

**REF.:** Aprueba Informe Técnico Definitivo, de enero de 2025, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional.

**RESOLUCION EXENTA N° 57**

**SANTIAGO, 03 de febrero de 2025**

**VISTOS:**

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión", modificado por la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en particular aquellas introducidas por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente la "Ley";
- c) Lo dispuesto en la Ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la administración del Estado;
- d) Lo establecido en el Decreto Supremo N° 86 del Ministerio de Energía, de 2012, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo, en adelante "D.S. N° 86";
- e) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 641 de la Comisión, de 30 de agosto de 2016, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, modificada por Resoluciones Exentas N° 434 y N° 603 de la Comisión, ambas del 2017, prorrogadas mediante Resolución Exenta N° 10 de la Comisión, de 11 de enero de 2018, en adelante la "Resolución Exenta N° 641";
- f) La Resolución Exenta N° 691, del 23 de diciembre de 2024, de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba Informe Técnico Preliminar de diciembre 2024, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional;

- g) Los Oficios Ordinarios N° 902 y N° 903 de la Comisión, ambos de fecha 23 de diciembre de 2024, que comunican al Ministerio de Energía y al Coordinador Eléctrico Nacional, respectivamente, el Informe Técnico Preliminar de Precios de Nudo de diciembre de 2024;
- h) Las observaciones realizadas por los coordinados al Informe Técnico Preliminar contenido en la resolución exenta indicada en el literal f) anterior;
- i) La Resolución Exenta N° 642, del 29 de noviembre de 2024, de la Comisión Nacional de Energía, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción;
- j) Lo dispuesto en el Decreto Exento N° 166, de 23 de julio de 2024, de la Subsecretaría de Energía del Ministerio de Energía, que fija "Establecimiento de orden de Subrogación" de la Comisión Nacional de Energía; y
- k) Lo señalado en la Resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

#### **CONSIDERANDO:**

- a) Que el artículo 160° de la Ley dispone que los precios de nudo de corto plazo deberán ser fijados semestralmente;
- b) Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 171° de la Ley y el artículo primero de la Resolución Exenta N° 641, los precios de nudo de corto plazo de energía y potencia de punta serán fijados semestralmente, previo informe de la Comisión, mediante decreto expedido por el Ministerio de Energía bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República", en los meses de febrero y agosto de cada año;
- c) Que, conforme a lo señalado en el artículo 169° de la Ley y el inciso primero del artículo tercero de la Resolución Exenta N° 641, para los efectos de cada fijación semestral de precios de nudo de corto plazo, la Comisión comunicará, al Ministerio de Energía y a las empresas eléctricas que corresponda, un informe técnico definitivo del cálculo de los precios de nudo de corto plazo, los días 31 de enero y 31 de julio de cada año, respectivamente, o al día siguiente hábil;
- d) Que, conforme a lo señalado en el artículo 165° de la Ley y el inciso segundo del artículo tercero de la Resolución Exenta N° 641, dentro de los primeros quince días del mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico

definitivo referido en el considerando c) anterior, la Comisión deberá poner en conocimiento del Coordinador y de los coordinados a través de éste, un informe técnico preliminar del cálculo de los precios de nudo según el procedimiento indicado en el artículo 162° de la Ley, el que deberá contener lo señalado en el artículo 165° de la misma;

- e) Que, en cumplimiento de lo expuesto anteriormente, mediante oficios individualizados en el literal g) de vistos, la Comisión comunicó al Coordinador Eléctrico Nacional y al Ministerio de Energía la Resolución Exenta individualizada en el literal f) de vistos, que aprueba el Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de diciembre de 2024;
- f) Que, los coordinados formularon observaciones al informe señalado en el considerando anterior; y
- g) Que, en virtud de lo señalado en los considerandos anteriores y de lo dispuesto en el artículo 8° de la Ley de Bases de Procedimientos Administrativos, que consagra el principio conclusivo, en virtud del cual, todo el procedimiento administrativo está destinado a que la Administración dicte un acto decisorio que se pronuncie sobre la cuestión de fondo y en el cual exprese su voluntad, y conforme al mérito del informe ya singularizado precedentemente, la Comisión procederá a aprobarlo, según se señalará a continuación.

## **RESUELVO:**

**Artículo Primero:** Apruébase el Informe Técnico Definitivo, de enero de 2025, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, cuyo contenido íntegro se señala a continuación:

**FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO  
DE CORTO PLAZO  
PRIMER SEMESTRE 2025**

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

ENERO 2025

(Publicado en febrero)

# ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	5
1 ANTECEDENTES .....	7
1.1 ANTECEDENTES DE DEMANDA.....	7
1.1.1 Previsión de demanda total del sistema .....	7
1.1.2 Modelación temporal de la demanda de energía.....	8
1.2 ANTECEDENTES DE COMBUSTIBLES.....	10
1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas.....	10
1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles.....	17
1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural.....	20
1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN .....	26
1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN COMPROMETIDAS .....	26
1.5 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN.....	27
1.6 PLAN DE DESCARBONIZACIÓN .....	29
1.7 PROYECCIÓN DE CAUDALES Y ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA.....	31
1.8 STOCKS DE EMBALSES .....	32
1.9 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA.....	33
1.10 OBLIGACIÓN ERNC .....	33
2 METODOLOGÍA.....	35
2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA.....	35
2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO.....	36
2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS .....	36

2.3.1	Costos variables de centrales térmicas .....	36
2.4	MODELACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	37
2.5	MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	37
2.5.1	Centrales Eólicas.....	37
2.5.2	Centrales Fotovoltaicas .....	38
2.5.3	Sistemas de Almacenamiento de Energía .....	40
2.6	CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO.....	41
2.6.1	Alternativas de expansión del parque generador y sistemas de almacenamiento ..	41
2.6.2	Costos Unitarios de Inversión por Tecnología.....	43
2.7	MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA .....	45
2.8	MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA.....	45
2.9	MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN .....	47
2.10	ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA .....	47
2.11	TASA DE ACTUALIZACIÓN.....	48
2.12	CALIDAD DE SUMINISTRO .....	48
2.12.1	Indisponibilidad de Transmisión .....	48
2.13	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO.....	49
2.13.1	Fórmula del Precio Básico de la Potencia de Punta .....	49
2.13.2	Indexación del Precio de la Potencia Punta .....	50
2.13.3	Indexación del Precio de la Energía.....	54
3	RESULTADOS .....	55
3.1	PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN, ALMACENAMIENTO.....	55
3.2	PRECIOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA.....	56

3.3	PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA .....	58
3.4	PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA .....	63
3.5	REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	64
3.6	DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIO DE MERCADO .....	66
3.6.1	Determinación Precio Medio Básico .....	66
3.6.2	Determinación de Banda de Precios .....	66
3.6.3	Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado .....	67
3.6.4	Precios de nudo ajustados a Banda de Precios .....	68
3.7	CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA .....	70
3.7.1	Indexación cargos por energía reactiva .....	70
3.7.2	Condiciones de aplicación .....	70
3.8	COSTO DE RACIONAMIENTO.....	71
3.9	COMPONENTE DE ENERGÍA DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 135° QUINQUIES DE LA LEY Y EN EL ARTÍCULO 5° DEL DECRETO SUPREMO N° 31 .....	72
3.10	FACTORES DE MODULACIÓN .....	73

## INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, **“Ley General de Servicios Eléctricos”** o **“Ley”**), en la Resolución Exenta N° 641 de la Comisión Nacional de Energía, de 30 de agosto de 2016, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, modificada por Resoluciones Exentas N° 434 y N° 603, ambas del 2017, y prorrogada mediante Resolución Exenta N° 10, de 2018 (en adelante, la **“Resolución N° 641”**), y en el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, modificado por el Decreto Supremo N° 68, de 26 de junio de 2015, del mismo Ministerio (en adelante, el **“Reglamento de Precios de Nudo”**), la Comisión Nacional de Energía (en adelante, la **“Comisión”**) semestralmente debe elaborar y poner en conocimiento del Ministerio de Energía, del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, el **“Coordinador”**), y de los coordinados a través de éste, un informe técnico del cálculo de los precios de nudo de corto plazo, según el procedimiento indicado en la Ley, que justifique y explique:

- a) La previsión de demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- b) El programa de obras de generación y transmisión existentes, en construcción y futuras;
- c) Los costos de combustibles, costos de falla y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La tasa de actualización utilizada en los cálculos; y
- e) Los valores resultantes para los precios de nudo de corto plazo, sus fórmulas de indexación y el costo de racionamiento.

A partir de los antecedentes señalados en los literales anteriores, para un determinado horizonte de planificación, se establece el programa de obras de generación y transmisión indicativo que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el periodo de estudio que, en este caso, y según lo establecido en el artículo 5° de la Resolución N° 641, es de 10 años, incluyendo, en la parte final del mismo, dos años para efectos de solucionar problemas de borde en la simulación de la operación económica del sistema. En base a lo señalado, se calculan los costos marginales de energía del sistema para un periodo de 48 meses, cuyos valores actualizados y ponderados por la energía se denominan Precios Básicos de Energía. Por su parte, se calcula el Precio Básico de Potencia de Punta por subsistema definido al efecto, conforme con lo establecido en el artículo 162° de la Ley.

