8.- Reserva secundaria CB semana invierno caso seco.

B. CB Invierno media/seca

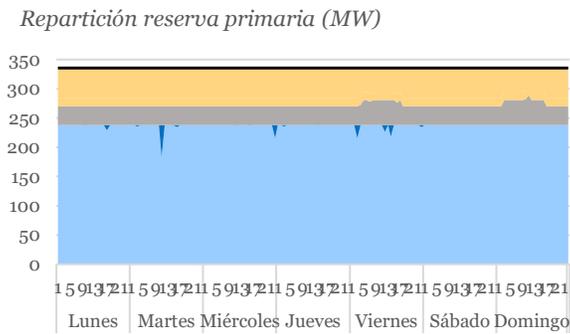


Figura 8.9.- Reserva primaria CB semana invierno caso medio/seco.

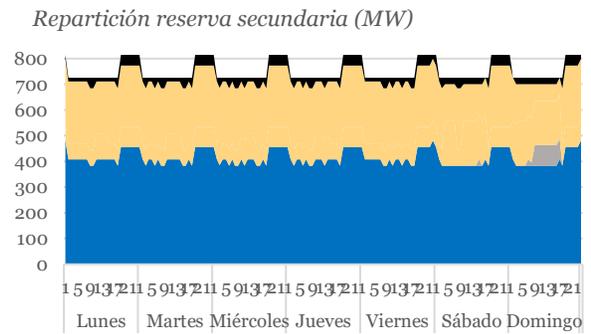


Figura 8.10.- Reserva secundaria CB semana invierno caso medio/seco.

C. CB Verano seca

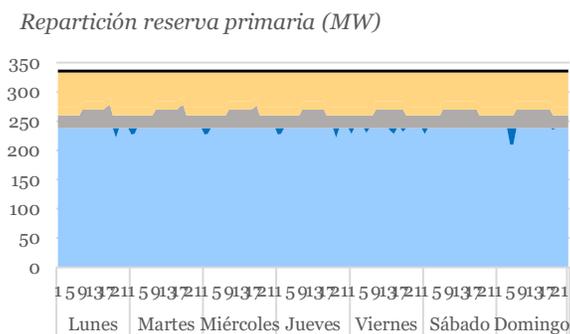


Figura 8.11.- Reserva primaria CB semana verano caso seco.

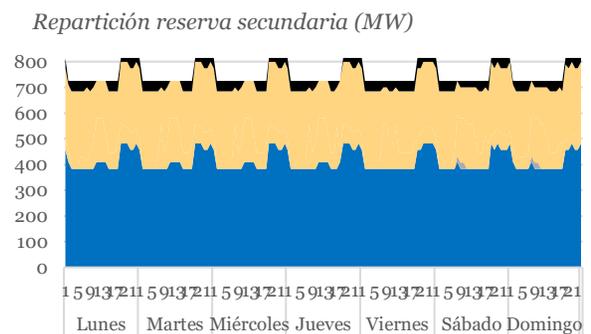


Figura 8.12.- Reserva secundaria CB semana verano caso seco.

D. CB Verano media/seca

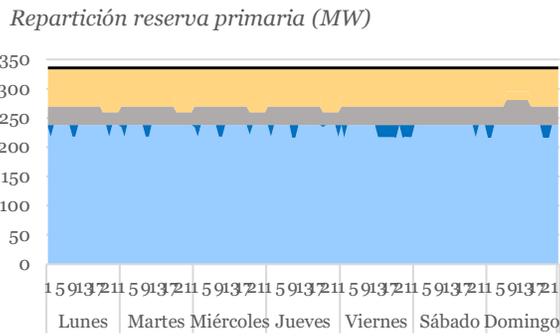


Figura 8.13.- Reserva primaria CB semana verano caso medio/seco.

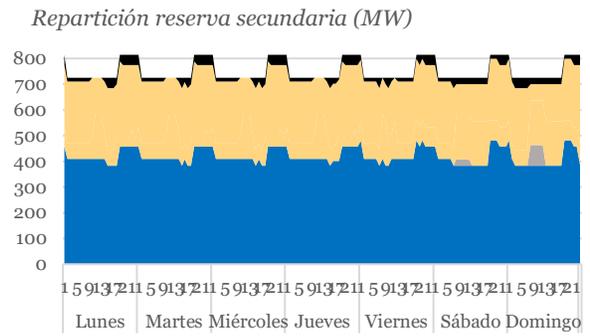


Figura 8.14.- Reserva secundaria CB semana verano caso medio/seco.

E. C2 Invierno seca

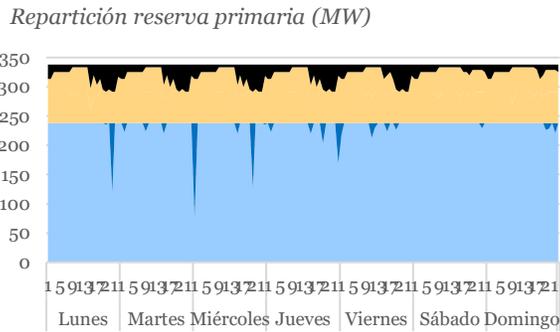


Figura 8.15.- Reserva primaria C2 semana invierno caso seco.

