



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

EFFECTO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LOS COSTOS DE  
MANTENIMIENTO DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONALES

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

VINCENZO ANTONIO BASSI ZILLMANN

PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
EDUARDO PEREIRA BONVALLET  
RODRIGO MORENO VIEYRA

SANTIAGO DE CHILE  
2016

## EFFECTO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONALES

El presente estudio tiene por objetivo cuantificar los efectos asociados a la operación en ciclaje de las unidades convencionales de generación dada la inminente inyección de energías renovables no convencionales (ERNC), en particular energía solar fotovoltaica (FV), en el sistema eléctrico chileno.

Las herramientas de simulación de predespacho con representación detallada de los aportes de energía variable y restricciones técnicas de fuentes convencionales permiten estudiar el efecto en costos asociados a mantenimientos de la penetración de energía solar FV. Para esto se realizan simulaciones de operación a mínimo costo de corto plazo, *unit commitment*, del sistema eléctrico chileno, en representación uninodal, para diez escenarios distintos. Estos cubren situaciones previas a la interconexión (2015, 2018 y 2019), escenarios posteriores a la interconexión (2025 para dos planes de obra diferentes y cuatro escenarios de penetración solar) y un escenario 2025 sin interconexión.

Para cada escenario propuesto se realizan cálculos asociados a la operación de las unidades térmicas de generación, en base a grupos de estudio, tales como: número de partidas, número de horas de operación, razón de ciclaje y seguimiento de carga. Luego se realiza un análisis de sensibilidad de la función de costo de mantenimiento, con el fin de entender la variabilidad en el número de horas de operación equivalente, los costos variables no combustibles (CVNC) y los costos asociados a mantenimiento.

A lo largo del presente estudio se demuestra que la operación de las unidades de ciclo combinado y gas natural licuado (GNL) se hace cada vez más variable a medida que se inyecta energía solar FV en la matriz. Lo anterior se ve reflejado en el número de ciclos de encendido/apagado y seguimientos de carga realizado por las unidades, así como también en la disminución en su colocación de energía y número de horas de operación. Sin embargo, debido a la disminución en las horas de operación y energía generada de las unidades de ciclo combinado y GNL es que la cuantificación de este efecto no es directa.

Se obtiene que los CVNC del grupo de estudio de unidades de ciclo combinado y GNL, constituido por 17 unidades que en conjunto alcanzan los 4.511 [MW] de potencia instalada, sufren un aumento de hasta  $9 \left[ \frac{USD}{MWh} \right]$  dependiendo del nivel de penetración FV y la función de costo de mantenimiento utilizada. Por otra parte, el análisis permite determinar que el aumento de los CVNC fluctúa entre los 0,05 y los 0,11  $\left[ \frac{USD}{MWh} \right]$  por cada 100 [MW] de energía solar FV agregados al parque generador. Asimismo, se demuestra que los costos asociados a mantenimiento del mismo grupo de estudio sufren un aumento superior a los 2.000.000 [USD] anuales dado el aumento en la frecuencia de los mantenimientos realizados por las unidades.

Por último, se exponen recomendaciones estudiadas para mitigar los efectos asociados a la operación en ciclaje tales como la interconexión de sistemas, la presencia de energía hidroeléctrica en la matriz o la tecnología de concentración solar de potencia (CSP). De igual manera, como trabajo futuro se plantea el desafío de endogenizar la relación entre los costos de mantenimiento y la operación en ciclaje de las unidades térmicas de generación en el modelo de simulación.

A mis amigos, familia y a todo aquel que siempre creyó en mí...

Y, por supuesto, para ti...

# Agradecimientos formales

---

Quisiera aprovechar esta instancia para agradecer a todas aquellas instituciones que me apoyaron en el largo camino que culmina con este proyecto.

En primer lugar, quisiera agradecer a la Universidad de Chile y al Departamento de Ingeniería Eléctrica por ser fundamentales en mi formación tanto como persona como profesional.

En segundo lugar, quisiera agradecer al proyecto Fondecyt N° 1120317 por el apoyo económico prestado para la realización del presente proyecto.

Adicionalmente, quisiera agradecer a CDEC – SING y Laborelec Chile por el soporte técnico brindado durante la realización del presente trabajo.

Finalmente, quisiera agradecer a SERC Chile (Proyecto Fondap N° 15110019) por el apoyo técnico prestado a lo largo del desarrollo de la presente investigación.

# Agradecimientos

---

Quisiera aprovechar esta instancia para agradecer a todas aquellas personas que me apoyaron en el largo camino que culmina con este proyecto.

En primer lugar, quisiera agradecer a mis padres y a mi familia por apoyarme en este duro camino de manera incondicional. Gracias a ustedes adquirí el gusto por el conocimiento y la curiosidad, cualidades que me llevaron a culminar este proceso y me acompañarán por el resto de mis días.

En segundo lugar, quisiera agradecer a mi profesor guía, Rodrigo Palma por haber sido más que un profesor guía de este trabajo particular, un profesor guía a lo largo de toda la carrera. Gracias por su apoyo, dedicación y confianza y, por sobre todo, por nuestra conversación relacionada a desaprovechar los talentos, la cual me acompaña hasta el día de hoy.

Adicionalmente, quisiera agradecer al profesor Rodrigo Moreno, por el apoyo y dedicación brindados para el desarrollo del presente trabajo.

En tercer lugar, quisiera agradecer a todos aquellos quienes hicieron de mi paso por la Universidad una etapa inolvidable en mi vida. A mis amigos de geología, mis compañeros de eléctrica y todo el resto, sin ustedes nada hubiese sido igual.

En cuarto lugar, y de manera muy especial, quisiera agradecer a Eduardo Pereira, sin cuya dedicación y compromiso hubiese sido imposible la realización del presente trabajo. Muchas gracias Eduardo, aprecio enormemente tu dedicación y compromiso puestos en el desarrollo del presente trabajo, así como la confianza que depositaste a lo largo de todo el proyecto en mis capacidades.

En quinto lugar, quisiera agradecer a mis amigos y a todos quienes siempre creyeron en mí.

Finalmente, quisiera agradecerte a ti, quien siempre estuvo a mi lado todo este tiempo. Estoy sincera y eternamente agradecido de todo el cariño y apoyo que me brindaste a lo largo de este duro y tortuoso camino. Muchísimas Gracias.

# Tabla de Contenidos

---

1.	Introducción .....	1
1.1.	Motivación .....	1
1.2.	Alcances .....	2
1.3.	Objetivos generales .....	2
1.4.	Objetivos específicos.....	3
1.5.	Estructura general.....	3
2.	Estado del arte .....	4
2.1.	Contexto mundial .....	4
2.2.	ERNC en el mundo .....	7
2.3.	ERNC en Chile.....	10
2.4.	Variabilidad en las ERNC .....	14
2.5.	Ciclaje .....	18
2.6.	Ciclaje en el mundo.....	21
2.7.	Ciclaje en Chile .....	23
2.8.	Sistema eléctrico chileno.....	24
2.8.1.	SIC.....	26
2.8.2.	SING .....	27
3.	Metodología .....	28
3.1.	Descripción general.....	28
3.2.	Estudios a realizar .....	33
3.2.1.	Partidas .....	33
3.2.2.	Horas de operación.....	34
3.2.3.	Razón de ciclaje .....	34
3.2.4.	Seguimientos de carga.....	34
3.2.5.	HEO.....	35
3.2.6.	CVNC.....	36
3.2.7.	Costos asociados a mantenimientos .....	36
3.2.8.	$\Delta$ CVNC por cada 100 MW de energía solar FV .....	36

3.2.9.	Costos de mantenimientos por cada 100 MW de energía solar FV.....	36
3.3.	Validación metodológica.....	37
4.	Descripción estudio.....	38
4.1.	Grupos de estudio.....	38
4.1.1.	Unidades de carbón.....	38
4.1.2.	Unidades de ciclo combinado.....	39
4.2.	Grupos de escenarios.....	40
4.3.	Consideraciones.....	43
5.	Caso de estudio y discusión.....	45
5.1.	Unidades de carbón.....	45
5.1.1.	Partidas.....	45
5.1.2.	Horas de operación.....	47
5.2.	Unidades de ciclo combinado.....	50
5.2.1.	Partidas.....	50
5.2.1.1.	Escenarios pre interconexión.....	51
5.2.1.2.	Escenarios post interconexión.....	52
5.2.1.3.	Escenarios interconexión.....	52
5.2.1.4.	Escenarios solares.....	53
5.2.2.	Horas de operación.....	53
5.2.2.1.	Escenarios pre interconexión.....	56
5.2.2.2.	Escenarios post interconexión.....	56
5.2.2.3.	Escenarios interconexión.....	57
5.2.2.4.	Escenarios solares.....	57
5.2.3.	Razón de ciclaje.....	57
5.2.3.1.	Escenarios pre interconexión.....	58
5.2.3.2.	Escenarios post interconexión.....	58
5.2.3.3.	Escenarios interconexión.....	58
5.2.3.4.	Escenarios solares.....	58
5.2.4.	Seguimientos de carga.....	59
5.2.4.1.	Escenarios pre interconexión.....	60
5.2.4.2.	Escenarios post interconexión.....	60
5.2.4.3.	Escenarios interconexión.....	61

5.2.4.4.	Escenarios solares .....	61
5.2.5.	HEO.....	61
5.2.5.1.	Escenarios pre interconexión.....	62
5.2.5.2.	Escenarios post interconexión.....	62
5.2.5.3.	Escenarios interconexión.....	63
5.2.5.4.	Escenarios solares .....	63
5.2.6.	CVNC.....	63
5.2.6.1.	Escenarios pre interconexión.....	64
5.2.6.2.	Escenarios post interconexión.....	65
5.2.6.3.	Escenarios interconexión.....	65
5.2.6.4.	Escenarios solares .....	65
5.2.7.	$\Delta$ CVNC por cada 100 MW FV .....	65
5.2.7.1.	Sensibilidad respecto al N° de partidas .....	66
5.2.7.2.	Sensibilidad respecto a horas de operación.....	67
5.2.7.3.	Sensibilidad respecto a seguimientos de carga.....	68
5.2.8.	Costos de mantenimientos por cada 100 MW FV.....	69
5.2.8.1.	Sensibilidad respecto al N° de partidas .....	69
5.2.8.2.	Sensibilidad respecto a horas de operación.....	70
5.2.8.3.	Sensibilidad respecto a seguimientos de carga.....	71
6.	Conclusiones y trabajo futuro .....	73
6.1.	Conclusiones .....	73
6.2.	Trabajo futuro.....	75
	<b>Bibliografía .....</b>	<b>76</b>



# Índice de Figuras

Figura 2.1: PIB per cápita vs Consumo energético per cápita. Elaboración propia, fuente: Banco mundial [2].	5
Figura 2.2: Consumo energético mundial 1985 - 2013 [TWh]. Elaboración propia, fuente: Base de datos BP [3].	6
Figura 2.3: Consumo energético mundial por tecnología de procedencia 2013. Elaboración propia, fuente: Base de datos BP [3].	6
Figura 2.4: Emisiones globales de CO2 (Sector eléctrico). Elaboración propia, fuente: Base de datos BP [3].	7
Figura 2.5: Capacidad instalada en el mundo E. Solar y E. Eólica 2000-2013. Elaboración propia, fuente: Base de datos BP [3].	9
Figura 2.6: influencia de E. Solar FV y E. Eólica en consumo de ERNC por fuente primaria de producción. Elaboración propia, fuente: Base de datos BP [3].	9
Figura 2.7: Participación ERNC por tecnología sistema eléctrico chileno (31/12/2014). Elaboración propia, fuente: CER [9].	12
Figura 2.8: Estado de proyectos ERNC, sistema eléctrico chileno a 31/12/2014. Elaboración propia, fuente: CER [9].	13
Figura 2.9: Operación real central eólica El Arrayán. Elaboración propia, fuente: CDEC-SIC [11].	15
Figura 2.10: Operación real central eólica El Arrayán. Elaboración propia, fuente: CDEC-SIC [11].	16
Figura 2.11: Seguimiento de carga, encendido en caliente, tibio y frío. Elaboración propia, fuente: Intertek [13].	19
Figura 2.12: Contraste entre parámetro EHS y visión de GE para análisis de efecto de ciclaje y recomendaciones de inspección de las unidades. Fuente: GE [15].	21
Figura 2.13: Composición del sector eléctrico chileno. Fuente: Systep [22].	25
Figura 2.14: Energía mensual generada en el SIC por tecnología. Fuente: Reporte SYSTEP Operación del SIC (Marzo 2015) [24].	26
Figura 2.15: Energía mensual generada en el SING por tecnología. Fuente: Reporte SYSTEP Operación del SING (Marzo 2015) [25].	27
Figura 3.1: Esquemático metodología utilizada.	28
Figura 3.2: Metodología simulaciones AMEBA.	30
Figura 3.3: Esquemático fenómeno a analizar por grupo de escenarios.	33
Figura 5.1: N° de partidas totales grupo unidades de carbón.	46
Figura 5.2: Horas de operación totales grupo unidades de carbón.	49
Figura 5.3: N° partidas por escenario, grupo de unidades de ciclo combinado.	51
Figura 5.4: Horas de operación totales grupo unidades de ciclo combinado.	56
Figura 5.5: Razón de ciclaje grupo unidades de ciclo combinado.	57
Figura 5.6: Seguimientos de carga grupo unidades de ciclo combinado.	60
Figura 5.7: Resultados HEO.	61
Figura 5.8: Resultados HEO escenarios solares.	62
Figura 5.9: Resultados CVNC.	64
Figura 5.10: Resultados CVNC escenarios solares.	64

Figura 5.11: Aumento en CVNC por cada 100 MW de energía solar FV inyectados por sobre E4 (CNE 2025). Sensibilidad respecto al número de partidas.....	66
Figura 5.12: Aumento en CVNC por cada 100 MW de energía solar FV inyectados por sobre E4 (CNE 2025). Sensibilidad respecto a horas de operación. ....	67
Figura 5.13: Aumento en CVNC por cada 100 MW de energía solar FV inyectados por sobre E4 (CNE 2025). Sensibilidad respecto a seguimientos de carga. ....	68
Figura 5.14: $\Delta$ CM por cada 100 MW de energía solar FV inyectados por sobre E4 (CNE 2025). Sensibilidad respecto al número de partidas. ....	69
Figura 5.15: $\Delta$ CM por cada 100 MW de energía solar FV inyectados por sobre E4 (CNE 2025). Sensibilidad respecto a horas de operación.....	70
Figura 5.16: $\Delta$ CM por cada 100 MW de energía solar FV inyectados por sobre E4 (CNE 2025). Sensibilidad respecto a seguimientos de carga.....	71

# Índice de Tablas

Tabla 2.1: Porcentaje de obligación por año según Ley 20.257. Fuente: Ley 20.257 [7].....	10
Tabla 2.2: Porcentaje de obligación por año según Ley 20.698. Fuente: Ley 20.698 [8].....	11
Tabla 2.3: Estado proyectos ERNC sistema eléctrico chileno al 31/12/2014. Fuente: CER [9].....	13
Tabla 2.4: Composición sector eléctrico chileno. Fuente: [5].....	25
Tabla 3.1: Resumen % de participación ERNC por escenario.....	32
Tabla 3.2: Casos sensibilidad HEO respecto al número de partidas.....	35
Tabla 3.3: Casos sensibilidad HEO respecto a horas de operación.....	35
Tabla 3.4: Casos sensibilidad HEO respecto a seguimientos de carga.....	35
Tabla 4.1: Detalle unidades consideradas en el grupo de unidades de carbón.....	38
Tabla 4.2: Detalle unidades consideradas en el grupo de unidades de ciclo combinado.....	39
Tabla 4.3: Unidades de ciclo combinado consideradas en escenarios pre interconexión (E1, E2 y E3).....	40
Tabla 4.4: Unidades de ciclo combinado consideradas en escenarios pre interconexión (solo E2 y E3).....	41
Tabla 4.5: Unidades de ciclo combinado consideradas en escenarios post interconexión.....	41
Tabla 4.6: Unidades de ciclo combinado consideradas en escenarios interconexión.....	42
Tabla 4.7: Unidades de ciclo combinado consideradas en escenarios solares.....	42
Tabla 4.8: Unidades consideradas para cada escenario en el cálculo de seguimientos de carga.....	43
Tabla 5.1: N° Partidas globales unidades de carbón.....	45
Tabla 5.2: Horas de operación por unidad, escenarios 1 - 7.....	47
Tabla 5.3: Horas de operación por unidad, escenarios 8 – 10.....	48
Tabla 5.4: N° Partidas globales unidades de ciclo combinado.....	50
Tabla 5.5: Horas de operación generales unidades de ciclo combinado, escenarios 1 – 7.....	53
Tabla 5.6: Horas de operación generales unidades de ciclo combinado, escenarios 8 - 10.....	54
Tabla 5.7: Detalle seguimientos de carga por escenario.....	59
Tabla 5.8: Sobrecosto operacional por cada 100 MW FV por casos. Sensibilidad respecto al N° de partidas.....	66
Tabla 5.9: Sobrecosto operacional por cada 100 MW FV por casos. Sensibilidad respecto a horas de operación.....	67
Tabla 5.10: Sobrecosto operacional por cada 100 MW FV por casos. Sensibilidad respecto a seguimientos de carga.....	68
Tabla 5.11: $\Delta$ CM / 100 MW FV por casos. Sensibilidad respecto al N° de partidas.....	69
Tabla 5.12: $\Delta$ CM por cada 100 MW FV por casos. Sensibilidad respecto a horas de operación... ..	70
Tabla 5.13: $\Delta$ CM por cada 100 MW FV por casos. Sensibilidad respecto a seguimientos de carga.....	71

# Acrónimos

---

<b>ERNC</b>	Energías Renovables No Convencionales
<b>FV</b>	Fotovoltaica
<b>CVNC</b>	Costos variables no combustibles
<b>SIC</b>	Sistema Interconectado Central
<b>SING</b>	Sistema Interconectado del Norte Grande
<b>PIB</b>	Producto Interno Bruto
<b>CSP</b>	<i>Concentrated Solar Power</i> o Concentración solar de potencia.
<b>RCA</b>	Resolución de calidad ambiental
<b>EOH</b>	<i>Equivalent Operation Hours</i>
<b>HEO</b>	Horas Equivalentes de Operación
<b>EPRI</b>	<i>Electric Power Research Institute</i>
<b>NREL</b>	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
<b>CDEC-SING</b>	Centro de Despacho Económico de Carga – Sistema Interconectado del Norte Grande
<b>CDEC-SIC</b>	Centro de Despacho Económico de Carga – Sistema Interconectado Central
<b>CNE</b>	Comisión Nacional de Energía
<b>CE-FCFM</b>	Centro de Energía – Facultad de ciencias físicas y matemáticas

# 1. Introducción

---

## 1.1. Motivación

Durante los últimos años, el sector energético mundial ha volcado sus esfuerzos hacia la investigación, desarrollo y fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) debido a su bajo impacto ambiental. Grandes penetraciones de ERNC, principalmente energía eólica y solar fotovoltaica (FV), impactan la operación del resto de las tecnologías de generación existentes en el sistema, en particular la operación de las unidades térmicas de generación. Esto se debe principalmente a tres fenómenos: en primer lugar los costos asociados a sistemas de almacenamiento de energía de gran escala son elevados y, por lo tanto, los proyectos se hacen económicamente inviables. En segundo lugar, la inyección de este tipo de tecnologías es de carácter variable, dada su estrecha relación con la existencia e intensidad del recurso. En tercer lugar, este tipo de tecnologías poseen bajos costos variables de generación lo que implica que desplazan a la unidad marginal del despacho por orden de mérito. La suma de estos tres fenómenos provoca que las máquinas térmicas realicen seguimientos de carga de manera más frecuente, rápida y profunda, funcionen a niveles de mínimo técnico y/o a niveles menores de carga y finalmente, que realicen ciclos de encendido y apagado de manera más frecuente, el conjunto de estas formas de operación es conocido en la literatura internacional como operación en ciclaje (o *cycling* en inglés). Sin embargo, estos efectos asociados a la inyección de ERNC no han sido considerados en su totalidad por los agentes participantes en el sector energético global en la fuerte promoción, regulación y desarrollo en pro de la inyección de ERNC en los sistemas eléctricos en reemplazo de unidades de generación en base a tecnologías contaminantes tales como: térmica y nuclear.

Existe un inminente aumento en la demanda de energía a nivel global debido a la creciente necesidad energética que poseen los países desarrollados y en vías de desarrollo en pro de la búsqueda de un crecimiento económico. Este crecimiento en la demanda de energía, en consideración de la existencia de un parque generador fuertemente térmico (85,6 % de la energía consumida a nivel mundial proviene de este tipo de tecnologías), se traduce en niveles de contaminación elevados y crecientes en el tiempo. Por lo tanto, dado lo anterior y el carácter de no contaminantes que poseen las ERNC, se considera que la inyección de ERNC en los sistemas eléctricos a nivel mundial es imperativa e inminente. Es por esto que se hace necesaria la realización de investigación minuciosa en el sentido de los efectos que la inyección de ERNC variables pueda provocar en los sistemas eléctricos y en el parque generador existente con el fin de conseguir una inyección óptima, segura y confiable de ERNC en beneficio de todos los actores del sector y que cumpla con el objetivo final de reducir los niveles de contaminación a nivel global realizando esta tarea de la mejor manera posible.

Si bien la investigación respecto a los fenómenos asociados a la operación en ciclaje por parte de las unidades térmicas de generación dada la inyección de energía variable en los sistemas eléctricos de potencia datan desde hace más de dos décadas, la mayoría de los

sistemas eléctricos a nivel mundial siguen inyectando ERNC sin tomar en consideración los costos y repercusiones que esto tiene para el resto de parque generador.

El presente estudio pretende explorar y cuantificar objetivamente de manera cualitativa y cuantitativa los efectos asociados a la operación en ciclaje de las unidades térmicas debido a la inyección de ERNC en el sector eléctrico chileno, dado el contexto actual y futuro del sector, de modo proporcionar información trascendental para todos los agentes del sector al momento de planificar, operar e invertir de manera óptima y eficiente en el sistema eléctrico chileno.

## **1.2. Alcances**

Los alcances definidos corresponden a:

- Simular la operación del sistema eléctrico chileno frente a distintos escenarios de penetración de ERNC variables en función de obtener resultados de la operación de la totalidad del parque generador con el fin de contrastar los resultados para los distintos escenarios y analizar la existencia de operación en ciclaje por parte de las unidades térmicas de generación dada la penetración de ERNC en el sistema y sus efectos asociados. Definir y explorar cuales son las variables que afectan la operación en ciclaje y que pudiesen disminuir los efectos asociados, tales como: energía hidroeléctrica, interconexión de sistemas, etc. Finalmente, se busca analizar el efecto directo que posee la energía solar FV sobre los costos variables no combustibles (CVNC) y los costos asociados a mantenimientos.

## **1.3. Objetivos generales**

Los objetivos generales definidos corresponden a:

- Demostrar que la inyección de ERNC de carácter variable en el sistema eléctrico chileno, en particular en el sistema interconectado central (SIC), en el sistema interconectado del norte grande (SING) y en la futura interconexión SIC-SING (para el cumplimiento de la cuota de ERNC impuesta para 2025) traen consigo efectos asociados a la operación en ciclaje como la necesidad de realización de ciclos de encendido/apagado y seguimientos de carga por parte del resto del parque generador, lo cual implica costos asociados que no han sido considerados por los distintos agentes participantes del sector.
- Explorar aquellas variables que pudiesen disminuir los efectos de la inyección de energía variable en el sistema eléctrico chileno tales como: energía hidroeléctrica, interconexión de sistemas, entre otras.
- Levantar y generar información de carácter relevante para todos los participantes en el sector energético nacional, desde la comunidad científica hasta los agentes públicos

y privados, capaz de permitir una inyección óptima de energía solar fotovoltaica en el sistema eléctrico chileno en función del contexto actual y su planificación futura.

#### **1.4.Objetivos específicos**

Los objetivos específicos definidos para el presente estudio corresponden a:

- Cuantificar los efectos asociados a la operación en ciclaje debido a la inyección de ERNC en el sistema eléctrico chileno, sus repercusiones sobre los costos de mantenimientos de las unidades, sobre los CVNC y sobre la operación general de las unidades térmicas de generación.
- Proponer soluciones para afrontar y/o disminuir los efectos asociados a la operación en ciclaje de las unidades térmicas dada la inyección inminente de ERNC en el sistema con el fin de realizar esta inyección de manera óptima y eficiente en beneficio de todos los agentes del sector.

#### **1.5.Estructura general**

El presente estudio consta de 7 partes, en primer lugar considera un resumen ejecutivo a modo de presentar el estudio y sus resultados. En segundo lugar presenta una introducción a la problemática exponiendo alcances y objetivos del estudio. En tercer lugar presenta un capítulo denominado “estado del arte” cuyo objetivo corresponde a presentar el estado del arte a nivel mundial asociado al fenómeno a analizar. En cuarto lugar se presenta un capítulo dedicado a la explicación de la metodología a seguir en pro del desarrollo del presente estudio. En quinto lugar se presenta un apartado dedicado a la descripción del estudio el cual profundiza en materias asociadas al caso estudio particular desarrollado. En sexto lugar se presenta un capítulo asociado a presentar los resultados obtenidos para el caso estudio y la discusión de los resultados. En séptimo lugar se presentan las conclusiones obtenidas al finalizar el estudio y las propuestas de trabajo futuro para continuar con la línea de investigación. Finalmente, se adjuntan 3 Anexos: Anexo A que presenta las unidades consideradas en cada escenario de simulación y sus parámetros básicos, Anexo B que presenta un pequeño resumen de cada escenario y expone la participación por tecnología de generación y Anexo C el cual presenta algunos resultados anexos que pueden resultar de interés para el lector.

## 2. Estado del arte

---

El presente capítulo tiene por objetivo introducir al lector en el estado del arte que rodea actualmente el fenómeno a analizar, como el contexto global, el actual desarrollo de las ERNC en Chile y a lo largo del mundo, la operación en ciclaje, los estudios y avances que se han realizado al respecto, entre otros. Finalmente, explora las condiciones actuales del sistema eléctrico chileno para analizar el fenómeno en cuestión.

### 2.1. Contexto mundial

Es claro que, desde el origen de las sociedades modernas (revolución industrial, Siglo XVIII) hasta finales del siglo XX, el desarrollo de ciencia y tecnología en todo ámbito ha sido materializado sin mayor conciencia del perjuicio causado al medio ambiente. Durante los últimos años se han encontrado innumerables evidencias del daño sufrido por el planeta debido a estos casi dos siglos de desarrollo, como lo son: el derretimiento de los casquetes polares, cambio climático, niveles de contaminación, temperatura de los océanos, entre muchos otros. Por lo que durante los últimos años, el desarrollo de tecnología y ciencia ha tendido a apuntar cada vez más hacia un desarrollo sustentable y amigable con el medio ambiente. Esto se debe a la toma de conciencia, a nivel mundial, respecto a la necesidad de apuntar el desarrollo hacia un desempeño cada vez más amigable con el planeta de manera que los avances tecnológicos, junto con todo lo que estos implican, y el desarrollo de las sociedades modernas puedan coexistir de la mejor manera posible con el entorno procurando su preservación y conservación. Un ejemplo claro de esto es el protocolo de Kioto [1], el cual corresponde a un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero causantes del calentamiento global. Luego del protocolo de Kioto, las medidas tomadas en pro del desarrollo sustentable son innumerables y abarcan todos los campos del desarrollo.

Claramente, el sector energético mundial no puede quedar fuera de este ideal de desarrollo sustentable, debido principalmente a dos razones:

1 – El desarrollo económico de un país va de la mano con un aumento en el consumo energético, situación expuesta en la Figura 2.1. Si bien es posible observar que la relación entre el producto interno bruto (PIB) per cápita y el consumo energético per cápita no es lineal (a modo de ejemplo: es posible notar que el consumo energético per cápita de Estados Unidos es mucho mayor al de países con PIB per cápita superior como Suiza). Es posible observar que los países con altos niveles de desarrollo (PIB per cápita altos), como por ejemplo: Estados Unidos, Suiza e Irlanda poseen consumos energéticos per cápita considerablemente mayores que los países en vías de desarrollo (PIB per cápita bajos), como Bolivia y Perú.



Si bien la relación observada entre PIB per cápita y consumo energético per cápita no es lineal, esto se debe exclusivamente a las medidas de eficiencia energética adoptadas por cada país. Los países en vías de desarrollo, como Chile, pueden optar a un desarrollo económico energéticamente eficiente (apuntando hacia los niveles de países como Irlanda y Suiza) o de manera energéticamente ineficiente (apuntando hacia los niveles de países como Estados Unidos). Si bien el crecimiento económico se puede realizar de manera energéticamente eficiente o ineficiente, el crecimiento del consumo energético per cápita es prácticamente inevitable si lo que se persigue es un crecimiento económico.

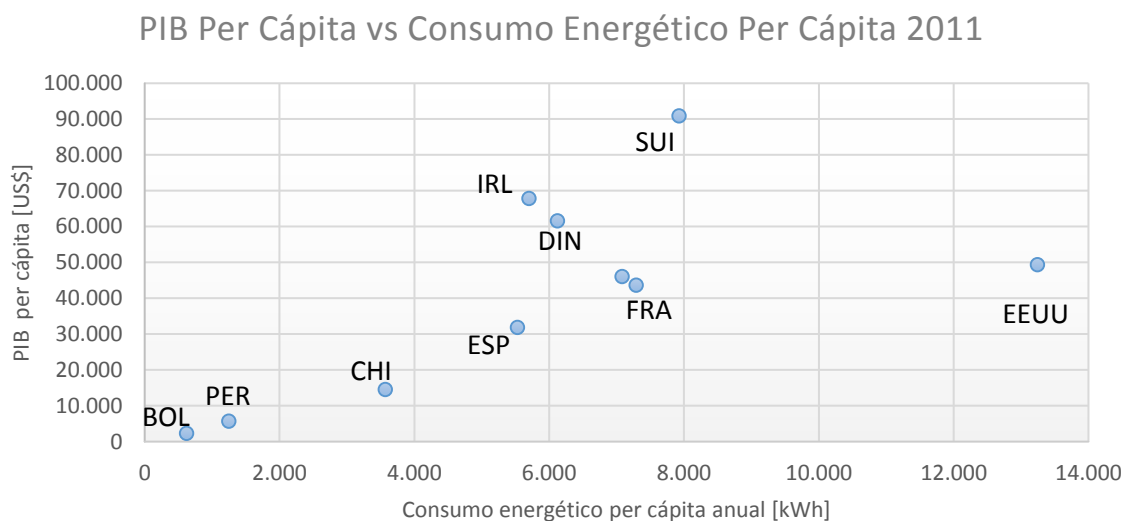


Figura 2.1: PIB per cápita vs Consumo energético per cápita. Elaboración propia, fuente: Banco mundial [2].

En la Figura 2.2 es posible observar el crecimiento del consumo de energía a nivel mundial durante los últimos años. En particular, es posible notar que entre 1985 a 2013 el consumo energético mundial presenta un aumento anual promedio del 3 %.

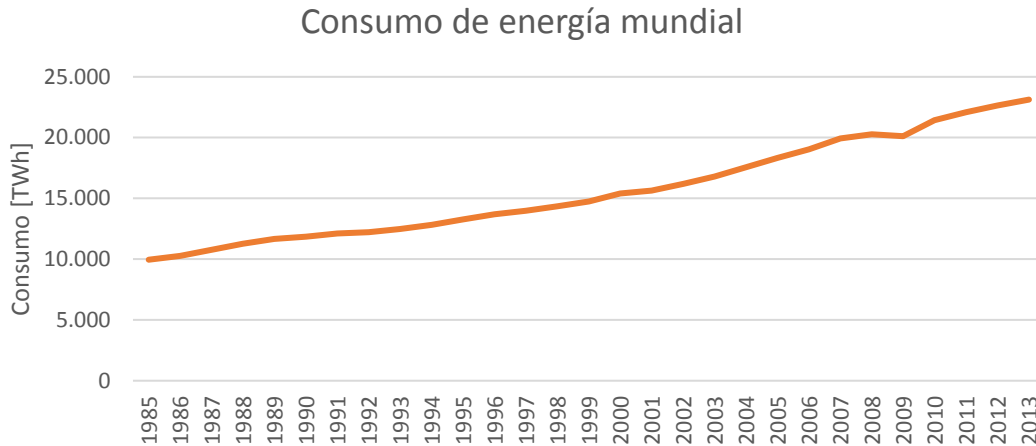


Figura 2.2: Consumo energético mundial 1985 - 2013 [TWh]. Elaboración propia, fuente: Base de datos BP [3]

2 – En la actualidad, la mayor parte de la energía eléctrica producida a nivel mundial proviene de combustibles fósiles no renovables, como el carbón, gas natural y petróleo. Dado esto, se tiene que la producción de energía eléctrica a nivel global es producida mayoritariamente por tecnologías térmicas altamente contaminantes. En la Figura 2.3 es posible observar que las tecnologías de generación de energía eléctrica predominantes en el mundo corresponden al petróleo con un 32,8 % del total, carbón con un 30% y gas natural un 23,7%, lo que implica que el 85,6% del total de la energía consumida a nivel mundial proviene de tecnologías térmicas en base a combustibles fósiles no renovables y altamente contaminantes.

### Consumo energético mundial por tecnología de procedencia

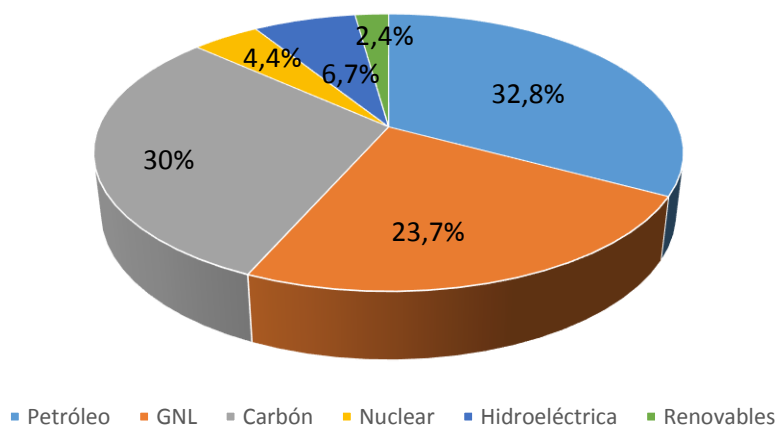


Figura 2.3: Consumo energético mundial por tecnología de procedencia 2013. Elaboración propia, fuente: Base de datos BP [3]

Dada la creciente necesidad energética global (Figura 2.2) y a la manera en la que se produce la energía eléctrica a nivel mundial (Figura 2.3), 85,6% en base a combustibles fósiles, es de esperar que las emisiones globales de gases contaminantes del sector eléctrico, como por ejemplo: CO<sub>2</sub>, hayan aumentado durante los últimos años. Este fenómeno se observa en la Figura 2.4, donde es posible notar que las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico han aumentado en promedio un 2% anualmente desde 1985 hasta 2013.

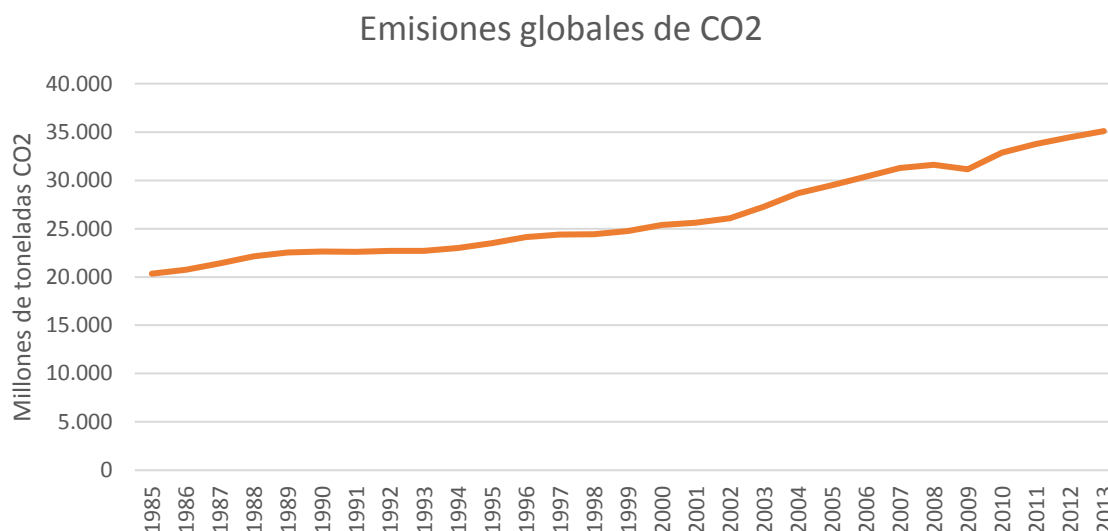


Figura 2.4: Emisiones globales de CO<sub>2</sub> (Sector eléctrico). Elaboración propia, fuente: Base de datos BP [3]

Debido a lo expuesto anteriormente, durante los últimos años los esfuerzos del sector energético mundial se han volcado hacia el desarrollo de las ERNC.

## 2.2.ERNC en el mundo

Las ERNC corresponden a tecnologías de generación de energía eléctrica en base a recursos naturales renovables tales como: sol, viento, calor al interior de la tierra (geotermia), movimiento de los océanos (mareomotriz), desechos de procesos productivos (biomasa), agua (pequeños sistemas hidráulicos de pasada), entre otros. Dadas las fuentes primarias que utilizan las ERNC para la producción de energía, se tiene que éstas producen un daño al medio ambiente considerablemente menor que el que producen las tecnologías convencionales de generación. Prueba de este creciente interés desarrollado por el sector energético mundial en pro de las ERNC son las innumerables medidas tomadas en distintos sistemas con el fin de fomentar este tipo de generación de energía, como por ejemplo:

- Las metas impuestas por sector eléctrico alemán con su política energética (conocida como *Energiewende* [4]), en la cual se propone aumentar paulatinamente la penetración de ERNC a la matriz (alcanzando incluso el 80% de penetración para

2050), disminuyendo así las tecnologías convencionales y erradicando la energía nuclear del sistema.

- Los subsidios entregados durante la última década por el gobierno español a las ERNC, principalmente a la energía eólica y solar FV [5].
- Las tarifas especiales entregadas durante los 90s para los productores de energía con fuentes renovables por el gobierno danés y su posterior cambio a sistema de cuotas [5].
- El sistema de tarifas especiales implementado en Argentina y Ecuador [5].
- Las metas impuestas por el gobierno chileno para la penetración de ERNC en la matriz.
- Entre muchos otros.

Como es posible observar en la Figura 2.3, el desarrollo de las ERNC a nivel mundial aún no alcanza grandes niveles de penetración en los parques generadores, para 2013 las ERNC apenas alcanzan el 2,4% de la generación de energía eléctrica mundial. Sin embargo, debido a la toma de conciencia a nivel global sobre los beneficios de migrar el parque generacional desde un parque de carácter térmico a un parque de carácter más renovable y a los descensos en los costos de estas tecnologías durante los últimos años (principalmente eólica y solar FV), se proyecta que la penetración de ERNC en la matriz energética global debiese aumentar considerablemente en el corto y mediano plazo.

Si bien los tipos de ERNC son varios, en la actualidad las ERNC más utilizadas en el mundo son la energía eólica y la energía solar FV, esto se debe al gran potencial existente a nivel global de su recurso primario (viento y sol respectivamente) y al importante descenso en los costos que han experimentado durante los últimos años ambas tecnologías de generación. Como es posible observar en la Figura 2.5, la capacidad instalada a nivel mundial de energía solar FV y energía eólica ha presentado un aumento considerable alcanzando un aumento promedio entre 2009 y 2013 de 58% y 23% respectivamente. Finalmente, es posible observar que la capacidad instalada a nivel mundial para 2013 de energía solar FV alcanza los 139.367 [MW] mientras que la capacidad instalada a nivel mundial para 2013 de energía eólica alcanza los 319.907 [MW].