En el presente informe técnico se presentan los supuestos de cálculo, los antecedentes utilizados, la metodología considerada y los resultados obtenidos, además de todas aquellas consideraciones señaladas en la normativa vigente.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 37° del Reglamento de Precios de Nudo, y a lo señalado en la Resolución Exenta N° 668 de la Comisión, del 21 de noviembre de 2017, que da por conformado el Sistema Eléctrico Nacional, a partir de la interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande (en adelante, el **“SING”**) con el Sistema Interconectado Central (en adelante, el **“SIC”**), para la determinación de los precios de nudo de corto plazo, el presente informe técnico considera la existencia del denominado Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, el **“SEN”**) en virtud de lo establecido en el literal b) del artículo 225° de la Ley.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha estimado pertinente utilizar las denominaciones **“SEN-SIC”** y **“SEN-SING”** con el objeto de permitir una debida transición respecto de aquellas variables de este informe que no han sido unificadas a la fecha, y respecto de aquellos parámetros que, por simplicidad de identificación, consideren dicha diferenciación. Tal nomenclatura se utilizará para referirse a aquellas instalaciones que, con fecha previa a la interconexión señalada en la Resolución Exenta N° 668, ya citada, hayan formado, según corresponda, parte de los sistemas SIC y SING, y a aquellas instalaciones posteriores que permitan dar completitud y continuidad a dichos sistemas y que, en la actualidad, forman parte del Sistema Eléctrico Nacional.

# 1 ANTECEDENTES

En esta sección, se presentan los principales antecedentes utilizados en la determinación de los precios de nudo de corto plazo en el SEN, explicitando las variables de cálculo y sus consideraciones. Mayores detalles, se encuentran contenidos en los anexos publicados en conjunto con el presente informe en la página web de la Comisión.

Cabe señalar que, de conformidad con lo indicado en el artículo 10° de la Resolución N° 641, respecto de las centrales de generación, se utilizarán como base para la modelación aquellos antecedentes enviados por el Coordinador. En base a dichos antecedentes, y a proyecciones que esta Comisión ha determinado para la elaboración del presente informe, se determinarán los modelos, parámetros y supuestos con lo que se representarán las centrales de generación para efectos de la simulación de la operación económica del sistema eléctrico.

En consideración de lo dispuesto en el artículo 8° de la Resolución N° 641, el tipo de cambio utilizado en el presente informe técnico corresponde al promedio del dólar observado de los Estados Unidos de América del segundo mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico definitivo, esto es, noviembre de 2024, el que tiene un valor de 971,60 pesos/US\$.

## 1.1 ANTECEDENTES DE DEMANDA

### 1.1.1 Previsión de demanda total del sistema

En la Tabla 1 se presenta la previsión de la demanda de energía eléctrica en el sistema utilizada para la elaboración del presente informe técnico, hasta el año 2040, para clientes libres y regulados, así como las tasas de variación anual de dicha demanda.

**Tabla 1: Previsión de demanda total en el sistema<sup>1</sup>**

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasas de variación		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2025	50.352	29.546	79.898	-	-	-
2026	51.772	30.123	81.895	2,82%	1,95%	2,50%
2027	51.815	30.740	82.555	0,08%	2,05%	0,81%
2028	53.615	31.334	84.949	3,47%	1,93%	2,90%
2029	55.561	32.152	87.713	3,63%	2,61%	3,25%
2030	60.222	32.903	93.125	8,39%	2,34%	6,17%
2031	61.907	33.993	95.900	2,80%	3,31%	2,98%
2032	65.530	35.242	100.772	5,85%	3,67%	5,08%
2033	66.662	36.590	103.252	1,73%	3,82%	2,46%

<sup>1</sup> Diferencias en la suma de la energía del sistema y de los porcentajes anuales se deben a aproximaciones de redondeo.

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasas de variación		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2034	67.292	37.960	105.252	0,95%	3,74%	1,94%
2035	69.274	39.358	108.632	2,95%	3,68%	3,21%
2036	71.222	40.755	111.977	2,81%	3,55%	3,08%
2037	72.375	42.269	114.644	1,62%	3,71%	2,38%
2038	73.195	43.852	117.047	1,13%	3,75%	2,10%
2039	74.432	45.439	119.871	1,69%	3,62%	2,41%
2040	76.121	47.042	123.163	2,27%	3,53%	2,75%

Las bases de cálculo de la previsión de demanda utilizada se encuentran publicadas en la página web de la Comisión. Cabe señalar que se consideraron los antecedentes publicados en el “Informe Definitivo de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 57, de 15 de febrero de 2024 y rectificado mediante Resolución Exenta CNE N° 329, de 26 de junio de 2024.

### 1.1.2 Modelación temporal de la demanda de energía

La resolución temporal utilizada en la presente fijación considera una modelación de la demanda en 24 bloques. Así, para cada mes se han considerado 12 bloques que representan un día hábil promedio y 12 bloques que representan un día inhábil promedio. Cada uno de ellos agrupa dos horas consecutivas dentro de cada tipo de día, tal como se presentan en la Tabla 2.

**Tabla 2: Distribución horaria de los bloques de demanda mensuales**

Hora del día	Asignación día hábil												Asignación día inhábil											
	Mes												Mes											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>1</b>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
<b>2</b>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
<b>3</b>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
<b>4</b>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
<b>5</b>	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
<b>6</b>	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
<b>7</b>	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
<b>8</b>	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
<b>9</b>	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
<b>10</b>	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
<b>11</b>	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
<b>12</b>	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
<b>13</b>	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
<b>14</b>	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
<b>15</b>	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
<b>16</b>	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
<b>17</b>	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
<b>18</b>	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21

Hora del día	Asignación día hábil												Asignación día inhábil											
	Mes												Mes											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
19	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
20	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
21	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
22	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
23	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
24	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24

De esta forma, para cada mes de simulación se ha modelado la demanda en 24 bloques de distinta duración, donde cada hora de cada mes está asociada a un bloque de demanda. En la Tabla 3 y en la Tabla 4 se observa la duración mensual de cada bloque de demanda.

**Tabla 3: Curvas de duración mensual de demanda día hábil <sup>2</sup>**

Duración de Bloques de Demanda por Mes - Día Hábil (%)												
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91
2	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95
3	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91
4	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83
5	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11
6	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83
7	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91
8	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65
9	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83
10	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65
11	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83
12	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65

**Tabla 4: Curvas de duración mensual de demanda día inhábil<sup>3</sup>**

Duración de Bloques de Demanda por Mes - Día Inhábil (%)												
Mes	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
2	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38
3	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
4	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
5	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23
6	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
7	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42

<sup>2</sup> La tabla consigna una representación simplificada de la base de datos utilizada en la modelación. Diferencias en la suma de los porcentajes mensuales se debe a aproximaciones de redondeo.

<sup>3</sup> La tabla consigna una representación simplificada de la base de datos utilizada en la modelación. Diferencias en la suma de los porcentajes mensuales se debe a aproximaciones de redondeo.

Duración de Bloques de Demanda por Mes - Día Inhabíl (%)												
Mes	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
8	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
9	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
10	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
11	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
12	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69

## 1.2 ANTECEDENTES DE COMBUSTIBLES

### 1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas

De conformidad con lo establecido en el artículo 10° de la Resolución N° 641, para la elaboración del presente informe técnico se han utilizado como base aquellos antecedentes relativos a costos de combustibles, rendimientos y costos variables no combustibles para las distintas centrales térmicas del sistema, enviados por el Coordinador a esta Comisión, correspondientes a los últimos dos meses previos a la fecha de envío, utilizándose un promedio de los costos durante dicho período de tiempo. Esta información se muestra en la Tabla 5.

**Tabla 5: Costos variables de centrales térmicas del SEN <sup>4</sup>**

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Aggreko 01	Diésel	1.518,4	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	388,7
Aggreko RM Quilicura	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Agni	Diésel	1.197,4	US\$/Ton	0,201	Ton/MWh	45,550	286,4
Aguas Blancas	Diésel	906,9	US\$/Ton	0,234	Ton/MWh	14,150	226,2
Aldea	Diésel	1.048,4	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	275,2
Alerce	Diésel	1.107,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	289,6
Almendrado	Diésel	1.088,8	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	285,0
Ampliación Central Quellón	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Ancali 1	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,357	dam3/MWh	19,665	19,7
Andes U1 DIE	Diésel	1.479,3	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	20,832	347,8
PMGD_ANDES_1_GN	GN	316,1	US\$/dam3	0,243	dam3/MWh	4,423	81,1
Andes U2 DIE	Diésel	1.479,3	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	20,832	347,8
Andes U3 DIE	Diésel	1.479,3	US\$/Ton	0,212	Ton/MWh	20,832	334,2
Andes U4 DIE	Diésel	1.479,3	US\$/Ton	0,207	Ton/MWh	20,832	327,7
Andina	Carbón	175,3	US\$/Ton	0,376	Ton/MWh	9,650	75,6
Angamos 1	Carbón	151,7	US\$/Ton	0,371	Ton/MWh	4,260	60,5
Angamos 2	Carbón	151,7	US\$/Ton	0,371	Ton/MWh	4,260	60,6
Antihue U1	Diésel	1.300,4	US\$/Ton	0,226	Ton/MWh	29,490	323,3
Antihue U2	Diésel	1.300,4	US\$/Ton	0,229	Ton/MWh	29,490	327,9

<sup>4</sup> La tabla consigna una representación simplificada de la base de datos utilizada en la modelación. Diferencias en el valor del costo variable se deben a aproximaciones de redondeo.