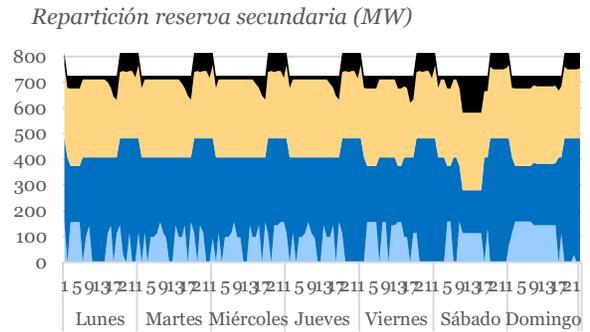


Figura 8.16.- Reserva secundaria C2 semana invierno caso seco.

F. C2 Invierno medio/seca

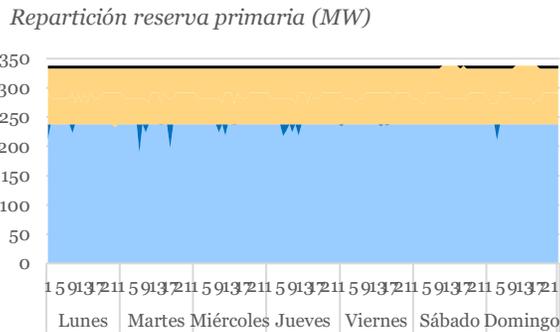


Figura 8.17.- Reserva primaria C2 semana invierno caso medio/seco.

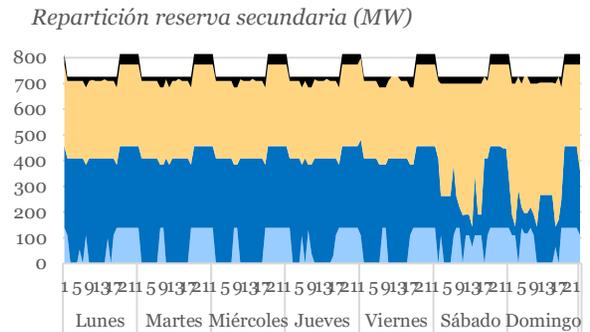


Figura 8.18.- Reserva secundaria C2 semana invierno caso medio/seco.

G. C2 Verano seca

Repartición reserva primaria (MW)

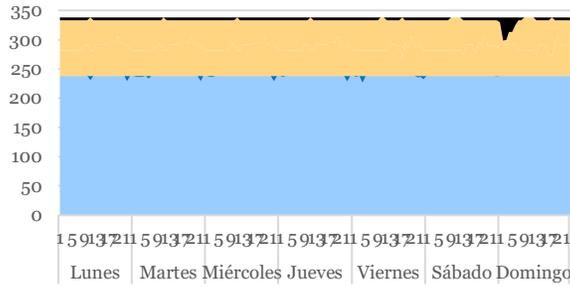


Figura 8.19.- Reserva primaria C2 semana verano caso seco.

Repartición reserva secundaria (MW)

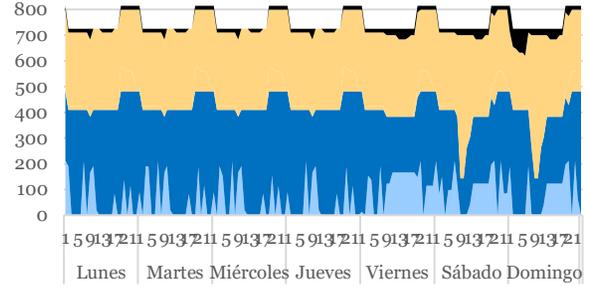


Figura 8.20.- Reserva secundaria C2 semana verano caso seco.

H. C2 Verano medio/seca

Repartición reserva primaria (MW)

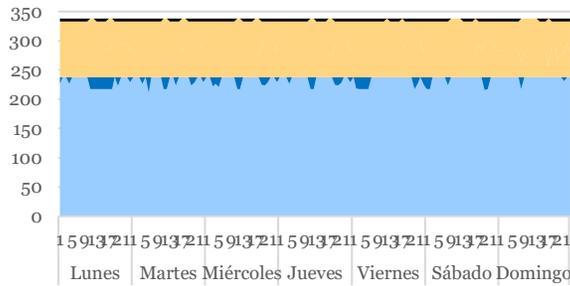


Figura 8.21.- Reserva primaria C2 semana verano caso medio/seco.

Repartición reserva secundaria (MW)

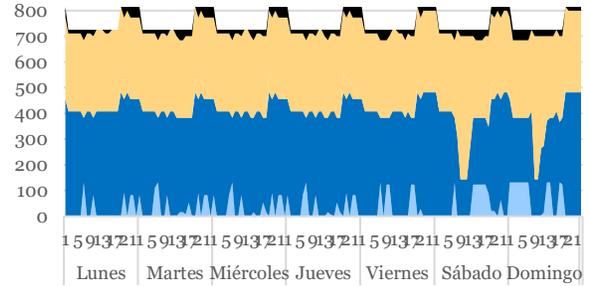


Figura 8.22.- Reserva secundaria C2 verano invierno caso medio/seco.