### Capacidad instalada en el mundo E. Solar y E. Eólica 2000-2013

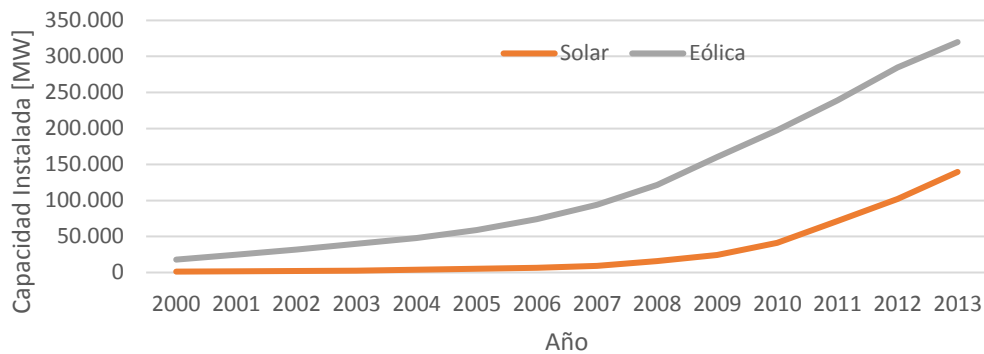


Figura 2.5: Capacidad instalada en el mundo E. Solar y E. Eólica 2000-2013. Elaboración propia, fuente: Base de datos BP [3]

En la figura 2.6, es posible observar la influencia de la energía solar FV y la energía eólica dentro de la energía consumida en 2013 proveniente de fuentes renovables no convencionales. Es posible notar que el 50,89% de la energía renovable consumida en el mundo durante 2013 proviene de energía eólica mientras que el 10,11% proviene de energía solar FV.

### Influencia de E. Solar FV y E. Eólica en consumo de ERNC por fuente primaria 2013.

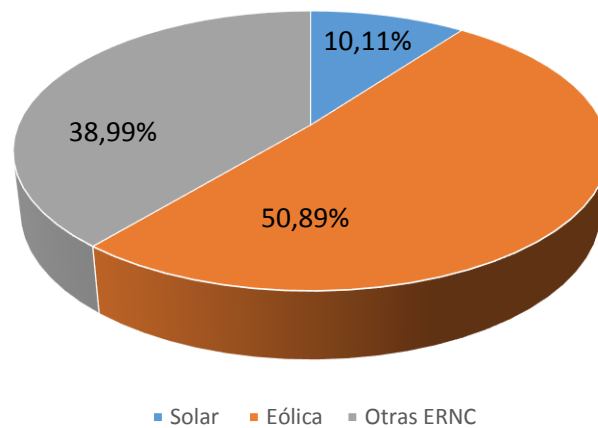


Figura 2.6: influencia de E. Solar FV y E. Eólica en consumo de ERNC por fuente primaria de producción. Elaboración propia, fuente: Base de datos BP [3]

## 2.3.ERNC en Chile

Como se menciona anteriormente las ERNC corresponden a aquellas tecnologías de generación de energía eléctrica en base a recursos naturales renovables, tales como: solar FV, eólica, biomasa, geotermia, mareomotriz, agua (para centrales < 20 [MW] según la regulación chilena [6]) y cogeneración.

- Marco Legal:
  - Ley N° 20.257 (Año 2008):

Establece las cuotas obligatorias mínimas de generación en base a ERNC para los retiros que efectúen empresas eléctricas que comercializan con distribuidoras o clientes finales. Estas cuotas obligatorias solo aplican a sistemas eléctricos cuya capacidad sea superior a 200 [MW] (SIC y SING). Las obligaciones establecidas por la presente ley aplican para aquellos contratos realizados después del 31 de Agosto de 2007, aquellos que fueron celebrados antes debiesen caducar antes de 2020 por lo que las renovaciones de éstos quedarán suscritos a esta ley.

La ley obliga a que el porcentaje de retiros de energía provenientes de ERNC, a 2024, sea igual al 10% del total, aumentando paulatinamente según los porcentajes expuestos en la Tabla 2.1.

La ley no establece la forma de implementar estos porcentajes de obligación, solamente se indica que serán los centros de despacho económico de carga de cada sistema eléctrico quienes velarán por el cumplimiento de la ley por parte de cada empresa.

Tabla 2.1: Porcentaje de obligación por año según Ley 20.257. Fuente: Ley 20.257 [7]

Año	% de obligación
2015	5,5
2016	6
2017	6,5
2018	7
2019	7,5
2020	8
2021	8,5
2022	9
2023	9,5
2024	10

- Ley 20.698 (Año 2013):  
Esta nueva ley aumenta las obligaciones de cuotas de ERNC para los retiros de energía. Por otra parte, esta ley establece nuevos cambios, ya no es total responsabilidad de las empresas eléctricas generar o adquirir obligatoriamente un porcentaje de ERNC, si no que el ministerio de energía será el encargado de licitar boques anuales de energía que deben ser suplidos con generación ERNC de acuerdo a los porcentajes impuestos para cada año (Tabla 2.2).

Tabla 2.2: Porcentaje de obligación por año según Ley 20.698. Fuente: Ley 20.698 [8]

<b>Año</b>	<b>% de obligación</b>
<b>2015</b>	7
<b>2016</b>	8
<b>2017</b>	9
<b>2018</b>	10
<b>2019</b>	11
<b>2020</b>	12
<b>2021</b>	13,5
<b>2022</b>	15
<b>2023</b>	16,5
<b>2024</b>	18
<b>2025</b>	20

Por lo tanto, es posible observar que, según el marco legal que rige el sector eléctrico chileno, el porcentaje de inyección de ERNC en la matriz debiese alcanzar un 20% del total para 2025. Esto implica que una gran inyección de ERNC al sistema es inminente durante al menos los próximos 10 años.

Al 31 de Diciembre de 2014, la capacidad instalada de ERNC en el sistema eléctrico chileno alcanza los 2.097 [MW], repartidos por tecnología de generación como se indica en la Figura 2.7. Es posible observar que las tecnologías de ERNC predominantes en Chile hasta el momento corresponden a la energía eólica y a la biomasa.

### Participación ERNC por tecnología sistema eléctrico chileno al 31/12/2014

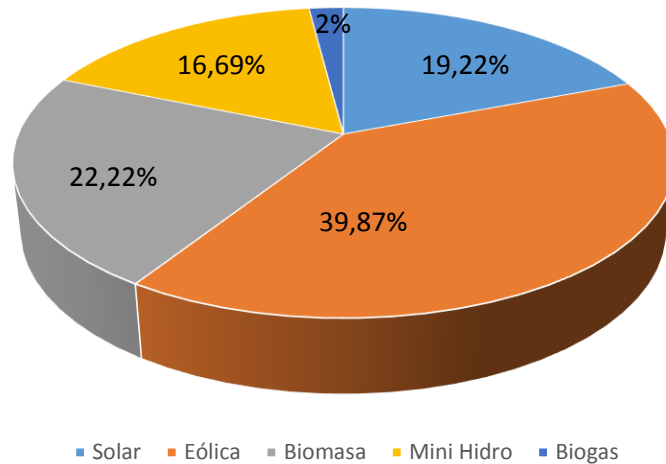


Figura 2.7: Participación ERNC por tecnología sistema eléctrico chileno (31/12/2014). Elaboración propia, fuente: CER [9].

Sin embargo, si bien hasta el momento las ERNC predominantes en el sistema eléctrico chileno corresponden a la biomasa y a la energía eólica (Figura 2.7), debido a la disminución de costos de la tecnología solar FV en los últimos años y a la existencia del lugar con mayor potencial solar del mundo en el país, desierto de Atacama (además de un gran potencial existente a lo largo de todo el norte del país), se proyecta una fuerte inyección de energía solar FV al sistema eléctrico chileno. Dado esto, se espera que la meta de inyección de ERNC a la matriz, impuesta por la ley 20.698, se alcance en su mayoría con energía solar FV y energía eólica. Es posible observar este efecto en la Figura 2.8, donde se presenta el estado de los proyectos de ERNC en el país. Para observar de mejor manera este fenómeno se presentan los datos exactos en la Tabla 2.3.



## Estado de proyectos ERNC sistema eléctrico chileno al 31/12/2014

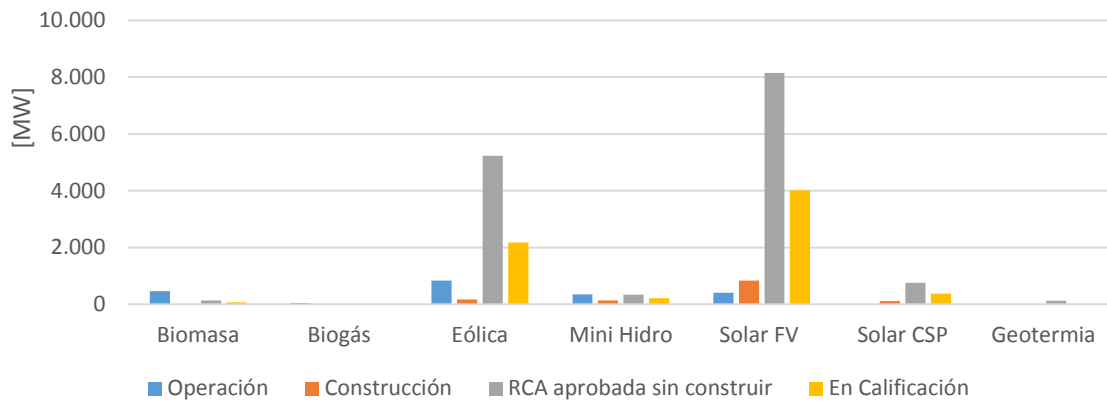


Figura 2.8: Estado de proyectos ERNC, sistema eléctrico chileno a 31/12/2014. Elaboración propia, fuente: CER [9]

Tabla 2.3: Estado proyectos ERNC sistema eléctrico chileno al 31/12/2014. Fuente: CER [9]

	<b>Biomasa</b> [MW]	<b>Biogás</b> [MW]	<b>Eólica</b> [MW]	<b>Mini Hidro</b> [MW]	<b>Solar FV</b> [MW]	<b>Solar CSP<sup>1</sup></b> [MW]	<b>Geotermia</b> [MW]
<b>Operación</b>	466	43	836	350	402	0	0
<b>Construcción</b>	0	0	165	134	833	110	0
<b>RCA<sup>2</sup> aprobada sin construir</b>	134	1	5.225	337	8.149	760	120
<b>En calificación</b>	69	8	2.179	215	4.008	370	0

Al observar la Tabla 2.3 en detalle es posible notar que:

- No existen proyectos de Biomasa en construcción, solo existen con RCA aprobada sin construir y en calificación, sin embargo, la magnitud de estos nuevos proyectos no permite visualizar en el corto plazo a la Biomasa como la segunda ERNC con más presencia en el sistema eléctrico chileno, como lo es hasta ahora.

<sup>1</sup> Energía solar CSP (del inglés *Concentrated Solar Power*): es un tipo de energía solar térmica que utiliza espejos o lentes para concentrar una gran cantidad de calor en un punto para luego utilizar este calor en como vapor y generar energía eléctrica.

<sup>2</sup> RCA: Resolución de Calidad Ambiental.

- Los proyectos de energía solar FV en construcción alcanzan casi la totalidad de la capacidad de energía eólica instalada actualmente en el país. Este fenómeno demuestra la fuerte inyección de energía solar FV que se prevé al corto plazo en el sistema producto de los fenómenos explicados con anterioridad. Esto se puede observar también en los proyectos con RCA aprobada sin construir y en los proyectos en calificación.
- Si bien en la actualidad la ERNC preponderante en el sistema eléctrico chileno corresponde a la energía eólica, es posible notar que existe una desaceleración en la construcción de proyectos de este tipo. Es más, es posible notar también que en cuanto a proyectos en construcción, proyectos con RCA aprobada sin construir y proyectos en calificación la ERNC preponderante es la energía solar FV.
- En base a lo observado en la Tabla 2.3, se puede inferir que las ERNC preponderantes para el cumplimiento de las cuotas de ERNC impuestas por la ley 20.698 corresponden en primer lugar a la energía solar FV y en segundo lugar a la energía eólica.
- Biogás y Geotermia por diferentes razones constituyen dos tipos de ERNC que no han sido desarrolladas fuertemente en el país.
- La proyección de pequeñas centrales hidráulicas como ERNC no es fuerte en el sistema eléctrico chileno.
- El sistema eléctrico chileno está realizando sus primeras incursiones en la tecnología solar CSP. En la actualidad se encuentra en construcción Cerro Dominador, la primera planta de tecnología solar CSP existente en el país.

En conclusión, el sistema eléctrico chileno se ve enfrentado en la actualidad, dado el marco legal que lo rige, a la creciente necesidad de inyección de ERNC a la matriz. Principalmente se esperan inyecciones provenientes de tecnología solar FV y eólica dada la existencia del recurso primario (sol y viento respectivamente) y a la disminución de costos que han tenido ambas tecnologías en los últimos años.

Finalmente, es necesario notar que si bien la inyección de grandes bloques de ERNC en la matriz implica avances en cuanto al desarrollo sustentable del sector energético y de las economías en su totalidad, la inyección de ERNC no está exenta de complicaciones, esto se debe a la variabilidad que algunas de estas tecnologías presentan en su recurso primario, lo que repercute directamente en la operación del resto del sistema.

## **2.4. Variabilidad en las ERNC**

Existen algunos tipos de ERNC que poseen poca variación en su generación, como la energía geotérmica, la cual puede alcanzar factores de planta de hasta 97-98%. Sin embargo, las más utilizadas como la energía eólica y la energía solar FV poseen gran variación en su

inyección de energía, lo que les da el carácter de energía variable, lo que implica dos fenómenos por separado: variabilidad no controlable e imprevisibilidad parcial.

Debido a la creciente inyección de ERNC, actual y proyectada a nivel global, es necesario realizar un análisis exhaustivo acerca de los efectos que la variabilidad en la inyección de energía que estas tecnologías presentan pueda provocar sobre los sistemas eléctricos de potencia. Una fuerte presencia de ERNC variables en el sistema puede cambiar en el futuro la planificación, control y operación de los sistemas eléctricos [10].

La producción de energía eólica es proporcional a la velocidad del viento al cubo, por lo tanto pequeñas variaciones en la velocidad del viento implican grandes variaciones en la energía producida. Es posible observar el fenómeno de variabilidad no controlable en la energía eólica debido a que si se producen variaciones en la velocidad de viento no es posible controlar la energía producida por la turbina eólica por lo tanto las variaciones en la velocidad del viento producen variaciones en la energía generada que no son controlables. Por otra parte, en la energía eólica es posible observar también el fenómeno de imprevisibilidad parcial debido a que la velocidad del viento es una variable meteorológica que no es posible predecir con exactitud en todo momento. En particular, el error para predicciones con 1 o 2 horas de antelación puede ser del 5 -7 %, mientras que el error para predicciones realizadas con 1 día de anticipación puede alcanzar hasta el 20% [10]. La variabilidad de la energía eólica decrece con el crecimiento espacial de las plantas eólicas, es decir, mientras más turbinas se tengan en el mismo lugar, menor será la variabilidad en la producción energética de la planta completa.

En la Figura 2.9 se presenta la operación real de la central eólica El Arrayán durante el día lunes 4 de mayo de 2015. La central eólica El Arrayán se ubica en las costas de la IV región de Coquimbo, cuenta con 50 aerogeneradores y una capacidad instalada de 115 [MW]. Es posible notar que la energía entregada por la central varía constantemente a lo largo del día, alcanzando un mínimo de 5,1 [MWh] a las 11 horas y un máximo de 66,5 [MWh] a las 20 horas.

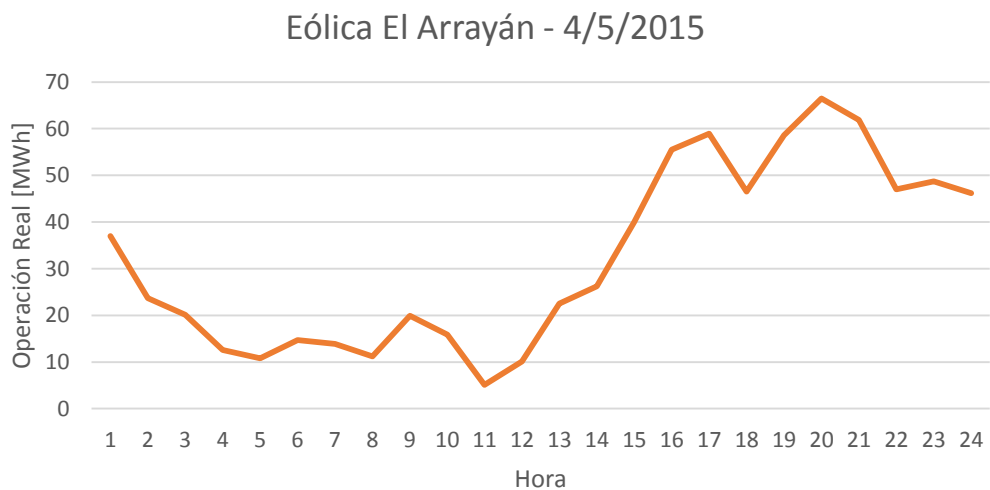


Figura 2.9: Operación real central eólica El Arrayán. Elaboración propia, fuente: CDEC-SIC [11]

La energía solar FV se caracteriza por un patrón diurno y estacional, alcanzando su máximo durante los días de verano. Dado el patrón diurno que ésta presenta se tiene que, por lo general, la energía solar FV está correlacionada con las horas de mayor demanda de la mayoría de los sistemas eléctricos. La producción de energía solar FV está directamente relacionada a la presencia de radiación solar, es por esto que al día las plantas solares FV presentan dos grandes variaciones, salida y puesta de sol. Por otra parte, debido a la falta de inercia por parte de los paneles FV y el impacto de las nubes sobre la producción de energía es posible observar cambios rápidos en la energía producida por las plantas solares FV. Así como la energía eólica la variabilidad de la energía solar FV también decrece con el crecimiento espacial de las plantas. Comparada a la energía eólica, la energía solar FV generalmente es más predecible debido a que los errores de predicción son menores en los días claros y a que la aparición y dirección de las nubes constituye una variable meteorológica que es posible medir con mayor exactitud que la velocidad del viento [10].

En la Figura 2.10 se presenta la operación real de la central solar FV Llano de Llampos durante el día lunes 4 de mayo de 2015. La central solar FV Llano de Llampos cuenta con más de 310.000 módulos solares fotovoltaicos y una capacidad instalada de 100 [MW]. Es posible observar que la energía entregada por la central posee una gran variabilidad, desde los 0 [MWh] en las horas en que no hay sol hasta los 68,9 [MWh] a las 17 horas. También es posible notar que durante las horas de luz existen fluctuaciones menores las cuales son provocadas por las nubes existentes en el lugar.

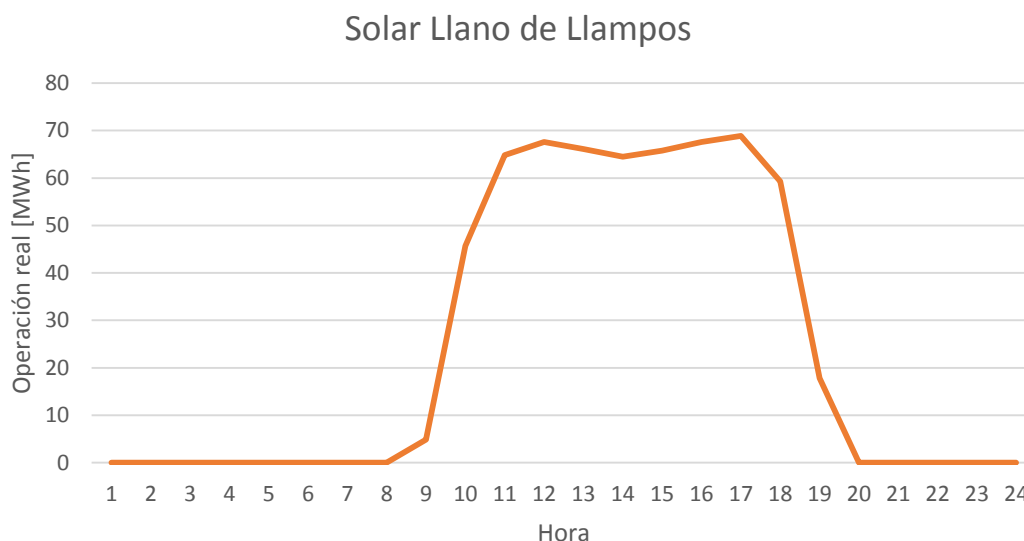


Figura 2.10: Operación real central eólica El Arrayán. Elaboración propia, fuente: CDEC-SIC [11]

Desde un punto de vista de confiabilidad y seguridad en los sistemas eléctricos de potencia, diferentes ventanas de tiempo son consideradas: ventana de segundos a minutos en donde la confiabilidad del sistema depende de equipos automáticos y sistemas de control, ventana de minutos a una semana en donde la confiabilidad depende de los operadores quienes pueden manejar herramientas como el despacho, ventana de semanas en donde la

confiabilidad se maneja mediante la planificación del sistema. La inyección de energía variable en el sistema puede afectar considerablemente las decisiones que se puedan tomar en cualquiera de las ventanas de tiempo asociadas a confiabilidad, esto se debe a la inyección de energía variable no controlable e impredecible en sistemas eléctricos los cuales deben realizar balance entre generación y demanda en todo momento.

Desde el punto de vista del despacho económico, las ERNC poseen costos variables de producción considerablemente más bajos que el resto de las tecnologías, en particular que las tecnologías térmicas (las cuales suelen ser de las más caras de los sistemas). Este bajo costo variable implica que la energía solar y la energía eólica serán despachadas en todo momento en que éstas se encuentren disponibles. A primera vista, es posible observar que claramente los costos de producción totales del sistema debiesen bajar, debido a que el ingreso de las ERNC en el despacho desplaza a centrales térmicas con costos variables de producción considerablemente más altos. Sin embargo, es necesario no perder de vista los efectos secundarios que ésta inyección trae consigo al sistema completo y al resto del parque generador.

Debido a la inyección de energía variable muchas centrales pequeñas de costos variables altos deben salir del despacho, lo que implica ciclos de encendidos y apagados más largos y en mayor cantidad a lo largo del tiempo, lo cual trae consigo costos asociados para éste tipo de centrales. Un ejemplo claro de este fenómeno es el que se produce entre las centrales en base a petróleo o gas y la energía eólica. Durante la noche las velocidades del viento son elevadas, mientras que la demanda es baja, si el sistema posee una penetración importante de energía eólica la demanda puede ser suplida en su gran mayoría por energía eólica desplazando del despacho a tecnologías caras como lo son el petróleo y el gas. Esto implica que las máquinas más caras de ese sistema deberán apagarse durante la noche y volver a prenderse durante el día cuando la demanda vuelve a crecer. Este efecto produce un considerable aumento en los ciclos de encendido y apagado de éstas máquinas térmicas, lo que finalmente repercute en mayores costos de mantención, mayor número de mantenimientos y salidas forzadas de las máquinas. El mismo efecto puede verse repetido durante el día en sistemas que poseen alta penetración de energía solar FV. Por otra parte, la inyección de energía variable en el sistema induce a las máquinas térmicas a realizar seguimientos de carga cada vez más profundos y extensos, lo cual también repercute en mayores costos de mantención y número de mantenimientos.

Todos estos efectos deben ser considerados en la planificación del sistema en orden de acomodar la inyección de energía variable. Decisiones como incrementar la flexibilidad del sistema mediante una mejor utilización de los sistemas de transmisión entre áreas vecinas, utilización de almacenamiento de energía tales como *pump storage*<sup>3</sup> y baterías térmicas para sistemas de energía solar CSP, cambios en el parque generacional (sistemas con grandes inyecciones de energía hidráulica o nuclear se ven menos afectados), planificación de mantenimientos de las máquinas térmicas, reconocimiento y remuneración de un servicio de

---

<sup>3</sup> *Pump Storage*: Sistema de almacenamiento de energía en base a agua. Cuando los costos marginales de sistema son bajos se sube agua en bombas a un embalse en altura para su posterior venta cuando los costos marginales del sistema sean superiores. Esta tecnología puede ser utilizada para aplacar la variabilidad de las ERNC.

operación flexible por parte de la unidad, entre muchas otras pueden contribuir a aplacar los efectos causados por la inyección de energía variable en el sistema.

## 2.5. Ciclaje

Debido a la proyección de la inyección de ERNC, principalmente solar FV y eólica, en los sistemas eléctricos a lo largo del mundo durante las próximas décadas se hace necesario el estudio de los efectos que la inyección de grandes bloques de energía variable produce en los sistemas eléctricos. Si bien hasta ahora diferentes países han adoptado medidas en pro de facilitar la inyección de ERNC en los sistemas eléctricos las consideraciones sobre el efecto que éstas tienen sobre los sistemas y sobre el resto del parque generador existente no han sido completamente tomadas en consideración. Grandes penetraciones de energía variable, tales como: eólica y solar FV, impactan la operación del resto de las tecnologías de generación existentes en el sistema, en particular a las unidades de generación de carácter térmico. Esto se debe a principalmente a tres fenómenos: en primer lugar los costos asociados a sistemas de almacenamiento de energía de gran escala son elevados y en la actualidad, económicamente infactibles. En segundo lugar, el carácter de energía variable que poseen estas tecnologías dada su estrecha relación con la existencia e intensidad del recurso. En tercer lugar, este tipo de tecnologías poseen bajos costos variables en comparación al resto del parque generador lo que implica que desplazan a la unidad marginal del despacho por orden de mérito. La suma de estos tres fenómenos provoca que las máquinas térmicas realicen seguimientos de carga de manera más frecuente, rápida y profunda, funcionen a niveles de mínimo técnico y/o a niveles menores de carga y finalmente, que realicen ciclos de encendido y apagado de manera más frecuente, el conjunto de estas formas de operación es conocido como operación en ciclaje o *cycling* [12].

La realización de ciclaje por parte de las unidades térmicas de generación repercute de manera directa en el ciclo térmico de la unidad, fatigando los componentes internos lo cual se traduce en mayores costos de mantenimiento y reparación, en mayores tasas de salida de las unidades y en una disminución del rendimiento a largo plazo y la vida útil de la unidad. Este desgaste es independiente para cada unidad y depende de múltiples factores tales como: diseño de la planta, operación, mantenimiento, historial de mantenimientos, tipo de tecnología, tipo de combustible, tamaño, entre otros [12].

Es posible definir tres tipos de partidas para una unidad térmica, como se puede observar en la Figura 2.11, en primer lugar la partida en caliente, que corresponde a que la máquina haya estado 12 horas o menos fuera de servicio, en segundo lugar la partida en tibio, que corresponde a que la máquina haya estado entre 12 y 72 horas fuera de servicio y finalmente, la partida en frío que corresponde a una salida de servicio superior a 72 horas. Estas partidas representan altos costos para las unidades térmicas entre los cuales se pueden distinguir: gastos de mantenimiento y capital, impactos operacionales sobre el *heat rate*<sup>4</sup>,

---

<sup>4</sup> *Heat rate*: corresponde al monto de energía requerido por una unidad de generación de energía eléctrica para generar 1 [kWh] de electricidad.

costos asociados a servicios auxiliares de partida tanto de poder como químicos y combustible de partida [13].

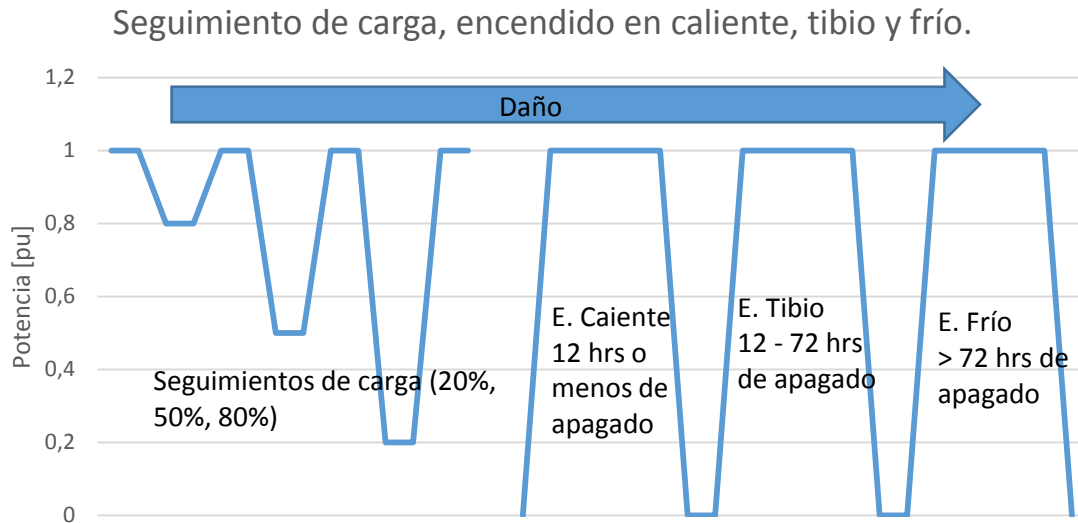


Figura 2.11: Seguimiento de carga, encendido en caliente, tibio y frío. Elaboración propia, fuente: Intertek [13]

Según [12], una aproximación de los costos asociados al fenómeno de ciclaje corresponde a la suma de los costos mencionados a continuación:

- Costos asociados a encendidos en frío.
- Costos asociados a encendidos en tibio.
- Costos asociados a encendidos en caliente.
- Operación variable y mantenimiento.
- Aumento de la tasa equivalente de salidas forzadas debido a encendidos en frío.
- Aumento de la tasa equivalente de salidas forzadas debido a encendidos en tibio.
- Aumento de la tasa equivalente de salidas forzadas debido a encendidos en caliente.
- Degradación del *heat rate* a largo plazo.
- Costos asociados a seguimientos de carga.

Mientras que, nuevamente según [12], una aproximación a los costos involucrados en los costos de los distintos tipos de encendidos corresponde a:

- Costos de mantenimiento y capital.
- Impactos operacionales sobre el *heat rate*.
- Combustible de partida.
- Energía auxiliar de partida.

La realización de ciclaje por parte de las unidades térmicas de generación repercute en el ciclo térmico de las unidades, los componentes tienden a fatigarse lo cual finalmente, se traduce en mayores costos de capital, mantenimiento, reparación y mayores tasas de salidas, tanto forzadas como programadas. Este desgaste y sus costos asociados son independientes para cada unidad, y según 2012 [12], dependen de factores únicos de cada unidad como:

- Historial de mantenimientos.
- Diseño de equipo y manufactura.
- Antigüedad de la tecnología.
- Diseño de la turbina.
- Presión de trabajo de la turbina.
- Tipo de combustible.
- Calidad y desviación por sobre las especificaciones de diseño del combustible.
- Capacidad en [MW] de la máquina.
- Edad de la máquina.
- Configuración de la planta, economías de escala.
- Tiempo entre salidas.
- Entre otros.

Por lo que un análisis cuantitativo de los efectos del ciclaje en un sistema constituye una tarea difícil de conseguir debido al carácter privado que posee la información asociada y a la imposibilidad de la generalización de los resultados dado que el efecto y sus costos asociados serán distintos para cada unidad existente en el sistema.

En la literatura, existen diversas maneras de afrontar y cuantificar la problemática, existen varias maneras de analizar el fenómeno de ciclaje. En algunos trabajos se utiliza el factor EHS (del inglés *Equivalent Hot Starts*) [14], el cual entrega de cierta manera una medición de la intensidad del ciclaje realizado por la unidad térmica realizando un equivalente de partidas en caliente. Es posible encontrar también el factor EOH (del inglés *Equivalent Operation Hours*) el cual realiza una estimación de las horas de operación equivalentes dada la operación en ciclaje [14]. Por otra parte, existe otro indicador denominado también EHS (del inglés *Equivalent Hours per Start*) [15]. Estos tres factores son utilizados por algunos expertos y empresarios para cuantificar los efectos de la operación en ciclaje de una unidad con el fin de poder determinar las salidas de mantenimiento, los programas de mantenimientos futuros y las inspecciones de las unidades térmicas. El indicador más utilizado en la actualidad es el parámetro conocido en la literatura como EOH, de ahora en adelante HEO (del español Horas Equivalentes de Operación). Finalmente, existe otra manera de analizar el fenómeno, esta es la utilizada por la multinacional GE (*General Electric*) la cual consiste en evaluar por separado ambos factores (horas de operación y partidas) debido a que se considera que sus efectos no son aditivos [15]. En la Figura 2.12 es posible observar una curva que explica el punto de vista de GE quien como fabricante de equipos expresa su postura con respecto a cuándo deben ser realizadas las inspecciones a las máquinas y además en la Figura 2.12 también se expone la postura de su competencia (basado en el indicador EHS *Equivalent Hours per Start* comparando ambos puntos de vista). Hasta el momento no existe un consenso global respecto a cómo analizar la problemática, ni qué



factor considerar de manera inequívoca para determinar las salidas programadas, esquema de mantenimientos e inspecciones de las unidades por parte de los operadores en función de una disminución de los costos asociados a ciclaje.

Un entendimiento tanto cualitativo como cuantitativo de los fenómenos asociados a ciclaje permite a los actores del sector eléctrico tener la capacidad de reaccionar frente a esta situación, a modo de ejemplo, permite planificar de manera adecuada las mantenciones, reparaciones e inspecciones de los equipos con el fin de optimizar la disponibilidad de la central, su funcionamiento y los costos asociados.

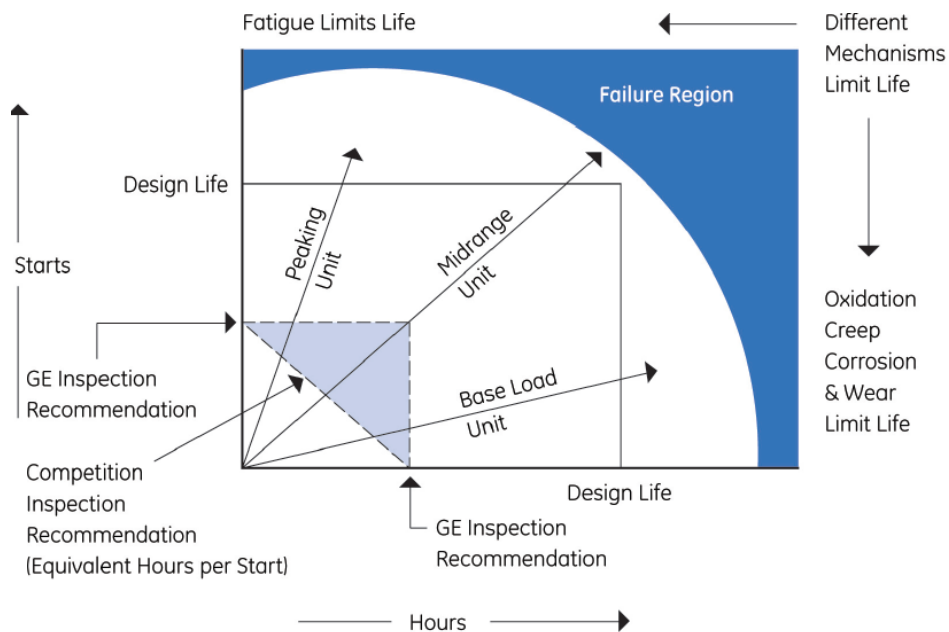


Figura 2.12: Contraste entre parámetro EHS y visión de GE para análisis de efecto de ciclaje y recomendaciones de inspección de las unidades. Fuente: GE [15]

## 2.6. Ciclaje en el mundo

Si bien el fenómeno de ciclaje por parte de las unidades térmicas de generación es relativamente nuevo en los sistemas eléctricos a nivel mundial, el fenómeno de ciclaje propiamente tal ha sido estudiado desde hace más de cuatro décadas desde el punto de vista de la ingeniería mecánica de las máquinas térmicas y sus componentes.

Debido al creciente interés durante los últimos años en las ERNC, tanto de la industria como de la academia, es posible encontrar mayor cantidad de estudios asociados al fenómeno en sistemas eléctricos y en las unidades térmicas de generación. En [16], se expresa que el verdadero costo de ciclaje de las unidades térmicas diseñadas para operación no variable es mayor al que los actores del sector han estimado, este costo debe ser realmente estudiado por parte de los dueños y operadores de las unidades térmicas con el fin de operar las unidades

de manera óptima. Se estima que, en base a operación pasada y a estimaciones de los efectos asociados a ciclaje, un manejo óptimo del fenómeno puede traducirse en ahorros de entre 10 y 200 millones de dólares en costos, vida útil y confiabilidad para operadores de una unidad típica de carbón de 600 [MW].

Según [17], en un reporte preparado para *Electric Power Research Institute* (EPRI), la operación en ciclaje se está transformando en la forma de operar más común por parte de las unidades térmicas de generación lo que repercute en un aumento de los riesgos y costos de la planta propiamente tal y de la función comercial en todos los aspectos: operación, mantenimiento, química e ingeniería. Según el reporte esto debe ser abordado sistemáticamente con el fin de producir un resultado comercial óptimo.

En [18], otro reporte preparado para EPRI, se estima que los costos de operación y mantenimiento anuales asociados a un encendido en frío son de 70.000 [USD], a un encendido en tibio de 4.100 [USD], a un encendido en caliente de 3.500 [USD] y a un seguimiento de carga del |60 %| alcanzan los 1.400 [USD] para una máquina de carbón de 1.000 [MW]. Además se realiza una estimación global de los costos asociados a un encendido en frío y a un encendido en caliente para distintas unidades en base a datos históricos, el cual varía según el tipo y tamaño de la máquina. Para un encendido en frío se estima que los costos anuales fluctúan entre 15.000 [USD] y 500.000 [USD] mientras que para un encendido en caliente fluctúan entre 4.000 [USD] y 90.000 [USD].

Según [12], en un estudio realizado en conjunto por el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) perteneciente al departamento de energía del gobierno de Estados Unidos y la compañía Intertek APTECH, el incremento de los ciclos de encendido y apagado, los seguimientos de carga y la operación a carga parcial de los generadores en base a combustibles fósiles tiene impactos en los costos y en el desempeño de las unidades. Los efectos más importantes están dados por los ciclos de encendido y apagado, principalmente encendidos en frío y las unidades más afectadas corresponden a las unidades pequeñas de carbón. En [18], otro estudio de la misma índole y preparado por los mismos organismos, se concluye que los estudios de expansión de transmisión de los sistemas eléctricos deberían incluir el ciclaje de las unidades térmicas de generación.

En [10] se estipula que los costos del impacto de la inyección a gran escala de energía eólica y energía solar FV en los sistemas eléctricos es inversamente proporcional a la cantidad de generación flexible existente en el parque generador, es decir, mientras más máquinas inflexibles (unidades térmicas antiguas) existan en el parque generador, mayores serán los costos asociados al fenómeno, mientras que a mayor cantidad de generación flexible estos serán menores.

En [19] se expone la importancia de la interconexión entre dos sistemas al momento de analizar los fenómenos de ciclaje, debido a que la posibilidad de exportar/importar energía de un sistema a otro, dada por la interconexión de ambos sistemas, repercute sobre la operación de las unidades. Por otra parte, se postula también que en orden de reducir los fenómenos asociados a operación en ciclaje es necesario tomar en consideración los costos asociados a este tipo de operación. En [20] es posible encontrar una demostración sencilla de lo expuesto en [19] mediante la adición de los costos asociados a ciclaje en los costos de partidas de las unidades térmicas de generación.

Tal como los estudios mencionados anteriormente, es posible encontrar una enorme cantidad de publicaciones asociadas a entender el fenómeno de operación en *cycling* (como es denominado en la literatura internacional) desde finales del siglo pasado, lo que demuestra el interés del sector eléctrico por entender y cuantificar de manera cuantitativa y cualitativa los efectos de este fenómeno dada la inyección creciente de ERNC inminente en los sistemas eléctricos a nivel mundial. Sin embargo, pese a los esfuerzos realizados por entender el fenómeno, la gran mayoría de los sistemas eléctricos a nivel mundial aún no han tomado medidas para aplacar la operación en ciclaje de las unidades térmicas y/o cubrir de alguna manera los costos adicionales provocados por la inyección de energía variable en el resto del parque generador.