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Arauco	Biomasa	42,0	US\$/Ton	1,351	Ton/MWh	0,000	56,8
Arica GM	Diésel	1.047,9	US\$/Ton	0,250	Ton/MWh	9,200	270,8
Arica M1	Diésel	1.047,9	US\$/Ton	0,248	Ton/MWh	9,200	268,7
Arica M2	Diésel	1.047,9	US\$/Ton	0,242	Ton/MWh	9,200	262,4
Aromos	Diésel	1.215,0	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	315,5
Atacama 1	Diésel	967,5	US\$/Ton	0,175	Ton/MWh	7,830	177,4
Atacama 2	Diésel	967,5	US\$/Ton	0,178	Ton/MWh	7,830	180,0
Bellet	Diésel	894,8	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	238,2
Berlioz DIE	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Bio Cruz	GN	316,1	US\$/dam3	0,268	dam3/MWh	6,940	91,6
Bluegate	Diésel	1.102,0	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	288,2
Boldos	Diésel	1.215,0	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	315,5
Calafate	Diésel	1.216,4	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	315,8
Calfuco	Diésel	1.093,0	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	286,0
Campiche	Carbón	156,1	US\$/Ton	0,355	Ton/MWh	8,250	63,6
Camping	Diésel	1.197,4	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	311,2
Camping C	Diésel	1.197,4	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	311,2
Candelaria 1 DIE	Diésel	998,5	US\$/Ton	0,248	Ton/MWh	2,800	250,6
Candelaria 1 GNL C	GN	388,3	US\$/dam3	0,329	dam3/MWh	2,800	130,5
Candelaria 2 DIE	Diésel	998,5	US\$/Ton	0,251	Ton/MWh	2,800	253,9
Candelaria 2 GNL C	GN	388,3	US\$/dam3	0,318	dam3/MWh	2,800	126,5
Cañete	Diésel	953,7	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	19,780	248,7
Cardones	Diésel	1.067,8	US\$/Ton	0,242	Ton/MWh	24,410	282,4
Casablanca 1	Diésel	1.135,9	US\$/Ton	0,311	Ton/MWh	36,710	390,0
Casablanca 2	Diésel	1.135,9	US\$/Ton	0,311	Ton/MWh	30,100	383,4
Celco BL1	Biomasa	24,6	US\$/Ton	1,342	Ton/MWh	0,000	33,1
Celco BL2	Fuel Oil	656,1	US\$/Ton	0,310	Ton/MWh	0,000	203,4
Cenizas	Diésel	1.013,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	13,811	260,1
Cerezo	Diésel	1.137,0	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	296,6
Cern Lepanto	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Cerro Pabellón U1	Geotérmica	0,0	US\$/Ton	0,000	Ton/MWh	0,000	0,0
Cerro Pabellón U2	Geotérmica	0,0	US\$/Ton	0,000	Ton/MWh	0,000	0,0
Cerro Pabellón U3	Geotérmica	0,0	US\$/Ton	0,000	Ton/MWh	0,000	0,0
Chifin	Diésel	1.053,4	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	276,5
Chile Generación	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Chillán	Diésel	1.215,0	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	315,5
Chiloé	Diésel	1.249,4	US\$/Ton	0,214	Ton/MWh	58,080	325,2
Chocalan 1	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Cholguán BL1	Biomasa	44,0	US\$/Ton	1,428	Ton/MWh	0,000	62,8
Cholguán BL2	Diésel	906,2	US\$/Ton	0,320	Ton/MWh	0,000	290,0
Chorrillos	Diésel	1.399,7	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	360,0
Chufkén	Diésel	980,0	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	19,170	254,4
Chuyaca	Diésel	1.000,1	US\$/Ton	0,248	Ton/MWh	21,632	269,8
Chuyaca Amp	Diésel	1.000,1	US\$/Ton	0,248	Ton/MWh	21,632	269,8
Ciruelillo	Diésel	1.073,5	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	281,3

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
CMPC Cordillera GNL A	GN	596,7	US\$/dam3	0,253	dam3/MWh	3,138	153,9
CMPC Cordillera GN A	GN	376,2	US\$/dam3	0,253	dam3/MWh	3,138	98,2
CMPC Laja BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,057	Ton/MWh	0,000	0,0
CMPC Laja BL2	Biomasa	63,6	US\$/Ton	1,057	Ton/MWh	0,000	67,2
CMPC Laja BL3	Biomasa	73,7	US\$/Ton	1,057	Ton/MWh	0,000	77,9
CMPC Laja BL4	Biomasa	128,9	US\$/Ton	1,057	Ton/MWh	0,000	136,3
CMPC Laja BL5	Fuel Oil	526,3	US\$/Ton	0,618	Ton/MWh	0,000	325,1
CMPC Pacifico BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,180	Ton/MWh	0,000	0,0
CMPC Pacifico BL2	Biomasa	23,4	US\$/Ton	1,180	Ton/MWh	0,000	27,6
CMPC Pacifico BL3	Fuel Oil	530,8	US\$/Ton	0,271	Ton/MWh	0,000	144,0
CMPC Santa Fé	Biomasa	22,7	US\$/Ton	5,590	Ton/MWh	5,000	131,7
CMPC Tissue	GN	316,1	US\$/dam3	0,243	dam3/MWh	4,423	81,1
Cochrane 1	Carbón	153,3	US\$/Ton	0,373	Ton/MWh	6,630	63,8
Cochrane 2	Carbón	153,3	US\$/Ton	0,369	Ton/MWh	6,610	63,2
Coelemu	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Cogeneradora Aconcagua	Cogeneración (GN)	221,4	US\$/dam3	0,304	dam3/MWh	0,000	67,2
Colihues U1 HFO	Fuel Oil	631,6	US\$/Ton	0,214	Ton/MWh	22,180	157,3
Colihues U2 HFO	Fuel Oil	631,6	US\$/Ton	0,214	Ton/MWh	22,180	157,3
Colmito DIE	Diésel	977,5	US\$/Ton	0,201	Ton/MWh	14,300	210,4
Combarbalá	Diésel	1.482,8	US\$/Ton	0,218	Ton/MWh	30,320	353,3
Concón DIE	Diésel	1.046,0	US\$/Ton	0,208	Ton/MWh	35,199	252,5
Constitución-Egen	Diésel	929,1	US\$/Ton	0,217	Ton/MWh	38,910	240,9
Contulmo	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Copiulemu	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,357	dam3/MWh	19,665	19,7
Coronel DIE	Diésel	912,9	US\$/Ton	0,222	Ton/MWh	17,225	219,6
Cortés	Diésel	1.203,2	US\$/Ton	0,194	Ton/MWh	54,890	288,4
Coya DIE	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Cummins	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Curacautín	Diésel	998,3	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,490	239,1
Curaua	Diésel	1.135,3	US\$/Ton	0,311	Ton/MWh	37,080	390,2
Dagoberto	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Danisco	Diésel	627,0	US\$/Ton	0,217	Ton/MWh	19,290	155,4
Degañ	Diésel	1.345,4	US\$/Ton	0,218	Ton/MWh	37,450	330,6
Degañ 2 Nave 4	Diésel	1.345,4	US\$/Ton	0,218	Ton/MWh	37,450	330,6
Degañ 2 Nave 5	Diésel	1.345,4	US\$/Ton	0,254	Ton/MWh	45,490	387,6
Deuco II	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Deutz	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Diego De Almagro	Diésel	959,5	US\$/Ton	0,337	Ton/MWh	6,630	330,0
Don Pedro	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Doña Javiera	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Doña Luzma	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Dreams Valdivia II	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Égido	Diésel	1.195,1	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	310,7
Atacama 1 GNL E	GN	234,5	US\$/dam3	0,203	dam3/MWh	4,390	52,1
Atacama 2 GNL E	GN	234,5	US\$/dam3	0,203	dam3/MWh	4,390	52,1

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
El Atajo	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
El Campesino Biogás	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,357	dam3/MWh	19,665	19,7
El Canelo 1	Diésel	1.027,9	US\$/Ton	0,297	Ton/MWh	35,000	339,8
El Canelo 2	Diésel	1.027,9	US\$/Ton	0,297	Ton/MWh	35,000	339,8
El Faro	Diésel	1.546,0	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	395,3
El Molle	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
El Nogal	Diésel	921,0	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	38,900	255,6
El Peñón	Diésel	898,7	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	33,156	230,2
El Salvador	Diésel	961,7	US\$/Ton	0,340	Ton/MWh	45,630	373,0
El Totoral	Diésel	927,4	US\$/Ton	0,200	Ton/MWh	34,591	220,2
Emelda U1	Diésel	1.662,7	US\$/Ton	0,264	Ton/MWh	14,500	454,1
Emelda U2	Diésel	1.662,7	US\$/Ton	0,276	Ton/MWh	14,500	472,9
Energía Pacífico	Biomasa	36,4	US\$/Ton	1,563	Ton/MWh	9,830	66,7
Ermitaño	Diésel	1.124,8	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,900	302,6
Escuadrón	Biomasa	29,6	US\$/Ton	1,850	Ton/MWh	4,800	59,6
Esperanza DS1	Diésel	979,7	US\$/Ton	0,230	Ton/MWh	28,200	253,6
Esperanza DS2	Diésel	979,7	US\$/Ton	0,203	Ton/MWh	25,700	224,5
Esperanza TG1	Diésel	979,7	US\$/Ton	0,345	Ton/MWh	9,100	347,5
Espinos BL1	Diésel	952,4	US\$/Ton	0,209	Ton/MWh	26,400	225,2
Espinos BL2	Diésel	952,4	US\$/Ton	0,205	Ton/MWh	67,800	263,3
Estancilla	Diésel	921,0	US\$/Ton	0,228	Ton/MWh	39,200	249,2
Estandartes 13	Diésel	1.133,4	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	17,280	290,8
Estandartes 7-12	Diésel	1.133,4	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	21,920	295,1
Etersol	Diésel	951,3	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	251,8
Exequiel Fernández	Diésel	930,0	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	246,7
Gami	Diésel	1.052,1	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	276,1
Guacolda 1	Carbón	127,1	US\$/Ton	0,397	Ton/MWh	5,792	56,3
Guacolda 2	Carbón	138,6	US\$/Ton	0,407	Ton/MWh	6,039	62,5
Guacolda 3	Carbón	142,7	US\$/Ton	0,368	Ton/MWh	3,298	55,8
Guacolda 4	Carbón	149,1	US\$/Ton	0,377	Ton/MWh	6,389	62,6
Guacolda 5	Carbón	145,9	US\$/Ton	0,359	Ton/MWh	3,763	56,2
HBS	GN	316,1	US\$/dam3	0,256	dam3/MWh	6,940	87,9
HBS GNL	GN	316,1	US\$/dam3	0,256	dam3/MWh	6,940	87,9
Holley	Diésel	894,8	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	238,2
Horcones DIE	Diésel	899,0	US\$/Ton	0,325	Ton/MWh	10,000	302,1
Hornitos	Carbón	175,3	US\$/Ton	0,382	Ton/MWh	9,540	76,4
Huasco-TG U1 DIE	Diésel	964,3	US\$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,860	343,4
Huasco-TG U2 DIE	Diésel	964,3	US\$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,860	343,4
Huasco-TG U3 DIE	Diésel	964,3	US\$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,860	343,4
IE Mejillones	Carbón	143,7	US\$/Ton	0,348	Ton/MWh	4,268	54,3
IE Mejillones GNL	GN	316,1	US\$/dam3	0,243	dam3/MWh	6,295	83,0
Jardín	Diésel	1.085,5	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	284,2
Kelar-TG1+TG2+TV DIE	Diésel	838,8	US\$/Ton	0,165	Ton/MWh	3,190	141,9
Kelar-TG1+TG2+TV GNL D	GN	388,9	US\$/dam3	0,182	dam3/MWh	1,690	72,6
La Gloria	Biomasa	7,5	US\$/Ton	1,480	Ton/MWh	2,681	13,8

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Lagunitas	Diésel	1.030,0	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	270,8
Laja-Eve 1	Biomasa	12,4	US\$/Ton	2,660	Ton/MWh	3,403	36,4
Laja-Eve 2	Biomasa	0,0	US\$/Ton	0,000	Ton/MWh	0,000	0,0
LAS DALIAS DIE	Diésel	1.081,3	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	283,2
Las Mercedes	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Las Quemas	Diésel	1.049,8	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	275,6
Las Vegas	Diésel	1.138,0	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	32,845	283,9
Lautaro 1 BL1	Biomasa	10,6	US\$/Ton	2,952	Ton/MWh	9,700	41,0
Lautaro 1 BL2	Biomasa	16,7	US\$/Ton	2,682	Ton/MWh	9,700	54,6
Lautaro 2 BL1	Biomasa	19,8	US\$/Ton	1,360	Ton/MWh	9,800	36,8
Lautaro 2 BL2	Biomasa	34,3	US\$/Ton	1,360	Ton/MWh	9,800	56,4
Lebu	Diésel	958,9	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	17,430	247,6
Linares	Diésel	1.154,9	US\$/Ton	0,206	Ton/MWh	42,926	281,4
Llanos Blancos	Diésel	1.476,8	US\$/Ton	0,205	Ton/MWh	29,790	332,7
Loma Los Colorados 2	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,357	dam3/MWh	24,330	24,3
Lonquimay	Diésel	998,8	US\$/Ton	0,270	Ton/MWh	25,020	294,7
Los Álamos	Diésel	996,8	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	25,450	264,7
Los Arrayanes	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Los Guindos	Diésel	1.095,3	US\$/Ton	0,253	Ton/MWh	3,250	280,6
Los Guindos 2	Diésel	1.095,3	US\$/Ton	0,242	Ton/MWh	4,629	270,0
Los Negros	Diésel	1.055,5	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	277,0
Los Pinos	Diésel	964,6	US\$/Ton	0,188	Ton/MWh	4,500	185,9
Los Pinos Biogás-Etapa 1	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,357	dam3/MWh	19,665	19,7
Los Vientos	Diésel	927,0	US\$/Ton	0,258	Ton/MWh	8,520	248,1
Los Vientos GNL A	GN	270,2	US\$/dam3	0,300	dam3/MWh	6,970	88,1
Louisiana Pacific	Diésel	1.008,8	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	21,490	243,4
Louisiana Pacific 2	Diésel	974,7	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	21,490	235,9
Maitencillo	Diésel	1.015,7	US\$/Ton	0,218	Ton/MWh	42,540	264,4
Mantos Blancos	Diésel	909,8	US\$/Ton	0,222	Ton/MWh	22,990	224,7
MAPA	Biomasa	22,7	US\$/Ton	1,480	Ton/MWh	2,681	36,2
Masisa	Biomasa	39,7	US\$/Ton	1,468	Ton/MWh	3,400	61,7
Maule	Diésel	947,9	US\$/Ton	0,222	Ton/MWh	58,850	269,5
Mayor Power	Diésel	577,6	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	161,6
Mejillones 1	Carbón	417,9	US\$/Ton	0,421	Ton/MWh	8,983	184,9
Mejillones 2	Carbón	417,9	US\$/Ton	0,411	Ton/MWh	8,427	180,0
Mejillones 3-TG+TV DIE	Diésel	939,4	US\$/Ton	0,169	Ton/MWh	8,203	167,1
Mejillones 3-TG+TV GNL A	GN	141,3	US\$/dam3	0,207	dam3/MWh	4,053	33,3
Mejillones 3-TG+TV GNL B	GN	313,2	US\$/dam3	0,207	dam3/MWh	4,053	69,0
Mimbre	Diésel	1.156,7	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	301,4
Molina	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,357	dam3/MWh	19,665	19,7
Monte Patria	Diésel	1.112,3	US\$/Ton	0,280	Ton/MWh	39,270	350,7
Multiexport I	Diésel	967,9	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,290	232,2
Multiexport II	Diésel	967,9	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,290	232,2
Nehuenco 1-TG+TV DIE	Diésel	1.091,4	US\$/Ton	0,156	Ton/MWh	6,430	176,3
Nehuenco 1-TG+TV GN A	GN	279,7	US\$/dam3	0,192	dam3/MWh	4,540	58,1