## 2.7. Ciclaje en Chile

En Chile la promoción e inminente inyección creciente de ERNC no era una realidad hasta hace algunos años, por lo tanto no existe mucha investigación respecto al fenómeno. Sin embargo, durante el presente año el Centro de despacho económico de carga del sistema interconectado del norte grande (CDEC-SING) publicó el estudio “Efectos técnicos – económicos de la integración de energía eólica y solar en el SING: Escenario año 2017” [21], en el cual se realizan simulaciones de despacho para distintos escenarios de penetración de energía eólica y solar FV obteniendo los siguientes resultados:

- En base a los resultados obtenidos en las simulaciones de pre-despacho el costo medio de operación (entendido como el cociente entre el costo de operación y la energía total generada) disminuye entre un 12% y un 20% para los casos analizados respecto al caso sin ERNC. Si bien este resultado es esperable, debido al ingreso de bloques de energía de bajo costo, esta integración modifica el régimen de operación de las unidades convencionales aumentando principalmente el número de partidas/detenciones pudiendo incluso algunas unidades de ciclo combinado a gas natural tener una partida y detención diaria en los meses de verano para los casos de mayor integración. Todos estos efectos disminuyen el beneficio asociado a la disminución del costo medio de operación del sistema.
- El régimen de partidas/detenciones de las unidades de gas natural aumenta como resultado de la interacción de la inyección de energía variable con el parque generador convencional, lo que se traduce en ciclos encendido/apagado durante las noches y detenciones durante el día.
- El régimen de operación del parque generador convencional dado la inyección de ERNC en el sistema podría verse traducido en un aumento de los CVNC de las unidades térmicas principalmente debido a una menor incorporación de su energía en el despacho y en menor medida, al aumento de los costos de mantenimiento. Por lo tanto, algunas centrales podrían quedar fuera del despacho económico por una actualización de sus CVNC. Debido a esto y a la importancia de contar con este tipo de tecnologías en el parque generador, se prevé la necesidad de evaluar mecanismos

de reconocimiento y asignación de costos asociados al régimen de ciclaje que presenten estas unidades generadoras dada la inyección de ERNC en el sistema, evitando así incrementar sus CVNC asegurando de esta manera el despacho diario de las unidades.

- La flexibilidad de las unidades generadoras es clave para absorber la demanda neta dada a variabilidad de las ERNC. Se considera que este punto es de vital importancia al momento de obtener una penetración de ERNC en el sistema de manera segura y eficiente.

Finalmente, el estudio recomienda: monitorear la operación de las unidades convencionales de generación dada la inyección de ERNC variables, con el objetivo de identificar eventuales efectos sobre las políticas de mantenimientos y sus costos asociados. Además se recomienda evaluar mecanismos de incentivo a la flexibilidad por parte de las unidades convencionales de generación, vía reconocimiento del servicio de ciclaje.

Por lo tanto, es posible observar que el sector eléctrico chileno se encuentra en búsqueda de un mayor entendimiento tanto cualitativo como cuantitativo del fenómeno de ciclaje, reconociendo la existencia del fenómeno y buscando soluciones a la problemática.

## **2.8.Sistema eléctrico chileno**

Chile en la actualidad posee una capacidad instalada de 19.257 [MW] repartida en cuatro sistemas independientes. En la Figura 2.13 es posible observar la distribución geográfica de estos cuatro sistemas a lo largo del país, mientras que en la Tabla 2.4 se presentan las especificaciones técnicas de dichos sistemas.

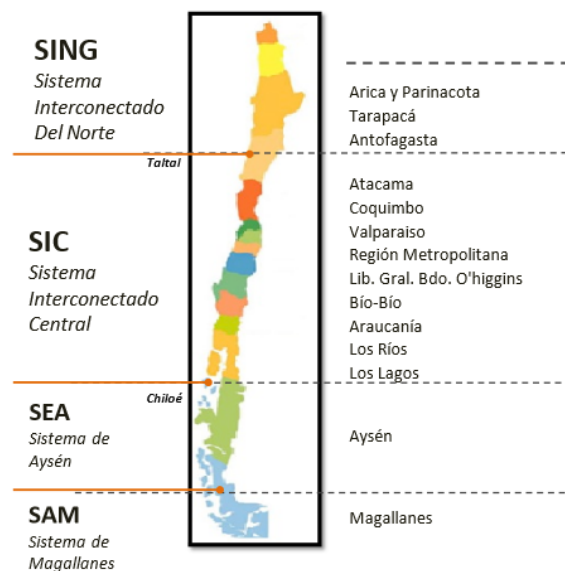


Figura 2.13: Composición del sector eléctrico chileno. Fuente: Systep [22].

Tabla 2.4: Composición sector eléctrico chileno. Fuente: [5]

Sistema	Capacidad Bruta [MW]	Generación eléctrica [GWh]	Demanda máxima (2013) [MW]	Población [%]
SING	3.969	17.229	2.243	5,7
SIC	15.126	50.820	7.823	92,6
SEA	50	155	25,3	0,6
SAM	112	291	51,7	1,1

Como se puede observar, Chile cuenta con dos sistemas eléctricos mayores conocidos como SIC y SING, los cuales agrupan el 98,3 % de la capacidad instalada del país y, por otra parte, dos sistemas menores correspondientes al sistema eléctrico de Aysén (SEA) y al sistema eléctrico de Magallanes (SAM), los cuales agrupan el 1,7% restante de la capacidad instalada, dados el tamaño y la lejanía de estos dos sistemas menores con respecto al SIC es que por razones económicas éstos se han mantenido como sistemas pequeños aislados, mientras que la conexión entre los sistemas SIC-SING en la actualidad se considera como una realidad inminente y sus repercusiones según [19] deben ser consideradas. Dado el

tamaño de los sistemas y su representatividad en la población y la capacidad instalada de país, el estudio se centrará principalmente en los sistemas SIC-SING, los cuales deberán ser interconectados a partir de enero de 2021 según el informe técnico definitivo fijación de precios de nudo de corto plazo, Abril 2015 [23], presentado por la comisión nacional de energía (CNE).

### 2.8.1. SIC

El sistema interconectado central posee una capacidad instalada de 15.126 [MW] concentrando el 78,4% de la capacidad instalada del país y abastece al 92,6% de la población abarcando desde Taltal hasta Chiloé.

En la Figura 2.14 es posible observar la situación actual del sistema en cuanto a energía generada por tecnología. Donde se aprecia que actualmente la energía generada proviene mayoritariamente de recursos hídricos, dada su ubicación geográfica. Es posible observar que aún en la actualidad la penetración de ERNC como energía eólica y solar fotovoltaica (FV) es pequeña y sólo alcanza el 3,1% de la energía generada, mientras que el resto de la matriz se compone de centrales de combustibles fósiles y pequeños niveles de biomasa.

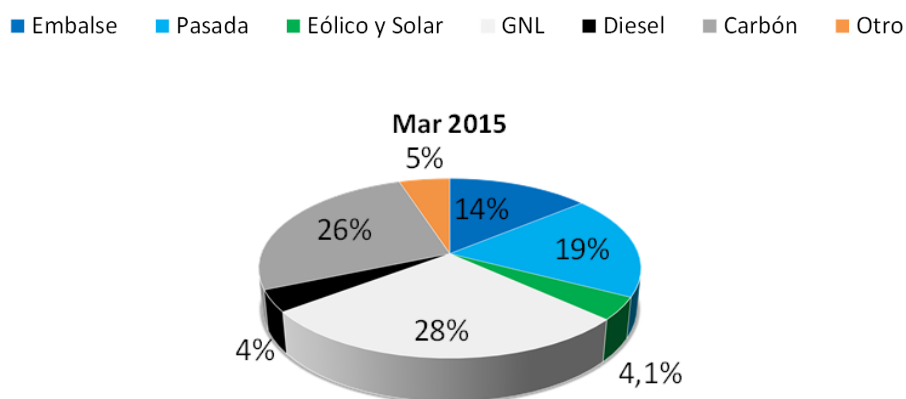


Figura 2.14: Energía mensual generada en el SIC por tecnología. Fuente: Reporte SYSTEP Operación del SIC (Marzo 2015) [24].

Por lo que se considera que el SIC, si bien abarca gran parte del país y la mayoría de su consumo, no posee las características ideales para realizar un estudio asociado a ciclaje debido a su preponderante componente hidráulica la cual, dada su flexibilidad, permite realizar un respaldo a las ERNC en el despacho disminuyendo fuertemente los efectos de la variabilidad en la inyección de energía y el bajo costo variable asociados a las ERNC sobre el parque generador térmico.

## 2.8.2. SING

El sistema interconectado del norte grande o SING posee el 20,8 % de la capacidad instalada del país, alimenta al 5,7 % de la población abarcando las zonas desde Arica y Parinacota hasta Antofagasta. Sin embargo, pese a alimentar solo a un 5,7 % de la población, su importancia radica en que alimenta a la mayor industria del país que corresponde a la industria minera ubicada principalmente en el sector norte del país.

En la Figura 2.15 se presenta la situación actual en cuanto a energía generada por tecnología en el SING. Donde es posible observar que el sistema presenta una fuerte dependencia térmica generando casi la totalidad de su energía consumida en base a ésta fuente.

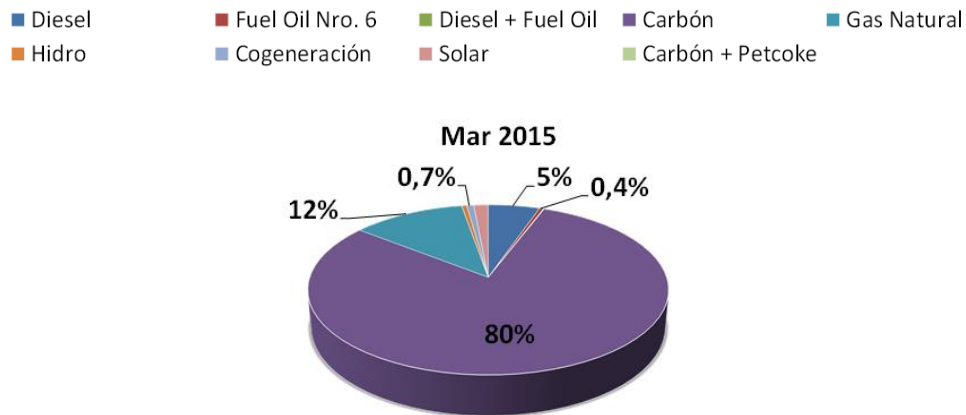


Figura 2.15: Energía mensual generada en el SING por tecnología. Fuente: Reporte SYSTEP Operación del SING (Marzo 2015) [25].

Por lo tanto, se considera que el SING, considerando el sistema eléctrico previo a la interconexión prevista por la CNE en [23], corresponde a un escenario propicio para el estudio de los fenómenos asociados a ciclaje debido a su fuerte dependencia térmica, la existencia del mayor potencial mundial de energía solar FV en el lugar (desierto de Atacama) y su importancia al abastecer de energía a la mayor industria del país.

Finalmente, se considera el sector eléctrico a nivel mundial y en particular el chileno se encuentra en un momento preciso para comenzar a comprender, de manera cualitativa y cuantitativa, todos los efectos asociados a la operación en ciclaje de las tecnologías convencionales producto de la inyección de ERNC de carácter variable.

# 3. Metodología

El presente capítulo tiene por objetivo realizar una descripción de la metodología utilizada con el fin de conseguir los objetivos planteados para el presente estudio. Se presenta una descripción general de la metodología, los estudios a realizar y breve validación metodológica.

## 3.1.Descripción general

El presente estudio busca cuantificar los efectos que produce la inyección de energía variable en un sistema eléctrico sobre las unidades convencionales de generación, y, en particular, los efectos de la energía solar FV sobre los costos de mantenimiento y los costos variables no combustibles de las unidades térmicas de generación pertenecientes al sistema. La metodología utilizada con el fin demostrar la existencia de ciclaje por parte de las unidades térmicas de generación dada la inyección de ERNC en el sistema eléctrico chileno y cuantificar las repercusiones que este tipo de operación trae sobre los costos de mantenimiento y costos variables no combustibles de las unidades convencionales se expone de manera esquemática en las Figuras 3.1 y 3.2.

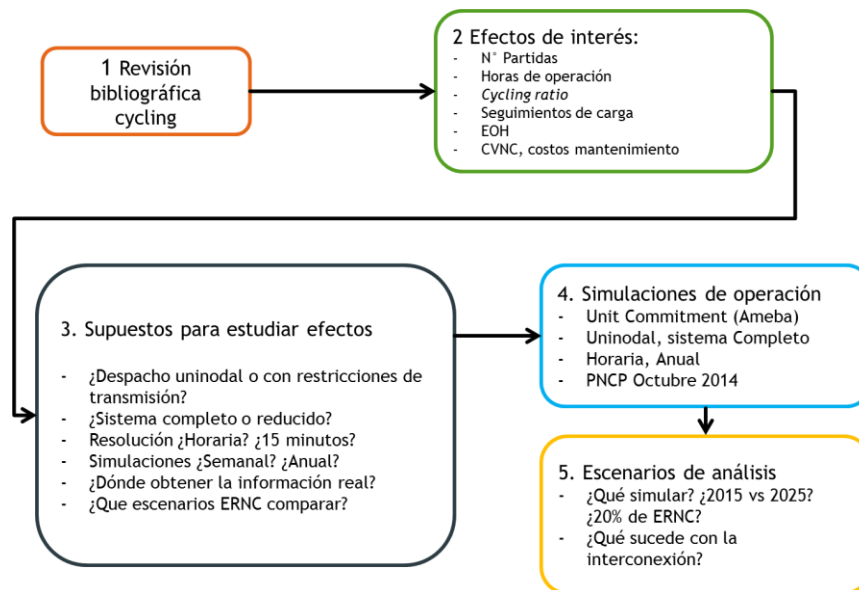


Figura 3.1: Esquemático metodología utilizada.

En la Figura 3.1 es posible observar una primera etapa de la metodología, previa a la definición de los escenarios de simulación.



En primer lugar se procede a la realización de una revisión bibliográfica, expuesta en el Capítulo 2, de la cual se desprende que los parámetros de interés para la realización del presente estudio corresponden a:

- N° Partidas: Corresponde al número de veces que se debe encender la unidad debido a una salida de operación previa. Las partidas realizadas posteriormente a una salida de mantenimiento no son consideradas.
- Horas de operación: Corresponde al número de horas que la unidad permanece en operación ( $P \geq P_{min}$ ).
- Razón de ciclaje: Corresponde a la razón  $RC = \frac{\text{Horas de operación}}{\text{N° de partidas}}$  [19]
- Seguimientos de carga: Corresponden a las variaciones en la potencia en la que trabaja la unidad entre dos etapas consecutivas dadas variaciones en la carga a suministrar. Calculado como  $SC = \frac{|P_{i+1} - P_i|}{|P_{max} - P_{min}|} * 100$ , los encendidos y apagados de las unidades no son considerados.
- HEO: Corresponde a las horas equivalentes de operación, pese a que existe más de un método para cuantificar el ciclaje de una unidad (como se expone en el Capítulo 2), a lo largo del presente estudio se opta por la utilización del parámetro HEO (conocido en la literatura internacional como EOH por su sigla en inglés *Equivalent Operation Hours*), debido a que según CDEC – SING corresponde al parámetro utilizado en el sistema eléctrico chileno para el cálculo y programación de las salidas de mantenimientos de las unidades térmicas de generación.
- CVNC: Corresponden a los costos variables no combustibles.
- Costos de mantenimientos: Corresponden a los costos asociados única y exclusivamente a los mantenimientos que se deben realizar sobre las unidades.

Una vez identificados los parámetros de interés, se decide que para la obtención de éstos se realizaran simulaciones de operación a mínimo costo del sistema eléctrico chileno para distintos escenarios de penetración de ERNC, sin embargo, en una primera instancia es necesario definir los supuestos a seguir:

- Se considera un despacho uninodal sin restricciones de transmisión con el fin de obtener los efectos directos asociados al desplazamiento de unidades convencionales de generación en el despacho por orden de mérito (*Unit commitment*) dada la inyección de energía variable. Sin embargo, es necesario destacar que tanto la inclusión de las restricciones de transmisión como la consideración de márgenes de reserva incrementan los efectos calculados en el presente estudio, en base a lo estipulado en [20].
- Se opta por realizar simulaciones del sistema eléctrico chileno completo con el fin de analizar el fenómeno en cuestión en base a modelos que detallen de la mejor manera posible la situación real actual y futura del sistema eléctrico chileno procurando no pasar por alto la influencia de ninguna unidad, tecnología o cualquier otra variable que pudiese repercutir sobre el despacho de unidades por orden de mérito (*unit commitment*).
- Se determina la utilización de resolución horaria en las simulaciones debido a que corresponde a la resolución utilizada por los CDECs en el sistema eléctrico chileno. Por otra parte, resoluciones menores suelen ser utilizadas en sistemas con alta

penetración de ERNC, lo cual no corresponde al caso del sistema eléctrico chileno actual. Sin embargo, es necesario notar que esto trae consigo algunas subestimaciones, a modo de ejemplo: los seguimientos de carga realizados por las unidades en períodos de una hora poseen repercusiones menores que los realizados por las unidades en períodos menores, como 15 minutos (información facilitada por Laborelec).

- Se opta por realizar simulaciones de 1 año de duración debido principalmente a dos razones:
  - 1 – La inyección de ERNC varía según la estación del año.
  - 2 – La energía hidroeléctrica tiene una fuerte participación en el SIC por lo que la capacidad de aplacar la variabilidad de las ERNC del sistema eléctrico chileno varía a lo largo del año.
- Se decide obtener toda la información del estudio de precio de nudo de corto plazo Octubre 2014 presentado por la CNE [26].

Las simulaciones son realizadas en el software AMEBA desarrollado por la compañía *Spec Energy Consulting* en un proyecto desarrollado con el apoyo de la iniciativa *InnovaChile* de Corfo. El software constituye un conjunto de metodologías, algoritmos computacionales y modelos matemáticos para abordar íntegramente la toma de decisiones en los mercados eléctricos. Para el presente estudio el software será utilizado para la realización de simulaciones de operación a mínimo costo, despacho, del sistema eléctrico chileno para cada escenario a considerar.

La metodología para las simulaciones seguida por AMEBA se presenta en la Figura 3.2.



Figura 3.2: Metodología simulaciones AMEBA.

Se deben ingresar, entre otras, las siguientes variables de entrada:

- Parque generador.
- Costos variables de generación.
- Demanda y proyección de demanda.
- Máximos y mínimos técnicos.
- Perfiles ERNC horarios.
- Perfiles de mantenimientos de las unidades térmicas.
- Flexibilidad de las unidades.
- Costos de encendido/apagado.
- Tiempos mínimos.
- Volumen de los embalses.
- Afluentes.

Entre otros parámetros de operación real obtenidos en base a la información pública entregada por la CNE en [26], con el fin de representar de la mejor manera posible la operación a mínimo costo del sistema eléctrico chileno para los escenarios bajo estudio. Sin embargo, es necesario destacar que la información relativa a tiempos mínimos de operación y fuera de servicio no es de carácter público y no aparece en [26]. Es más, solo es posible conocer los tiempos mínimos de operación y fuera de servicio de las unidades térmicas pertenecientes al SING, ya que para el SIC esta información no se encuentra disponible. En vista y consideración de lo anterior se toma el peor caso (*worse case*) que corresponde al máximo tiempo mínimo de operación y fuera de servicio del SING correspondiente a 30 horas para las unidades CC1 y CC2 para todas las unidades del sistema, lo que conlleva a una subestimación de los números de partidas de las unidades y a la exclusión de la calificación según tipo de partida expuesta en el Capítulo 2. Por lo tanto, se considera que dado este supuesto, el presente estudio muestra una cota mínima de los fenómenos estudiados.

Posterior al ingreso de todas las variables, el software AMEBA realiza simulaciones de PLP<sup>5</sup> el cual representa un problema lineal de carácter estocástico donde se obtienen como resultado las cotas de los embalses y el uso del agua para cada hidrología. Posteriormente, realiza simulaciones de operación horaria el cual corresponde a un problema determinístico que resuelve mediante la optimización secuencial de despacho, *unit commitment*, anual entregando como resultado la operación a mínimo costo del sistema eléctrico completo.

Se opta por la realización de 10 escenarios de simulación con el fin de obtener los efectos asociados a ciclaje dados la inyección de ERNC y, en particular, energía solar FV en el sistema eléctrico chileno, en consideración del contexto legal [8], el plan de obras expuesto por la CNE en [26] y de la relevancia que posee una interconexión entre dos sistemas al momento de estudiar fenómenos de ciclaje [19] (Dada la inminente interconexión SIC – SING).

---

<sup>5</sup> El modelo PLP resuelve el problema del despacho económico utilizando una técnica de programación dinámica dual estocástica (conocida por su sigla en inglés SDDP, *stochastic dual dynamic programming*) reduciendo la incertidumbre a sólo algunas series o secuencias hidrológicas.

- Escenario 1: Operación SIC y SING 2015 según CNE en [26].
- Escenario 2: Operación SIC y SING 2018 según CNE en [26].
- Escenario 3: Operación SIC y SING 2019 según CNE en [26].
- Escenario 4: Operación SIC-SING 2025 según CNE en [26].
- Escenario 5: Operación SIC-SING 2025 según escenario de expansión diseñado por el Centro de Energías de la facultad de ciencias físicas y matemáticas de la Universidad de Chile (CE-FCFM) para la Mesa de ERNC de Energía 2050 perteneciente al ministerio de energía.
- Escenario 6: Operación SIC-SING 2025 según CNE en [26] con adición de 1.200 [MW] de energía solar FV.
- Escenario 7: Operación SIC – SING 2025 según CNE en [26] sin incluir la interconexión SIC – SING (Escenario 4 sin interconexión).
- Escenario 8: Operación SIC-SING 2025 según CNE en [26] con adición de 2.400 [MW] de energía solar FV.
- Escenario 9: Operación SIC-SING 2025 según CNE en [26] con adición de 3.000 [MW] de energía solar FV.
- Escenario 10: Operación SIC-SING 2025 según CNE en [26] con adición de 3.600 [MW] de energía solar FV.

El detalle de las unidades consideradas y sus parámetros básicos, para cada uno de los escenarios, se encuentran en el Anexo A del presente estudio, mientras que el Anexo B del presente informe expone una breve descripción de cada uno de los escenarios junto con el detalle de energía generada y participación por tecnología de generación. La participación de ERNC en las inyecciones de energía por cada escenario se resume en la Tabla 3.1.

*Tabla 3.1: Resumen % de participación ERNC por escenario.*

	<b>E1</b>	<b>E2</b>	<b>E3</b>	<b>E4</b>	<b>E5</b>	<b>E6</b>	<b>E7</b>	<b>E8</b>	<b>E9</b>	<b>E10</b>
<b>% ERNC</b>	11,79	13,38	12,85	17,37	20,42	20,02	17,57	23,83	24,65	25,21
<b>GWh Solar FV</b>	1.942,50	4.282,76	4.282,76	6.141,84	6.141,84	9.124,92	6.141,84	10.603,71	12.014,41	13.056,18

Para la realización y discusión de los estudios los escenarios se agruparán en 4 divisiones:

- Escenarios pre interconexión: E1, E2, E3.
- Escenarios post interconexión: E4, E5, E6.
- Escenarios interconexión: E4, E7.
- Escenarios solares: E4, E6, E8, E9, E10.

Las primeras tres divisiones tienen por objetivo ilustrar los efectos de la inyección de ERNC inminente en el sistema eléctrico chileno (dado el contexto legal [8]) teniendo en consideración la importancia de la interconexión SIC – SING, la expansión de sistemas y la presencia de energía hidroeléctrica en la matriz. Mientras que la última división tiene por objetivo ilustrar los fenómenos asociados a ciclaje debido a la inyección de energía solar FV. Situación observada en el esquemático expuesto en la Figura 3.3

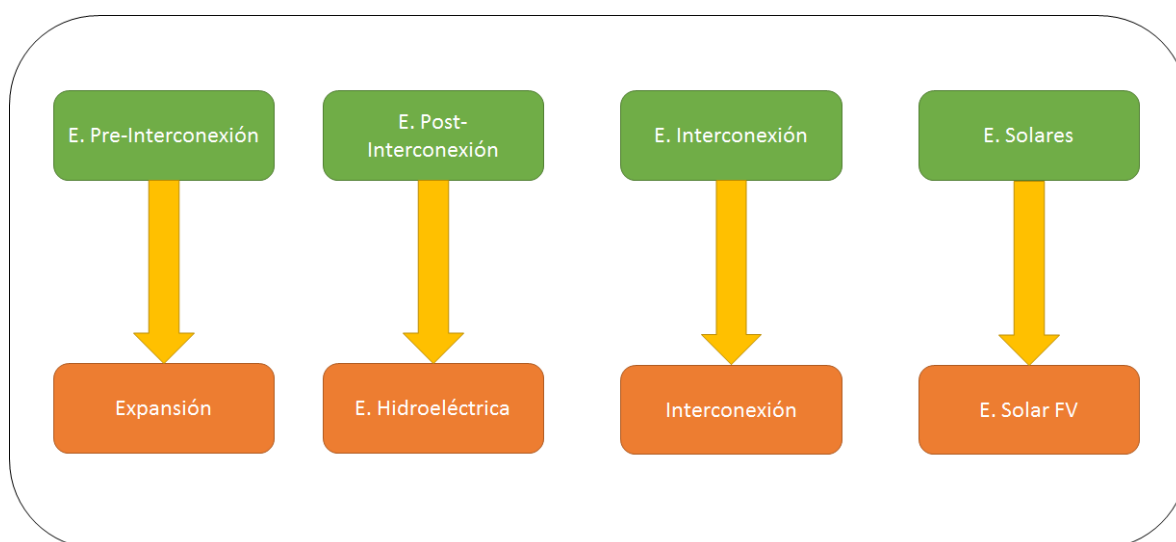


Figura 3.3: Esquemático fenómeno a analizar por grupo de escenarios.

Luego de la obtención de datos de la operación anual de los 10 escenarios en estudio se realizan análisis asociados a los parámetros definidos previamente como de interés.

## 3.2. Estudios a realizar

### 3.2.1. Partidas

Como se menciona anteriormente, el número de partidas de la unidad corresponde a uno de los parámetros de interés para el presente estudio, dada a influencia que estas tienen por sobre el desgaste de la unidad y su efecto sobre las EOH, parámetro fundamental para la estimación de los costos de mantenimientos dado la inyección de ERNC en el sistema eléctrico chileno.

Se calcula el número de partidas de la unidad para cada uno de los escenarios considerados, dentro del número de partidas no se considera la partida posterior a una salida de mantenimiento si es que ésta aplica, es decir, si la unidad se encontraba despachando al momento de su salida de mantenimiento programada. El esquema de mantenimientos anuales utilizado corresponde a expuesto en las bases de cálculo de [26] por la CNE.

### 3.2.2. Horas de operación

El número de horas de operación también corresponde a un parámetro de interés dado que representa las horas de actividad efectivas que tiene la unidad durante el período así como también por su relevancia dentro del cálculo de las HEO. Por otra parte entrega indicios sobre la participación de las unidades térmicas de generación en el despacho por orden de mérito dada la inyección de ERNC en los distintos escenarios.

Se calcula el número de horas de operación de la unidad para cada uno de los escenarios considerados, corresponden a todas las etapas del período de simulación tales que  $P_i \geq P_{min}$ .

### 3.2.3. Razón de ciclaje

En la literatura [19], la razón de ciclaje o *cycling ratio* es utilizado como un indicador para exponer la operación variable de las unidades de generación dado que corresponde a la proporción entre horas de operación y número de partidas, dos parámetros de interés para el estudio de fenómenos de ciclaje en las unidades térmicas de generación y para el presente trabajo.

Se calcula como  $RC = \frac{\text{Horas de operación}}{N^\circ \text{ de partidas}}$  y sus resultados son expuestos en gráficos de dispersión.

### 3.2.4. Seguimientos de carga

Corresponden a las variaciones en la potencia entregada por la unidad térmica de generación dadas variaciones en la carga. Dada la inyección de ERNC en el sistema y su bajo costo variable la demanda a suplir por las unidades térmicas de generación es cada vez más variable por lo que los seguimientos de carga corresponden a una variable importante a cuantificar. Por otra parte, si bien un seguimiento de carga (en resolución horaria) posee efectos considerablemente menores que una partida sobre el desgaste de las unidades, los seguimientos de carga pueden constituir una variable a considerar dentro del cálculo de las EOH.

Se calculan como  $SC = \frac{|P_{i+1} - P_i|}{|P_{max} - P_{min}|} * 100$ , para lo que se hacen histogramas según el porcentaje del seguimiento de carga realizado para finalmente agrupar los seguimientos de carga en 5 grupos según su profundidad:

-|1% - 20%|

-|21% - 40%|

-|41% - 60%|

-|61% - 80%|

-|81% - 100%|

### 3.2.5. HEO

Debido a la imposibilidad de encontrar una fórmula estándar para el cálculo de HEO en la literatura, se realizan análisis de sensibilidad en base a todas las variables encontradas en la fórmula de cálculo de HEO según Laborelec. Las constantes son escogidas en base a información entregada por Laborelec y CDEC – SING.

$$HEO = \alpha * N^{\circ} \text{ Partidas} + \beta * \text{Horas de operación} + \gamma * \text{seguimientos de carga profundos}$$

Se realizan 3 análisis de sensibilidad, en primer lugar se realiza un análisis de sensibilidad con respecto al número de partidas (Tabla 3.2), en segundo lugar se realiza un análisis de sensibilidad con respecto al número de horas de operación (Tabla 3.3) y, finalmente, se realiza un análisis de sensibilidad respecto al número de seguimientos de carga profundos realizados por las unidades (> |60%|)(Tabla 3.4).

Tabla 3.2: Casos sensibilidad HEO respecto al número de partidas

Caso	Fórmula
<b>CB</b>	EOH = 150* N Partidas + 1,5 HO
<b>S1</b>	EOH = 100*N Partidas + 1,5 HO
<b>S2</b>	EOH = 175* N Partidas + 1,5 HO
<b>S3</b>	EOH = 200* N Partidas + 1,5 HO

Tabla 3.3: Casos sensibilidad HEO respecto a horas de operación.

Casos	Fórmula
<b>CB</b>	EOH = 150* N° Partidas + 1,5* HO
<b>S1</b>	EOH = 150* N° Partidas + 1,25* HO
<b>S2</b>	EOH = 150* N° Partidas + 1,75* HO
<b>S3</b>	EOH = 150* N° Partidas + 2* HO

Tabla 3.4: Casos sensibilidad HEO respecto a seguimientos de carga.

Casos	Fórmula
<b>CB</b>	EOH = 150* N° Partidas + 1,5* HO
<b>S1</b>	EOH = 150* N° Partidas + 1,5* HO + 7,5 SC
<b>S2</b>	EOH = 150* N° Partidas + 1,5* HO + 15 SC
<b>S3</b>	EOH = 150* N° Partidas + 1,5* HO + 22,5 SC

### 3.2.6. CVNC

Los costos variables no combustibles son calculados según lo expuesto por CDEC – SING en [27]. Considerando que, según la información entregada por Laborelec y CDEC – SING, aproximadamente a las 125.000 EOH se cumple un ciclo completo de mantenimientos los cuales en conjunto alcanzan los 175.000.000 [USD].

$$CVNC = \frac{175.000.000}{Energía\ anual * \frac{125.000}{EOH\ Escenario}}$$

Nuevamente, dada la fuerte dependencia de los CVNC respecto a las EOH de cada escenario se realizan análisis de sensibilidad en base a lo expuesto en las Tablas 3.2 – 3.4.

### 3.2.7. Costos asociados a mantenimientos

Los costos anuales asociados a mantenimientos son calculados según (en base a los valores expuestos en el punto anterior):

$$CM = 175.000.000 * \frac{EOH\ Escenario}{125.000}$$

Lo resultados obtenidos para este apartado son adjuntos en el Anexo C.

### 3.2.8. $\Delta$ CVNC por cada 100 MW de energía solar FV

La variación en los CVNC asociado al aumento en las HEO, calculados según 3.2.6, para los escenarios de gran penetración de energía solar FV (E6, E8 – E10), considerando E4 (CNE 2025) como caso base, se calcula según:

1 – Se obtiene  $\Delta$  CVNC según:

$$\Delta CVNC = CVNC_{E_i} - CVNC_{E_4} \quad \text{Con } i = 6, 8, 9, 10.$$

2 – Se realizan curvas de dispersión de  $\Delta$  CVNC respecto a los MW de energía solar FV agregados para cada escenario (E6, E8 – E10) respecto a E4 (CNE 2025), normalizados por 100.

3 – Se calcula la línea de tendencia (en aproximación lineal) para cada uno de los casos expuestos en las Tablas 3.3 – 3.5.

4 – La pendiente obtenida en cada caso representa:  $\frac{\Delta CVNC}{100\ MW\ FV}$

### 3.2.9. Costos de mantenimientos por cada 100 MW de energía solar FV

Los costos asociados a los mantenimientos de las unidades dada su operación, calculados según 3.2.7, para los escenarios de gran penetración de energía solar FV (E6, E8 – E10), considerando E4 (CNE 2025) como caso base, se calcula según:

1 – Se obtiene  $\Delta$  CM según:

$$\Delta CM = CM_{E_i} - CM_{E_4} \quad \text{Con } i = 6, 8, 9, 10.$$



2 – Se realizan curvas de dispersión de  $\Delta CM$  respecto a los MW de energía solar FV agregados para cada escenario (E6, E8 – E10) respecto a E4 (CNE 2025), normalizados por 100.

3 – Se calcula la línea de tendencia (en aproximación lineal) para cada uno de los casos expuestos en las Tablas 3.3 – 3.5.

4 – La pendiente obtenida en cada caso representa:  $\frac{\Delta CM}{100 MW FV}$

5 – Finalmente, el costo de mantenimiento del grupo completo por cada 100 MW de energía solar FV asociado a la operación del grupo durante cada escenario es representado por  $\frac{\Delta CM}{100 MW FV}$

### 3.3. Validación metodológica

EL CE-FCFM ha utilizado el *software* AMEBA en múltiples proyectos a la fecha. Siendo mayormente utilizado para la proyección de precios con restricciones de *unit commitment*. Entre los clientes que han recibido servicios en base a simulaciones realizadas en AMEBA destacan clientes como el Banco BBVA y la empresa alemana manufacturadora de turbinas NORDEX.

Por otra parte, la extracción de datos como N° de partidas, horas de operación, seguimientos de carga, entre otros, es realizada de dos maneras dependiendo de cada una de las variables. Existen variables que son extraídas directamente por el *software* AMEBA, tales como el N° de partidas de una unidad, así como también existen variables que deben ser extraídas al observar el detalle de la operación resultante, tales como las horas de operación de una unidad. Para las variables extraídas directamente por el *software* se realizaron macros de comparación dedicadas a calcular exactamente el mismo parámetro entregado por AMEBA, obteniéndose un 100 % de concordancia entre los valores entregados por AMEBA y los entregados por las macros diseñadas. Por otra parte, las variables que no son posibles de extraer desde el mismo *software* son extraídas con macros diseñadas para extraer las variables desde el detalle de las simulaciones, a modo de comprobación se programaron 2 macros distintas por variable a extraer obteniéndose un 100 % de concordancia entre ambos métodos de extracción para las variables no entregadas directamente por el *software*.

## 4. Descripción estudio

---

El presente capítulo tiene por objetivo presentar una explicación más detallada sobre la aplicación de la metodología expuesta en el Capítulo 3 al caso de estudio. Para la realización del presente estudio se consideran dos grupos de análisis, en primer lugar un grupo de unidades de carbón y, en segundo lugar, un grupo de unidades de ciclo combinado y GNL. Luego, sobre ambos grupos de estudio se realizan los estudios descritos en el capítulo anterior, en el apartado 3.2. Finalmente, se entregan algunas observaciones particulares sobre la realización de los estudios expuestos en 3.2 por sobre los grupos de estudio contemplados.

### 4.1. Grupos de estudio

Como se menciona en el capítulo anterior, el presente estudio considera la realización de comparaciones pre interconexión, post interconexión, interconexión y solar, además de esto se consideran dos grupos de estudio, los cuales se constituyen de unidades de tecnologías similares y son considerados con el fin de individualizar los resultados para unidades de carbón y unidades de ciclo combinado y GNL.

#### 4.1.1. Unidades de carbón

En la Tabla 4.1 se presentan las unidades consideradas en el grupo de unidades de carbón y algunas especificaciones (detalle Anexo A).

*Tabla 4.1: Detalle unidades consideradas en el grupo de unidades de carbón.*

<b>Central</b>	<b>Entrada en operación</b>	<b>Pmax [MW]</b>	<b>Pmin [MW]</b>
<b>U14</b>	1975-01-01	127,70	66,80
<b>U15</b>	1975-01-01	124,10	66,70
<b>U12</b>	1983-01-01	79,60	44,30
<b>U13</b>	1985-01-01	79,80	44,30
<b>CTM1</b>	1995-01-01	154,90	79,00
<b>NTO1</b>	1995-01-01	127,40	56,14
<b>NTO2</b>	1997-01-01	131,90	55,83
<b>CTM2</b>	1998-01-01	164,00	79,00
<b>CTTAR</b>	1998-01-01	148,50	90,52
<b>Bocamina</b>	2000-01-01	122,20	73,32
<b>Bocamina 02</b>	2000-01-01	342,00	205,20
<b>Campiche</b>	2000-01-01	242,00	145,20

<b>Guacolda 01</b>	2000-01-01	142,90	142,90
<b>Guacolda 02</b>	2000-01-01	142,90	142,90
<b>Guacolda 03</b>	2000-01-01	137,10	137,10
<b>Guacolda 04</b>	2000-01-01	139,00	139,00
<b>Nueva Ventanas</b>	2000-01-01	249,00	149,40
<b>Santa Maria</b>	2000-01-01	321,00	192,60
<b>Ventanas 01</b>	2000-01-01	113,40	68,04
<b>Ventanas 02</b>	2000-01-01	208,60	125,16
<b>ANG I</b>	2011-01-01	244,00	121,68
<b>ANG II</b>	2011-01-01	244,30	121,68
<b>CTA</b>	2011-01-01	152,60	83,80
<b>CTH</b>	2011-01-01	153,90	83,80
<b>Guacolda 05</b>	2015-10-01	139,00	139,00
<b>COCHRANE 1</b>	2016-05-01	236,00	109,19
<b>COCHRANE 2</b>	2016-10-01	236,00	109,19

#### 4.1.2. Unidades de ciclo combinado

En la Tabla 4.2 se presentan las unidades consideradas dentro del grupo de unidades de ciclo combinado y GNL, además de su representación en el modelo utilizado la cual corresponde a una caracterización de las centrales de ciclo combinado en base a sus unidades de generación (detalle Anexo A).

Tabla 4.2: Detalle unidades consideradas en el grupo de unidades de ciclo combinado.

<b>Central</b>	<b>Modelo</b>	<b>Entrada en operación</b>	<b>Pmax [MW]</b>	<b>Pmin [MW]</b>
<b>Candelaria CA 01</b>	Candelaria CA 01 Diesel	2000-01-01	125,30	75,18
	Candelaria CA 01 GNL	2020-02-01	125,30	75,18
<b>Candelaria CA 02</b>	Candelaria CA 02 Diesel	2000-01-01	128,56	77,14
	Candelaria CA 02 GNL	2020-02-01	128,56	77,14
<b>CTM3</b>	CTM3 GNL	2015-01-01	243,20	152,48
<b>Kelar</b>	Kelar	2016-10-01	517,00	224,52
<b>Nehuenco 01</b>	Nehuenco 01 Diesel	2000-01-01	310,00	250,00
	Nehuenco 01 GNL	2016-04-01	340,05	250,00
<b>Nehuenco 02</b>	Nehuenco 02 Diesel	2000-01-01	391,00	250,00
	Nehuenco 02 GNL	2016-04-01	384,20	250,00
	Nehuenco 02 GNL TP	2000-01-01	384,20	250,00
<b>Nehuenco 9B 01</b>	Nehuenco 9B 01 Diesel	2000-01-01	92,00	0,00
<b>Nehuenco 9B 02</b>	Nehuenco 9B 02 Diesel	2000-01-01	16,00	0,00

<b>Nueva Renca</b>	Nueva Renca Diesel	2000-01-01	312,00	187,20
	Nueva Renca GNL	2016-10-01	312,00	187,20
<b>Quintero 01</b>	Quintero 01 CA GNL	2015-08-01	128,00	76,80
<b>Quintero 02</b>	Quintero 02 CA GNL	2015-08-01	129,00	77,40
<b>San Isidro 02</b>	San Isidro 02 CC Diesel	2000-01-01	350,00	195,80
	San Isidro 02 GNL	2000-01-01	392,00	195,80
<b>San Isidro</b>	San Isidro Diesel	2000-01-01	305,00	195,80
	San Isidro GNL	2000-01-01	350,00	195,80
<b>Total</b>	Taltal CC GNL	2018-01-01	360,00	120,00
<b>U16</b>	U16 GNL	1990-01-01	343,30	152,00
<b>CC1</b>	CC1 – A (GNL/Diesel)	2000-01-01	325,50	303,50
	CC1 – B (GNL/Diesel)	2000-01-01	325,50	303,50
<b>CC2</b>	CC2 – A (GNL/Diesel)	2000-01-01	325,50	303,50
	CC2 – B (GNL/Diesel)	2000-01-01	325,50	303,50

## 4.2. Grupos de escenarios

Como se menciona en el apartado 3.1, los escenarios serán agrupados en 4 divisiones:

- Escenarios pre interconexión: Corresponde a los escenarios E1, E2 y E3. Cabe destacar que los 3 escenarios poseen bajos niveles de inyección ERNC y un crecimiento en la demanda entre un escenario y otro. El fin de este grupo de escenarios corresponde al de cuantificar los efectos de la inyección de ERNC en el sistema eléctrico chileno previo a la interconexión SIC - SING.