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Nehuenco 1-TG+TV GNL C	GN	363,7	US\$/dam3	0,192	dam3/MWh	4,540	74,2
Nehuenco 2-TG+TV DIE	Diésel	1.091,4	US\$/Ton	0,162	Ton/MWh	7,120	184,4
Nehuenco 2-TG+TV GN A	GN	279,7	US\$/dam3	0,188	dam3/MWh	3,750	56,3
Nehuenco 2-TG+TV GNL C	GN	363,7	US\$/dam3	0,188	dam3/MWh	3,750	72,1
Nehuenco 9B DIE	Diésel	1.091,4	US\$/Ton	0,281	Ton/MWh	4,300	310,8
Newén DIE	Diésel	927,2	US\$/Ton	0,255	Ton/MWh	7,490	243,9
Newén GNL A	GN	535,3	US\$/dam3	0,302	dam3/MWh	7,490	169,0
Nueva Aldea 1 BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,395	Ton/MWh	0,000	0,0
Nueva Aldea 1 BL2	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,330	Ton/MWh	0,000	0,0
Nueva Aldea 2	Diésel	904,4	US\$/Ton	0,295	Ton/MWh	12,000	279,0
Nueva Aldea 3	Biomasa	17,4	US\$/Ton	1,395	Ton/MWh	0,000	24,2
Nueva Renca-FA GLP	GLP	665,0	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	0,061	159,6
Nueva Renca-TG+TV DIE	Diésel	1.115,0	US\$/Ton	0,167	Ton/MWh	7,474	194,2
Nueva Renca-TG+TV GN A	GN	294,5	US\$/dam3	0,199	dam3/MWh	3,850	62,3
Nueva Renca-TG+TV GNL A	GN	291,8	US\$/dam3	0,199	dam3/MWh	3,850	61,8
Nueva Ventanas	Carbón	160,1	US\$/Ton	0,372	Ton/MWh	7,700	67,2
Olivos BI1	Diésel	1.039,3	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	30,400	257,9
Olivos BI2	Diésel	1.039,3	US\$/Ton	0,218	Ton/MWh	69,700	296,3
Orafti	Biomasa	22,7	US\$/Ton	1,480	Ton/MWh	2,681	36,2
Pajonales	Diésel	1.479,6	US\$/Ton	0,225	Ton/MWh	30,228	362,9
PAS Mejillones	Cogeneración	0,0	US\$/Ton	0,000	Ton/MWh	0,000	0,0
Petropower	Petcoke	0,0	US\$/Ton	0,450	Ton/MWh	3,900	3,9
Picoltué	Diésel	1.215,0	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	315,5
Pinares	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Placilla	Diésel	1.070,6	US\$/Ton	0,199	Ton/MWh	29,350	242,9
PMGD Conchalí	Diésel	1.129,0	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,900	303,6
Prime Los Cóndores	Diésel	1.447,9	US\$/Ton	0,215	Ton/MWh	30,228	340,9
Punitaqui	Diésel	1.112,1	US\$/Ton	0,280	Ton/MWh	39,270	350,7
Punta Colorada DIE	Diésel	1.110,7	US\$/Ton	0,190	Ton/MWh	28,900	240,2
Quellón 2	Diésel	872,6	US\$/Ton	0,201	Ton/MWh	34,710	209,9
Quintay	Diésel	1.049,8	US\$/Ton	0,209	Ton/MWh	29,979	249,6
Quintero 1A DIE	Diésel	1.069,6	US\$/Ton	0,242	Ton/MWh	5,140	263,7
Quintero 1A GN A	GN	282,0	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,800	93,9
Quintero 1A GNL E	GN	251,6	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,800	84,2
Quintero 1B DIE	Diésel	1.069,6	US\$/Ton	0,242	Ton/MWh	5,140	263,7
Quintero 1B GN A	GN	282,0	US\$/dam3	0,318	dam3/MWh	3,800	93,5
Quintero 1B GNL E	GN	251,6	US\$/dam3	0,318	dam3/MWh	3,800	83,8
Ramadilla	Diésel	735,3	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,900	210,9
Rapaco	Diésel	1.049,4	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	275,5
Raso Power	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,327	Ton/MWh	30,460	382,9
Raso Power Ampl	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,327	Ton/MWh	30,460	382,9
Raso Power Ampl 3 y 4	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,327	Ton/MWh	30,460	382,9
Nueva Renca-TG+TV GNL B	GN	475,6	US\$/dam3	0,199	dam3/MWh	3,850	98,3
Rey Ex Corral	Diésel	811,3	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	23,920	202,4
Río Azul	Diésel	1.093,6	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	286,2

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Salmofood I	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Salmofood II	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
San Gregorio	Diésel	1.154,9	US\$/Ton	0,214	Ton/MWh	43,165	290,0
San Isidro 2-TG+TV DIE	Diésel	1.008,6	US\$/Ton	0,167	Ton/MWh	6,280	175,1
San Isidro 2-TG+TV GN A	GN	280,5	US\$/dam3	0,185	dam3/MWh	3,830	55,7
San Isidro 2-TG+TV GNL E	GN	251,6	US\$/dam3	0,185	dam3/MWh	3,830	50,4
San Isidro-TG+TV DIE	Diésel	1.008,6	US\$/Ton	0,152	Ton/MWh	9,000	161,9
San Isidro-TG+TV GN A	GN	280,5	US\$/dam3	0,187	dam3/MWh	5,520	57,9
San Isidro-TG+TV GNL E	GN	251,6	US\$/dam3	0,187	dam3/MWh	5,520	52,5
San Javier Etapa I	Diésel	1.191,8	US\$/Ton	0,212	Ton/MWh	31,030	283,7
San Javier Etapa II	Diésel	1.191,8	US\$/Ton	0,214	Ton/MWh	31,030	286,6
San Lorenzo U1	Diésel	1.132,0	US\$/Ton	0,342	Ton/MWh	30,094	417,2
San Lorenzo U2	Diésel	1.132,0	US\$/Ton	0,380	Ton/MWh	32,467	463,1
San Lorenzo U3	Diésel	1.132,0	US\$/Ton	0,289	Ton/MWh	35,728	362,9
Santa Fé BL1	Biomasa	6,5	US\$/Ton	2,293	Ton/MWh	5,000	19,9
Santa Fé BL2	Biomasa	19,7	US\$/Ton	1,617	Ton/MWh	5,000	36,8
Santa Fé BL3	Biomasa	32,2	US\$/Ton	1,517	Ton/MWh	5,000	53,9
Santa Fé BL4	Biomasa	45,3	US\$/Ton	1,522	Ton/MWh	5,000	74,0
Santa Lidia	Diésel	1.060,9	US\$/Ton	0,244	Ton/MWh	20,450	279,7
Santa María	Carbón	133,6	US\$/Ton	0,326	Ton/MWh	3,506	47,1
Santa Marta	Biogás	0,0	US\$/dam3	0,272	dam3/MWh	15,000	15,0
Sepultura	Diésel	1.124,8	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,900	302,6
Taltal 1 DIE	Diésel	1.110,5	US\$/Ton	0,270	Ton/MWh	12,824	312,6
Taltal 1 GNL E	GN	443,1	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	4,000	145,2
Taltal 2 DIE	Diésel	1.110,5	US\$/Ton	0,269	Ton/MWh	12,824	312,0
Taltal 2 GNL E	GN	443,1	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	4,000	145,2
Tambores	Diésel	1.048,4	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	275,2
Tamm	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
Tapihue	GN	907,5	US\$/dam3	0,293	dam3/MWh	51,060	317,0
Tarapacá-TG DIE	Diésel	1.042,2	US\$/Ton	0,410	Ton/MWh	0,410	427,7
Teno	Diésel	887,3	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	35,766	230,4
Teno50 GLP	GLP	522,0	US\$/Ton	0,218	Ton/MWh	18,590	132,2
Termopacífico	Diésel	1.579,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	24,220	408,5
Tirúa	Diésel	1.038,9	US\$/Ton	0,270	Ton/MWh	29,830	310,3
Tocopilla U16-TG+TV DIE	Diésel	1.058,4	US\$/Ton	0,171	Ton/MWh	79,237	260,6
Los Vientos GNL B	GN	411,0	US\$/dam3	0,300	dam3/MWh	6,970	130,4
Tocopilla U16-TG+TV GNL A	GN	141,3	US\$/dam3	0,189	dam3/MWh	5,187	31,9
Tocopilla U16-TG+TV GNL B	GN	313,2	US\$/dam3	0,189	dam3/MWh	5,187	64,4
Tocopilla-TG1	Diésel	1.058,4	US\$/Ton	0,329	Ton/MWh	0,990	349,2
Tocopilla-TG2	Diésel	1.058,4	US\$/Ton	0,317	Ton/MWh	0,990	337,0
Tocopilla-TG3 DIE	Diésel	1.058,4	US\$/Ton	0,265	Ton/MWh	0,990	281,5
Tomaval 1	GN	316,1	US\$/dam3	0,268	dam3/MWh	6,940	91,6
Tomaval 2	GN	316,1	US\$/dam3	0,268	dam3/MWh	6,940	91,6
Trapén	Diésel	878,3	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	34,278	226,9
Trebal Mapocho	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,357	dam3/MWh	19,665	19,7

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Trebal Mapocho Ampl	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,357	dam3/MWh	19,665	19,7
Trongol	Diésel	959,7	US\$/Ton	0,230	Ton/MWh	19,490	239,8
Ujina U1 DIE	Diésel	945,5	US\$/Ton	0,246	Ton/MWh	19,100	251,9
Ujina U2 DIE	Diésel	945,5	US\$/Ton	0,258	Ton/MWh	19,100	262,8
Ujina U3 DIE	Diésel	945,5	US\$/Ton	0,257	Ton/MWh	19,100	262,3
Ujina U4 DIE	Diésel	945,5	US\$/Ton	0,255	Ton/MWh	19,100	259,8
Ujina U5 HFO	Fuel Oil	655,3	US\$/Ton	0,205	Ton/MWh	19,100	153,4
Ujina U6 HFO	Fuel Oil	655,3	US\$/Ton	0,169	Ton/MWh	17,550	128,4
Valdivia BI1 Pino	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,630	Ton/MWh	0,000	0,0
Valdivia BI2 Pino	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,197	Ton/MWh	0,000	0,0
Valdivia BI3 Pino	Biomasa	14,8	US\$/Ton	1,197	Ton/MWh	0,000	17,7
Valdivia BI4 Pino	Fuel Oil	665,3	US\$/Ton	0,270	Ton/MWh	0,000	179,6
Viñales BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,353	Ton/MWh	0,000	0,0
Viñales BL2	Biomasa	23,3	US\$/Ton	1,353	Ton/MWh	0,000	31,5
Yumbel	Diésel	1.215,0	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	315,5
Yungay U1 DIE	Diésel	1.046,0	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	22,700	274,0
Yungay U2 DIE	Diésel	1.046,0	US\$/Ton	0,238	Ton/MWh	22,700	271,3
Yungay U3 DIE	Diésel	1.046,0	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	22,700	268,8
Yungay U4 DIE	Diésel	1.046,0	US\$/Ton	0,266	Ton/MWh	57,800	335,9
Zapallar	Diésel	938,6	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	248,7
Zofri 1	Diésel	1.054,9	US\$/Ton	0,223	Ton/MWh	19,390	255,1
Zofri 2-5	Diésel	1.054,9	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	17,510	250,4
Zofri 6	Diésel	1.054,9	US\$/Ton	0,196	Ton/MWh	19,390	226,4
PMGD LAS MERCEDES I DIE	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
PMGD COLACO PARGUA DIE	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	22,194	282,4
AMPLIACION TENO GAS	GLP	522,0	US\$/Ton	0,218	Ton/MWh	18,590	132,2
Cala Morritos DIE	Diésel	1.077,9	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	10,200	276,6
Cenizas AMP DIE	Diésel	1.013,0	US\$/Ton	0,201	Ton/MWh	14,300	217,5

### 1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles

Los costos de combustibles de la sección anterior se han modelado, para el horizonte de estudio, a través de factores de modulación obtenidos de las proyecciones determinadas por esta Comisión mostradas en las tablas siguientes. Los criterios utilizados se encuentran disponibles en el “Informe de proyecciones de Precios de Combustibles 2024-2044”, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°317, de 19 de junio de 2024, publicado en la página web de la Comisión.