En la Tabla 4.3 se presentan las unidades consideradas para E1, E2 y E3 mientras que en la Tabla 4.4 se encuentran las unidades consideradas únicamente en E2 y E3.

Tabla 4.3: Unidades de ciclo combinado consideradas en escenarios pre interconexión (E1, E2 y E3).

<b>Unidad</b>
CTM3
Nehuenco 01
Nehuenco 02
San Isidro 02
San Isidro
U16

Tabla 4.4: Unidades de ciclo combinado consideradas en escenarios pre interconexión (solo E2 y E3).

Unidad
Nueva Renca
Quintero 01
Quintero 02
CC1
CC2

- Escenarios post interconexión: Corresponden a los escenarios E4, E5 y E6. Cabe destacar que E5 considera el ingreso de una gran central de energía hidroeléctrica (aproximadamente 500 MW) por lo que el agua se vuelve una variable importante dentro de este escenario, por otra parte E4 y E6 corresponden al sistema eléctrico chileno para 2025 según [26] con 1.200 [MW] de energía solar FV de adición. El fin de este grupo de escenarios corresponde al de cuantificar los efectos de la inyección de ERNC en el sistema eléctrico chileno interconectado, realizar comparaciones con el grupo anterior y analizar la importancia de la energía hidroeléctrica al momento de aplicar estos efectos.

Tabla 4.5: Unidades de ciclo combinado consideradas en escenarios post interconexión.

Unidad
Candelaria CA 01
Candelaria CA 02
CTM3
Kelar
Nehuenco 01
Nehuenco 02
Nueva Renca
San Isidro
Quintero 01
Quintero 02
San Isidro 02
U16
CC1
CC2

- Escenarios interconexión: Corresponde a las comparaciones entre los escenarios E4 y E7, los cuales constituyen exactamente el mismo sistema solo que E4 considera la interconexión y E7 no. El fin de este grupo es netamente analizar los efectos de la

interconexión sobre los fenómenos asociados al ciclaje de unidades térmicas de generación.

*Tabla 4.6: Unidades de ciclo combinado consideradas en escenarios interconexión.*

<b>Unidad</b>
Candelaria CA 01
Candelaria CA 02
CTM3
Kelar
Nehuenco 01
Nehuenco 02
Nueva Renca
San Isidro
Quintero 01
Quintero 02
San Isidro 02
U16
CC1
CC2

- Escenarios solares: Corresponden a los escenarios E4, E6, E8, E9 y E10 los cuales constituyen el mismo sistema pero con distintos niveles de penetración de energía solar FV, desde lo expuesto en el plan de obras según [26] hasta una adición de 3.600 [MW] de energía solar FV.

*Tabla 4.7: Unidades de ciclo combinado consideradas en escenarios solares.*

<b>Unidad</b>
Candelaria CA 01
Candelaria CA 02
CTM3
Kelar
Nehuenco 01
Nehuenco 02
Nueva Renca
Quintero 01
Quintero 02
San Isidro 02
San Isidro
U16
CC1
CC2

### 4.3. Consideraciones

Con respecto a lo expuesto en la sección 3.2.4 es necesario destacar que con el fin de normalizar los resultados obtenidos, debido a que la cantidad de unidades que participan en el despacho es distinto para cada escenario, se calcula la cantidad de seguimientos de carga que pertenecen a cada uno de los 5 grupos de profundidad del seguimiento y se expresan como razón porcentual de los seguimientos de carga realizados por todas las unidades consideradas en cada uno de los escenarios.

Las unidades consideradas para el cálculo de seguimientos de carga en cada uno de los escenarios se presentan en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: Unidades consideradas para cada escenario en el cálculo de seguimientos de carga.

<b>Escenario 1</b>	<b>Escenario 2</b>	<b>Escenario 3</b>	<b>Escenario 4</b>	<b>Escenario 5</b>
CTM 3	CTM 3	CTM 3	Candelaria CA 01 GNL	Candelaria CA 01 GNL
Nehuenco 01 Diesel	Nehuenco 01 GNL	Kelar	Candelaria CA 02 GNL	Candelaria CA 02 GNL
Nehuenco 02 Diesel	Nehuenco 02 GNL	Nehuenco 01 GNL	CTM 3	CTM 3
Nehuenco 02 GNL TP	Nueva Renca GNL	Nehuenco 02 GNL	Kelar	Kelar
San Isidro 02 GNL	Quintero 01 CA GNL	Nueva Renca GNL	Nehuenco 01 GNL	Nehuenco 01 GNL
San Isidro GNL	Quintero 02 CA GNL	Quintero 01 CA GNL	Nehuenco 02 GNL	Nehuenco 02 GNL
U16 GNL	San Isidro 02 GNL	Quintero 02 CA GNL	Nueva Renca GNL	Nueva Renca GNL
-	San Isidro GNL	San Isidro 02 GNL	Quintero 01 CA GNL	San Isidro 02 GNL
-	U16 GNL	San Isidro GNL	Quintero 02 CA GNL	San Isidro GNL
-	-	U16 GNL	San Isidro 02 GNL	U16 GNL
-	-	-	San Isidro GNL	-
-	-	-	U16 GNL	-
<b>Escenario 6</b>	<b>Escenario 7</b>	<b>Escenario 8</b>	<b>Escenario 9</b>	<b>Escenario 10</b>
Candelaria CA 01 GNL	Candelaria CA 01 GNL	Candelaria CA 01 GNL	Candelaria CA 01 GNL	Candelaria CA 01 GNL
Candelaria CA 02 GNL	Candelaria CA 02 GNL	Candelaria CA 02 GNL	Candelaria CA 02 GNL	Candelaria CA 02 GNL
CTM 3	CTM 3	CTM3 GNL	CTM3 GNL	CTM3 GNL
Kelar	Kelar	Kelar	Kelar	Kelar
Nehuenco 01 GNL	Nehuenco 01 GNL	Nehuenco 01 GNL	Nehuenco 01 GNL	Nehuenco 01 GNL
Nehuenco 02 GNL	Nehuenco 02 GNL	Nehuenco 02 GNL	Nehuenco 02 GNL	Nehuenco 02 GNL
Nueva Renca GNL	Nehuenco 9B 01 Diesel	Nueva Renca GNL	Nueva Renca GNL	Nueva Renca GNL
Quintero 01 CA GNL	Nueva Renca GNL	Quintero 01 CA GNL	Quintero 01 CA GNL	Quintero 01 CA GNL
Quintero 02 CA GNL	Quintero 01 CA GNL	Quintero 02 CA GNL	Quintero 02 CA GNL	Quintero 02 CA GNL

San Isidro 02 GNL	Quintero 02 CA GNL	San Isidro 02 GNL	San Isidro 02 GNL	San Isidro 02 GNL
San Isidro GNL	San Isidro 02 GNL	San Isidro GNL	San Isidro GNL	San Isidro GNL
U16 GNL	San Isidro GNL	U16 GNL	U16 GNL	U16 GNL
-	U16 GNL	-	-	-



# 5. Caso de estudio y discusión

---

El presente capítulo tiene por objetivo presentar los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas según todo lo expuesto en el Capítulo 3 y Capítulo 4. A lo largo de todo el presente apartado se exponen los resultados obtenidos, los cuales serán analizados a lo largo de este mismo apartado.

## 5.1. Unidades de carbón

En el presente apartado se presentan los resultados obtenidos en la realización de los estudios expuestos en el apartado 3.2 para el grupo de estudio de unidades de carbón (detalle sección 4.1.1).

### 5.1.1. Partidas

Calculado según lo expuesto en 3.2.1.

*Tabla 5.1: N° Partidas globales unidades de carbón.*

N° Partidas	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10
<b>Central</b>										
U14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
U15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
U12	13	14	0	0	0	0	0	0	1	3
U13	1	6	0	0	0	0	0	0	0	1
CTM1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NTO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NTO2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTM2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTTAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bocamina	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bocamina 02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Campiche	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Guacolda 01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Guacolda 02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Guacolda 03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Guacolda 04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

<b>Nueva Ventanas</b>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Santa Maria</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Ventanas 01</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Ventanas 02</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ANG I</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ANG II</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>CTA</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>CTH</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Guacolda 05</b>	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>COCHRANE 1</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>COCHRANE 2</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	22	20	0	0	0	0	0	0	0	1	4

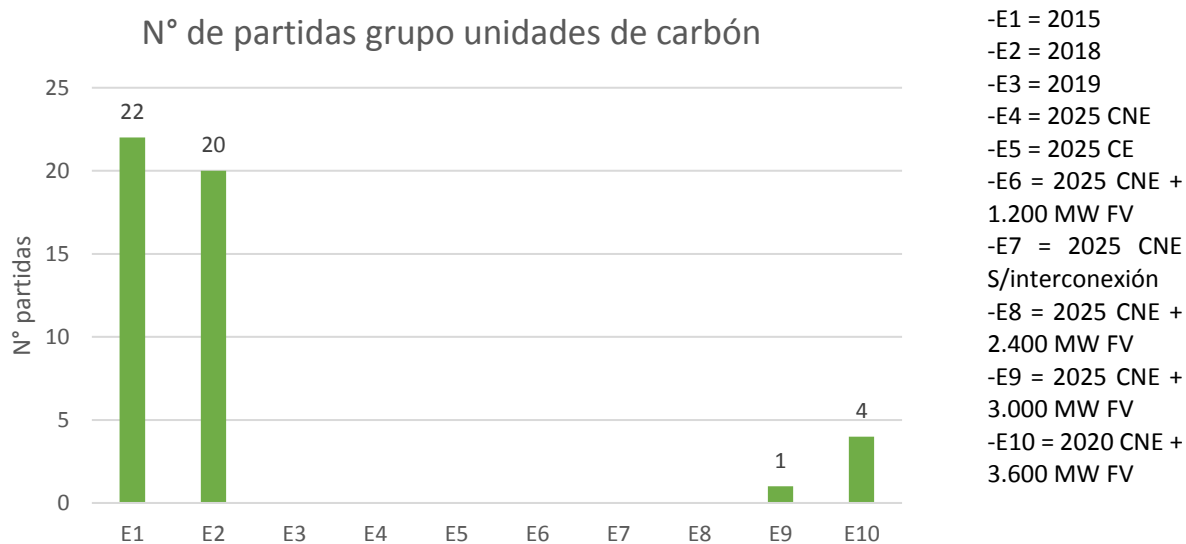


Figura 5.1: N° de partidas totales grupo unidades de carbón.

En los resultados obtenidos es posible notar como el número de partidas realizado por el grupo de unidades de carbón disminuye rápidamente desde 22 partidas en E1 a 0 en E3, para luego mantenerse en 0 hasta E8. Esto se debe principalmente a que el aumento en la demanda para E3 por sobre E2 y E1 permite a las unidades de carbón posicionarse como una opción de bajo costo (dado su bajo costo variable de producción en comparación al resto de las tecnologías térmicas) dentro del despacho por orden de mérito. Dado este bajo costo variable las unidades de carbón permanecen encendidas durante toda la duración del escenario (1 año), entregando su máxima potencia, a excepción de las salidas programadas

de mantenimiento (ciclo de encendido/apagado no considerado dentro del número de partidas de cada unidad).

Por otra parte, los resultados obtenidos se observa también que los escenarios 9 y 10 poseen un pequeño número de partidas para el grupo de unidades de carbón, distinto de 0 como se observa hasta E8 (1 y 4 respectivamente). Esto se debe principalmente a la alta penetración de ERNC que poseen los escenarios E9 y E10 (24,65 % y 25,21% respectivamente) dados los respectivos 3.000 [MW] y 3.600 [MW] de energía solar FV agregados por sobre E4 (CNE 2025 [26]). Esta alta penetración de ERNC para E9 y E10 provoca que en ocasiones particulares (1 para E9 y 4 para E10) la gran cantidad de ERNC en el sistema desplace momentáneamente a algunas unidades de carbón (las más caras; en particular U12 y U13) del despacho por orden de mérito.

### 5.1.2. Horas de operación

Calculado según lo expuesto en 3.2.2.

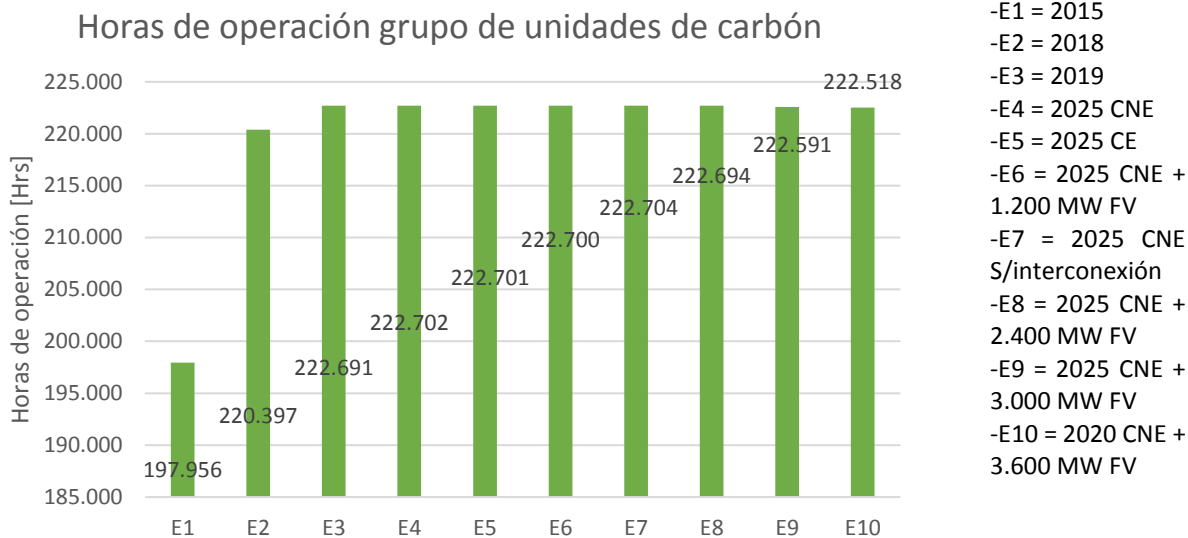
Tabla 5.2: Horas de operación por unidad, escenarios 1 - 7.

Horas de operación							
Central	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7
U14	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
U15	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
U12	7.766	6.413	8.251	8.240	8.239	8.238	8.251
U13	8.196	7.900	8.243	8.255	8.255	8.255	8.255
CTM1	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
NTO1	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
NTO2	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
CTM2	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
CTTAR	8.087	8.084	8.087	8.087	8.087	8.087	8.087
Bocamina	7.780	8.254	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
Bocamina 02	7.727	8.244	8.245	8.255	8.255	8.255	8.248
Campiche	7.934	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
Guacolda 01	8.255	8.254	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
Guacolda 02	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
Guacolda 03	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
Guacolda 04	8.249	8.248	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
Nueva Ventanas	8.145	8.206	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
Santa Maria	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
Ventanas 01	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
Ventanas 02	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
ANG I	8.255	8.252	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
ANG II	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.254

<b>CTA</b>	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
<b>CTH</b>	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
<b>Guacolda 05</b>	1.992	8.207	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
<b>COCHRANE 1</b>	0	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255
<b>COCHRANE 2</b>	0	8.255	8.255	8.255	8.255	8.255	8.254
<b>Total</b>	197.956	220.397	222.691	222.702	222.701	222.700	222.704

Tabla 5.3: Horas de operación por unidad, escenarios 8 – 10.

<b>Horas de operación</b>			
<b>Central</b>	<b>E8</b>	<b>E9</b>	<b>E10</b>
<b>U14</b>	8.248	8.255	8.245
<b>U15</b>	8.256	8.256	8.256
<b>U12</b>	8.239	8.174	8.108
<b>U13</b>	8.255	8.247	8.215
<b>CTM1</b>	8.256	8.256	8.256
<b>NTO1</b>	8.256	8.256	8.249
<b>NTO2</b>	8.255	8.255	8.255
<b>CTM2</b>	8.240	8.229	8.239
<b>CTTAR</b>	8.088	8.088	8.088
<b>Bocamina</b>	8.255	8.255	8.255
<b>Bocamina 02</b>	8.256	8.256	8.256
<b>Campiche</b>	8.256	8.256	8.256
<b>Guacolda 01</b>	8.255	8.255	8.255
<b>Guacolda 02</b>	8.256	8.256	8.256
<b>Guacolda 03</b>	8.256	8.256	8.256
<b>Guacolda 04</b>	8.256	8.256	8.256
<b>Nueva Ventanas</b>	8.256	8.256	8.256
<b>Santa Maria</b>	8.256	8.256	8.256
<b>Ventanas 01</b>	8.256	8.256	8.256
<b>Ventanas 02</b>	8.256	8.256	8.256
<b>ANG I</b>	8.250	8.255	8.256
<b>ANG II</b>	8.256	8.250	8.256
<b>CTA</b>	8.256	8.231	8.256
<b>CTH</b>	8.256	8.256	8.256
<b>Guacolda 05</b>	8.256	8.256	8.256
<b>COCHRANE 1</b>	8.257	8.257	8.257
<b>COCHRANE 2</b>	8.256	8.256	8.256
<b>Total</b>	222.694	222.591	222.518



*Figura 5.2: Horas de operación totales grupo unidades de carbón.*

En los resultados obtenidos es posible notar como el número de horas de operación del grupo de unidades de carbón aumenta rápidamente en los escenarios de pre – interconexión, esto se debe a dos razones: en primer lugar al considerable aumento en la demanda que hay en E2 y E3 por sobre E1 y, en segundo lugar, a que como se menciona en 5.1.1 las unidades del grupo de carbón a partir de E3 comienzan a operar en base por lo que el despacho por orden de mérito las mantiene encendidas durante todo el escenario (a excepción de la salida programada de mantenimiento para cada unidad). Para los escenarios E4 – E8 el número de horas de operación del grupo se mantiene relativamente constante, esto se debe a que para estos escenarios las unidades de carbón se encuentran operando de manera continua y a que estos escenarios no poseen variaciones entre ellos en cuanto a demanda. Finalmente, es posible observar una pequeña disminución en el número de horas de operación del grupo para los escenarios E9 y E10, esta pequeña disminución viene asociada a las partidas realizadas en estos escenarios por las unidades U12 y U13 (apartado 5.1.1) dado el desplazamiento momentáneo en el despacho por orden de mérito provocado por la gran penetración de ERNC que poseen estos escenarios.

Por lo tanto, dado 5.1.1 y 5.1.2, es posible desprender que las unidades de carbón operan en base a partir del escenario E3 sufriendo pequeñas alteraciones en E9 y E10 (pequeño número de partidas dada alta penetración de ERNC), lo que implica que el fenómeno a analizar durante el presente estudio no se verá reflejado en este grupo de unidades. Para poder analizar el fenómeno en el grupo de unidades de carbón se hace necesario simular escenarios con altas penetraciones de ERNC superiores al caso de E9 y E10 en donde las unidades más caras del grupo de unidades de carbón (U12 y U13) recién comienzan a ser desplazadas momentáneamente del despacho por orden de mérito y comienzan a realizar un pequeño número de partidas disminuyendo levemente sus horas de operación. Sin embargo el presente estudio no considera escenarios con mayor penetración de ERNC que E10 por lo que no se realizarán mayores estudios asociados a este grupo de unidades.

Al observar los resultados obtenidos en los apartados 5.2.1 y 5.2.2 se decide no continuar con la realización de los estudios expuestos en 3.2 para el grupo de estudio de unidades de carbón, por razones que se explicitarán en el capítulo siguiente.

## 5.2. Unidades de ciclo combinado

En el presente apartado se presentan los resultados obtenidos en los estudios expuestos en el apartado 3.2 para el grupo de estudio de unidades de ciclo combinado (detalle sección 4.1.2).

### 5.2.1. Partidas

Calculado según lo expuesto en 3.2.1.

Tabla 5.4: N° Partidas globales unidades de ciclo combinado.

N° Partidas	Modelo	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10
<b>Candelaria CA 01</b>	Candelaria CA 01 Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Candelaria CA 01 GNL	0	0	0	6	1	4	11	5	5	5
<b>Candelaria CA 02</b>	Candelaria CA 02 Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Candelaria CA 02 GNL	0	0	0	4	1	7	10	7	5	5
<b>CTM3</b>	CTM3 GNL	24	27	49	16	31	27	67	63	69	72
<b>Kelar</b>	Kelar	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Nehuenco 01</b>	Nehuenco 01 Diesel	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nehuenco 01 GNL	0	5	4	7	12	10	7	12	13	15
<b>Nehuenco 02</b>	Nehuenco 02 Diesel	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nehuenco 02 GNL	0	1	7	1	8	3	3	6	7	7
	Nehuenco 02 GNL TP	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Nueva Renca</b>	Nueva Renca Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	Nueva Renca GNL	0	13	9	9	19	23	9	24	23	24
<b>Quintero 01</b>	Quintero 01 CA GNL	0	3	5	4	0	5	10	5	5	6
<b>Quintero 02</b>	Quintero 02 CA GNL	0	3	7	6	0	7	9	7	9	10
<b>San Isidro 02</b>	San Isidro 02 CC Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	San Isidro 02 GNL	1	5	4	0	9	3	2	6	7	6
<b>San Isidro</b>	San Isidro Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	San Isidro GNL	9	2	7	5	4	10	6	11	10	12
<b>U16</b>	U16 GNL	33	43	45	3	32	6	25	50	63	68
<b>CC1</b>	CC1 - A	0	1	5	11	6	25	33	38	37	39
	CC1 - B	0	2	7	11	6	26	37	37	37	38
<b>CC2</b>	CC2 - A	0	0	0	13	4	22	24	31	34	34
	CC2 - B	0	0	1	13	3	21	29	35	35	32
<b>Total</b>	-	76	105	151	110	137	200	283	338	360	374

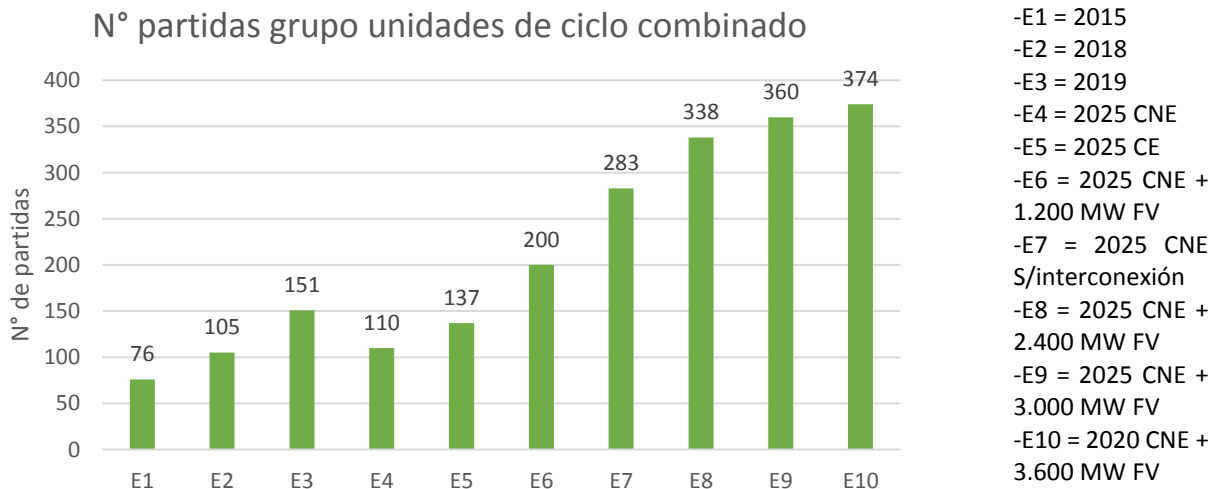


Figura 5.3: N° partidas por escenario, grupo de unidades de ciclo combinado.

### 5.2.1.1. Escenarios pre interconexión

En los resultados obtenidos para E1, E2 y E3 se observa como el número total de partidas aumenta desde 76 para E1 hasta 151 para E3. Es necesario notar que en E2 y E3 operan y realizan partidas unidades que no se encontraban operativas durante E1 como por ejemplo: CC1, CC2 y Nueva Renca las cuales entran en operación durante E2 debido al

aumento en la demanda por sobre E1 o Quinteros 1 y Quinteros 2 las cuales entran en operación a finales de 2015 (E1). Sin embargo al considerar las unidades que operan en los 3 escenarios de pre interconexión (Tabla 4.3) de todas maneras es posible observar un aumento en el número de partidas:  $E1 = 76$ ,  $E2 = 83$ ,  $E3 = 116$ . Por lo tanto, independientemente del aumento en la demanda de E2 y E3 por sobre E1 es posible observar que las mismas unidades que se encontraban operativas durante E1 realizan un mayor número de partidas durante E2 y E3 debido al aumento en la participación de ERNC en el sistema por sobre E1. Es posible también observar el mismo efecto en las unidades que solo participan en los escenarios E2 y E3 (Tabla 4.4) las cuales para E2 alcanzan 22 partidas mientras que para E3 alcanzan 34 partidas.

#### **5.2.1.2. Escenarios post interconexión**

En los resultados obtenidos para E4, E5 y E6 es posible notar como el número de partidas aumenta desde 110 para E4 a 200 para E6. A diferencia del apartado anterior, los tres escenarios correspondientes a los escenarios de post interconexión poseen las mismas unidades operativas dentro del grupo de unidades de ciclo combinado por lo que es posible realizar una comparación directa.

Es necesario destacar que la penetración de ERNC para E5 es superior a la de E4 y E6 (Tabla 3.1;  $E4 = 17,37\%$ ,  $E5 = 20,42\%$ ,  $E6 = 20,02\%$ ). Por consiguiente, sería de esperar que el número de partidas en E5 fuese superior al de E4 y E6, situación que no se observa en la realidad. Esto se debe principalmente a que E5 posee gran cantidad de energía hidroeléctrica (Ver Anexo A.5 y Anexo B) debido en gran parte a la inclusión una central hidroeléctrica de dimensiones similares a Alto Maipo. Por ende, al comparar el número de partidas de E4 (110), E5 (137) y E6 (200) es posible observar el efecto que tiene la energía hidroeléctrica en aplacar la variabilidad de las ERNC.

Por lo tanto, la diferencia sustancial observada entre E4 y E6 radica en los 1.200 [MW] de energía solar FV agregados en E6 por sobre E4 (CNE 2025 [26]). Mientras que la disminución del número de partidas de E5 por sobre E6, pese a la existencia de mayor penetración de ERNC en E5, se debe a que el parque generador de E5 posee mayor disponibilidad de energía hidroeléctrica lo cual permite hacer frente de mejor manera a la variabilidad de las ERNC.

Por otra parte se observa también una disminución en el número de partidas de E4 por sobre E3, pese a las diferencias en la demanda, esto se debe a la capacidad que tiene la interconexión de los sistemas SIC – SING en aplacar los efectos asociados a la variabilidad de las ERNC por la posibilidad de realizar importaciones/exportaciones de energía de un sistema a otro.

#### **5.2.1.3. Escenarios interconexión**

En los resultados obtenidos para E4 y E7, los cuales corresponden al mismo escenario (CNE 2025 [26]) con la diferencia que E7 no considera la interconexión SIC – SING mientras que E4 si la considera, se observa que el número de partidas aumenta alrededor de 2,5 veces en E7 por sobre E4. Por lo tanto, es posible notar que frente al mismo parque generador y demanda, la interconexión de los sistemas SIC – SING representa una potente alternativa



para disminuir los efectos de la variabilidad asociada a las ERNC, como se concluye en [19]. Este efecto se debe principalmente a que la interconexión entre ambos sistemas permite la posibilidad de realizar exportaciones/importaciones de energía mientras que la inexistencia de la interconexión no permite esta posibilidad, obligando a las unidades a realizar mayores ciclos de encendido/apagado, aumentando así el número de partidas para el grupo de unidades de ciclo combinado.

#### 5.2.1.4. Escenarios solares

En los resultados obtenidos para E4, E6, E8, E9 y E10 es posible notar el efecto que tiene particularmente la inyección de energía solar FV sobre el número de partidas de las unidades del grupo de ciclo combinado. Es posible observar también que a medida que aumenta la inyección de energía solar FV en el sistema el número de partidas crece considerablemente. Mientras que para E4 se tienen 110 partidas para el grupo, para E10 se tienen 374 partidas para el grupo de unidades de ciclo combinado, lo cual representa un aumento del 340 % del número de partidas de E10 por sobre el de E4 considerando una diferencia de 3.600 [MW] de energía solar FV entre ambos escenarios. Es necesario destacar que, el aumento en el número de partidas presenta un aumento menor entre E8 – E10 que entre E4 y E6, esto se debe principalmente a que el exceso de ERNC en E8 – E10 permite al problema de optimización tomar la decisión entre verter ERNC en vez de realizar un ciclo de encendido y apagado en algunas etapas.

#### 5.2.2. Horas de operación

Calculado según lo expuesto en 3.2.2.

Tabla 5.5: Horas de operación generales unidades de ciclo combinado, escenarios 1 – 7.

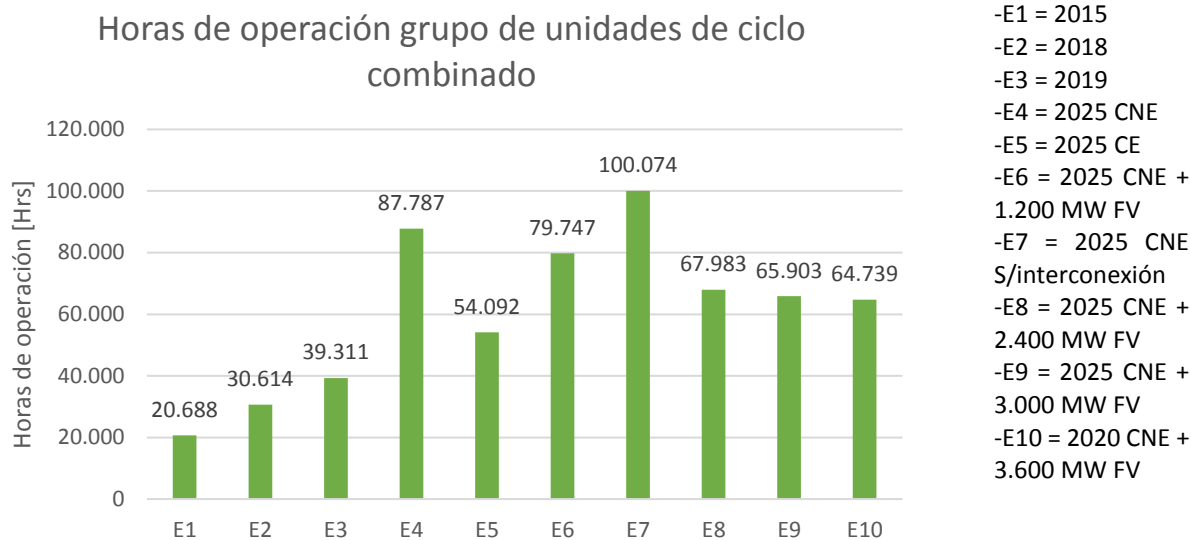
Horas de operación		E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7
<b>Unidad</b>	<b>Modelo</b>							
<b>Candelaria CA 01</b>	Candelaria CA 01 Diesel	0	0	0	0	0	0	0
	Candelaria CA 01 GNL	0	0	0	1.160	97	669	5.958
<b>Candelaria CA 02</b>	Candelaria CA 02 Diesel	0	0	0	0	0	0	0
	Candelaria CA 02 GNL	0	0	0	1.060	67	786	5.912
<b>CTM3</b>	CTM3 GNL	1.818	909	1.865	7.658	4.573	7.200	4.354
<b>Kelar</b>	Kelar	0	0	31	8.759	7.416	7.584	8.748
<b>Nehuenco 01</b>	Nehuenco 01 Diesel	224	0	0	0	0	0	0
	Nehuenco 01 GNL	0	7.313	7.545	7.967	7.500	7.814	7.970

<b>Nehuenco 02</b>	Nehuenco 02 Diesel	711	0	0	0	0	0	0
	Nehuenco 02 GNL	0	7.562	7.876	8.218	7.935	8.136	8.142
	Nehuenco 02 GNL TP	1.664	0	0	0	0	0	0
<b>Nueva Renca</b>	Nueva Renca Diesel	0	0	0	0	0	0	0
	Nueva Renca GNL	0	4.207	5.470	7.861	4.705	7.297	7.875
<b>Quintero 01</b>	Quintero 01 CA GNL	0	366	663	851	0	455	5.092
<b>Quintero 02</b>	Quintero 02 CA GNL	0	390	814	1.242	0	571	5.648
<b>San Isidro 02</b>	San Isidro 02 CC Diesel	0	0	0	0	0	0	0
	San Isidro 02 GNL	7.150	6.185	7.086	8.212	7.147	8.086	8.118
<b>San Isidro</b>	San Isidro Diesel	0	0	0	0	0	0	0
	San Isidro GNL	4.700	1.666	3.746	6.672	2.525	6.150	7.951
<b>U16</b>	U16 GNL	4.421	1.914	3.791	8.108	7.091	8.035	7.342
<b>CC1</b>	CC1 -A	0	36	166	4.645	1.109	4.784	4.784
	CC1 - B	0	66	223	4.670	1.131	4.773	4.773
<b>CC2</b>	CC2 - A	0	0	0	5.352	1.379	3.718	3.718
	CC2 - B	0	0	35	5.352	1.417	3.689	3.689
<b>Total</b>	-	20.688	30.614	39.311	87.787	54.092	79.747	100.074

Tabla 5.6: Horas de operación generales unidades de ciclo combinado, escenarios 8 - 10.

<b>Horas de operación</b>				
<b>Unidad</b>	<b>Modelo</b>	<b>E8</b>	<b>E9</b>	<b>E10</b>
<b>Candelaria CA 01</b>	Candelaria CA 01 Diesel	0	0	0
	Candelaria CA 01 GNL	1.010	1.031	1.034
<b>Candelaria CA 02</b>	Candelaria CA 02 Diesel	0	0	0

	Candelaria CA 02 GNL	907	1.017	1.009
<b>CTM3</b>	CTM3 GNL	5.036	4.187	3.900
<b>Kelar</b>	Kelar	7.584	7.584	7.584
<b>Nehuenco 01</b>	Nehuenco 01 Diesel	0	0	0
	Nehuenco 01 GNL	7.667	7.633	7.570
<b>Nehuenco 02</b>	Nehuenco 02 Diesel	0	0	0
	Nehuenco 02 GNL	8.004	7.983	7.976
	Nehuenco 02 GNL TP	0	0	0
<b>Nueva Renca</b>	Nueva Renca Diesel	0	0	0
	Nueva Renca GNL	7.080	7.054	7.161
<b>Quintero 01</b>	Quintero 01 CA GNL	768	728	762
<b>Quintero 02</b>	Quintero 02 CA GNL	789	1.014	1.158
<b>San Isidro 02</b>	San Isidro 02 CC Diesel	0	0	0
	San Isidro 02 GNL	7.935	7.939	7.912
<b>San Isidro</b>	San Isidro Diesel	0	0	0
	San Isidro GNL	6.623	6.776	6.816
<b>U16</b>	U16 GNL	6.477	5.886	5.608
<b>CC1</b>	CC1 - A	2.051	1.767	1.644
	CC1 - B	2.065	1.780	1.649
<b>CC2</b>	CC2 - A	2.057	1.791	1.481
	CC2 - B	1.930	1.733	1.475
<b>Total</b>	-	67.983	65.903	64.739



*Figura 5.4: Horas de operación totales grupo unidades de ciclo combinado.*

### 5.2.2.1. Escenarios pre interconexión

En los resultados obtenidos para los escenarios E1, E2 y E3 es posible notar directamente un fuerte aumento en las horas de operación del grupo, sin embargo, al igual que en el apartado 5.2.1.1 es necesario destacar que durante E2 y E3 operan unidades que no operan en E1 (Tabla 4.4). Si se considera única y exclusivamente el grupo de unidades que participa en los tres escenarios (Tabla 4.3) se tiene que para E1 el número de horas de operación es de 20.688 horas, para E2 es de 25.549 horas y para E3 alcanza las 31.909 horas de operación. Por lo tanto, se observa que las unidades que participan en los tres escenarios sufren un alza en cuanto a sus horas de operación pese al aumento en la inyección de ERNC para E3 y E2 por sobre E1, esto se debe principalmente al aumento en la demanda en los escenarios E3 y E2 por sobre E1. El mismo efecto es observable al aislar las unidades que participan única y exclusivamente en E2 y E3 (Tabla 4.4) en donde también se ve un aumento desde 5.065 horas en E2 a 7.371 horas en E3.

### 5.2.2.2. Escenarios post interconexión

En los resultados obtenidos para E4, E5 y E6 es posible notar: en primer lugar como el número de horas de operación disminuye al inyectar 1.200 [MW] de energía solar FV al sistema (E6 por sobre E4), desde 87.787 horas en E4 (CNE 2025 [26]) a 79.747 horas en E6, esto se debe principalmente a que ambos sistemas poseen la misma demanda y parque generador, solo se diferencian en la energía solar FV adicional agregada a E6 (1.200 [MW]), por ende la disminución en las horas de operación del grupo se debe directamente al reemplazo en el despacho por orden de mérito de las unidades del grupo de ciclo combinado por energía solar FV durante E6. En segundo lugar, se observa como el número de horas de operación disminuye fuertemente en E5 por sobre E4 y E6, pese a tener un porcentaje de penetración de ERNC levemente superior al de E6. Este efecto se debe principalmente a la cantidad de agua existente en el sistema durante E5 la cual provoca un desplazamiento en el

despacho por orden de mérito de las unidades del grupo de ciclo combinado que no ocurre en E4 y E6, disminuyendo así fuertemente las horas de operación del grupo completo.

### 5.2.2.3. Escenarios interconexión

En los resultados obtenidos para E4 y E7 se observa que el número de horas de operación aumenta en el escenario sin interconexión (E7) esto se debe principalmente a que en E4, dada la interconexión, el efecto y la participación de las ERNC se propaga por ambos sistemas, sin embargo, en E7 la totalidad del efecto de las ERNC (ubicadas principalmente en el SING) no se propaga por el SIC lo que repercute en un mayor número de horas de operación de las unidades de ciclo combinado pertenecientes a este sistema. En la Tabla 5.5 es posible notar este fenómeno donde centrales como CTM3 y U16 ubicadas en el SING disminuyen levemente sus horas de operación mientras que centrales como Quintero 01 y 02, ubicadas en el SIC, aumentan considerablemente sus horas de operación.

### 5.2.2.4. Escenarios solares

En los resultados obtenidos para E4, E6, E8, E9 y E10 es posible notar que dada la creciente inyección de energía solar FV entre E4, E6, E8 – E10 el número de horas de operación del grupo de unidades de ciclo combinado disminuye. Es posible notar también que la disminución en las horas de operación es mucho mayor entre E4 y E6 que entre E8, E9 y E10, esto se debe principalmente a que el exceso de ERNC en los escenarios E8 – E10 permite al problema de optimización la posibilidad de verter ERNC por lo que la disminución en el número de horas de operación de las unidades de ciclo combinado es menor a la presentada entre E4 y E6.

### 5.2.3. Razón de ciclaje

Calculado según lo expuesto en 3.2.3, considerando las unidades expuestas en 4.2 (Tablas 4.3 – 4.7) para cada grupo de escenarios.

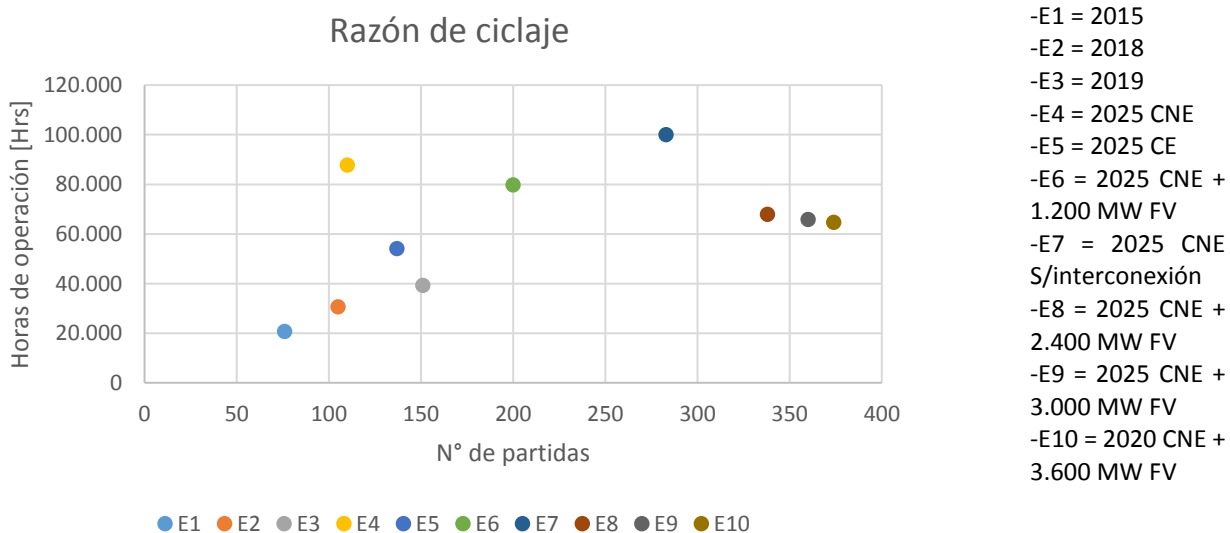


Figura 5.5: Razón de ciclaje grupo unidades de ciclo combinado.

### **5.2.3.1. Escenarios pre interconexión**

En los resultados obtenidos para E1, E2 y E3 se observan los resultados globales para los grupos de unidades considerados en cada escenario. Es posible notar que la razón de ciclaje se desplaza hacia la derecha en la curva de dispersión a medida que aumenta el porcentaje de participación de ERNC en la matriz. Esto implica que la operación de las unidades de ciclo combinado se está cargando cada vez más hacia el número de partidas, como se expone en 5.2.1.1. Por otra parte, se observa también el aumento en las horas de operación expuesto en 5.2.2.1.

### **5.2.3.2. Escenarios post interconexión**

En los resultados obtenidos para E4, E5 y E6 es posible observar los resultados globales para el grupo de unidades considerado para cada escenario. Es posible notar que el punto de E6 en la curva de dispersión se presenta más a la derecha y abajo que el punto de E4, lo que implica que en E6 la operación del grupo es más variable que en E4, lo cual es de esperarse debido al aumento en la inyección de ERNC el cual trae consigo un aumento en el número de partidas y una disminución en las horas de operación. Por otro lado, es posible notar también que el resultado obtenido para E5 queda entremedio de E4 y E6 (más cercano a E4 y por debajo de ambos) pese a que E5 posee un mayor porcentaje de participación de ERNC, nuevamente, es necesario destacar que esto se debe a la fuerte presencia de energía hidráulica considerada en E5, lo que disminuye el número de partidas y horas de operación ubicando al punto entremedio de E4 y E6 en la curva de dispersión (acorde a lo visto en 5.2.1.2 y 5.2.2.2). Por otra parte, es necesario destacar también que los puntos obtenidos para E4 y E5 quedan más a la izquierda en la curva de dispersión que el punto obtenido para E3 lo que refleja la importancia de la interconexión SIC – SING en la reducción de los efectos asociados a ciclaje.

### **5.2.3.3. Escenarios interconexión**

En los resultados obtenidos para E4 y E7 se observan los resultados globales para el grupo de unidades considerado en cada escenario, es posible notar que el punto de E7 se ubica considerablemente más a la derecha en la curva de dispersión que el punto de E4, esto implica que la operación de E7 está más cargada hacia las partidas que la operación de E4, fenómeno que se refleja en la razón de ciclaje debido a que el aumento en el número de partidas de las unidades es considerable. El efecto descrito anteriormente refleja, nuevamente, la importancia de la interconexión SIC – SING en la reducción de los efectos asociados a ciclaje.

### **5.2.3.4. Escenarios solares**

En los resultados obtenidos para los escenarios E4, E6, E8, E9 y E10 es posible observar los resultados globales para el grupo de unidades considerado en cada escenario, es posible notar que a medida que aumenta la inyección de ERNC en la matriz, en particular: energía solar FV, los puntos correspondientes a cada escenario en la curva de dispersión se desplazan hacia la derecha y hacia abajo, produciéndose nuevamente el fenómeno discutido en la sección 5.1.2.4 y 5.2.2.4 asociado al aumento entre E4, E6 y entre E8 – E10 (es posible

observar la separación entre los valores observados para E4, E6 y para E8, E9 y E10). Es necesario destacar que a medida que aumenta la inyección de ERNC en la matriz la operación de las unidades consideradas resulta ser cada vez más variable (desplazamiento de los valores en la curva de dispersión hacia abajo y a la derecha dada la inyección de ERNC).

#### 5.2.4. Seguimientos de carga

Calculado según lo expuesto en 3.2.4, considerando para cada escenario las unidades expuestas en la Tabla 4.8.

Tabla 5.7: Detalle seguimientos de carga por escenario.

<b>E1</b>			<b>E2</b>			<b>E3</b>		
	<b>Total</b>	<b>%</b>		<b>Total</b>	<b>%</b>		<b>Total</b>	<b>%</b>
<b>81% - 100%</b>	1.116,00	27,48	<b>81% - 100%</b>	1.038,00	33,02	<b>81% - 100%</b>	1.360,00	29,94
<b>61% - 80%</b>	120	2,95	<b>61% - 80%</b>	275	0,9	<b>61% - 80%</b>	391	8,61
<b>41% - 60 %</b>	320	7,88	<b>41% - 60 %</b>	378	1,24	<b>41% - 60 %</b>	623	13,71
<b>21% - 40%</b>	728	17,93	<b>21% - 40%</b>	523	1,71	<b>21% - 40%</b>	835	18,38
<b>1% - 20%</b>	1.777,00	43,76	<b>1% - 20%</b>	930	3,05	<b>1% - 20%</b>	1.334,00	29,36
<b>Suma</b>	4.061,00		<b>Suma</b>	3.144,00		<b>Suma</b>	4.543,00	
<b>E4</b>			<b>E5</b>			<b>E6</b>		
	<b>Total</b>	<b>%</b>		<b>Total</b>	<b>%</b>		<b>Total</b>	<b>%</b>
<b>81% - 100%</b>	2.486,00	40,81	<b>81% - 100%</b>	2.038,00	34,29	<b>81% - 100%</b>	2.910,00	44,24
<b>61% - 80%</b>	525	8,62	<b>61% - 80%</b>	661	11,12	<b>61% - 80%</b>	594	9,03
<b>41% - 60 %</b>	840	13,79	<b>41% - 60 %</b>	825	13,88	<b>41% - 60 %</b>	870	13,23
<b>21% - 40%</b>	1.045,00	17,15	<b>21% - 40%</b>	1.084,00	18,24	<b>21% - 40%</b>	981	14,91
<b>1% - 20%</b>	1.196,00	19,63	<b>1% - 20%</b>	1.335,00	22,46	<b>1% - 20%</b>	1.223,00	18,59
<b>Suma</b>	6.092,00		<b>Suma</b>	5.943,00		<b>Suma</b>	6.578,00	
<b>E7</b>			<b>E8</b>			<b>E9</b>		
	<b>Total</b>	<b>%</b>		<b>Total</b>	<b>%</b>		<b>Total</b>	<b>%</b>
<b>81% - 100%</b>	1.825,00	23,88	<b>81% - 100%</b>	2.254,00	52,97	<b>81% - 100%</b>	2.239,00	55,63
<b>61% - 80%</b>	754	9,87	<b>61% - 80%</b>	427	10,04	<b>61% - 80%</b>	399	9,91
<b>41% - 60 %</b>	1.019,00	13,34	<b>41% - 60 %</b>	416	9,78	<b>41% - 60 %</b>	416	10,34
<b>21% - 40%</b>	1.523,00	19,93	<b>21% - 40%</b>	551	12,95	<b>21% - 40%</b>	470	11,68
<b>1% - 20%</b>	2.520,00	32,98	<b>1% - 20%</b>	607	14,27	<b>1% - 20%</b>	501	12,45
<b>Suma</b>	7.641,00		<b>Suma</b>	4.255,00		<b>Suma</b>	4.025,00	
<b>E10</b>								
	<b>Total</b>	<b>%</b>						
<b>81% - 100%</b>	2.394,00	56,08						
<b>61% - 80%</b>	392	9,18						
<b>41% - 60 %</b>	451	10,56						
<b>21% - 40%</b>	487	11,41						

<b>1% - 20%</b>	545	12,77
<b>Suma</b>	4.269,00	

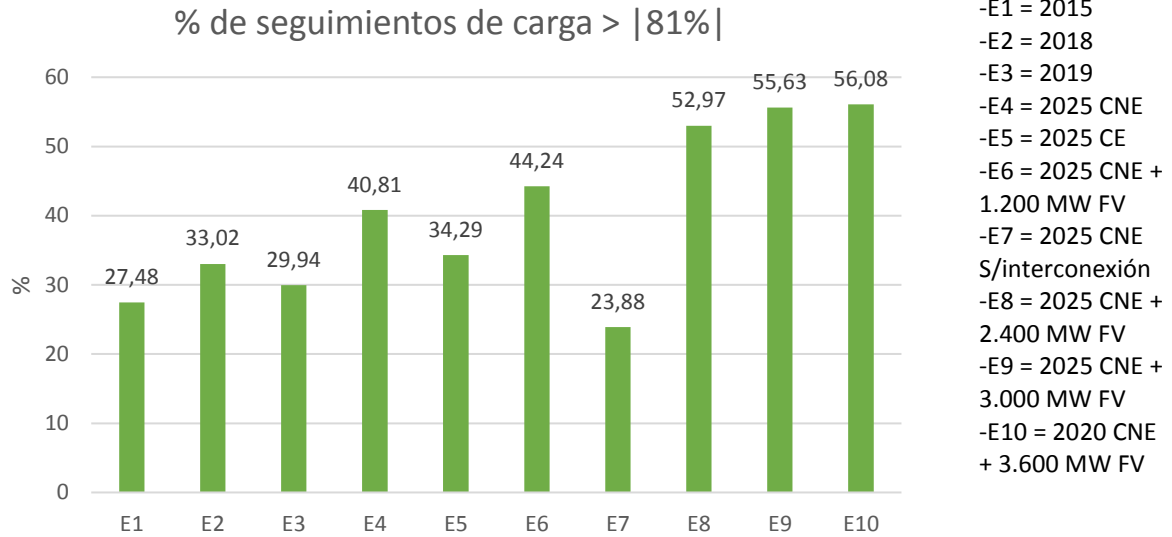


Figura 5.6: Seguimientos de carga grupo unidades de ciclo combinado.

#### 5.2.4.1. Escenarios pre interconexión

En los resultados obtenidos para E1, E2 y E3 es posible observar como el porcentaje de seguimientos de carga más profundos (> | 81% |) sufren un aumento para E2 y E3 sobre E1, es necesario destacar que E2 tiene mayor penetración de ERNC que E3 lo cual puede explicar el aumento de E2 por sobre E3. Por otra parte el porcentaje de seguimientos de carga pequeños (|1% - 20%|) disminuye considerablemente en E2 y E3 con respecto a E1. Ambos efectos reflejan el aumento de variabilidad en la operación de las unidades de ciclo combinado frente al aumento en la inyección de ERNC, pese al aumento en la demanda existente entre E1 – E3.

#### 5.2.4.2. Escenarios post interconexión

En los resultados obtenidos para E4, E5 y E6 es posible observar como el porcentaje de seguimientos de carga más profundos (> | 81% |) sufren un aumento para E6 por sobre E4 el cual se debe directamente al aumento en la inyección de ERNC para E6 (1.200 [MW] energía solar FV adicionales). Por otra parte, es posible observar también una disminución en el porcentaje de seguimientos de carga profundos para E5 por sobre E4 y E6 pese al aumento en la penetración de ERNC de E5 sobre E4 y E6, esto refleja directamente que la capacidad que tiene la energía hidráulica para aplacar la variabilidad de las ERNC en el sistema no alcanza única y exclusivamente al número de partidas.



### 5.2.4.3. Escenarios interconexión

En los resultados obtenidos para E4 y E7 es posible observar que los seguimientos de carga profundos alcanzan el 40,81 % para E4 mientras que en E7 alcanzan solamente el 23,88 %. Para poder explicar este fenómeno es necesario observar las Figuras C.4 y C.7 (Anexo C), donde se presentan los despachos por tecnología de generación para una semana cualquiera para cada escenario (en particular: semana 10). En la Figura C.7 es posible observar que en ausencia de interconexión la energía mini hidráulica adquiere un papel mucho mayor que en el caso en presencia de interconexión, esto puede explicar el por qué en ausencia de interconexión las unidades de ciclo combinado realizan porcentualmente menos seguimientos de carga profundos.

### 5.2.4.4. Escenarios solares

En los resultados obtenidos para E4, E6, E8, E9 y E10 se observa como los seguimientos de carga profundos aumentan porcentualmente a medida que aumenta la penetración de energía solar FV, alcanzando el 56,08% de los seguimientos de carga para E10. Esto muestra concretamente que a medida que aumenta la penetración de energía solar FV en la matriz la operación de las unidades de ciclo combinado se vuelve cada vez más variable presentando cada vez más seguimientos de carga profundos, mayor número de partidas (5.2.1.4) y menor número de horas de operación (5.2.2.4), efecto observado también en (5.2.3.4).

### 5.2.5. HEO

Calculado en base a lo expuesto en 3.2.5, en consideración de los casos de sensibilidad expuestos en las Tablas 3.2 – 3.4 y las unidades por escenario expuestas en las Tablas 4.3 – 4.7.

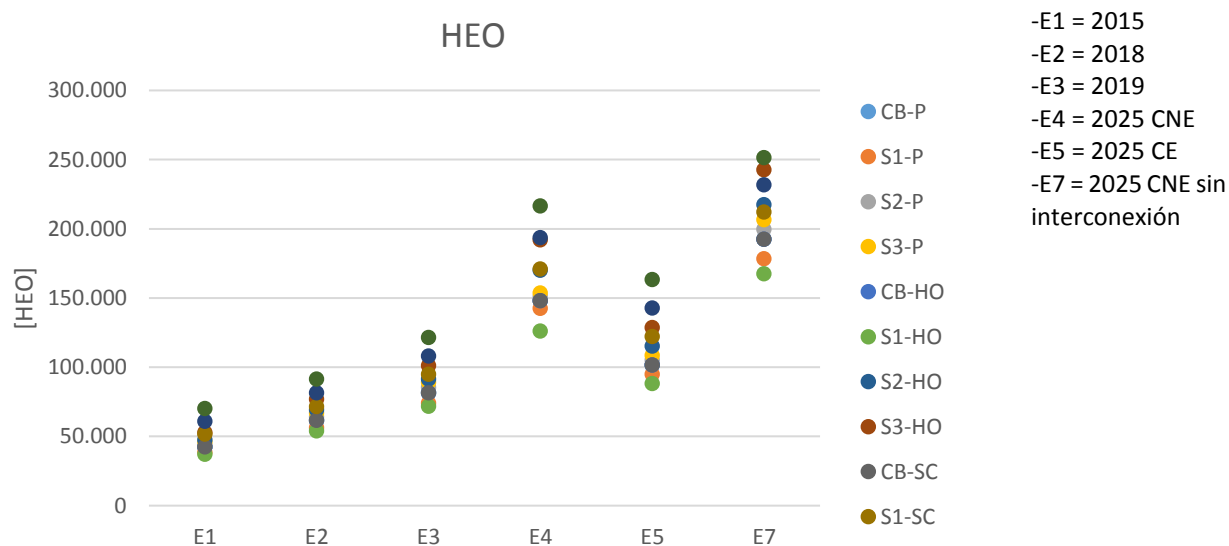


Figura 5.7: Resultados HEO.

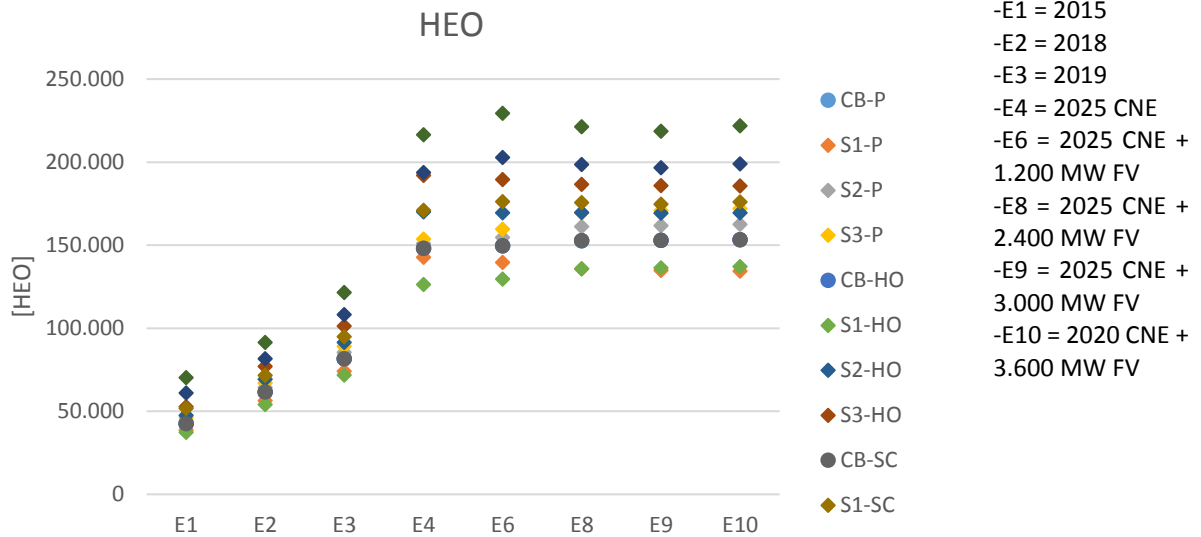


Figura 5.8: Resultados HEO escenarios solares.

### 5.2.5.1. Escenarios pre interconexión

En los resultados obtenidos para E1, E2 y E3 es posible observar como el número de horas de operación aumenta desde E1 hasta E3, sin embargo, es necesario destacar que este aumento se debe principalmente a la entrada en operación de algunas unidades (Tabla 4.2) durante E2 y E3. Al considerar única y exclusivamente las unidades operativas durante los tres escenarios (Tabla 4.3) es posible observar también un aumento en las horas de operación equivalentes desde E1 hasta E3, para todos los casos en los tres análisis de sensibilidad realizados. Por otra parte, es posible observar el mismo efecto entre E2 y E3 para las unidades que entran en operación durante E2 (Tabla 4.4). Por lo tanto, se desprende que pese al aumento en la demanda existente desde E1 hasta E3, dada la inyección de ERNC en el sistema las unidades se ven cada vez más exigidas, efecto reflejado en el aumento del número de EOH.

### 5.2.5.2. Escenarios post interconexión

En los resultados obtenidos para E4, E5 y E6 se observan principalmente dos efectos: en primer lugar se observa la capacidad que posee la energía hidroeléctrica en disminuir los efectos asociados a la variabilidad de las ERNC inyectadas en el sistema, mostrando una fuerte disminución por sobre E4 y E6 para todos los casos en las tres sensibilidades realizadas. En segundo lugar, se observa también el pequeño aumento en el número de horas equivalentes de operación de E6 por sobre E4 para todos los casos, el cual se encuentra asociado directamente a la inyección de ERNC durante el escenario E6.

### **5.2.5.3. Escenarios interconexión**

En los resultados obtenidos para E4 y E7 se observa que, para todos los casos en los tres análisis de sensibilidad, E7 representa el punto máximo en cuanto a horas equivalentes de operación. Debido a su gran número de partidas y al número de horas de operación del grupo de unidades de ciclo combinado (comportamiento estudiado en 5.2.1.3 y 5.2.2.3). Por lo tanto, es posible desprender que frente al mismo sistema con y sin interconexión, las unidades se ven considerablemente más exigidas en el escenario sin interconexión (E7).

### **5.2.5.4. Escenarios solares**

En los resultados obtenidos para E4, E6, E8 – E10 se observa un comportamiento levemente más complejo, debido a que en los escenarios solares se presenta un fuerte aumento en el número de partidas (5.2.1.4) y una disminución en las horas de operación (5.2.2.4), por ende, el cálculo de HEO se hace extremadamente sensible frente a los casos presentados y a las sensibilidades realizadas. En general, para la mayoría de los casos realizados se puede observar un leve aumento en el número de horas equivalentes de operación, el cual posteriormente se verá mejor reflejado en el cálculo de los costos asociados a mantenimientos. Sin embargo, a grandes rasgos, es posible desprender del análisis de sensibilidad que el número de horas equivalentes de operación sufre un leve aumento dada la inyección de energía solar FV en la matriz, a excepción de los casos en que el número de partidas es ponderado por bajo el umbral del caso base o el número de horas de operación es ponderado por bajo el umbral del caso base. Por lo tanto, se desprende que a medida que se inyecta energía solar FV en la matriz, las unidades pertenecientes al grupo de unidades de ciclo combinado se ven más exigidas.

### **5.2.6. CVNC**

Calculado en base a lo expuesto en 3.2.6, en consideración de los casos de sensibilidad expuestos en las Tablas 3.2 – 3.4 y las unidades por escenario presentadas en las Tablas 4.3 – 4.7.

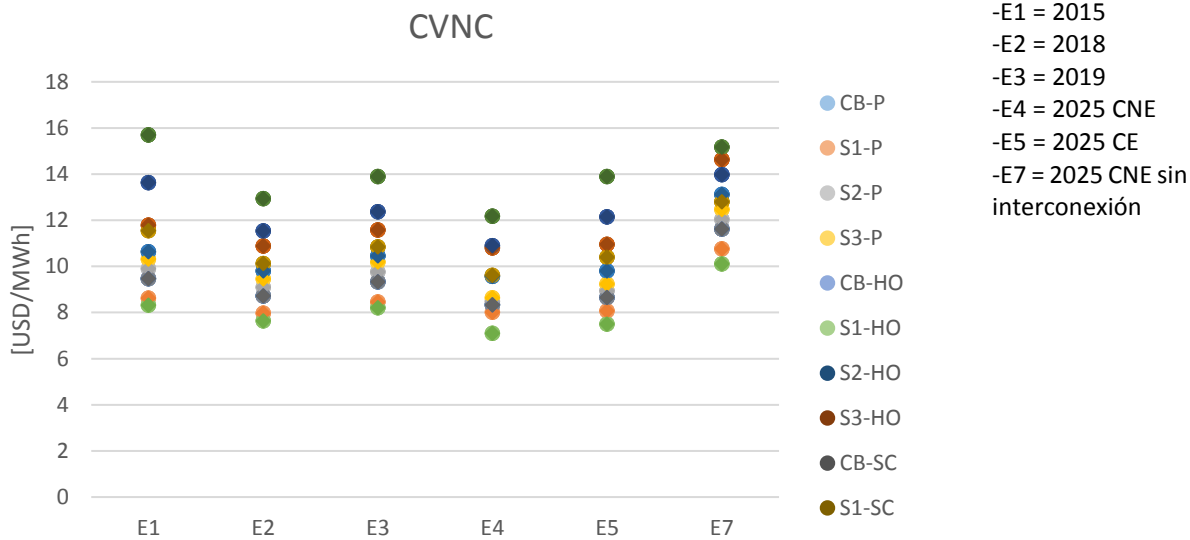


Figura 5.9: Resultados CVNC.

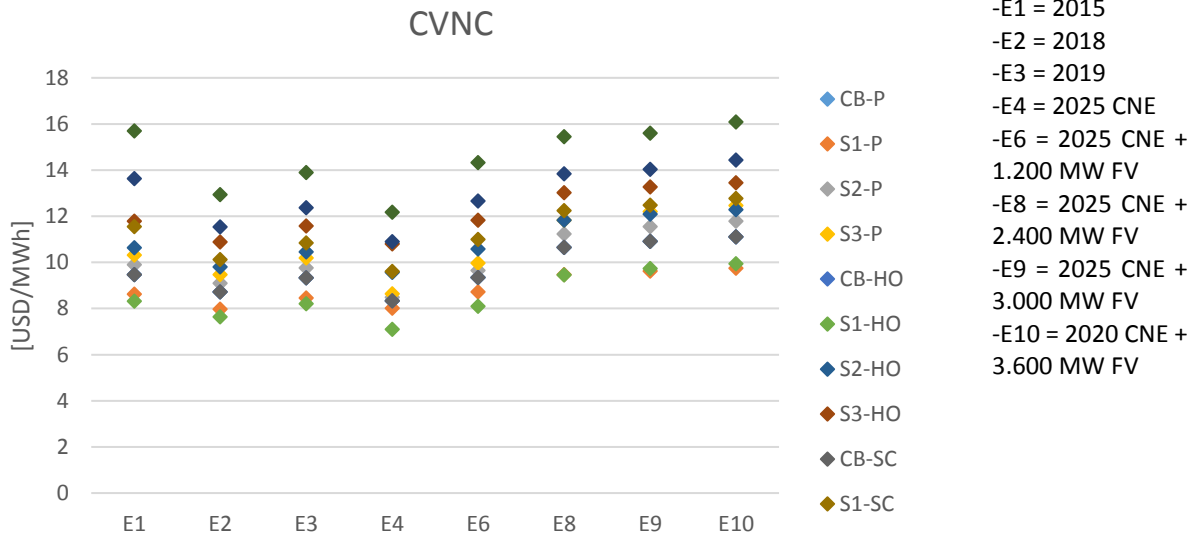


Figura 5.10: Resultados CVNC escenarios solares.

**5.2.6.1. Escenarios pre interconexión**

En los resultados obtenidos para E1, E2 y E3 es posible observar una pequeña disminución de los CVNC en E2 y E3 por sobre los obtenidos para E1. Esto se debe a que, si bien la penetración de ERNC en la matriz aumenta en E2 y E3 por sobre E1, la demanda también aumenta. Por ende, la cantidad de energía que suministran las unidades de ciclo combinado durante E3 y E2 es superior a la suministrada durante E1 (y superior al aumento en las horas equivalentes de operación en E2 y E3 por sobre E1), por lo tanto la cantidad de energía entre la que se debe repartir el aumento en los costos asociados a mantenimientos

dada la operación variable provoca una disminución en los CVNC. Básicamente la disminución en los CVNC representa que el aumento en la cantidad de energía suministrada es mayor al aumento en las EOH durante los escenarios E1, E2 y E3.

#### **5.2.6.2. Escenarios post interconexión**

En los resultados obtenidos para E4, E5 y E6 se observan principalmente tres efectos: en primer lugar se observa que los CVNC son generalmente mayores para los escenarios pre-interconexión que para los escenarios post-interconexión, esto refleja la capacidad que posee la interconexión de los sistemas SIC – SING para aplacar los efectos asociados a la inyección de ERNC en la matriz. En segundo lugar, es posible observar también que los CVNC en general son levemente superiores en E5 que en E4, esto se debe principalmente a que la presencia de energía hidroeléctrica en la matriz disminuye fuertemente las horas de operación y por ende la cantidad de energía suministrada por el grupo durante el escenario. Finalmente, en tercer lugar se observa un aumento en los CVNC en E6 por sobre E4 lo cual se debe exclusivamente a la entrada de los 1.200 [MW] de energía solar FV en E6.

#### **5.2.6.3. Escenarios interconexión**

En los resultados obtenidos para E4 y E7 se observa que E7 presenta los CVNC más caros dentro de todos los escenarios y, en particular, por sobre E4. Esto se debe directamente a que el aumento en el número de partidas (5.2.1.3) es superior al aumento en el número de horas de operación (5.2.2.3) y al aumento en la energía suministrada durante E7. Por lo tanto, se desprende que es más caro producir un MWh para el escenario sin interconexión E7 que para el escenario con interconexión E4, reflejándose así una vez más el efecto de la interconexión de los sistemas SIC – SING en el fenómeno analizado.

#### **5.2.6.4. Escenarios solares**

En los resultados obtenidos para E4, E6, E8 – E10 se observa que a medida que se aumenta la inyección de energía solar FV en la matriz, los CVNC aumentan levemente para todos los casos. Esto se debe principalmente al fuerte aumento en el número de partidas por sobre la pequeña disminución en las horas de operación (y energía suministrada). Por lo tanto es posible desprender que a medida que se inyecta energía solar FV en la matriz los CVNC crecen levemente, esto se debe a que, dado todo lo expuesto anteriormente, las unidades se encuentran cada vez más exigidas, lo que implica alcanzar el umbral de EOH en un lapso menor de tiempo, lo que implica menor cantidad de energía servida. Básicamente a medida que se inyecta energía solar FV en la matriz las unidades del grupo de ciclo combinado deberán realizar sus mantenimientos suministrando cada vez menos energía lo que encarece levemente el CVNC.

#### **5.2.7. $\Delta$ CVNC por cada 100 MW FV**

Calculado según lo expuesto en 3.2.8, considerando los resultados presentados en 5.3.6 y en base a los casos presentados en las Tablas 3.2 – 3.4 y las unidades por escenario expuestas en las Tablas 4.3 – 4.7.

### 5.2.7.1. Sensibilidad respecto al N° de partidas

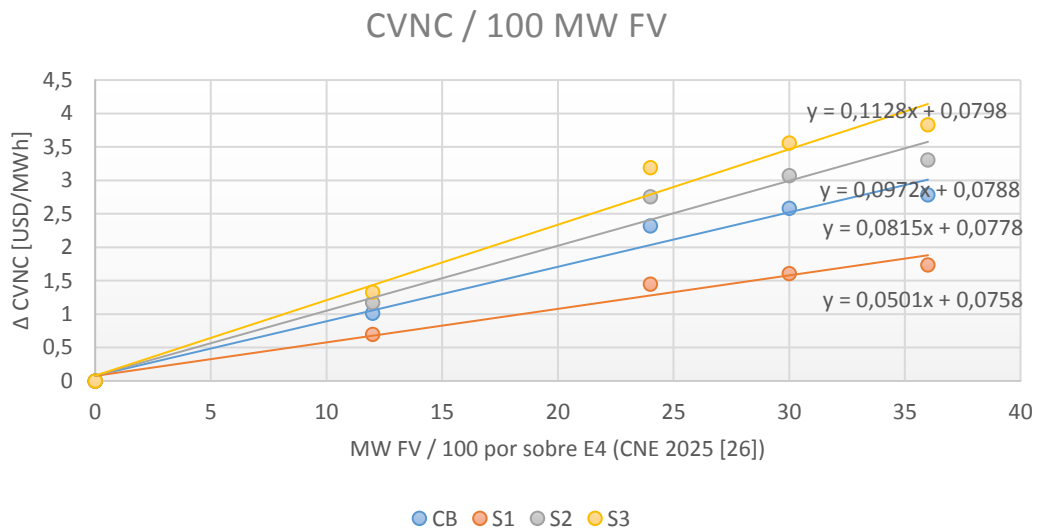


Figura 5.11: Aumento en CVNC por cada 100 MW de energía solar FV inyectados por sobre E4 (CNE 2025). Sensibilidad respecto al número de partidas.

Tabla 5.8: Sobrecosto operacional por cada 100 MW FV por casos. Sensibilidad respecto al N° de partidas.

Caso	$\Delta$ CVNC/100 MW FV
<b>CB</b>	0,0815
<b>S1</b>	0,0501
<b>S2</b>	0,0972
<b>S3</b>	0,1128

### 5.2.7.2. Sensibilidad respecto a horas de operación

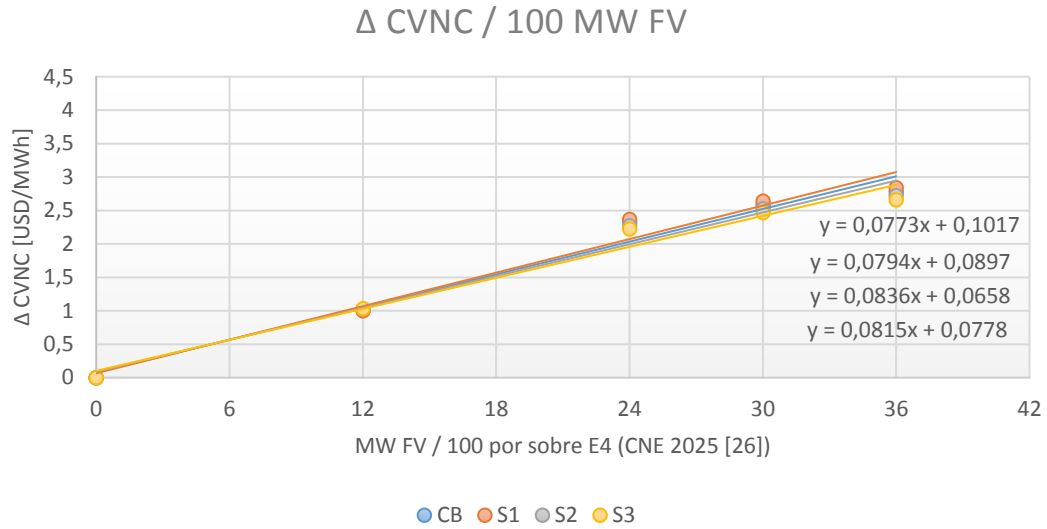


Figura 5.12: Aumento en CVNC por cada 100 MW de energía solar FV inyectados por sobre E4 (CNE 2025). Sensibilidad respecto a horas de operación.

Tabla 5.9: Sobrecosto operacional por cada 100 MW FV por casos. Sensibilidad respecto a horas de operación.

Caso	$\Delta$ CVNC/100 MW FV
<b>CB</b>	0,0815
<b>S1</b>	0,0836
<b>S2</b>	0,0794
<b>S3</b>	0,0773

### 5.2.7.3. Sensibilidad respecto a seguimientos de carga

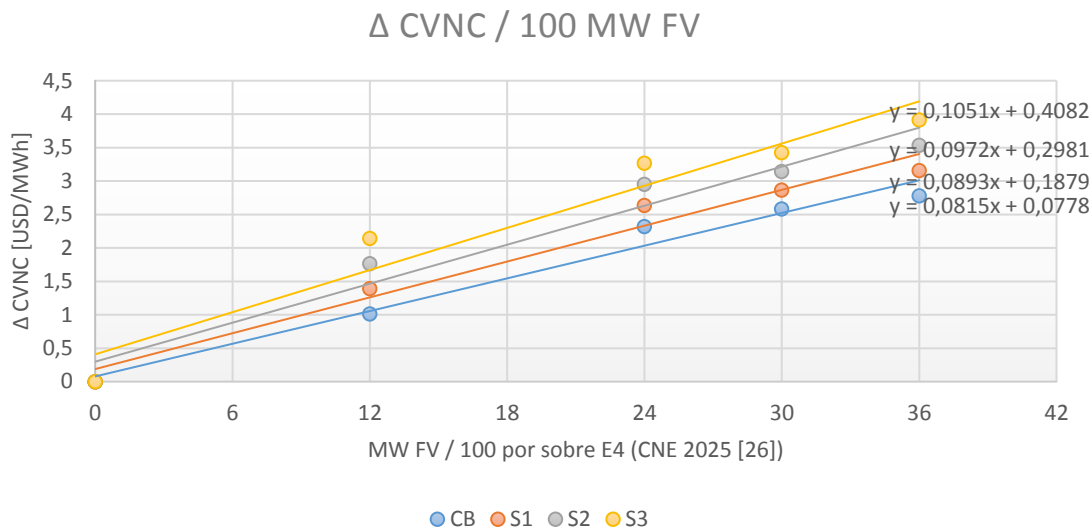


Figura 5.13: Aumento en CVNC por cada 100 MW de energía solar FV inyectados por sobre E4 (CNE 2025). Sensibilidad respecto a seguimientos de carga.

Tabla 5.10: Sobrecosto operacional por cada 100 MW FV por casos. Sensibilidad respecto a seguimientos de carga.

Caso	$\Delta$ CVNC/100 MW FV
CB	0,0815
S1	0,0893
S2	0,0972
S3	0,1051

En los resultados obtenidos se observa como para todos los casos en las tres sensibilidades realizadas, los CVNC aumentan a medida que aumenta la inyección de ERNC en la matriz. Efecto observado debido a la mayor exigencia que presenta la inyección de energía solar FV sobre las unidades del grupo de ciclo combinado y a la menor colocación de energía por parte del grupo en cada escenario solar.

En las Tablas 5.8, 5.9 y 5.10 se presenta la variación en los CVNC obtenida para cada caso, lo cual finalmente se traduce en que el rango de aumento en los CVNC fluctúa entre los 0,0501 y los 0,1128  $\left[\frac{USD}{MWh}\right]$



### 5.2.8. Costos de mantenimientos por cada 100 MW FV

Calculado según lo expuesto en 3.2.9, considerando los resultados presentados en 5.3.7 y en base a los casos presentados en las Tablas 3.2 – 3.4 y las unidades por escenario expuestas en las Tablas 4.2 – 4.7.

#### 5.2.8.1. Sensibilidad respecto al N° de partidas

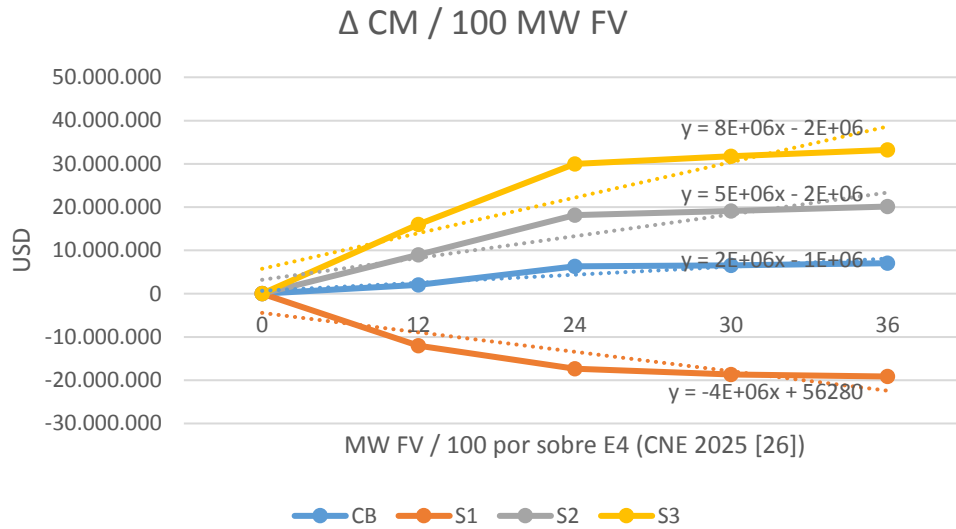


Figura 5.14:  $\Delta$  CM por cada 100 MW de energía solar FV inyectados por sobre E4 (CNE 2025). Sensibilidad respecto al número de partidas.

Tabla 5.11:  $\Delta$  CM / 100 MW FV por casos. Sensibilidad respecto al N° de partidas.