Para aquellas centrales que utilizan como combustibles carbón, mezcla carbón-petcoke y gas natural se modelan los costos combustibles para el primer año de cálculo de acuerdo con lo informado por el Coordinador. Posteriormente, se proyectan hacia el futuro a través de los factores de modulación ya citados.

Para los ciclos abiertos y combinados existentes que utilizan gas natural regasificado, se consideró un valor adicional de 0,12 [US\$/MMBtu] a los valores proyectados de gas natural licuado (en adelante “GNL”) por costos de regasificación. Se considera una capacidad de regasificación de 15 Mm3/día, la cual es ampliable a medida que la demanda lo requiera, correspondiente al terminal de GNL Quintero, mientras que para el terminal de GNL Mejillones se ha considerado como antecedente la existencia de una capacidad de regasificación de 5,5 Mm3/día.

Las proyecciones asociadas al precio del carbón y GNL se muestran en las Tabla 6 y Tabla 7.

Para los combustibles diésel, fuel oil, GLP y mezcla diésel-fuel oil, la modulación de precios se realiza a través del factor de modulación del crudo Brent corregido por CPI de la Tabla 8.

**Tabla 6: Proyección precio del carbón térmico – 6.350 [kcal/kg]<sup>5</sup>**

Año	Precio [USD/ton]	Factor de Modulación
2025	76,148	1,000
2026	75,464	0,991
2027	75,714	0,994
2028	75,926	0,997
2029	77,519	1,018
2030	77,497	1,018
2031	77,100	1,013
2032	76,703	1,007
2033	76,486	1,004
2034	76,236	1,001
2035	75,932	0,997
2036	75,948	0,997
2037	75,997	0,998
2038	74,645	0,980
2039	74,574	0,979
2040	74,578	0,979

**Tabla 7: Proyección precio de GNL<sup>6</sup>**

Año	Precio [USD/MMBtu]	Factor de Modulación
2025	8,859	1,000
2026	8,344	0,942
2027	8,086	0,913
2028	8,022	0,905
2029	8,052	0,909
2030	8,158	0,921

<sup>5</sup> Diferencias en el precio del carbón térmico se deben a aproximaciones de redondeo.

<sup>6</sup> Diferencias en el precio del GNL se deben a aproximaciones de redondeo.

Año	Precio [USD/MMBtu]	Factor de Modulación
2031	8,318	0,939
2032	8,517	0,961
2033	8,771	0,990
2034	8,957	1,011
2035	9,093	1,026
2036	9,108	1,028
2037	9,161	1,034
2038	9,318	1,052
2039	9,223	1,041
2040	9,404	1,062

**Tabla 8: Proyección precio del crudo Brent corregido por CPI<sup>7</sup>**

Año	Precio [USD/bbl]	Factor de Modulación
2025	91,962	1,000
2026	92,843	1,010
2027	93,290	1,014
2028	93,895	1,021
2029	94,521	1,028
2030	95,252	1,036
2031	95,845	1,042
2032	96,713	1,052
2033	97,200	1,057
2034	97,927	1,065
2035	98,833	1,075
2036	99,456	1,081
2037	100,146	1,089
2038	100,712	1,095
2039	101,278	1,101
2040	101,832	1,107

Para las centrales térmicas del programa de obras de generación en construcción, en caso de no disponer de información respecto a su costo variable, se utilizaron los costos de combustibles de la proyección elaborada por esta Comisión con ocasión del presente proceso de fijación tarifaria, al igual que para las centrales termoeléctricas del programa indicativo de obras de generación, si corresponde.

<sup>7</sup> Diferencias en el precio del crudo Brent se deben a aproximaciones de redondeo.

### 1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural

La disponibilidad de gas natural utilizada en la presente fijación corresponde a la informada por el Coordinador a esta Comisión, en consistencia con lo señalado en el artículo 10° de la Resolución Exenta N° 641.

**Tabla 9: Disponibilidad de Gas Natural [m³]**

Empresa Terminal		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	Bioenergías Forestales	Bioenergías Forestales	Enap	Generadora Metropolitana	Generadora Metropolitana
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA	Quintero	Quintero	GNA
26-12-2024	01-01-2025	0	24.102.000	0	8.078.571	0	7.800.000	0	30.000	150.000	1.680.000	3.045.000	0	840.000
02-01-2025	08-01-2025	0	0	0	0	0	0	0	0	150.000	0	3.045.000	0	0
09-01-2025	15-01-2025	1.560.641	0	5.637.665	6.060.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
16-01-2025	22-01-2025	2.512.779	0	5.637.665	8.060.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
23-01-2025	29-01-2025	2.512.779	0	5.637.665	9.060.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
30-01-2025	05-02-2025	2.512.779	0	5.637.665	9.060.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
06-02-2025	12-02-2025	2.484.681	0	6.108.166	9.060.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
13-02-2025	19-02-2025	2.484.681	0	6.108.166	8.870.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
20-02-2025	26-02-2025	2.484.681	0	6.108.166	7.570.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
27-02-2025	05-03-2025	2.484.681	0	6.108.166	7.430.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
06-03-2025	12-03-2025	2.841.106	0	6.017.529	7.430.000	8.000.000	0	3.830.319	0	0	0	3.027.500	0	0
13-03-2025	19-03-2025	2.900.501	0	6.002.409	7.430.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	0	0
20-03-2025	26-03-2025	2.900.501	0	6.002.409	8.700.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	0	0
27-03-2025	02-04-2025	2.900.501	0	6.002.409	7.970.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	432.500	0	0
03-04-2025	09-04-2025	2.928.464	0	6.058.959	7.970.000	8.800.000	0	4.468.705	0	0	0	1.297.500	0	0
10-04-2025	16-04-2025	2.965.776	0	6.134.341	7.470.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	0	0
17-04-2025	23-04-2025	2.965.776	0	6.134.341	8.570.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	0	0
24-04-2025	30-04-2025	2.965.776	0	6.134.341	8.570.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	0	0
01-05-2025	07-05-2025	4.987.841	0	6.291.771	8.570.000	9.000.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	1.263.158	0

Empresa Terminal		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	Bioenergías Forestales	Bioenergías Forestales	Enap	Generadora Metropolitana	Generadora Metropolitana
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA	Quintero	Quintero	GNA
08-05-2025	14-05-2025	16.701.157	0	7.236.350	9.070.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
15-05-2025	21-05-2025	11.738.976	0	7.236.350	10.090.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
22-05-2025	28-05-2025	17.120.310	0	7.236.350	10.090.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
29-05-2025	04-06-2025	11.099.746	0	7.236.350	10.090.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
05-06-2025	11-06-2025	11.047.017	0	7.240.089	13.770.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
12-06-2025	18-06-2025	16.281.516	0	7.241.579	15.350.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
19-06-2025	25-06-2025	16.281.516	0	7.241.579	11.100.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
26-06-2025	02-07-2025	16.281.516	0	7.241.579	14.660.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
03-07-2025	09-07-2025	15.163.304	0	7.319.563	14.660.000	10.800.000	0	2.553.546	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
10-07-2025	16-07-2025	13.672.355	0	7.423.531	15.180.000	10.800.000	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
17-07-2025	23-07-2025	13.672.355	0	7.423.531	15.970.000	5.231.238	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
24-07-2025	30-07-2025	13.672.355	0	7.423.531	15.970.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
31-07-2025	06-08-2025	13.672.355	0	7.423.531	15.970.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
07-08-2025	13-08-2025	9.469.928	0	5.645.415	20.010.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0
14-08-2025	20-08-2025	9.469.928	0	5.645.415	20.010.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0
21-08-2025	27-08-2025	9.469.928	0	5.645.415	14.230.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0
28-08-2025	03-09-2025	9.469.928	0	5.645.415	17.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0
04-09-2025	10-09-2025	6.675.157	0	4.843.092	17.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	4.096.387	0
11-09-2025	17-09-2025	4.579.092	0	4.241.364	17.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	1.050.000	0
18-09-2025	24-09-2025	4.579.092	0	4.241.364	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	1.050.000	0
25-09-2025	01-10-2025	4.579.092	0	4.241.364	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	1.050.000	0
02-10-2025	08-10-2025	3.270.800	0	4.238.383	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	850.004	0
09-10-2025	15-10-2025	0	0	4.230.877	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
16-10-2025	22-10-2025	0	0	4.230.877	17.800.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
23-10-2025	29-10-2025	0	0	4.230.877	17.800.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
30-10-2025	05-11-2025	0	0	4.230.877	17.800.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0