Caso	$\Delta$ CM / 100 MW FV
CB	2.000.000
S1	-4.000.000
S2	5.000.000
S3	8.000.000

### 5.2.8.2. Sensibilidad respecto a horas de operación

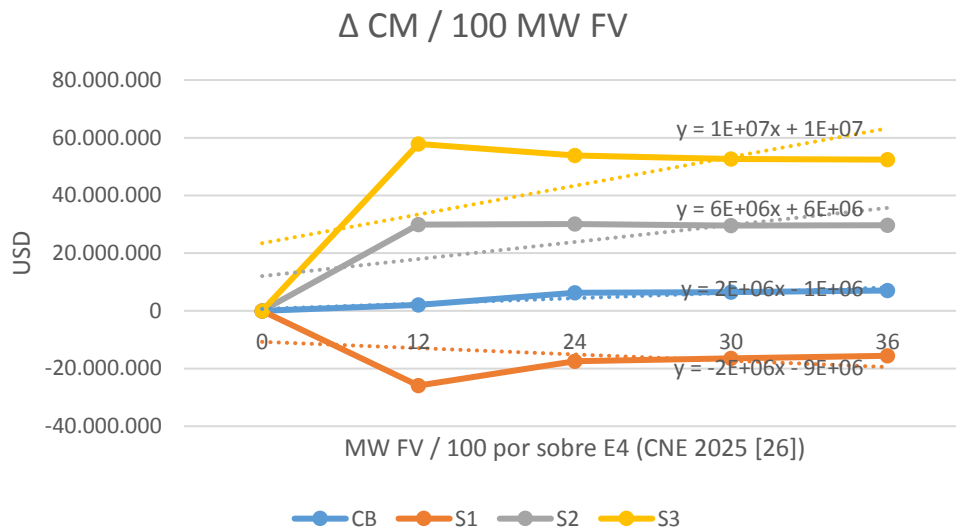


Figura 5.15:  $\Delta$  CM por cada 100 MW de energía solar FV inyectados por sobre E4 (CNE 2025). Sensibilidad respecto a horas de operación.

Tabla 5.12:  $\Delta$  CM por cada 100 MW FV por casos. Sensibilidad respecto a horas de operación.

Caso	$\Delta$ CM /100 MW FV
CB	2.000.000
S1	-2.000.000
S2	6.000.000
S3	10.000.000

### 5.2.8.3. Sensibilidad respecto a seguimientos de carga

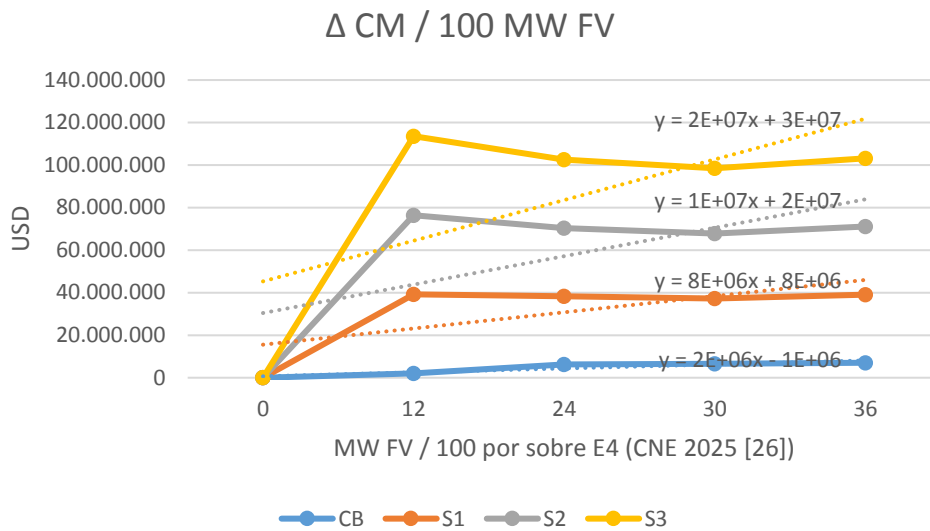


Figura 5.16:  $\Delta$  CM por cada 100 MW de energía solar FV inyectados por sobre E4 (CNE 2025). Sensibilidad respecto a seguimientos de carga.

Tabla 5.13:  $\Delta$  CM por cada 100 MW FV por casos. Sensibilidad respecto a seguimientos de carga.

Caso	$\Delta$ CM /100 MW FV
CB	2.000.000
S1	8.000.000
S2	10.000.000
S3	20.000.000

En los resultados obtenidos se observa como para la mayoría de los casos en las tres sensibilidades realizadas, los costos asociados a mantenimientos aumentan a medida que aumenta la inyección de ERNC en la matriz (a excepción de dos casos que corresponden a cuando el número de partidas y el número de horas de operación se ponderan por debajo del caso base). Efecto observado debido a la mayor exigencia que presenta la inyección de energía solar FV sobre las unidades del grupo de ciclo combinado.

En las Tablas 5.11, 5.12 y 5.13 se presenta la variación en los costos asociados a mantenimientos. Dado los resultados expuestos, el caso S1 para las sensibilidades asociadas al número de partidas y al número de horas de operación se deja fuera de este análisis debido a que ponderan el número de partidas y el número de horas de operación por debajo del caso base (realizado en base a lo conversado con Laborelec y CDEC – SING). Por otra parte, se deja afuera también el caso S3 para la sensibilidad en base a los seguimientos de carga,

debido principalmente a que pondera los seguimientos de carga muy por sobre de lo conversado con Laborelec y CDEC – SING. Dado esto, se obtiene que el rango en el que fluctúa el aumento en los costos asociados a mantenimientos de grupo de unidades de carbón va desde 2.000.000 a 10.000.000 [USD].

# 6. Conclusiones y trabajo futuro

---

## 6.1. Conclusiones

Tras el desarrollo íntegro de la metodología presentada se abordan los distintos objetivos propuestos para el presente estudio. Los resultados obtenidos y el correspondiente análisis realizado permiten concluir que tanto los objetivos generales como los objetivos específicos del presente estudio son conseguidos a cabalidad, contribuyendo así con información objetiva a la discusión existente asociada a la inyección de ERNC, en particular energía solar FV, en el sistema eléctrico chileno, dados su contexto actual y planificación futura.

En primer lugar, los resultados obtenidos permiten demostrar que la inyección de ERNC de carácter variable (y, en particular, energía solar FV) en el sistema eléctrico chileno, tanto en los sistemas SIC y SING por separado como en la futura interconexión SIC – SING considerada en la planificación del sistema, traen consigo efectos asociados a la operación en ciclaje (cycling) de las unidades térmicas (particularmente unidades de ciclo combinado y GNL) como la necesidad de la realización de mayores ciclos de encendido/apagado y mayor número de seguimientos de carga profundos debido al desplazamiento que provocan las ERNC sobre estas tecnologías en el despacho por orden de mérito. Por otra parte, es posible demostrar también que este efecto sobre las unidades de carbón es casi nulo para los niveles de penetración de ERNC considerados debido al bajo costo variable que estas poseen en comparación con el resto de las tecnologías térmicas existentes en el sistema. Consiguiendo así dar cumplimiento a los objetivos generales del presente estudio.

Por otra parte, es posible observar a lo largo del estudio que la cuantificación de estos efectos asociados a la inyección de ERNC en la matriz no es directa debido a que si bien el número de partidas y el número de seguimientos de carga aumentan considerablemente esto trae consigo también una disminución en el número de horas de operación y, por consiguiente, una disminución en la inyección de energía. Lo que implica que la repercusión del fenómeno por sobre las horas equivalentes de operación (HEO), los costos variables no combustibles (CVNC) y los costos asociados a mantenimientos (CM), no es directo. No obstante, el presente estudio muestra que, en base a los supuestos establecidos y la metodología expuesta, si existe un efecto de la inyección de energía solar FV por sobre el grupo de estudio considerado.

Con respecto a los mantenimientos de las unidades de ciclo combinado y GNL se observa que la frecuencia de éstos aumenta con la inyección de energía solar FV en la matriz. Se realizan análisis de sensibilidad para el cálculo del número de horas equivalentes de operación, criterio utilizado por el sector eléctrico chileno para la designación de salidas de mantenimiento de las unidades térmicas de generación, obteniéndose un aumento general de éstas, en la mayoría de los casos, dada la inyección de energía solar FV en la matriz. Lo que implica que, dada la operación resultante, las unidades deberán realizar sus ciclos de mantenimiento en intervalos menores de tiempo.

En cuanto a los costos variables no combustibles, a lo largo del presente estudio se obtiene que para el grupo de estudio de unidades de ciclo combinado y GNL, constituido por 17 unidades que en conjunto alcanzan los 4.511 [MW] de potencia instalada, sufren un aumento de hasta  $9 \left[ \frac{USD}{MWh} \right]$  dependiendo del nivel de penetración FV y la función de costo de mantenimiento utilizada. Por otra parte, el análisis permite determinar que el aumento de los CVNC fluctúa entre los 0,05 y los 0,11  $\left[ \frac{USD}{MWh} \right]$  por cada 100 [MW] de energía solar FV agregados al parque generador. Asimismo, se demuestra que los costos asociados a mantenimiento del mismo grupo de estudio sufren un aumento superior a los 2.000.000 [USD] anuales dado el aumento en la frecuencia de los mantenimientos realizados por las unidades. Por lo tanto, el presente estudio demuestra la existencia de costos asociados a las repercusiones que tiene la inyección de energía solar FV en el sistema eléctrico chileno y cuantifica estos costos, dando cumplimiento así a los objetivos específicos planteados para el estudio.

De los resultados obtenidos es posible desprender que la interconexión de los sistemas SIC – SING y la presencia de energía hidráulica en la matriz constituyen una buena solución para aplacar los efectos asociados a la variabilidad de las ERNC de inyección inminente en el sistema. Se observa que la interconexión de los sistemas permite la posibilidad de realizar exportaciones de ERNC desde el SING al SIC lo que provoca una disminución en la variabilidad operacional de las unidades de ciclo combinado y GNL mismo efecto observado en presencia de energía hidroeléctrica en la matriz debido a la flexibilidad y bajo costo variable que posee esta tecnología de generación. Otras tecnologías recomendadas en base a lo observado en el presente estudio y en la literatura internacional son: en primer lugar, la tecnología CSP de próxima incorporación en el sistema eléctrico chileno, debido a que permite la generación de energía en base al recurso solar de manera constante y continua dado su carácter térmico y la incorporación de tecnologías de almacenamiento térmico. En segundo lugar, la tecnología de *pump storage* debido a que permite aplacar la variabilidad de las ERNC en base a la flexibilidad del recurso hídrico.

Finalmente, los resultados obtenidos a lo largo del presente estudio en cuanto a: la operación y frecuencia en los ciclos de mantenimientos de las unidades de ciclo combinado y a la importancia de la interconexión de sistemas en reducir los efectos observados, son coherentes con los resultados obtenidos en [19] para el sistema irlandés. Mientras que, los resultados obtenidos en cuanto al aumento de los costos variables no combustibles se condicen con lo obtenido en [28] para el sistema eléctrico danés y con lo explorado por CDEC – SING en [21]. Por lo tanto, se considera que los resultados obtenidos a lo largo del presente estudio son coherentes con respecto a lo expuesto en la literatura nacional e internacional.

## 6.2. Trabajo futuro

Con el fin de continuar la exploración de los efectos asociados al fenómeno de ciclaje en las unidades térmicas de generación debido a la variabilidad de las ERNC de inyección inminente en el sistema eléctrico chileno se recomienda:

En primer lugar, incluir en una nueva simulación los CVNC obtenidos en consideración del aumento en la frecuencia de los mantenimientos del grupo de unidades de ciclo combinado y GNL y observar su repercusión en el despacho por orden de mérito obtenido y en la operación resultante de las unidades del grupo.

En segundo lugar, la realización del cálculo de los costos asociados a mantenimientos de cada unidad en particular considerando los costos y fórmulas de cálculo reales para cada unidad, dentro de lo posible (información privada).

En tercer lugar, el cálculo de un costo asociado al aumento en el número de partidas, su inclusión en nuevas simulaciones como costo de partida para las unidades de ciclo combinado y GNL y observar su repercusión en la operación resultante.

En cuarto lugar, la realización del mismo estudio con una mayor resolución temporal (se recomienda un intervalo de tiempo en la simulación de 15 minutos) con el fin de representar de mejor manera los efectos asociados a los seguimientos de carga y/o fluctuaciones en la potencia entregada por parte de las unidades térmicas de generación.

En quinto lugar, la inclusión del sistema de transmisión completo, y sus restricciones, en la modelación del sistema eléctrico chileno junto con la consideración de los márgenes de reserva necesarios en el problema de optimización debido a que ambas constituyen variables de carácter importante en el despacho por orden de mérito y representan de manera más exacta la situación real que enfrenta el operador del sistema. Luego de la realización de este estudio, es posible incorporar los resultados obtenidos en un modelo capaz de calcular el plan de obras óptimo y contrastarlo con el plan de obras real para el sistema eléctrico chileno.

Finalmente, y en consideración de todo lo mencionado anteriormente, se propone la exploración de la posibilidad de la realización de índices asociados a la vida útil de las unidades, a la frecuencia de los ciclos de mantenimientos de las unidades térmicas de generación o simplemente a costos dinámicos asociados a ciclaje que puedan ser incluidos en los problemas de optimización de operación y planificación del sistema eléctrico chileno de modo de endogenizar la relación entre los costos de mantenimiento y la operación en ciclaje de las unidades térmicas de generación en el modelo de simulación, con el fin de representar la repercusión de la inyección de ERNC de carácter variable en el sistema y permitir al problema minimizar estos efectos tanto a nivel operacional como de planificación del sistema.

# Bibliografía

---

[1] PROTOCOLO DE KYOTO DE LA CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO. 1997, Kioto, Japón.

<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>

[2] Bases de datos banco mundial: “Consumo de energía eléctrica (kWh per cápita)”

<http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC> , “PIB (US\$ a precios actuales)”

<http://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD>

[3] British Petroleum Data base “*Statistical Review 2014 workbook*”.

<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/statistical-review-downloads.html>

[4] *Energiewende*. Política pública desarrollada por Alemania en pro de las ERNC.

<http://energytransition.de/>

[5] “Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile”. Enzo E. Sauma. Centro de políticas públicas UC.

<http://repositorio.uc.cl/xmlui/bitstream/handle/123456789/1766/591687.pdf?sequence=1>

[6] Artículo 71-1 Ley 19.940. <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=222380>

[7] Ley 20.257 <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=270212>

[8] Ley 20.698 <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1055402>

[9] Reporte Anual Enero 2015, CER.

<http://www.cifes.gob.cl/reportes/2015/ReporteResumenAnual.pdf>

[10] Perez-Arriaga, I. J., y Battle, C. (2012). Impacts of intermittent renewables on electricity generation system operation. *Economics of Energy & Environmental Policy*

[11] Operación real CDEC-SIC <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/>

[12] D. Lew, G. Brinkman , N. Kumar, P. Besuner, D. Agan and S. Lefton, “*Impacts of wind and solar on fossil-fueled generators.*” *IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, California, 2012.*

[13] D. Hilleman and N. Kumar, “*Cost analysis and cost-based power plant asset management – thermal power plant cycling costs*”.

[14] N. Kumar, S. Paterson, K. Coleman, C. Lee, D. Agan and S. Lefton, “*Power plant cycling measure – evaluating historical cycling to model future grid operations*”.



- [15] D. Balevic, S. Hartman and R. Youmans, “*Heavy – duty gas turbine operating and maintenance considerations*”. *GE Energy*.
- [16] S. A Lefton, P.M Besuner and G.P Grimsrud, “*Managing utility power plant assets to economically optimize power plant cycling costs, life and reliability*”. Electric Power Research Institute. EPRI TR-105382. *Proceedings: 1994 Fossil Plant Cycling Conference*.
- [17] “*Guideline on the Effects of Cycling Operation on Maintenance Activities*”, EPRI, Palo Alto, CA: 2001. 1004017.
- [18] “*Damage to Power Plants Due to Cycling*”, EPRI, Palo Alto, CA: 2001. 1001507.
- [19] N. Troy, E. Denny and M. O ‘ Malley, “*Base-load cycling on a system with significant wind penetration*”.
- [20] P. Rodilla, S. Cerisola and C. Battle, “*Modeling the major overhaul cost of gas-fired plants in the unit commitment problem*”.
- [21] CDEC-SING. “Efectos técnicos – económicos de la integración de energía eólica y solar en el SING: Escenario año 2017”, Abril 2015.
- [22] “*The impact of renewable portfolio standard in fast growing countries: The Chilean experience*. Systep”. IEEE Power & Energy Society General Meeting 2014. Link: [http://www.systep.cl/documents/Mocarquer\\_PES\\_GM\\_2014.pdf](http://www.systep.cl/documents/Mocarquer_PES_GM_2014.pdf)
- [23] “Informe técnico definitivo fijación de precios de nudo de corto plazo”, Abril 2015, CNE. <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/abril-2015>
- [24] Systep, Estadísticas del SIC, Reporte de operación del SIC (Marzo 2015). [http://www.systep.cl/?page\\_id=1203](http://www.systep.cl/?page_id=1203)
- [25] Systep, Estadísticas del SING, Reporte de operación del SING (Marzo 2015). [http://www.systep.cl/?page\\_id=1203](http://www.systep.cl/?page_id=1203)
- [26] “Informe técnico definitivo fijación de precios de nudo de corto plazo”, Octubre 2014, CNE. <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/octubre-2014>
- [27] “Información de costos variables no combustibles”. Procedimiento DO, CDEC – SING.
- [28] H. Holttinen & J. Pedersen “*The effect of arge scale wind power on a thermal system operation*”

# Anexo A

---

## A.1 Escenario 1

Central	Entrada en operación	Tecnología	Barra	P Max	P Min	Beta [US\$/MWh]
MIAR	1953-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	2,90	0,99	251,51
SUIQ	1957-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	4,10	1,40	268,67
MIQ	1964-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	2,80	1,43	249,24
M2AR	1965-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	2,80	1,44	250,75
CHAP	1967-01-01-00:00	Hidráulica	SING	10,10	0,00	0,00
TG1	1970-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	24,60	10,00	319,51
TG2	1970-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	24,80	10,00	319,51
MAIQ	1972-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	5,64	5,64	188,86
GMAR	1973-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	8,40	2,09	246,02
U14	1975-01-01-00:00	Carbon	SING	127,70	66,80	39,74
U15	1975-01-01-00:00	Carbon	SING	124,10	66,70	38,35
TGIQ	1978-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	23,60	10,00	303,89
U12	1983-01-01-00:00	Carbon	SING	79,60	44,30	45,76
U13	1985-01-01-00:00	Carbon	SING	79,80	44,30	43,87
MSIQ	1985-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	5,90	5,90	164,25
U16 GNL	1990-01-01-00:00	GNL	SING	343,30	152,00	58,07
U10	1993-01-01-00:00	Fuel Oil	SING	36,00	13,50	190,69

<b>CTM1</b>	1995-01-01-00:00	Carbon	SING	154,90	79,00	37,39
<b>NTO1</b>	1995-01-01-00:00	Carbon	SING	127,40	56,14	39,07
<b>CAVA</b>	1995-01-01-00:00	Hidráulica	SING	2,60	0,00	0,00
<b>CUMMINS</b>	1996-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	0,72	0,72	293,70
<b>DEUTZ</b>	1996-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	2,00	0,65	322,67
<b>NTO2</b>	1997-01-01-00:00	Carbon	SING	131,90	55,83	38,69
<b>CTM2</b>	1998-01-01-00:00	Carbon	SING	164,00	79,00	36,29
<b>CTTAR</b>	1998-01-01-00:00	Carbon	SING	148,50	90,52	37,20
<b>TGTAR</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	23,70	8,00	305,09
<b>MIMB</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	27,90	5,96	200,94
<b>Energia Pacifico</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	14,31	0,00	22,70
<b>Escuadron</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	13,40	0,00	16,95
<b>Lautaro 01</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	13,00	0,00	15,00
<b>Lautaro 02</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	13,00	0,00	14,80
<b>Lautaro 2</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	22,00	0,00	37,00
<b>Los Colorados 01</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	1,80	0,00	50,57
<b>Los Colorados 02</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	17,42	0,00	152,20
<b>Masisa</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	9,70	0,00	16,00
<b>Nueva Aldea 01</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	19,00	0,00	38,00
<b>Santa Fe 01</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	17,02	0,00	45,00
<b>Santa Fe 02</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	16,83	0,00	25,00
<b>Santa Fe 03</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	16,14	0,00	62,53

<b>Santa Fe 04</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	10,76	0,00	73,09
<b>Santa Marta</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	15,70	0,00	0,00
<b>Vinales 01</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	6,00	0,00	41,13
<b>Vinales 02</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	10,00	0,00	47,20
<b>Vinales 03</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa	SIC	6,00	0,00	53,36
<b>Arauco 01</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Licor Negro	SIC	10,00	0,00	0,00
<b>Arauco 02</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Licor Negro	SIC	10,00	0,00	36,90
<b>Arauco 03</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Licor Negro	SIC	4,00	0,00	0,00
<b>Laja CMPC 01</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Licor Negro	SIC	5,00	0,00	63,00
<b>Laja CMPC 02</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Licor Negro	SIC	10,00	0,00	40,00
<b>licanten 00</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Licor Negro	SIC	5,00	0,00	70,00
<b>licanten 01</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Licor Negro	SIC	1,00	0,00	100,00
<b>Celco 01</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N6	SIC	3,00	0,00	10,00
<b>Celco 02</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N6	SIC	2,00	0,00	117,26
<b>Celco 03</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N6	SIC	3,00	0,00	256,22
<b>valdivia 01</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N6	SIC	11,00	0,00	0,00

<b>valdivia 02</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N6	SIC	21,00	0,00	18,00
<b>valdivia 03</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N6	SIC	6,00	0,00	97,23
<b>valdivia 04</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N6	SIC	23,00	0,00	206,53
<b>cholguan 00</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Petroleo N6	SIC	9,00	0,00	28,40
<b>cholguan 01</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Petroleo N6	SIC	4,00	0,00	263,47
<b>Pacifico CMPC 01</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Petroleo N6	SIC	11,60	0,00	0,00
<b>Pacifico CMPC 02</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Petroleo N6	SIC	10,90	0,00	141,90
<b>Pacifico CMPC 03</b>	2000-01-01-00:00	Biomasa-Petroleo N6	SIC	10,50	0,00	259,00
<b>Bocamina</b>	2000-01-01-00:00	Carbon	SIC	122,20	73,32	131,90
<b>Bocamina 02</b>	2000-01-01-00:00	Carbon	SIC	342,00	205,20	0,00
<b>Campiche</b>	2000-01-01-00:00	Carbon	SIC	242,00	145,20	34,66
<b>Guacolda 01</b>	2000-01-01-00:00	Carbon	SIC	142,90	142,90	42,44
<b>Guacolda 02</b>	2000-01-01-00:00	Carbon	SIC	142,90	142,90	39,89
<b>Guacolda 03</b>	2000-01-01-00:00	Carbon	SIC	137,10	137,10	41,93
<b>Guacolda 04</b>	2000-01-01-00:00	Carbon	SIC	139,00	139,00	41,84
<b>Nueva Ventanas</b>	2000-01-01-00:00	Carbon	SIC	249,00	149,40	44,46

<b>Santa Maria</b>	2000-01-01-00:00	Carbon	SIC	321,00	192,60	47,75
<b>Ventanas 01</b>	2000-01-01-00:00	Carbon	SIC	113,40	68,04	40,09
<b>Ventanas 02</b>	2000-01-01-00:00	Carbon	SIC	208,60	125,16	39,05
<b>Laja 01</b>	2000-01-01-00:00	Desechos Forestales	SIC	7,92	0,00	25,00
<b>Laja 02</b>	2000-01-01-00:00	Desechos Forestales	SIC	3,86	0,00	25,00
<b>Nehuenco 02 GNL TP</b>	2000-01-01-00:00	GNL	SIC	384,20	250,00	88,65
<b>San Isidro 02 GNL</b>	2000-01-01-00:00	GNL	SIC	392,00	195,80	101,78
<b>San Isidro FA GNL</b>	2000-01-01-00:00	GNL	SIC	20,00	0,00	122,30
<b>San Isidro GNL</b>	2000-01-01-00:00	GNL	SIC	350,00	195,80	152,28
<b>Nueva Aldea 03</b>	2000-01-01-00:00	Licor Negro-Petroleo N6	SIC	37,00	0,00	132,98
<b>Petropower</b>	2000-01-01-00:00	Petcoke	SIC	54,20	0,00	97,94
<b>Antilhue TG 01</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	51,60	0,00	3,90
<b>Antilhue TG 02</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	50,90	0,00	249,89
<b>Calle-Calle</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	13,00	0,00	249,89
<b>Candelaria CA 01 Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	125,30	75,18	326,52
<b>Candelaria CA 02 Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	128,56	77,14	360,90
<b>Cardones</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	153,04	80,00	398,68
<b>Cenizas</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	13,90	0,00	264,63
<b>Chiloe</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	9,00	0,00	375,52

<b>Chuyaca</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	12,00	0,00	402,72
<b>Colihues</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	22,00	0,00	394,90
<b>Colmito</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	58,00	0,00	257,69
<b>Con Con</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	2,27	0,00	189,73
<b>Constitucion Elektragen</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	9,00	0,00	272,34
<b>Coronel TG Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	46,81	0,00	237,31
<b>Degan</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	36,00	0,00	224,54
<b>Diego de Almagro TG</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	23,00	0,00	249,34
<b>El Penon</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	81,00	0,00	237,07
<b>El Salvador TG</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	23,80	0,00	255,67
<b>Emelda 01</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	33,25	0,00	260,58
<b>Emelda 02</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	36,00	0,00	251,27
<b>Esperanza 01</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	18,80	0,00	153,76
<b>Esperanza 02</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	1,80	0,00	153,56
<b>Esperanza 03</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	1,60	0,00	260,73
<b>Espinos 01</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	100,00	0,00	287,23
<b>Espinos 02</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	24,00	0,00	180,59
<b>Horcones TG Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	24,30	0,00	175,51
<b>Laguna Verde</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	52,70	0,00	252,67

<b>Laguna Verde TG</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	18,00	0,00	258,12
<b>Las Vegas</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	2,13	0,00	404,29
<b>Linares</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	0,40	0,00	265,44
<b>Los Pinos</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	104,19	0,00	243,83
<b>Los Vientos</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	132,00	0,00	249,96
<b>Maule</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	6,00	0,00	186,87
<b>Nehuenco 01 Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	310,00	250,00	169,97
<b>Nehuenco 02 Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	391,00	250,00	350,49
<b>Nehuenco 9B 01 Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	92,00	0,00	304,74
<b>Nehuenco 9B 02 Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	16,00	0,00	396,48
<b>Newen</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	13,07	0,00	296,12
<b>Nueva Renca Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	312,00	187,20	282,75
<b>Nueva Renca FA GLP</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	30,00	0,00	170,71
<b>Olivos 01</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	93,00	0,00	261,96
<b>Olivos 02</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	22,20	0,00	261,96
<b>Placilla</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	3,00	0,00	241,19
<b>Quellon 02</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	8,00	0,00	322,60
<b>Quintay</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	3,00	0,00	322,60



<b>Renca</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	92,00	0,00	242,58
<b>San Francisco TG</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	25,70	0,00	242,58
<b>San Gregorio</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	0,40	0,00	304,81
<b>San Isidro 02 CC Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	350,00	195,80	276,60
<b>San Isidro Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	305,00	195,80	298,77
<b>San Lorenzo 01</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	28,50	0,00	357,04
<b>San Lorenzo 02</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	26,00	0,00	187,05
<b>San Lorenzo 03</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	7,70	0,00	262,52
<b>Santa Lidia</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	139,00	0,00	320,24
<b>Taltal 01 Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	110,00	0,00	225,15
<b>Taltal 02 Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	110,00	0,00	337,40
<b>Teno</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	59,00	0,00	232,18
<b>Termopacifico</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	86,04	0,00	232,18
<b>Totoral</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	3,00	0,00	233,96
<b>Trapen</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	81,00	0,00	242,85
<b>Yungay 01 Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	52,40	0,00	274,86
<b>Yungay 02 Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	52,09	0,00	249,26
<b>Yungay 03 Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	53,48	0,00	239,61

<b>Yungay 04 Diesel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	41,16	0,00	317,13
<b>Cementos Bio Bio</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo IFO-180	SIC	13,60	0,00	268,10
<b>Huasco TG</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo IFO-180	SIC	58,00	0,00	335,14
<b>Punta Colorada 01 Fuel</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo IFO-180	SIC	17,00	0,00	184,70
<b>Laja CMPC 03</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo N6	SIC	10,00	0,00	162,25
<b>EOLICA_UCUQUER</b>	2000-01-01-00:00	Eólica	SIC	6,97	0,00	7,70
<b>EOLICA_LEBU</b>	2000-01-01-00:00	Eólica	SIC	3,60	0,00	7,70
<b>El Arrayan</b>	2000-01-01-00:00	Eólica	SIC	100,00	0,00	7,70
<b>Eolica Punta Colorada</b>	2000-01-01-00:00	Eólica	SIC	20,00	0,00	7,70
<b>Eolica Canela 01</b>	2000-01-01-00:00	Eólica	SIC	18,15	0,00	7,70
<b>Eolica Canela 02</b>	2000-01-01-00:00	Eólica	SIC	60,00	0,00	7,70
<b>Monte Redondo</b>	2000-01-01-00:00	Eólica	SIC	48,00	0,00	7,70
<b>Eolica Totoral</b>	2000-01-01-00:00	Eólica	SIC	46,00	0,00	7,70
<b>Los Cururos</b>	2000-01-01-00:00	Eólica	SIC	110,00	0,00	7,70
<b>Talinay Oriente</b>	2000-01-01-00:00	Eólica	SIC	90,00	0,00	7,70
<b>Ucuquer II Eolico</b>	2000-01-01-00:00	Eólica	SIC	11,00	0,00	7,70
<b>Negrete Cuel</b>	2000-01-01-00:00	Eólica	SIC	33,00	0,00	7,70
<b>San Pedro Eolico</b>	2000-01-01-00:00	Eólica	SIC	36,00	0,00	7,70
<b>Diego de Almagro FV</b>	2000-01-01-00:00	Solar	SIC	36,00	0,00	7,70

<b>San Andres FV</b>	2000-01-01-00:00	Solar	SIC	50,00	0,00	7,70
<b>Llano de Llampos FV</b>	2000-01-01-00:00	Solar	SIC	93,00	0,00	7,70
<b>Pama FV</b>	2000-01-01-00:00	Solar	SIC	2,00	0,00	7,70
<b>Lomas Coloradas FV</b>	2000-01-01-00:00	Solar	SIC	2,00	0,00	7,70
<b>LOSMOLLES</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	18,00	0,00	0,00
<b>VOLCAN</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	14,00	0,00	0,00
<b>QUELTEHUES</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	48,00	15,00	0,00
<b>FLORIDA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	29,20	0,00	0,00
<b>GUAYACAN</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	12,00	0,00	0,00
<b>SAUCEANDES</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	2,00	0,00	0,00
<b>PEHUI</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	1,10	0,00	0,00
<b>LOSMORROS</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	3,00	0,00	0,00
<b>MAITENES</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	31,00	10,00	0,00
<b>PUNTILLA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	22,20	0,00	0,00
<b>LAS_VERTIENTES</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	1,66	0,00	0,00
<b>EL_LLANO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	2,00	0,00	0,00
<b>ALFALFAL</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	178,00	0,00	0,00
<b>EYZAGUIRRE</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	2,10	0,00	0,00
<b>SAUZAL_1</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	37,60	0,00	0,00
<b>SAUZAL_2</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	51,20	0,00	0,00
<b>PEUCHEN</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	85,60	0,00	0,00
<b>MAMPIL</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	55,00	0,00	0,00

<b>PULLINQUE</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	51,40	5,00	0,00
<b>CAPULLO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	12,00	0,00	0,00
<b>PILMAIQUEN</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	39,10	15,00	0,00
<b>PUCLARO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	5,60	0,00	0,00
<b>RIO_TRUENO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	5,80	0,00	0,00
<b>EL_MANZANO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	4,85	0,00	0,00
<b>LA_PALOMA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	4,60	0,00	0,00
<b>COYA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	12,00	0,00	0,00
<b>LIRCAY</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	19,00	0,00	0,00
<b>SAN_ANDRES</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	40,00	0,00	0,00
<b>MARIPOSAS</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	6,00	0,00	0,00
<b>MALLARAUCO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	3,40	0,00	0,00
<b>MUCHI</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	1,00	0,00	0,00
<b>LA_arena</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	3,00	0,00	0,00
<b>DONGO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	6,00	0,00	0,00
<b>PURISIMA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	0,42	0,00	0,00
<b>CHACAYES</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	112,00	0,00	0,00
<b>CARENA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	10,00	0,00	0,00
<b>ALLIPEN</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	2,67	0,00	0,00
<b>LOS_BAJOS</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	5,60	0,00	0,00
<b>AUX_DEL_MAIPO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	5,10	0,00	0,00
<b>EL_CANELO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	6,08	0,00	0,00
<b>RUCATAYO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	55,00	15,00	0,00

<b>HIDRO_BONITO_MC1</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	9,00	0,00	0,00
<b>HIDRO_BONITO_MC2</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	3,20	0,00	0,00
<b>NALCAS</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	6,80	0,00	0,00
<b>CALLAO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	3,30	0,00	0,00
<b>ENSENADA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	6,60	0,00	0,00
<b>RIO_HUASCO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	5,10	0,00	0,00
<b>PROVIDENCIA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	14,00	0,00	0,00
<b>RECA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	1,60	0,00	0,00
<b>DON_WALTERIO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	2,95	0,00	0,00
<b>RENAICO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	6,24	0,00	0,00
<b>MAISAN</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	0,59	0,00	0,00
<b>LOS_CORRALES_1</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	0,85	0,00	0,00
<b>LOS_CORRALES_2</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	1,04	0,00	0,00
<b>LICAN</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	17,00	0,00	0,00
<b>CIPRESES</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	105,00	0,00	0,00
<b>OJOSDEAGUA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	9,00	0,00	0,00
<b>ISLA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	69,00	0,00	0,00
<b>CURILLINQUE</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	87,00	0,00	0,00
<b>LOMAALTA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	39,00	0,00	0,00
<b>LOSHIERROS</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	25,06	0,00	0,00
<b>ROBLERIA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	4,00	0,00	0,00
<b>PEHUENCHE</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	560,00	120,00	0,00
<b>COLBUN</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	457,00	100,00	0,00

<b>CHIBURGO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	19,40	0,00	0,00
<b>SAN_CLEMENTE</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	5,50	0,00	0,00
<b>MACHICURA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	94,00	30,00	0,00
<b>SANIGNACIO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	37,00	5,00	0,00
<b>ELTORO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	450,00	0,00	0,00
<b>ABANICO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	136,00	0,00	0,00
<b>ANTUCO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	320,00	57,00	0,00
<b>RUCUE</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	178,40	0,00	0,00
<b>QUILLECO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	70,00	0,00	0,00
<b>EL_DIUTO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	3,25	0,00	0,00
<b>RAPEL</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	375,00	0,00	0,00
<b>CANUTILLAR</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	170,20	40,00	0,00
<b>RALCO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	690,00	90,00	0,00
<b>PALMUCHO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	32,00	0,00	0,00
<b>PANGUE</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	450,00	50,00	0,00
<b>ANGOSTURA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	328,05	26,00	0,00
<b>HORNITOS</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	55,00	0,00	0,00
<b>JUNCAL</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	32,00	0,00	0,00
<b>BLANCO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	57,00	0,00	0,00
<b>LOSQUILOS</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	39,90	0,00	0,00
<b>CHACABUQUITO</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	25,70	0,00	0,00
<b>LAHIGUERA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	155,00	0,00	0,00
<b>CONFLUENCIA</b>	2000-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	163,20	0,00	0,00
<b>fic_TG1A_CC1(Diesel)</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	0,10	0,01	0,00

<b>fic_TG1B_CC1(Diesel)</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	0,10	0,01	0,00
<b>TG1A+0.5TV1C(Diesel)</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	159,90	148,90	184,30
<b>TG1A+TG1B+TV1C(Diesel)</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	325,50	303,50	176,89
<b>TG1B+0.5TV1C(Diesel)</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	159,90	148,90	184,30
<b>fic_TG2A_CC2(Diesel)</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	0,10	0,01	0,00
<b>fic_TG2B_CC2(Diesel)</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	0,10	0,01	0,00
<b>TG2A+0.5TV2C(Diesel)</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	159,90	148,90	184,30
<b>TG2A+TG2B+TV2C(Diesel)</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	325,50	303,50	176,89
<b>TG2B+0.5TV2C(Diesel)</b>	2000-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	159,90	148,90	184,30
<b>U11</b>	2001-01-01-00:00	Fuel Oil	SING	36,00	13,50	190,69
<b>ZOFRI 1</b>	2006-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	0,90	0,36	282,35
<b>ZOFRI 2</b>	2006-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	5,20	1,03	279,35
<b>ZOFRI 3</b>	2009-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	4,80	0,80	240,46
<b>TAMAYA</b>	2009-01-01-00:00	Fuel Oil	SING	100,00	8,00	157,63
<b>INACAL</b>	2009-01-01-00:00	Fuel Oil	SING	6,60	0,83	156,52
<b>MHAH</b>	2010-01-01-00:00	Hidráulica	SING	1,10	0,00	0,00
<b>MHT2</b>	2010-01-01-00:00	Hidráulica	SING	1,10	0,00	0,00
<b>CTA</b>	2011-01-01-00:00	Carbon	SING	152,60	83,80	42,65
<b>CTH</b>	2011-01-01-00:00	Carbon	SING	153,90	83,80	40,44

<b>ANG I</b>	2011-01-01-00:00	Carbon	SING	244,00	121,68	38,60
<b>ANG II</b>	2011-01-01-00:00	Carbon	SING	244,30	121,68	37,19
<b>PAM</b>	2013-01-01-00:00	Cogeneracion	SING	17,00	0,00	1,98
<b>AGB</b>	2013-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	2,00	0,00	258,04
<b>ZOFRI_13</b>	2014-01-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	1,60	0,01	249,00
<b>TG3 GNL</b>	2014-01-01-00:00	GNL	SING	37,20	10,00	96,48
<b>VALLE DE LOS VIENTOS</b>	2014-01-01-00:00	Eólica	SING	90,00	0,00	7,70
<b>POZO ALMONTE 2</b>	2014-01-01-00:00	Solar	SING	7,50	0,00	6,00
<b>DONA_HILDA</b>	2014-01-01-00:00	Solar	SIC	0,30	0,00	7,70
<b>TRUFUL</b>	2014-01-01-00:00	Solar	SIC	0,85	0,00	7,70
<b>ELRINCON</b>	2014-01-01-00:00	Solar	SIC	0,30	0,00	7,70
<b>TAMBO_REAL</b>	2014-01-01-00:00	Solar	SIC	1,22	0,00	7,70
<b>SOLAR_ESPERANZA</b>	2014-01-01-00:00	Solar	SIC	2,88	0,00	7,70
<b>SOLAR_LAS_TERRAZAS</b>	2014-01-01-00:00	Solar	SIC	3,00	0,00	7,70
<b>SOLAR_SANTA_CECILIA</b>	2014-01-01-00:00	Solar	SIC	3,00	0,00	7,70
<b>SDGx01</b>	2014-01-01-00:00	Solar	SIC	1,23	0,00	7,70
<b>POZO ALMONTE 3</b>	2014-04-01-00:00	Solar	SING	16,00	0,00	6,00
<b>TECNET_1_6</b>	2014-11-01-00:00	Petroleo Diesel	SING	3,00	2,10	260,23
<b>Tal Tal Eolico</b>	2014-11-01-00:00	Eólica	SIC	99,00	0,00	7,70



<b>Punta Palmeras</b>	2014-11-01-00:00	Eólica	SIC	45,00	0,00	7,70
<b>EL AGUILA</b>	2014-11-01-00:00	Solar	SING	2,00	0,00	6,00
<b>La Huayca</b>	2014-11-01-00:00	Solar	SING	9,00	0,00	6,00
<b>MARIA ELENA</b>	2014-11-01-00:00	Solar	SING	71,00	0,00	6,00
<b>La Huayca 2</b>	2014-11-01-00:00	Solar	SING	21,00	0,00	6,00
<b>Salvador FV</b>	2014-11-01-00:00	Solar	SIC	68,00	0,00	7,70
<b>Los Hierros 02</b>	2014-11-01-00:00	Hidráulica	SIC	6,00	0,00	0,00
<b>Picoiquen</b>	2014-11-01-00:00	Hidráulica	SIC	19,00	0,00	0,00
<b>Pulelfu</b>	2014-11-01-00:00	Hidráulica	SIC	9,00	0,00	0,00
<b>Talinay Poniente</b>	2014-12-01-00:00	Eólica	SIC	61,00	0,00	7,70
<b>Lalackama FV</b>	2014-12-01-00:00	Solar	SIC	55,00	0,00	7,70
<b>Chanares</b>	2014-12-01-00:00	Solar	SIC	35,00	0,00	7,70
<b>El Pilar Los Amarillos</b>	2014-12-01-00:00	Solar	SIC	2,20	0,00	7,70
<b>Lleuquereo</b>	2014-12-01-00:00	Hidráulica	SIC	1,80	0,00	0,00
<b>CTM3 GNL</b>	2015-01-01-00:00	GNL	SING	243,20	152,48	59,49
<b>Javiera</b>	2015-01-01-00:00	Solar	SIC	69,00	0,00	7,70
<b>Laja I</b>	2015-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	34,40	0,00	0,00
<b>Lalackama 2</b>	2015-03-01-00:00	Solar	SIC	16,00	0,00	7,70
<b>Los Guindos</b>	2015-04-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	132,00	0,00	243,10
<b>SAN PEDRO 3</b>	2015-04-01-00:00	Solar	SING	30,00	0,00	6,00
<b>Pica I</b>	2015-04-01-00:00	Solar	SING	0,60	0,00	6,00
<b>La Montana</b>	2015-04-01-00:00	Hidráulica	SIC	3,00	0,00	0,00

<b>Andes Solar</b>	2015-05-01-00:00	Solar	SING	21,00	0,00	6,00
<b>Luz del Norte FV</b>	2015-05-01-00:00	Solar	SIC	141,00	0,00	7,70
<b>El Paso</b>	2015-05-01-00:00	Hidráulica	SIC	60,00	0,00	0,00
<b>Cordillera</b>	2015-07-01-00:00	GNL	SIC	50,00	30,00	93,86
<b>Guanaco Solar</b>	2015-07-01-00:00	Solar	SIC	50,00	0,00	7,70
<b>Itata</b>	2015-07-01-00:00	Hidráulica	SIC	20,00	0,00	0,00
<b>Quintero 01 CA GNL</b>	2015-08-01-00:00	GNL	SIC	128,00	76,80	133,90
<b>Quintero 02 CA GNL</b>	2015-08-01-00:00	GNL	SIC	129,00	77,40	133,90
<b>ARICA SOLAR 1</b>	2015-09-01-00:00	Solar	SING	40,00	0,00	6,00
<b>ARICA SOLAR 2</b>	2015-09-01-00:00	Solar	SING	40,00	0,00	6,00
<b>Guacolda 05</b>	2015-10-01-00:00	Carbon	SIC	139,00	139,00	37,04
<b>SAN PEDRO 1</b>	2015-10-01-00:00	Solar	SING	17,00	0,00	6,00
<b>SAN PEDRO 4</b>	2015-10-01-00:00	Solar	SING	24,00	0,00	6,00
<b>Pampa Solar Norte</b>	2015-10-01-00:00	Solar	SIC	90,60	0,00	7,70
<b>Uribe Solar</b>	2015-11-01-00:00	Solar	SING	50,00	0,00	6,00
<b>Quillagua I</b>	2015-12-01-00:00	Solar	SING	23,00	0,00	6,00
<b>Conejo I</b>	2015-12-01-00:00	Solar	SIC	108,00	0,00	7,70

## A.2 Escenario 2

El escenario 2 corresponde a las unidades presentadas en el apartado anterior más las unidades presentadas a continuación.