Empresa Terminal		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	Bioenergías Forestales	Bioenergías Forestales	Enap	Generadora Metropolitana	Generadora Metropolitana
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA	Quintero	Quintero	GNA
06-11-2025	12-11-2025	0	0	3.115.565	12.900.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
13-11-2025	19-11-2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
20-11-2025	26-11-2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
27-11-2025	03-12-2025	0	0	2.929.684	15.490.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
04-12-2025	10-12-2025	0	0	3.059.638	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
11-12-2025	17-12-2025	0	0	3.157.103	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
18-12-2025	24-12-2025	0	0	3.157.103	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
25-12-2025	31-12-2025	0	0	3.157.103	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
01-01-2026	07-01-2026	0	0	2.706.085	15.428.571	0	0	0	0	0	0	2.595.000	300.011	0
08-01-2026	14-01-2026	0	0	2.416.127	2.420.000	0	0	0	0	0	0	1.297.500	0	0
15-01-2026	21-01-2026	1.560.641	0	5.637.665	6.060.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
22-01-2026	28-01-2026	2.512.779	0	5.637.665	8.060.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
29-01-2026	04-02-2026	2.512.779	0	5.637.665	9.060.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
05-02-2026	11-02-2026	2.512.779	0	5.637.665	9.060.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
12-02-2026	18-02-2026	2.484.681	0	6.108.166	9.060.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
19-02-2026	25-02-2026	2.484.681	0	6.108.166	8.870.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
26-02-2026	04-03-2026	2.484.681	0	6.108.166	7.570.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
05-03-2026	11-03-2026	2.484.681	0	6.108.166	7.430.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
12-03-2026	18-03-2026	2.841.106	0	6.017.529	7.430.000	8.000.000	0	3.830.319	0	0	0	3.027.500	0	0
19-03-2026	25-03-2026	2.900.501	0	6.002.409	7.430.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	0	0
26-03-2026	01-04-2026	2.900.501	0	6.002.409	8.700.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	0	0
02-04-2026	08-04-2026	2.900.501	0	6.002.409	7.970.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	432.500	0	0
09-04-2026	15-04-2026	2.928.464	0	6.058.959	7.970.000	8.800.000	0	4.468.705	0	0	0	1.297.500	0	0
16-04-2026	22-04-2026	2.965.776	0	6.134.341	7.470.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	0	0
23-04-2026	29-04-2026	2.965.776	0	6.134.341	8.570.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	0	0
30-04-2026	06-05-2026	2.965.776	0	6.134.341	8.570.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	0	0

Empresa Terminal		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	Bioenergías Forestales	Bioenergías Forestales	Enap	Generadora Metropolitana	Generadora Metropolitana
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA	Quintero	Quintero	GNA
07-05-2026	13-05-2026	4.987.841	0	6.291.771	8.570.000	9.000.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	1.263.158	0
14-05-2026	20-05-2026	16.701.157	0	7.236.350	9.070.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
21-05-2026	27-05-2026	11.738.976	0	7.236.350	10.090.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
28-05-2026	03-06-2026	17.120.310	0	7.236.350	10.090.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
04-06-2026	10-06-2026	11.099.746	0	7.236.350	10.090.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
11-06-2026	17-06-2026	11.047.017	0	7.240.089	13.770.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
18-06-2026	24-06-2026	16.281.516	0	7.241.579	15.350.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
25-06-2026	01-07-2026	16.281.516	0	7.241.579	11.100.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
02-07-2026	08-07-2026	16.281.516	0	7.241.579	14.660.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
09-07-2026	15-07-2026	15.163.304	0	7.319.563	14.660.000	10.800.000	0	2.553.546	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
16-07-2026	22-07-2026	13.672.355	0	7.423.531	15.180.000	10.800.000	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
23-07-2026	29-07-2026	13.672.355	0	7.423.531	15.970.000	5.231.238	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
30-07-2026	05-08-2026	13.672.355	0	7.423.531	15.970.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
06-08-2026	12-08-2026	13.672.355	0	7.423.531	15.970.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
13-08-2026	19-08-2026	9.469.928	0	5.645.415	20.010.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0
20-08-2026	26-08-2026	9.469.928	0	5.645.415	20.010.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0
27-08-2026	02-09-2026	9.469.928	0	5.645.415	14.230.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0
03-09-2026	09-09-2026	9.469.928	0	5.645.415	17.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0
10-09-2026	16-09-2026	6.675.157	0	4.843.092	17.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	4.096.387	0
17-09-2026	23-09-2026	4.579.092	0	4.241.364	17.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	1.050.000	0
24-09-2026	30-09-2026	4.579.092	0	4.241.364	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	1.050.000	0
01-10-2026	07-10-2026	4.579.092	0	4.241.364	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	1.050.000	0
08-10-2026	14-10-2026	3.270.800	0	4.238.383	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	850.004	0
15-10-2026	21-10-2026	0	0	4.230.877	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
22-10-2026	28-10-2026	0	0	4.230.877	17.800.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
29-10-2026	04-11-2026	0	0	4.230.877	17.800.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0

Empresa Terminal		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	Bioenergías Forestales	Bioenergías Forestales	Enap	Generadora Metropolitana	Generadora Metropolitana
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA	Quintero	Quintero	GNA
05-11-2026	11-11-2026	0	0	4.230.877	17.800.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
12-11-2026	18-11-2026	0	0	3.115.565	12.900.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
19-11-2026	25-11-2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
26-11-2026	02-12-2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
03-12-2026	09-12-2026	0	0	2.929.684	15.490.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
10-12-2026	16-12-2026	0	0	3.059.638	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
17-12-2026	23-12-2026	0	0	3.157.103	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
24-12-2026	30-12-2026	0	0	3.157.103	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
31-12-2026	06-01-2027	0	0	3.157.103	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0
07-01-2027	13-01-2027	0	0	2.706.085	15.428.571	0	0	0	0	0	0	2.595.000	300.011	0
14-01-2027	20-01-2027	0	0	2.416.127	2.420.000	0	0	0	0	0	0	1.297.500	0	0
21-01-2027	27-01-2027	1.560.641	0	5.637.665	6.060.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
28-01-2027	03-02-2027	2.512.779	0	5.637.665	8.060.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
04-02-2027	10-02-2027	2.512.779	0	5.637.665	9.060.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
11-02-2027	17-02-2027	2.512.779	0	5.637.665	9.060.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
18-02-2027	24-02-2027	2.484.681	0	6.108.166	9.060.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
25-02-2027	03-03-2027	2.484.681	0	6.108.166	8.870.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
04-03-2027	10-03-2027	2.484.681	0	6.108.166	7.570.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
11-03-2027	17-03-2027	2.484.681	0	6.108.166	7.430.000	2.600.000	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0
18-03-2027	24-03-2027	2.841.106	0	6.017.529	7.430.000	8.000.000	0	3.830.319	0	0	0	3.027.500	0	0
25-03-2027	31-03-2027	2.900.501	0	6.002.409	7.430.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	0	0
01-04-2027	07-04-2027	2.900.501	0	6.002.409	8.700.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	0	0
08-04-2027	14-04-2027	2.900.501	0	6.002.409	7.970.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	432.500	0	0
15-04-2027	21-04-2027	2.928.464	0	6.058.959	7.970.000	8.800.000	0	4.468.705	0	0	0	1.297.500	0	0
22-04-2027	28-04-2027	2.965.776	0	6.134.341	7.470.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	0	0
29-04-2027	05-05-2027	2.965.776	0	6.134.341	8.570.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	0	0

Empresa Terminal		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	Bioenergías Forestales	Bioenergías Forestales	Enap	Generadora Metropolitana	Generadora Metropolitana
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA	Quintero	Quintero	GNA
06-05-2027	12-05-2027	2.965.776	0	6.134.341	8.570.000	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	0	0
13-05-2027	19-05-2027	4.987.841	0	6.291.771	8.570.000	9.000.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	1.263.158	0
20-05-2027	26-05-2027	16.701.157	0	7.236.350	9.070.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
27-05-2027	02-06-2027	11.738.976	0	7.236.350	10.090.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
03-06-2027	09-06-2027	17.120.310	0	7.236.350	10.090.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
10-06-2027	16-06-2027	11.099.746	0	7.236.350	10.090.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
17-06-2027	23-06-2027	11.047.017	0	7.240.089	13.770.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
24-06-2027	30-06-2027	16.281.516	0	7.241.579	15.350.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
01-07-2027	07-07-2027	16.281.516	0	7.241.579	11.100.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
08-07-2027	14-07-2027	16.281.516	0	7.241.579	14.660.000	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
15-07-2027	21-07-2027	15.163.304	0	7.319.563	14.660.000	10.800.000	0	2.553.546	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
22-07-2027	28-07-2027	13.672.355	0	7.423.531	15.180.000	10.800.000	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
29-07-2027	04-08-2027	13.672.355	0	7.423.531	15.970.000	5.231.238	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
05-08-2027	11-08-2027	13.672.355	0	7.423.531	15.970.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
12-08-2027	18-08-2027	13.672.355	0	7.423.531	15.970.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0
19-08-2027	25-08-2027	9.469.928	0	5.645.415	20.010.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0
26-08-2027	01-09-2027	9.469.928	0	5.645.415	20.010.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0
02-09-2027	08-09-2027	9.469.928	0	5.645.415	14.230.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0
09-09-2027	15-09-2027	9.469.928	0	5.645.415	17.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0
16-09-2027	22-09-2027	6.675.157	0	4.843.092	17.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	4.096.387	0
23-09-2027	29-09-2027	4.579.092	0	4.241.364	17.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	1.050.000	0
30-09-2027	06-10-2027	4.579.092	0	4.241.364	18.000.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	1.050.000	0

Para el resto del horizonte de planificación, la disponibilidad de gas natural que se ha considerado es la siguiente:

- Desde octubre de 2027 hasta marzo de 2029, la disponibilidad modelada corresponde a los últimos 12 meses informados por el Coordinador<sup>8</sup>.
- Desde abril de 2029, se considera disponibilidad completa para las centrales San Isidro 1 y 2, Quintero 1 y 2, Nueva Renca, Nehuenco 1 y 2, Candelaria 1 y 2, U16, CTM3, Kelar, Los Vientos y Cogeneradora Aconcagua.