Central	Entrada en operación	Tecnología	Barra	P Max	P Min	Beta [US\$/MWh]
<b>SAN PEDRO 2</b>	2016-01-01-00:00	Solar	SING	30,00	0,00	6,00
<b>CALAMA SUR</b>	2016-01-01-00:00	Solar	SING	30,00	0,00	6,00
<b>fic_TG1A_CC1</b>	2016-01-01-00:00	GNL	SING	0,10	0,01	0,00
<b>fic_TG1B_CC1</b>	2016-01-01-00:00	GNL	SING	0,10	0,01	0,00
<b>TG1A+0.5TV1C</b>	2016-01-01-00:00	GNL	SING	161,80	150,80	90,66
<b>TG1A+TG1B+TV1C</b>	2016-01-01-00:00	GNL	SING	325,60	303,60	88,90
<b>TG1B+0.5TV1C</b>	2016-01-01-00:00	GNL	SING	161,80	150,80	90,66
<b>Nehuenco 01 FA GNL</b>	2016-04-01-00:00	GNL	SIC	21,39	0,00	119,87
<b>Nehuenco 01 GNL</b>	2016-04-01-00:00	GNL	SIC	340,05	250,00	87,76
<b>Nehuenco 02 GNL</b>	2016-04-01-00:00	GNL	SIC	384,20	250,00	2,43
<b>Quillagua II</b>	2016-04-01-00:00	Solar	SING	27,00	0,00	6,00
<b>COCHRANE 1</b>	2016-05-01-00:00	Carbon	SING	236,00	109,19	46,75
<b>Bolero I</b>	2016-05-01-00:00	Solar	SING	42,00	0,00	6,00
<b>Finis Terrae</b>	2016-06-01-00:00	Solar	SING	138,00	0,00	6,00
<b>Rio Colorado</b>	2016-06-01-00:00	Hidráulica	SIC	15,00	0,00	0,00
<b>Huatacondo</b>	2016-07-01-00:00	Solar	SING	98,00	0,00	6,00

<b>Blue Sky II</b>	2016-08-01-00:00	Solar	SING	51,00	0,00	6,00
<b>COCHRANE 2</b>	2016-10-01-00:00	Carbon	SING	236,00	109,19	46,75
<b>Kelar</b>	2016-10-01-00:00	GNL	SING	517,00	224,52	97,80
<b>Nueva Renca GNL</b>	2016-10-01-00:00	GNL	SIC	312,00	187,20	140,72
<b>Nueva Renca Int GNL</b>	2016-10-01-00:00	GNL	SIC	30,00	0,00	83,74
<b>Bolero II</b>	2016-10-01-00:00	Solar	SING	104,00	0,00	6,00
<b>Blue Sky I</b>	2016-10-01-00:00	Solar	SING	34,00	0,00	6,00
<b>Cerro Dominador</b>	2016-12-01-00:00	Solar CSP	SING	100,00	0,00	7,00
<b>fic_TG2A_CC2</b>	2017-01-01-00:00	GNL	SING	0,10	0,01	0,00
<b>fic_TG2B_CC2</b>	2017-01-01-00:00	GNL	SING	0,10	0,01	0,00
<b>TG2A+0.5TV2C</b>	2017-01-01-00:00	GNL	SING	161,80	150,80	90,66
<b>TG2A+TG2B+TV2C</b>	2017-01-01-00:00	GNL	SING	325,60	303,60	88,90
<b>TG2B+0.5TV2C</b>	2017-01-01-00:00	GNL	SING	161,80	150,80	90,66
<b>Quillagua III</b>	2017-02-01-00:00	Solar	SING	50,00	0,00	6,00
<b>Atacama I</b>	2017-03-01-00:00	Solar	SING	100,00	0,00	6,00
<b>nuble</b>	2017-07-01-00:00	Hidráulica	SIC	136,00	0,00	0,00
<b>Taltal CC GNL</b>	2018-01-01-00:00	GNL	SIC	360,00	120,00	152,28
<b>Las Lajas</b>	2018-02-01-00:00	Hidráulica	SIC	267,00	0,00	0,00

<b>Alfalfal 02</b>	2018-05-01-00:00	Hidráulica	SIC	264,00	0,00	0,00
<b>Los Condores</b>	2018-12-01-00:00	Hidráulica	SIC	150,00	0,00	0,00

### A.3 Escenario 3

El escenario 3 corresponde a las unidades presentes en el Escenario 2 más las unidades presentadas a continuación:

Central	Entrada en operación	Tecnología	Barra	P Max	P Min	Beta [US\$/MWh]
<b>Hidroelectrica VII Region 02</b>	2019-10-01-00:00	Hidráulica	SIC	20,00	0,00	0,00

### A.4 Escenario 4

El escenario 4 corresponde a las unidades presentes en el Escenario 3 más las unidades presentadas a continuación:

Central	Entrada en operación	Tecnología	Barra	P Max	P Min	Beta [US\$/MWh]
<b>Candelaria CA 01 GNL</b>	2020-02-01-00:00	GNL	SIC	125,30	75,18	2,00
<b>Candelaria CA 02 GNL</b>	2020-02-01-00:00	GNL	SIC	128,56	77,14	2,00
<b>San Pedro</b>	2020-07-01-00:00	Hidráulica	SIC	144,00	0,00	0,00
<b>Geotermica Irruputunco</b>	2021-06-01-00:00	Geotermia	SING	50,00	50,00	2,00

<b>Central Des.For. VII Region 03</b>	2021-07-01-00:00	Desechos Forestales	SIC	10,00	0,00	64,69
<b>Central Des.For. VIII Region 01</b>	2021-07-01-00:00	Desechos Forestales	SIC	9,00	0,00	0,00
<b>Geotermica Potrerillos 02</b>	2022-01-01-00:00	Geotermia	SIC	40,00	0,00	2,00
<b>Eolica IV Region 03</b>	2022-01-01-00:00	Eólica	SIC	50,00	0,00	7,70
<b>Eolica IV Region 02</b>	2022-01-01-00:00	Eólica	SIC	50,00	0,00	7,70
<b>Hidroelectrica VII Region 03</b>	2022-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	20,00	0,00	0,00
<b>Solar SING I</b>	2022-03-01-00:00	Solar	SING	150,00	0,00	6,00
<b>Eolica IV Region 04</b>	2022-07-01-00:00	Eólica	SIC	50,00	0,00	7,70
<b>Eolica Concepcion 04</b>	2022-07-01-00:00	Eólica	SIC	50,00	0,00	7,70
<b>Eolica Concepcion 05</b>	2022-07-01-00:00	Eólica	SIC	50,00	0,00	7,70
<b>Eolica IV Region 05</b>	2022-07-01-00:00	Eólica	SIC	50,00	0,00	7,70
<b>Geotermica Potrerillos 01</b>	2022-09-01-00:00	Geotermia	SIC	40,00	0,00	25,00

<b>Geotermica Puchuldiza 01</b>	2022-10-01-00:00	Geotermia	SING	40,00	40,00	2,00
<b>Central Des.For. VII Region 01</b>	2023-01-01-00:00	Desechos Forestales	SIC	15,00	0,00	36,75
<b>Geotermica Calabozo 01</b>	2023-01-01-00:00	Geotermia	SIC	40,00	0,00	25,00
<b>EOLICO SING I</b>	2023-01-01-00:00	Eólica	SING	200,00	0,00	7,70
<b>Solar SING IV</b>	2023-01-01-00:00	Solar	SING	150,00	0,00	6,00
<b>Hidroelectrica VIII Region 02</b>	2023-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	20,00	0,00	0,00
<b>Hidroelectrica VIII Region 05</b>	2023-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	20,00	0,00	0,00
<b>Eolica IV Region 08</b>	2023-07-01-00:00	Eólica	SIC	50,00	0,00	7,70
<b>Eolica Charrua 01</b>	2024-01-01-00:00	Eólica	SIC	100,00	0,00	7,70
<b>Eolica Chiloe 01</b>	2024-01-01-00:00	Eólica	SIC	100,00	0,00	7,70
<b>Solar SING II</b>	2024-01-01-00:00	Solar	SING	150,00	0,00	6,00
<b>Solar Carrera Pinto 01</b>	2024-01-01-00:00	Solar	SIC	100,00	0,00	7,70
<b>Solar Cardones 02</b>	2024-01-01-00:00	Solar	SIC	100,00	0,00	7,70

<b>Solar Cardones 03</b>	2024-01-01-00:00	Solar	SIC	100,00	0,00	7,70
<b>Solar Diego de Almagro 02</b>	2024-07-01-00:00	Solar	SIC	100,00	0,00	7,70
<b>EOLICO SING II</b>	2024-09-01-00:00	Eólica	SING	200,00	0,00	7,70
<b>Eolica IV Region 09</b>	2024-12-01-00:00	Eólica	SIC	50,00	0,00	7,70
<b>Solar Carrera Pinto 02</b>	2024-12-01-00:00	Solar	SIC	100,00	0,00	7,70
<b>Central Des.For. VII Region 02</b>	2025-01-01-00:00	Desechos Forestales	SIC	10,00	0,00	39,05
<b>EOLICO SING IV</b>	2025-01-01-00:00	Eólica	SING	200,00	0,00	7,70
<b>Eolica IV Region 01</b>	2025-01-01-00:00	Eólica	SIC	50,00	0,00	7,70
<b>Eolica Concepcion 01</b>	2025-01-01-00:00	Eólica	SIC	50,00	0,00	7,70
<b>Eolica Charrua 02</b>	2025-07-01-00:00	Eólica	SIC	100,00	0,00	7,70
<b>Eolica Chiloe 02</b>	2025-07-01-00:00	Eólica	SIC	100,00	0,00	7,70
<b>Solar Diego de Almagro 03</b>	2025-07-01-00:00	Solar	SIC	100,00	0,00	7,70
<b>Solar Carrera Pinto 03</b>	2025-09-01-00:00	Solar	SIC	200,00	0,00	7,70



## A.5 Escenario 5

El escenario 5 corresponde a las unidades presentes en el escenario 4 más la adición de las siguientes centrales:

Central	Entrada en operación	Tecnología	Barra	P Max	P Min	Beta [US\$/MWh]
<b>Carilafquen - Malalcahuello</b>	2015-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	29,00	0,00	0,00
<b>Dona Carmen</b>	2015-04-01-00:00	Petroleo Diesel	SIC	67,00	0,00	317,13
<b>Eolica Los Buenos Aires</b>	2016-01-01-00:00	Eólica	SIC	24,00	0,00	7,70
<b>Eolica San Juan</b>	2016-01-01-00:00	Eólica	SIC	186,00	0,00	7,70
<b>CMPCTissue</b>	2016-01-01-00:00	GNL	SIC	5,00	0,00	123,57
<b>Ancoa</b>	2016-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	27,00	0,00	0,00
<b>Alto Maipo</b>	2018-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	531,00	69,00	0,00
<b>El Campesino</b>	2018-01-01-00:00	GNL	SIC	800,00	520,00	121,10
<b>Mejillones</b>	2018-01-01-00:00	Carbon	SING	375,00	191,25	39,10
<b>Rio Claro</b>	2018-01-01-00:00	Hidráulica	SIC	5,00	0,00	0,00

## A.6 Escenario 6

El escenario 6 corresponde a las unidades presentes en el escenario 4 más la adición de la siguiente unidad:

Central	Entrada en operación	Tecnología	Barra	P Max	P Min	Beta [US\$/MWh]
Solar Adicional	2025-01-01-00:00	Solar	SING	1200,00	0,00	6,00

## A.7 Escenario 7

El escenario 7 corresponde a las unidades presentes en el escenario 4 sin la consideración de la línea de interconexión SIC – SING

## A.8 Escenario 8

El escenario 8 corresponde a las unidades presentes en el escenario 4 más la adición de la siguiente unidad:

Central	Entrada en operación	Tecnología	Barra	P Max	P Min	Beta [US\$/MWh]
Solar Adicional	2025-01-01-00:00	Solar	SING	2400,00	0,00	6,00

## A.9 Escenario 9

El escenario 9 corresponde a las unidades presentes en el escenario 4 más la adición de la siguiente unidad:

Central	Entrada en operación	Tecnología	Barra	P Max	P Min	Beta [US\$/MWh]
Solar Adicional	2025-01-01-00:00	Solar	SING	3000,00	0,00	6,00

## A.10 Escenario 10

El escenario 10 corresponde a las unidades presentes en el escenario 4 más la adición de la siguiente unidad:

<b>Central</b>	<b>Entrada en operación</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Barra</b>	<b>P Max</b>	<b>P Min</b>	<b>Beta [US\$/MWh]</b>
<b>Solar Adicional</b>	2025-01-01-00:00	Solar	SING	3600,00	0,00	6,00

# Anexo B

---

## Descripción escenarios

La descripción en detalle de las unidades consideradas en cada uno de los escenarios de simulación se presenta en el apartado anterior. A continuación se presenta una breve descripción global de cada uno de los escenarios.

### Escenario 1

El escenario 1 corresponde a la operación a mínimo costo del SIC y SING para el año 2015 en base a lo expuesto por la CNE en el “informe técnico definitivo fijación de precios de nudo de corto plazo”, Octubre 2014 [26]. Detalle del escenario se encuentra en el Anexo A.

En la Tabla B.1 y en las Figuras B.1 y B.2 es posible observar la participación de cada tecnología en la generación de energía del escenario.

*Tabla B.1: Detalle de participación por tecnología de generación, Escenario 1.*

Tecnología	[GWh]	%
Eólica	2.484,04	3,47
Solar FV	1.942,50	2,71
Hidráulica	24.938,90	34,83
Carbón	32.816,56	45,84
GNL	6.035,50	8,43
Biomasa	2.651,46	3,70
Diesel	415,17	0,58
Fuel Oil	160,04	0,22
Cogeneración	148,92	0,21

<b>Total ERNC</b>	8.442,07	11,79
<b>Total</b>	71.593,10	-

Participación por tecnología de generación.  
Escenario 1

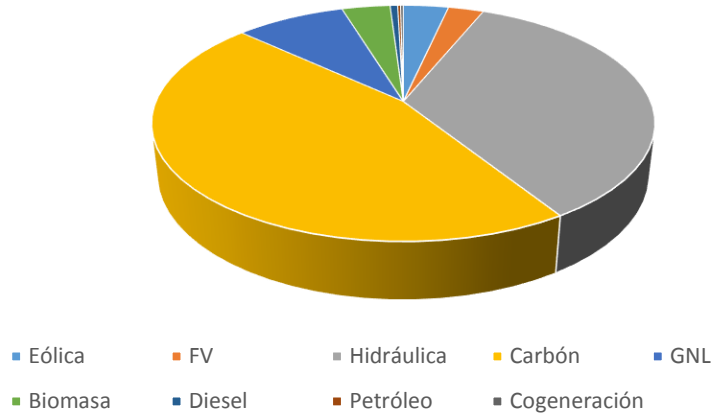


Figura B.1: Participación por tecnología de generación, Escenario 1.

Participación ERNC.  
Escenario 1

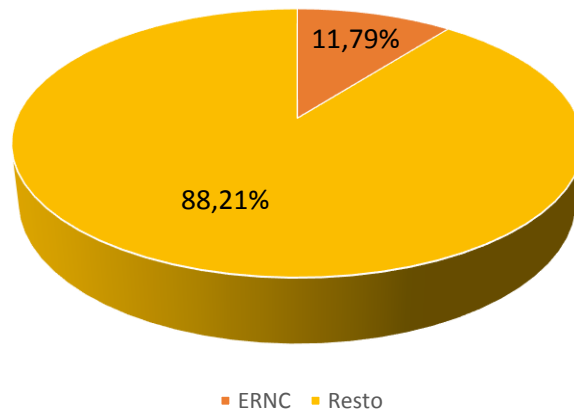


Figura B.2: Participación de ERNC, Escenario 1.

El escenario 1 alcanza un 11,79% de penetración de ERNC en las inyecciones de energía. Por otra parte, las ERNC predominantes en el sistema corresponden a la biomasa y a la energía eólica, en primer y segundo lugar respectivamente.

## Escenario 2

El escenario 2 corresponde a la operación a mínimo costo del SIC y SING para el año 2018 en base a lo expuesto por la CNE en el “informe técnico definitivo fijación de precios de nudo de corto plazo”, Octubre 2014 [26]. Detalle del escenario se encuentra en el Anexo A.

En la Tabla B.2 y en las Figuras B.3 y B.4 es posible observar la participación de cada tecnología en la generación de energía del escenario.

Tabla B.2: Detalle de participación por tecnología de generación, Escenario 2.

<b>Tecnología</b>	<b>[GWh]</b>	<b>%</b>
<b>Eólica</b>	2.484,15	2,97
<b>Solar FV</b>	4.282,76	5,13
<b>CSP</b>	294,52	0,35
<b>Hidráulica</b>	27.649,11	33,10
<b>Carbón</b>	35.861,80	42,94
<b>GNL</b>	10.026,87	12,00
<b>Biomasa</b>	2.651,13	3,17
<b>Diesel</b>	51,82	0,06
<b>Fuel Oil</b>	72,75	0,09
<b>Cogeneración</b>	148,92	0,18
<b>Total ERNC</b>	11.172,01	13,38
<b>Total</b>	83.523,83	-

Participación por tecnología de generación.  
Escenario 2

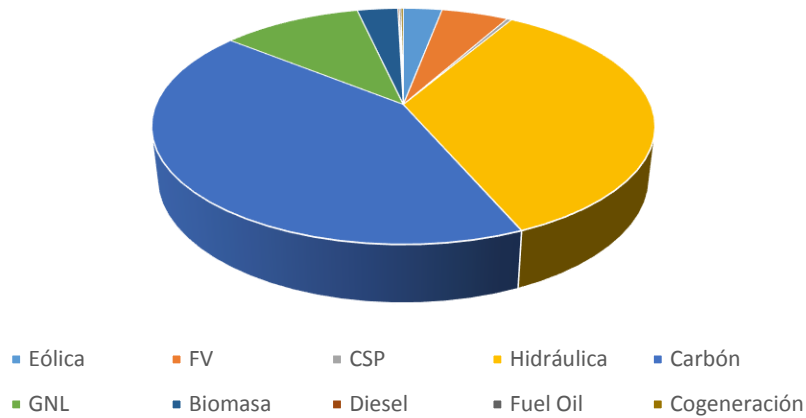


Figura B.3: Participación por tecnología de generación, Escenario 2.

Participación ERNC.  
Escenario 2.

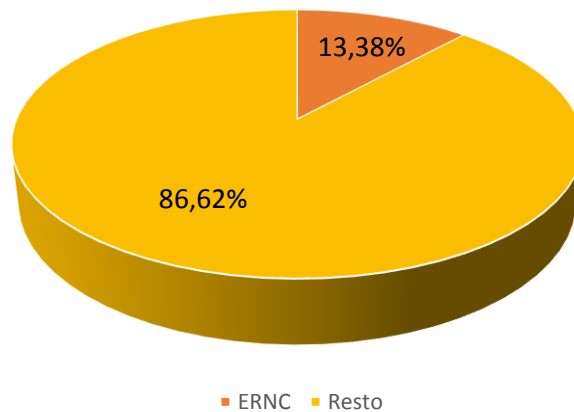


Figura B.4: Participación de ERNC, Escenario 2.

Es posible observar que el escenario 2 alcanza un 13,38% de penetración de ERNC en las inyecciones de energía, lo cual representa un aumento del 1,59% en cuanto a inyección de ERNC respecto al escenario 1, esto se debe principalmente al considerable aumento de energía solar FV en el sistema. Para el presente escenario las principales ERNC en cuanto a participación corresponden a la energía solar FV y a la biomasa, en primer y segundo lugar respectivamente.

### Escenario 3

El escenario 3 corresponde a la operación a mínimo costo del SIC y SING para el año 2019 en base a lo expuesto por la CNE en el “informe técnico definitivo fijación de precios de nudo de corto plazo”, Octubre 2014 [26]. Detalle del escenario se encuentra en el Anexo A.

En la Tabla B.3 y en las Figuras B.5 y B.6 es posible observar la participación de cada tecnología en la generación de energía del escenario.

Tabla B.3: Detalle de participación por tecnología de generación, Escenario 3.

<b>Tecnología</b>	<b>[GWh]</b>	<b>%</b>
<b>Eólica</b>	2.483,88	2,84
<b>Solar FV</b>	4.282,76	4,90
<b>CSP</b>	296,72	0,34
<b>Hidráulica</b>	28.408,36	32,51
<b>Carbón</b>	36.483,34	41,75
<b>GNL</b>	12.446,45	14,24
<b>Biomasa</b>	2.666,02	3,05
<b>Diesel</b>	83,44	0,10
<b>Fuel Oil</b>	82,99	0,09
<b>Cogeneración</b>	148,92	0,17
<b>Total ERNC</b>	11.230,44	12,85
<b>Total</b>	87.382,89	-



Participación por tecnología de generación.  
Escenario 3

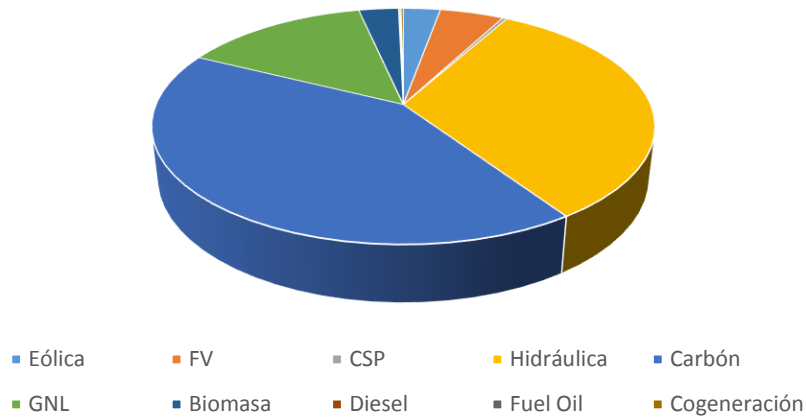


Figura B.5: Participación por tecnología de generación, Escenario 3.

Participación ERNC.  
Escenario 3

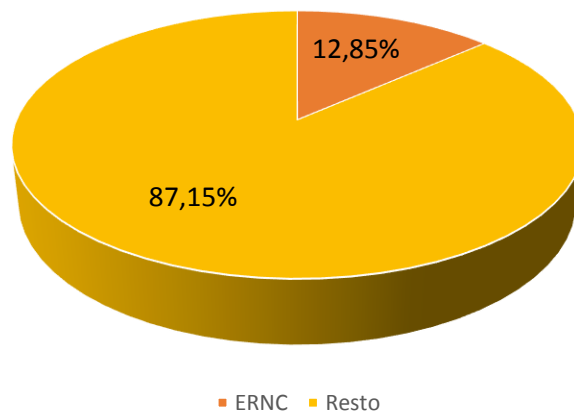


Figura B.6: Participación de ERNC, Escenario 3.

El escenario 3 alcanza un 12,85% de penetración de ERNC en las inyecciones de energía. Pese a que cantidad de ERNC generada es levemente superior al escenario anterior, el crecimiento en la demanda para el período 2019 es mayor por lo que el porcentaje de inyección se ve disminuido respecto al escenario anterior. Las ERNC preponderantes para este escenario corresponden a la energía solar FV y a la biomasa.

#### **Escenario 4**

El escenario 4 corresponde a la operación a mínimo costo del sistema SIC-SING para el año 2025 en base a lo expuesto por la CNE en el “informe técnico definitivo fijación de precios de nudo de corto plazo”, Octubre 2014 [26]. Detalle del escenario se encuentra en el Anexo A.

En la Tabla B.4 y en las Figuras B.7 y B.8 es posible observar la participación de cada tecnología en la generación de energía del escenario.

*Tabla B.4: Detalle de participación por tecnología de generación, Escenario 4.*

<b>Tecnología</b>	<b>[GWh]</b>	<b>%</b>
<b>Eólica</b>	6.254,25	5,60
<b>Solar FV</b>	6.141,84	5,50
<b>CSP</b>	308,09	0,28
<b>Hidráulica</b>	29.837,68	26,72
<b>Carbón</b>	38.775,31	34,73
<b>GNL</b>	25.161,56	22,53
<b>Geotermia</b>	1.769,04	1,58
<b>Biomasa</b>	3.000,55	2,69
<b>Diesel</b>	93,65	0,08
<b>Fuel Oil</b>	172,03	0,15
<b>Cogeneración</b>	148,92	0,13
<b>Total ERNC</b>	19.392,28	17,37
<b>Total</b>	111.662,90	-

Participación por tecnología de generación.  
Escenario 4

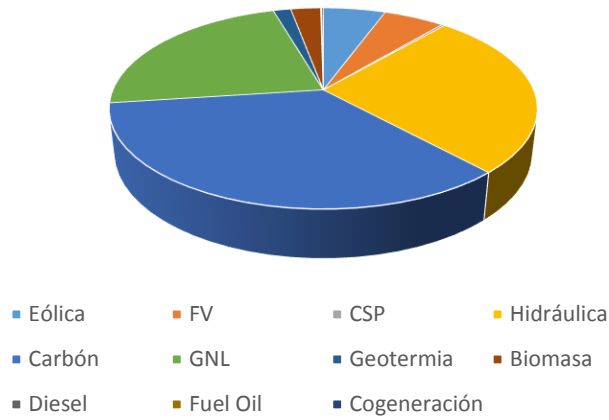


Figura B.7: Participación por tecnología de generación, Escenario 4.

Participación ERNC.  
Escenario 4

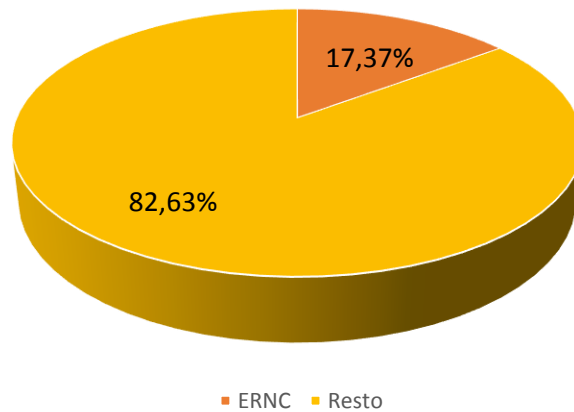


Figura B.8: Participación de ERNC, Escenario 4.

Es posible observar que el escenario 4 alcanza un 17,37% de penetración de ERNC en las inyecciones de energía. El presente escenario representa el cumplimiento de la ley N° 20.698 [8] según lo estipulado en el plan de obras presentado por la CNE en [26]. El porcentaje de penetración no alcanza el 20% de las inyecciones totales de energía debido a que la ley impone obligaciones sobre los contratos celebrados con posterioridad a la publicación de la Ley. Para este escenario las ERNC con mayor participación corresponden a la energía eólica y energía solar FV, con un 5,60 % y un 5,50% respectivamente.

### Escenario 5

El escenario 5 corresponde a la operación a mínimo costo del sistema SIC-SING para el año 2025 en base a uno de los escenarios preparados por el Centro de Energías de la Universidad de Chile para la mesa de energía de Energía 2050 perteneciente al ministerio de energía. Detalle del escenario se encuentra en Anexo A.

En la Tabla B.5 y en las Figuras B.9 y B.10 es posible observar la participación de cada tecnología en la generación de energía del escenario.

*Tabla B.5: Detalle de participación por tecnología de generación, Escenario 5.*

<b>Tecnología</b>	<b>[GWh]</b>	<b>%</b>
<b>Eólica</b>	9.640,84	8,64
<b>Solar FV</b>	6.141,84	5,51
<b>CSP</b>	305,02	0,27
<b>Hidráulica</b>	32.266,69	28,92
<b>Carbón</b>	41.764,55	37,43
<b>GNL</b>	16.516,48	14,80
<b>Geotermia</b>	1.769,04	1,59
<b>Biomasa</b>	2.940,40	2,64
<b>Diesel</b>	23,36	0,02
<b>Fuel Oil</b>	48,56	0,04
<b>Cogeneración</b>	148,92	0,13
<b>Total ERNC</b>	22.777,88	20,42
<b>Total</b>	111.565,68	-

Participación por tecnología de generación.  
Escenario 5

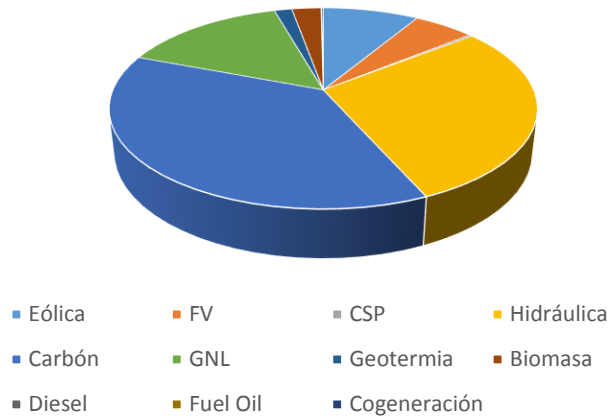


Figura B.9: Participación por tecnología de generación, Escenario 5.

Participación ERNC.  
Escenario 5

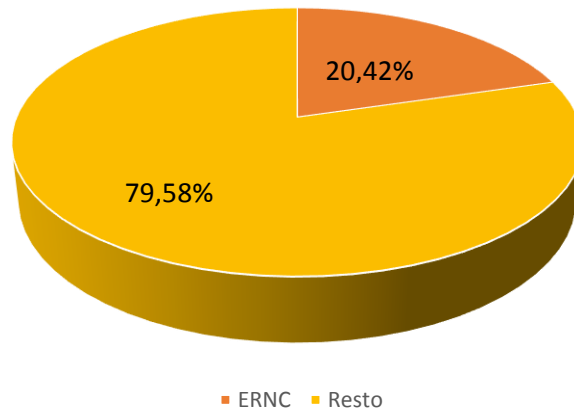


Figura B.10: Participación ERNC. Escenario 5.

Es posible observar que el escenario 5 alcanza un 20,42% de penetración de ERNC en cuanto a inyección de energía. El presente escenario corresponde a un escenario de expansión para 2025 diseñado por el Centro de Energías de la Universidad de Chile para la mesa de energía de Energía 2050, perteneciente al ministerio de energía, con el fin de alcanzar el 20% de inyección de ERNC. Para este escenario las principales ERNC son la energía eólica y la energía solar FV en primer y segundo lugar respectivamente, esto se debe a que la expansión por sobre el plan expuesto por la CNE en [26] considera principalmente centrales eólicas de generación. El plan de expansión en detalle se encuentra en el Anexo A.

Cabe destacar también que el presente escenario considera la inclusión de grandes obras hidroeléctricas como Alto Maipo.

### **Escenario 6**

El escenario 6 corresponde a la operación a mínimo costo del sistema SIC-SING para el año 2025 en base a lo expuesto por la CNE en el “informe técnico definitivo fijación de precios de nudo de corto plazo”, Octubre 2014 [26] con la adición de una central de energía solar FV de 1.200 [MW] de capacidad. Detalle del escenario se encuentra en el Anexo A.

En la Tabla B.6 y en las Figuras B.11 y B.12, es posible observar la participación de cada tecnología en la generación de energía del escenario.

*Tabla B.6: Detalle de participación por tecnología de generación, Escenario 6.*

<b>Tecnología</b>	<b>[GWh]</b>	<b>%</b>
<b>Eólica</b>	6.254,25	5,61
<b>Solar FV</b>	9.124,92	8,18
<b>CSP</b>	306,55	0,27
<b>Hidráulica</b>	29.829,22	26,73
<b>Carbón</b>	38.457,55	34,47
<b>GNL</b>	22.556,62	20,22
<b>Geotermia</b>	1.769,04	1,59
<b>Biomasa</b>	2.960,33	2,65
<b>Diesel</b>	67,07	0,06
<b>Fuel Oil</b>	104,78	0,09
<b>Cogeneración</b>	148,92	0,13
<b>Total ERNC</b>	22.340,28	20,02
<b>Total</b>	111.579,24	-

Participación por tecnología de generación.  
Escenario 6

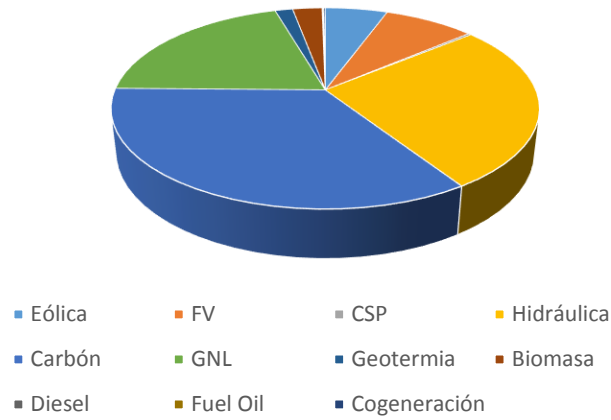


Figura B.11: Participación por tecnología de generación, Escenario 6.

Participación ERNC.  
Escenario 6

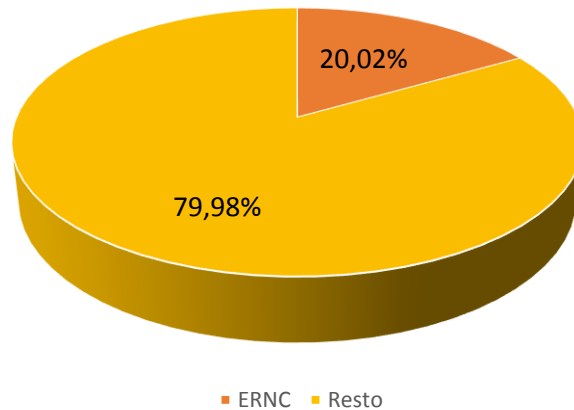


Figura B.12: Participación ERNC. Escenario 6.

El escenario 6 alcanza un 20,02% de penetración de ERNC en las inyecciones de energía. El presente escenario corresponde a una ampliación, con el fin de alcanzar el 20% de penetración ERNC, del plan de obras presentado en [26] mediante la adición de una central solar FV adicional de 1.200 [MW] de capacidad. Para este escenario las ERNC predominantes corresponden a la energía solar FV y a la energía eólica. La preponderancia solar se debe a la adición de esta central de 1.200 [MW].

### **Escenario 7**

El escenario 7 corresponde a la operación a mínimo costo del sistema SIC-SING para el año 2025 en base a lo expuesto por la CNE en el “informe técnico definitivo fijación de precios de nudo de corto plazo”, Octubre 2014 [26] sin consideración de la línea de interconexión SIC – SING. Detalle del escenario se encuentra en el Anexo A

En la Tabla B.7 y en las Figuras B.13 y B.14 es posible observar la participación de cada tecnología en la generación de energía del escenario.

*Tabla B.7: Detalle de participación por tecnología de generación, Escenario 7.*

<b>Tecnología</b>	<b>[GWh]</b>	<b>%</b>
<b>Eólica</b>	6.254,25	5,62
<b>Solar FV</b>	6.141,84	5,51
<b>CSP</b>	295,35	0,27
<b>Hidráulica</b>	29.831,43	26,79
<b>Carbón</b>	37.513,87	33,68
<b>GNL</b>	23.985,56	21,54
<b>Geotermia</b>	1.769,04	1,59
<b>Biomasa</b>	3.229,06	2,90
<b>Diesel</b>	1.784,66	1,60
<b>Fuel Oil</b>	417,63	0,37
<b>Cogeneración</b>	148,92	0,13
<b>Total ERNC</b>	19.564,34	17,57
<b>Total</b>	111.371,61	-



Participación por tecnología de generación.  
Escenario 7

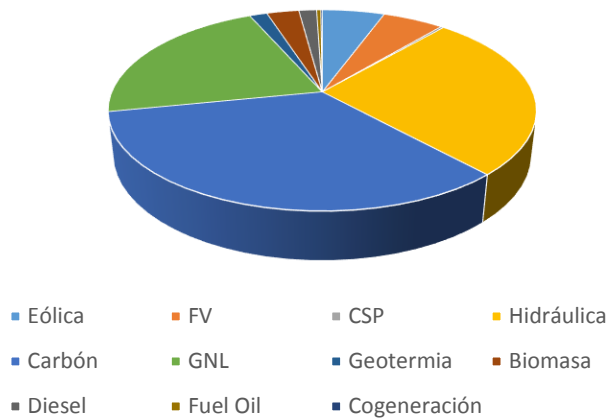


Figura B.13: Participación por tecnología de generación, Escenario 7.

Participación ERNC.  
Escenario 7

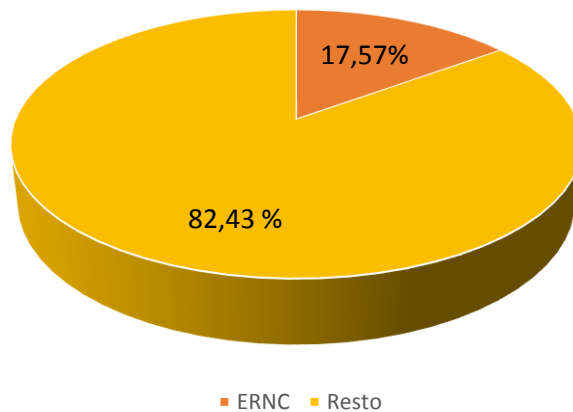


Figura B.14: Participación ERNC. Escenario 7.

Es posible observar que el escenario 7 alcanza un 17,57% de penetración de ERNC en las inyecciones de energía. El presente escenario representa el cumplimiento de la ley N° 20.698 [8] según lo estipulado en el plan de obras presentado por la CNE en [26] sin consideración de la línea de interconexión SIC - SING. Para este escenario las ERNC con mayor participación corresponden a la energía eólica y a la energía solar FV, con un 5,62 % y un 5,51% respectivamente.

### Escenario 8

El escenario 8 corresponde a la operación a mínimo costo del sistema SIC-SING para el año 2025 en base a lo expuesto por la CNE en el “informe técnico definitivo fijación de precios de nudo de corto plazo”, Octubre 2014 [26] con la adición de una central de energía solar FV de 2.400 [MW] de capacidad. Detalle del escenario se encuentra en el Anexo A.

En la Tabla B.8 y en las Figuras B.15 y B.16 es posible observar la participación de cada tecnología en la generación de energía del escenario.

Tabla B.8: Detalle de participación por tecnología de generación, Escenario 9.

Tecnología	[GWh]	%
Eólica	7.655,71	6,85
Solar FV	12.014,41	10,75
CSP	311,59	0,28
Hidráulica	29.774,32	26,64
Carbón	36.582,15	32,73
GNL	20.296,31	18,16
Geotermia	1.766,94	1,58
Biomasa	2.967,79	2,66
Diesel	79,53	0,07
Fuel Oil	171,13	0,15
Cogeneración	148,92	0,13
ERNC	26.634,93	23,83
Total	111.768,81	-

Participación por tecnología de generación.  
Escenario 8

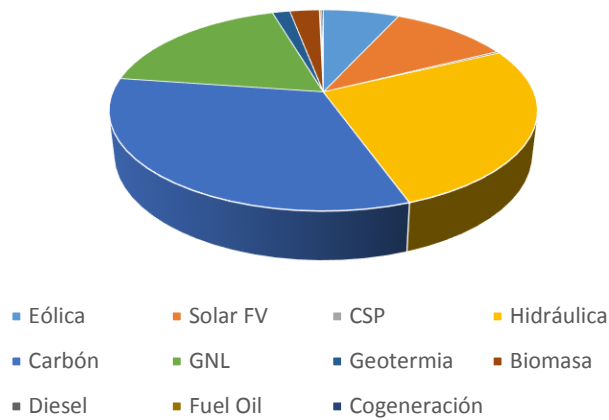


Figura B.15: Participación por tecnología de generación, Escenario 8.

Participación ERNC.  
Escenario 8

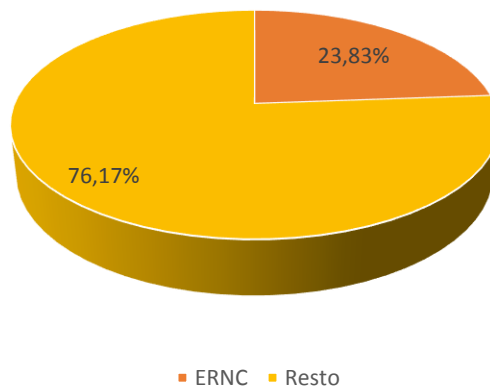


Figura B.16: Participación ERNC. Escenario 8.

El escenario 8 alcanza un 23,83% de penetración de ERNC en las inyecciones de energía. El presente escenario corresponde a una ampliación, con el fin de analizar el efecto única y exclusivamente de la energía solar FV, del plan de obras presentado en [26] mediante la adición de una central solar FV adicional de 2.400 [MW] de capacidad. Para este escenario las ERNC predominantes corresponden a la energía solar FV y a la energía eólica. La preponderancia solar se debe a la adición de esta central de 2.400 [MW].

### Escenario 9

El escenario 9 corresponde a la operación a mínimo costo del sistema SIC-SING para el año 2025 en base a lo expuesto por la CNE en el “informe técnico definitivo fijación de precios de nudo de corto plazo”, Octubre 2014 [26] con la adición de una central de energía solar FV de 3.000 [MW] de capacidad. Detalle del escenario se encuentra en el Anexo A.

En la Tabla B.9 y en las Figuras B.17 y B.18 es posible observar la participación de cada tecnología en la generación de energía del escenario.

Tabla B.9: Detalle de participación por tecnología de generación, Escenario 10.

Tecnología	[GWh]	%
Eólica	7.535,67	6,74
Solar FV	13.056,18	11,68
CSP	311,15	0,28
Hidráulica	29.773,08	26,63
Carbón	36.049,89	32,25
GNL	19.866,22	17,77
Geotermia	1.765,31	1,58
Biomasa	2.967,36	2,65
Diesel	98,56	0,09
Fuel Oil	214,31	0,19
Cogeneración	148,92	0,13
ERNC	27.554,58	24,65
Total	111.786,66	-

Participación por tecnología de generación.  
Escenario 9

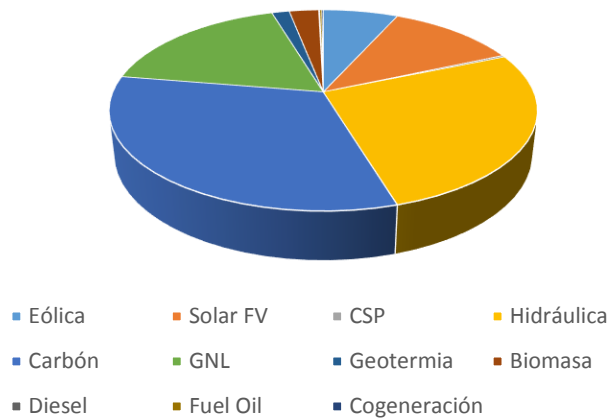


Figura B.17: Participación por tecnología de generación, Escenario 9.

Participación ERNC.  
Escenario 9

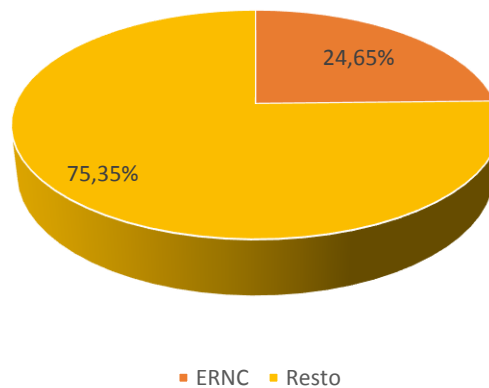


Figura B.18: Participación ERNC. Escenario 9.

Es posible observar el escenario 9 alcanza un 24,65% de penetración de ERNC en las inyecciones de energía. El presente escenario corresponde a una ampliación, con el fin de analizar el efecto única y exclusivamente de la energía solar FV, del plan de obras presentado en [26] mediante la adición de una central solar FV adicional de 3.000 [MW] de capacidad. Para este escenario las ERNC predominantes corresponden a la energía solar FV y a la energía eólica. La preponderancia solar se debe a la adición de esta central de 3.000 [MW].

### Escenario 10

El escenario 10 corresponde a la operación a mínimo costo del sistema SIC-SING para el año 2025 en base a lo expuesto por la CNE en el “informe técnico definitivo fijación de precios de nudo de corto plazo”, Octubre 2014 [26] con la adición de una central de energía solar FV de 3.600 [MW] de capacidad. Detalle del escenario se encuentra en el Anexo A.

En la Tabla B.10 y en las Figuras B.19 y B.20 es posible observar la participación de cada tecnología en la generación de energía del escenario.

Tabla B.10: Detalle de participación por tecnología de generación, Escenario 11.

Tecnología	[GWh]	%
Eólica	7.434,38	6,65
Solar FV	13.796,94	12,34
CSP	310,00	0,28
Hidráulica	29.769,51	26,63
Carbón	35.675,73	31,91
GNL	19.601,49	17,53
Geotermia	1.765,03	1,58
Biomasa	2.961,22	2,65
Diesel	99,08	0,09
Fuel Oil	235,93	0,21
Cogeneración	148,92	0,13
ERNC	28.186,98	25,21
Total	111.798,25	-

Participación por tecnología de generación.  
Escenario 10

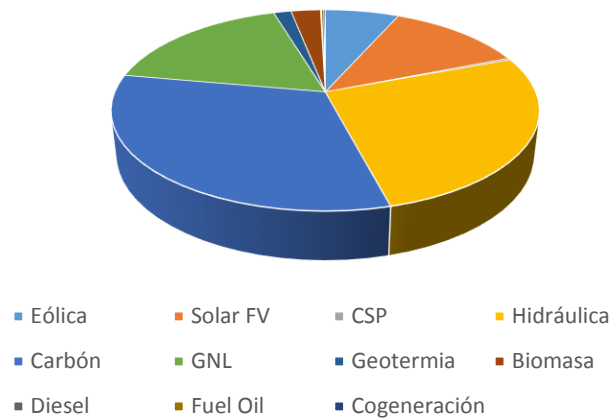


Figura B.19: Participación por tecnología de generación, Escenario 10.

Participación ERNC.  
Escenario 10

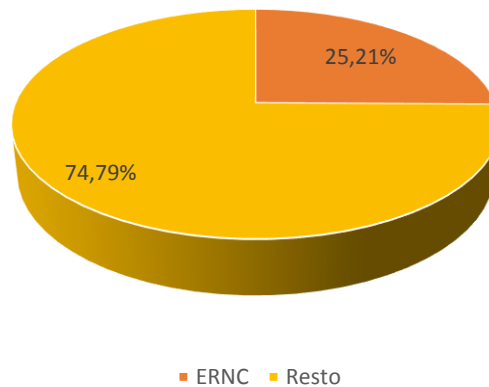


Figura B.20: Participación ERNC. Escenario 10.

Como es posible observar el escenario 10 alcanza un 25,21% de penetración de ERNC en las inyecciones de energía. El presente escenario corresponde a una ampliación, con el fin de analizar el efecto única y exclusivamente de la energía solar FV, del plan de obras presentado en [26] mediante la adición de una central solar FV adicional de 3.600 [MW] de capacidad. Para este escenario las ERNC predominantes corresponden a la energía solar FV y a la energía eólica. La preponderancia solar se debe a la adición de esta central de 3.600 [MW].

# Anexo C

## C.1 Unit commitment

A modo de exponer la operación por tecnología de generación de cada uno de los escenarios se presentan los resultados obtenidos en la simulación del *Unit Commitment* para una semana particular del año en cada uno de los escenarios. La semana representada corresponde a la semana 10, comprendida entre las etapas 1680 – 1848 de las simulaciones de operación a mínimo costo.

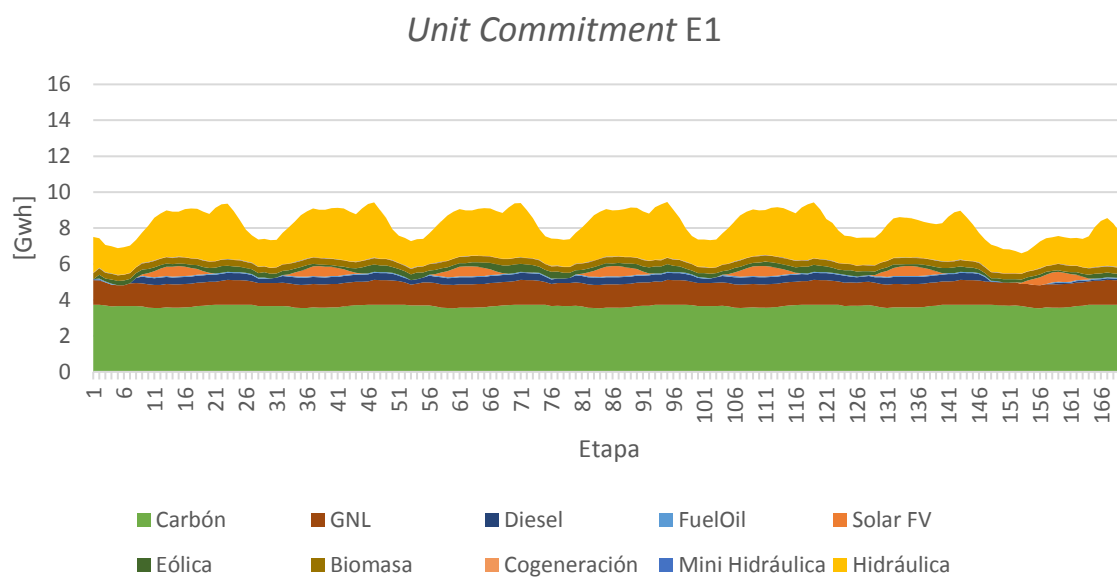
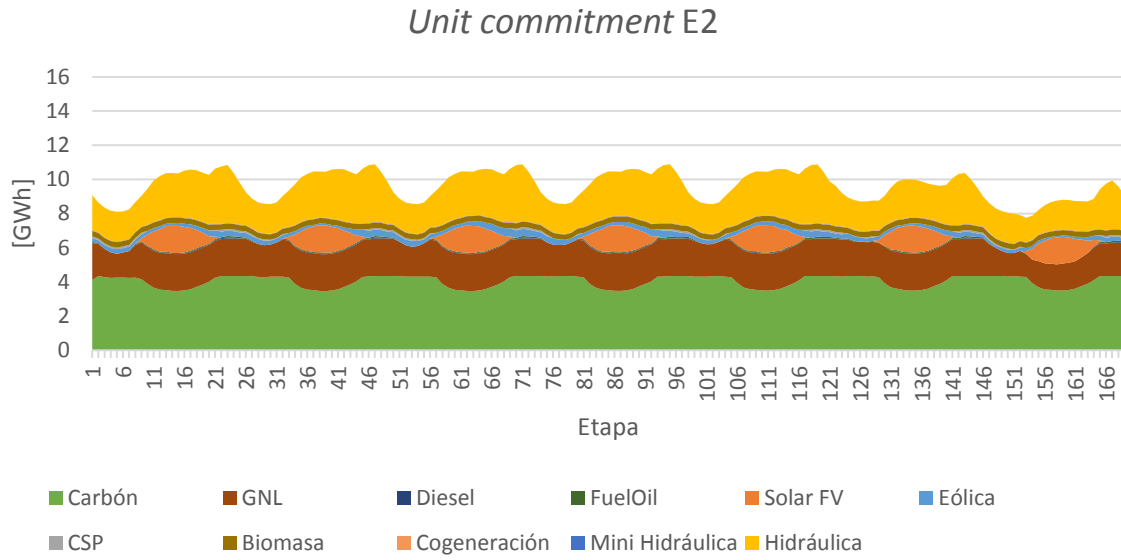
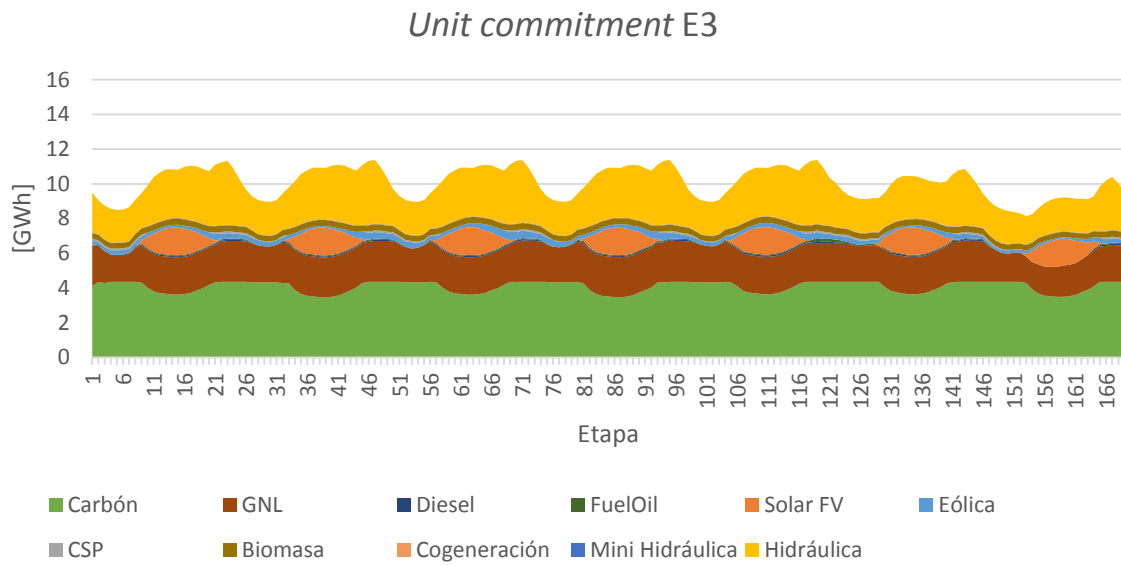


Figura C.1: Unit Commitment (Semana 10) E1.





*Figura C.2: Unit Commitment (Semana 10) E2.*



*Figura C.3: Unit Commitment (Semana 10) E3.*

### Unit Commitment E4

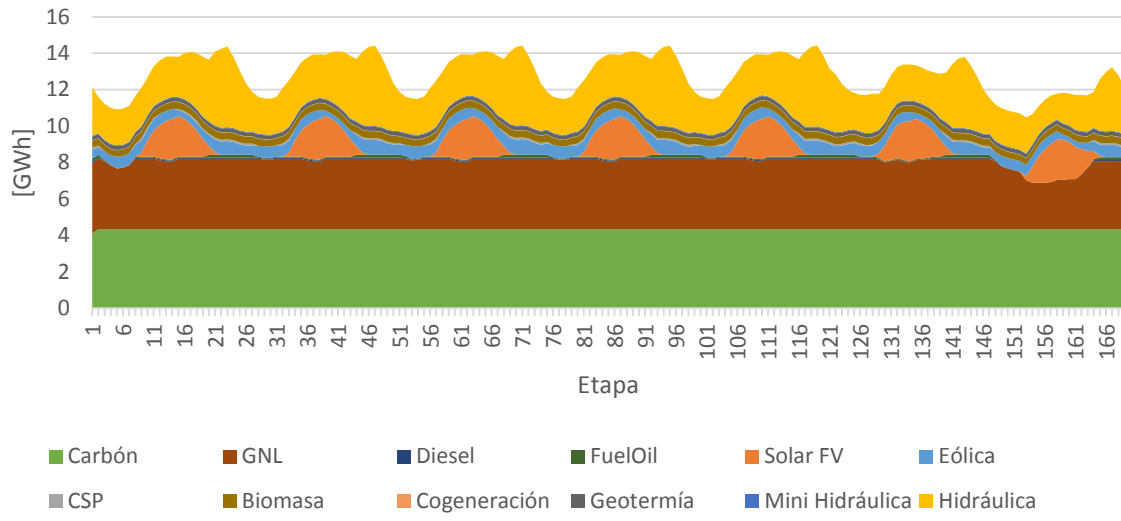


Figura C.4: Unit Commitment (Semana 10) E4.

### Unit Commitment E5

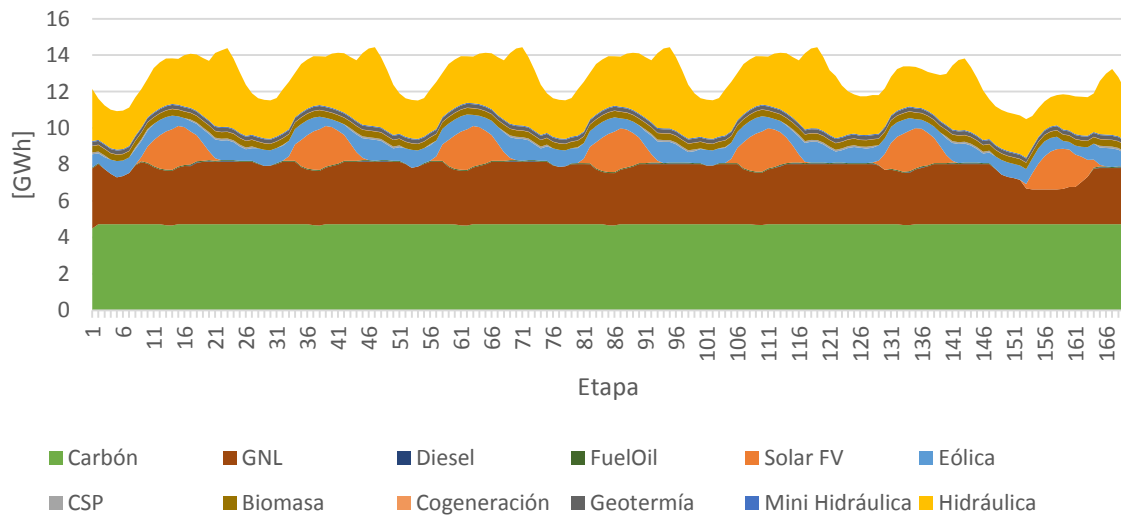
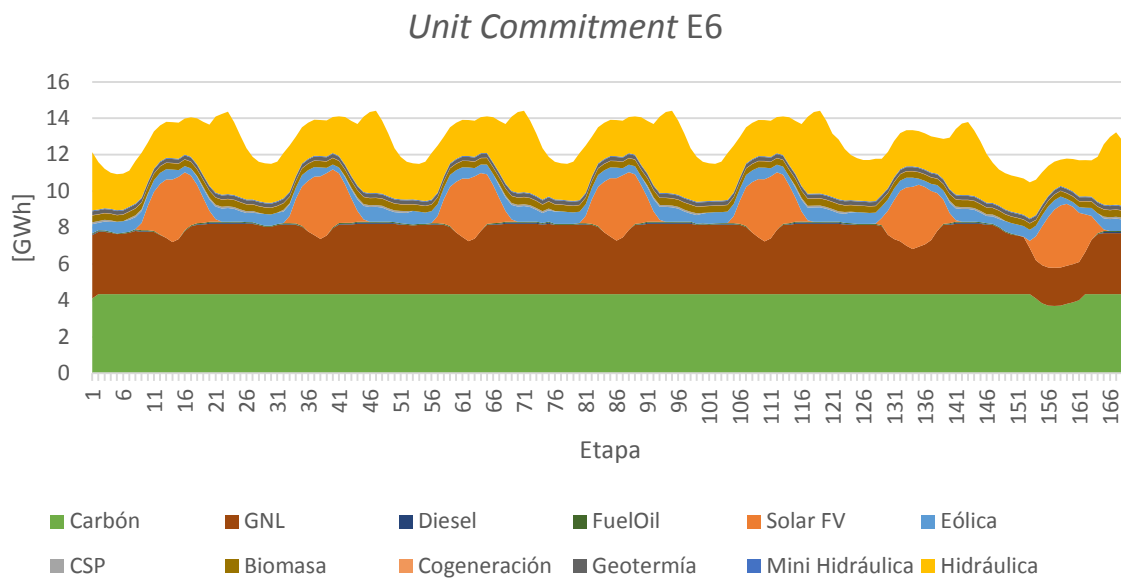
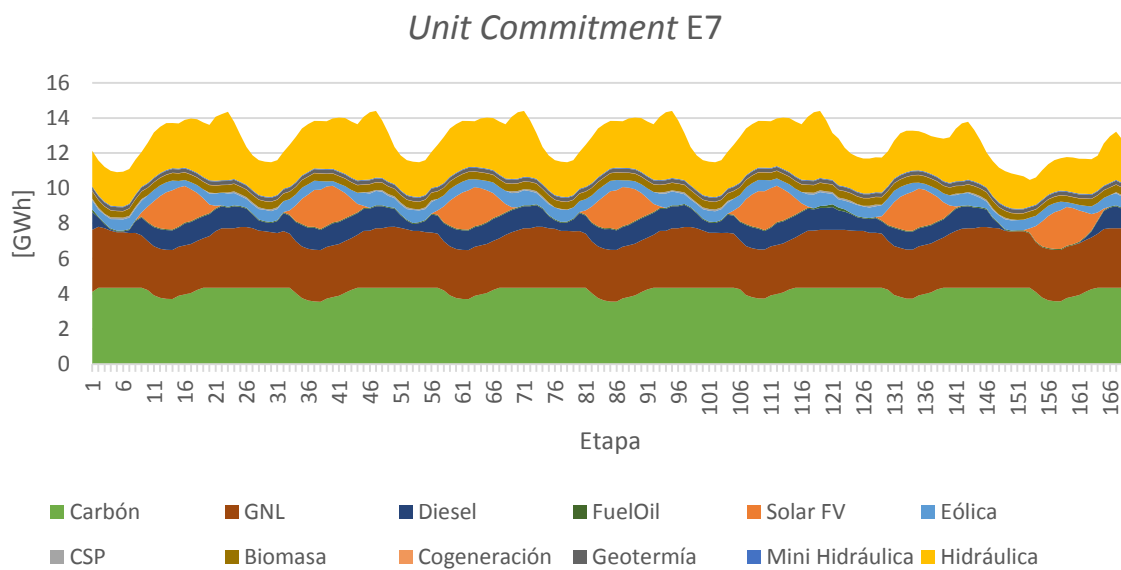


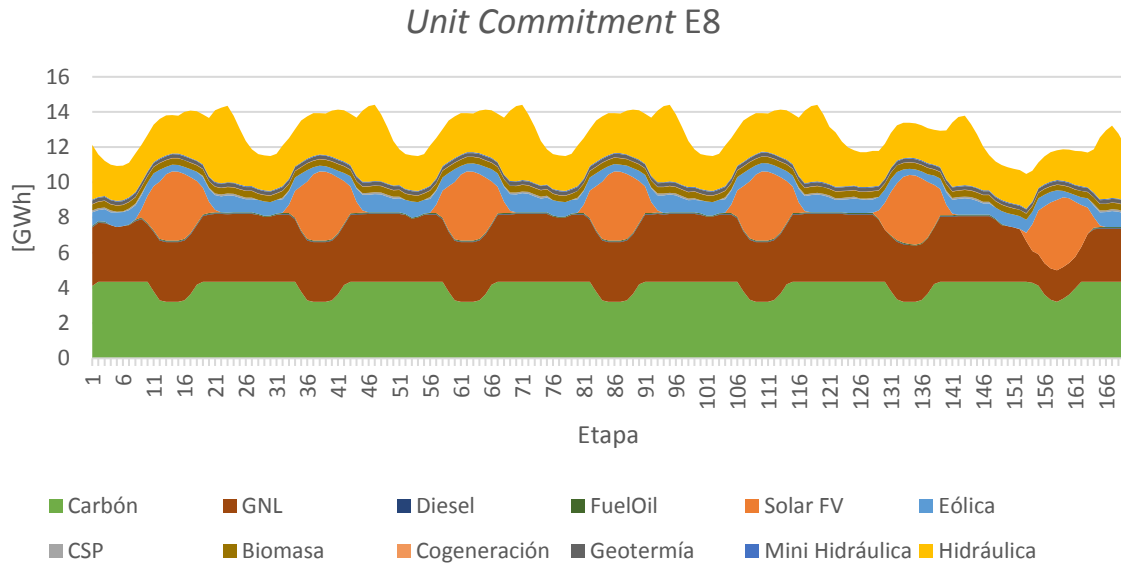
Figura C.5: Unit Commitment (Semana 10) E5.



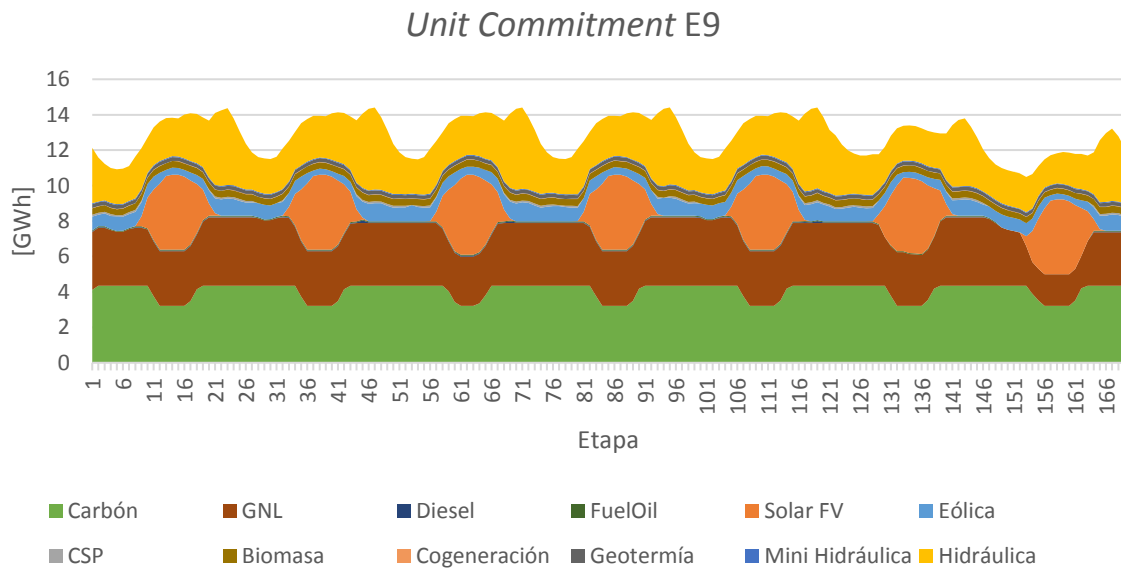
*Figura C.6: Unit Commitment (Semana 10) E6.*



*Figura C.7: Unit Commitment (Semana 10) E7.*



*Figura C.8: Unit Commitment (Semana 10) E8.*



*Figura C.9: Unit Commitment (Semana 10) E9.*

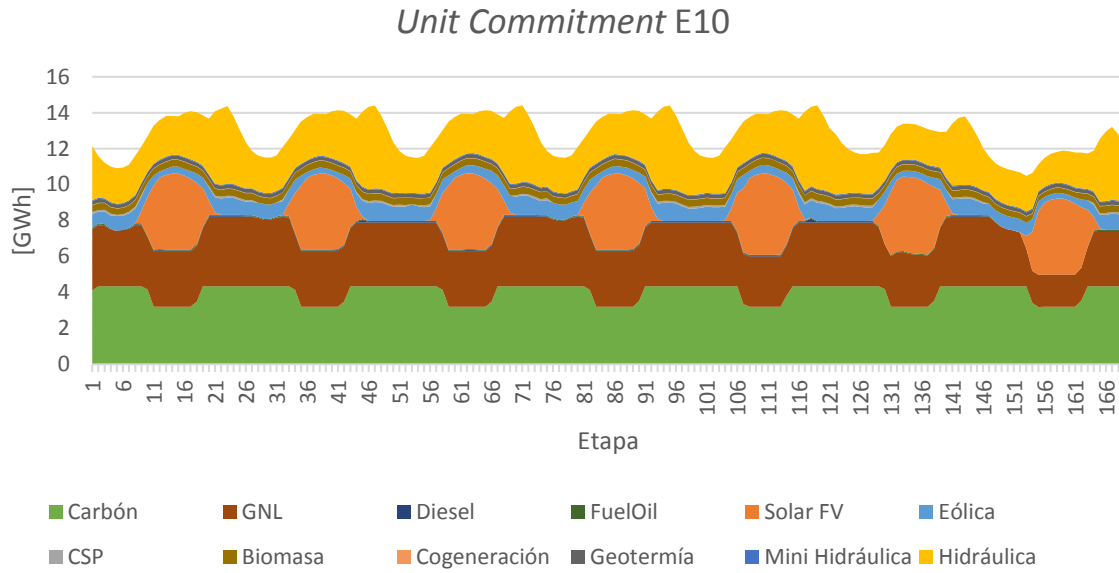


Figura C.11: Unit Commitment (Semana 10) E10.

## C.2 Razón de ciclaje

El presente apartado expone los resultados de la sección 5.3.3 en detalle por grupo de escenarios.

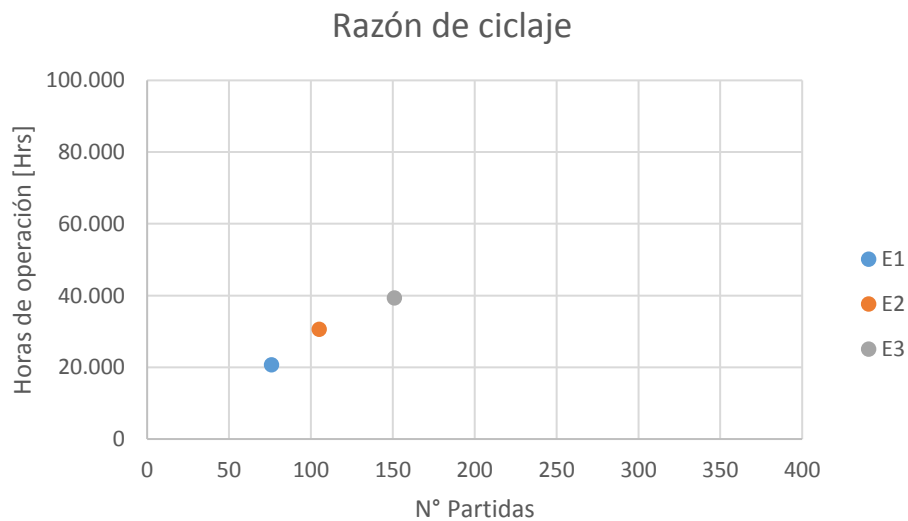


Figura C.12: Razón de ciclaje escenarios de pre interconexión.

## C.3 Costos asociados a mantenimientos

Calculado en base a lo expuesto en 3.2.7, en consideración de los casos de sensibilidad expuestos en las Tablas 3.2 – 3.4 y las unidades por escenario presentadas en las Tablas 4.3 – 4.7.

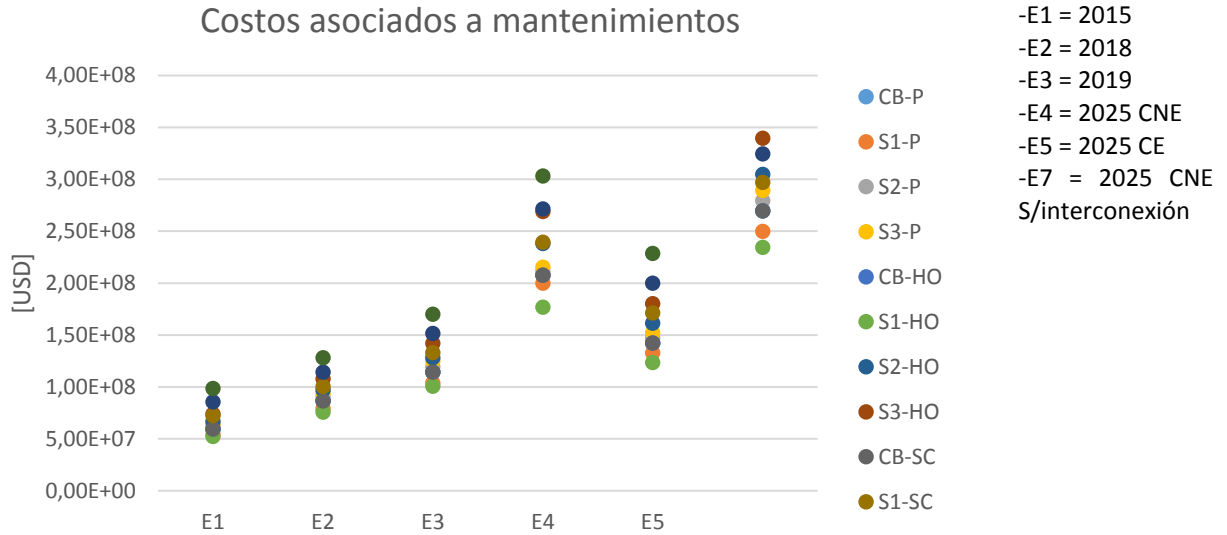


Figura C.16: Resultados Costos asociados a mantenimientos.

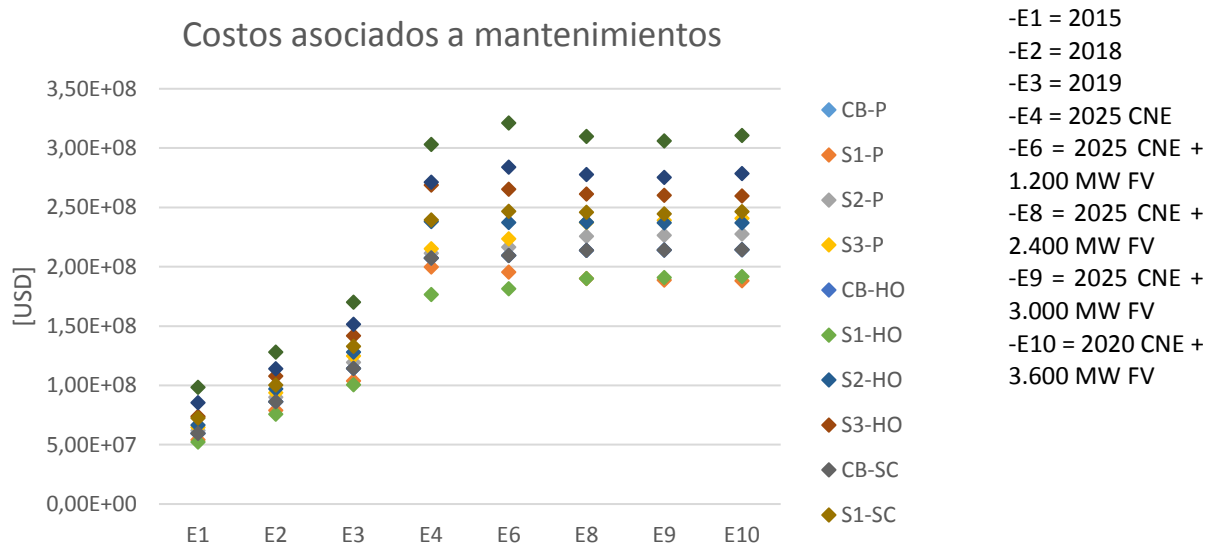


Figura C.17: Resultados Costos asociados a mantenimientos escenarios solare

### 6.2.1.1. Escenarios pre interconexión

En los resultados obtenidos para E1, E2 y E3 es posible observar el mismo efecto expuesto en 5.2.5.1. Si bien a primera vista es posible notar un aumento en los costos asociados a mantenimientos del grupo es necesario separar las unidades que operan durante

los tres escenarios (Tabla 4.3) y los que operan solo durante E2 y E3 (Tabla 4.4). Al separar los grupos de unidades se observa de todas maneras un aumento en los costos de mantenimientos para ambos grupos de unidades. Dado que los costos de mantenimientos son directamente proporcionales al número de HEO es posible desprender que debido a la mayor exigencia que sufren las unidades durante E3 y E2 respecto a E1, los costos de mantenimientos serán mayores para E2 y E3. Esto se debe básicamente a que dado el aumento en las HEO los mantenimientos se alcanzarán cada vez en intervalos de tiempo menores.

#### **6.2.1.2. Escenarios post interconexión**

En los resultados obtenidos para E4, E5 y E6 se observan principalmente dos efectos: en primer lugar, se observa una disminución de los costos asociados a mantenimientos del grupo durante E5 por sobre E4 y E6, dada la menor exigencia que poseen las unidades debido a la existencia de agua en la matriz. En segundo lugar, es posible observar que los costos de mantenimientos aumentan en E6 por sobre E4, esto se debe a que la inyección de energía solar FV en E6 por sobre E4 provoca una mayor exigencia por sobre las unidades de ciclo combinado las cuales alcanzarán sus ciclos de mantenimiento en intervalos de tiempo menores.

#### **6.2.1.3. Escenarios interconexión**

En los resultados obtenidos para E4 y E7 se observa que E7 presenta los costos asociados a mantenimientos más altos de todos los escenarios, esto se debe principalmente a la sobre exigencia que experimentan las unidades dada la imposibilidad de realizar exportaciones/importaciones de energía, particularmente, en relación a E4.

#### **6.2.1.4. Escenarios solares**

En los resultados obtenidos para E4, E6, E8 – E10 se observa que a medida que se aumenta la inyección de energía solar FV en la matriz, los costos asociados a mantenimientos aumentan, en la mayoría de los casos expuestos. Esto se debe principalmente a la sobre exigencia que representa la inyección de energía solar FV en el sistema por sobre las unidades del grupo de ciclo combinado (5.2.5.4). Nuevamente, es posible observar que la operación de las unidades dada la variabilidad de las ERNC provoca que las unidades del grupo de ciclo combinado alcancen sus umbrales de mantenimientos en intervalos de tiempo menores.