Para efectos de la elaboración del programa indicativo de obras de generación y almacenamiento, se ha evaluado la utilización de las centrales GNL de forma de optimizar el uso de los recursos disponibles en el sistema.

### **1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN**

Esta Comisión ha actualizado el programa de obras de generación en construcción, tomando en consideración antecedentes proporcionados por aquellas empresas propietarias de instalaciones que tienen en construcción unidades generadoras, cuyos proyectos han cumplido los requisitos indicados en el Capítulo 1 del Título II del Decreto Supremo N° 125 del Ministerio de Energía, de 2017, que aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, para declarar en construcción las nuevas instalaciones de generación y transmisión que se interconecten al sistema eléctrico en los términos del artículo 72°-17 de la Ley.

En ese sentido, se consideran en la presente modelación aquellas centrales de generación declaradas en construcción, de acuerdo con lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 642, de 29 de noviembre de 2024, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción.

### **1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN COMPROMETIDAS**

Para efectos de una mejor modelación del desarrollo esperado de la matriz de generación en el horizonte de simulación, en la presente modelación se han incorporado, en el programa de obras de generación, centrales comprometidas en los contratos que surgen en el marco del proceso de licitaciones de suministro a clientes regulados. Las centrales consideradas corresponden a las que se indican en la siguiente tabla:

---

<sup>8</sup> Si bien la disponibilidad informada por el Coordinador considera volúmenes hasta el día 6 de octubre de 2027, para efectos de la modelación se utiliza la información hasta el día 30 de septiembre de 2027 y desde octubre de 2027 en adelante se considera la metodología indicada en este apartado.

**Tabla 10: Obras de Generación Comprometidas**

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MW] / Capacidad [MW] / Autonomía [h]	Tecnología	Punto de Conexión
Socompa Solar	dic-25	250/250/4	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Likanantai 220
Arboleda Solar	dic-25	80/80/2	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Teno 66
Don Carlos	dic-25	196/196/5	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Nueva Maitencillo 220
Vientos del Lago	dic-25	132,0	Eólica	Frutillar Norte 220
Dañicalqui	dic-25	95,2	Eólica	Entre Ríos 220
Colinas	dic-25	188,1	Eólica	Hualqui 220
Tagua Tagua	dic-25	176,0	Solar Fotovoltaica	Polpaico 220
Andino Occidente	dic-25	147,0	Solar Fotovoltaica	Loica 220
Tirana Oeste	dic-26	120,4	Solar Fotovoltaica	Nueva Pozo Almonte 220
Loncualhue	dic-26	187,2	Eólica	Nueva Cauquenes 220
Zaldívar	dic-26	250/35/4	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Nueva Zaldívar 220

## 1.5 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN

En relación con las obras del Sistema de Transmisión Nacional, se representan en la modelación aquellas instalaciones en construcción de acuerdo a las fechas de entrada en operación contempladas en los respectivos decretos de expansión, decretos de adjudicación y cartas enviadas por las empresas propietarias de las instalaciones de transmisión. Estas obras son las que se presentan en la Tabla 11.

**Tabla 11: Obras de transmisión en construcción**

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Ampliación S/E Candelaria	ene-25	Colbún Transmisión S.A.
Aumento de capacidad línea 2x220 kV Maitencillo - Nueva Maitencillo	ene-25	Interchile S.A.
Reactor en S/E Nueva Pichirropulli	ene-25	Eletrans S.A.
Ampliación en S/E Calama 220 kV	ene-25	Transemel S.A.
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV	ene-25	Transmisora del Pacífico S.A.
Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	ene-25	Transec Holdings Rentas Limitada
Nueva línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a seccionamiento del segmento de la línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro	ene-25	Centella Transmisión S.A.
Cambio Interruptores Línea 2x220 kV Alto Jahuel - Chena en S/E Alto Jahuel	ene-25	Transec S.A.

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Aumento de capacidad línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	ene-25	Transelec S.A.
Cambio Interruptor Paño Acoplador en S/E Temuco 66 kV	ene-25	B.Bosch S.A.
Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro	ene-25	Transelec S.A.
Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena	ene-25	TSGF SpA
Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama	ene-25	Engie Energía Chile S.A.
Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada	ene-25	Don Goyo Transmisión S.A.
Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra	ene-25	Transelec S.A.; Pacific Hydro Punta Sierra SpA
Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	ene-25	Colbún Transmisión S.A.
Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	ene-25	Transelec S.A.
Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likantantai, energizada en 220 kV	ene-25	Transelec Holdings Rentas Limitada
Ampliación en S/E Temuco (BPS+BT)	mar-25	B.Bosch S.A.
Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 2x220 kV María Elena - Kimal	jun-25	Transelec S.A.; Kelti S.A.; Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.; Zaldívar Transmisión S.A.; TSGF SpA
Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	jun-25	Transelec S.A.; Besalco Transmisión SpA; Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.; Edelnor Transmisión S.A.
Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	sep-25	Elecnor Chile S.A.
Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé	sep-25	Sistema de Transmisión del Sur S.A.
Reactor en S/E Nueva Ancud (NR AT)	sep-25	Transelec Holdings Rentas Limitada
Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT)	dic-25	Sonnex Don Goyo Transmisión S.A.
Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas (RCER AT)	mar-26	CAM Chile SpA
Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	mar-26	Transelec S.A.
Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte 220 kV (IM)	may-26	Red Eléctrica del Norte S.A.
Ampliación en S/E Lagunillas 220 kV (IM)	may-26	Transelec S.A.
Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV (IM) y seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada	may-27	Transelec S.A.
Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén	may-27	Transelec S.A.
Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, tramo Nueva Lagunas - Lagunas	jun-27	Transelec S.A.

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas - Kimal	jun-27	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA
Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)	jun-27	Transec S.A.
Seccionamiento Línea 2x220 kV Ancoa – Itahue en S/E Santa Isabel <sup>9</sup>	abr-28	CGE S.A.
Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre	may-29	Conexión Kimal – Lo Aguirre S.A.
Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín <sup>10</sup>	jul-29	Transec S.A.

## 1.6 PLAN DE DESCARBONIZACIÓN

Se considera en la modelación de centrales termoeléctricas el cronograma de la primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón, 2019-2024, anunciado el 4 de junio de 2019 y actualizado el 9 de diciembre de 2019 por el Ministerio de Energía. Además, se consideran:

- Anuncio del Ministerio de Energía de 28 de abril de 2021, en el que reafirma el compromiso con el cronograma de cierre de las seis unidades más antiguas de Engie para el 2024, además de anunciar la reconversión de tres unidades al 2025: Infraestructura Energética Mejillones (IEM), que será convertida a gas natural, y, centrales térmicas Andina (CTA) y Hornitos (CTH), que comenzarían a funcionar con biomasa.
- Anuncio del Ministerio de Energía de 6 de julio de 2021, en el que se señala el cierre adelantado de las centrales Angamos 1, Angamos 2, Nueva Ventanas y Campiche, las que estarán a disposición para cesar su operación a contar del 1 de enero de 2025, o en la fecha más temprana que la seguridad, suficiencia y eficiencia operacional del sistema lo permitan.
- Carta de Engie Energía Chile S.A. dirigida a la Comisión, N° 18742 de 7 de diciembre de 2023, que inicia tramitación según artículo 72°-18 de la LGSE para el retiro y desconexión de las unidades Central Térmica Mejillones 1 (CTM1) y Central Térmica Mejillones 2 (CTM2) a partir del 31 de diciembre de 2025.

<sup>9</sup> Se ha considerado que el proyecto “Seccionamiento Línea 2x220 kV Ancoa – Itahue en S/E Santa Isabel” actualmente se encuentra en proceso de relicitación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, de conformidad al artículo 157° del Decreto Supremo N° 37, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el “Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión”, lo cual ha implicado estimar una nueva fecha de interconexión de la obra.

<sup>10</sup> Se ha considerado que el proyecto “Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín” actualmente se encuentra en proceso de relicitación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, de conformidad al artículo 157° del Decreto Supremo N° 37, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el “Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión”, lo cual ha implicado estimar una nueva fecha de interconexión de la obra. En atención a lo anterior, y considerando que el Coordinador, en el contexto de la entrega de información a que hace referencia la Resolución Exenta CNE N°641, de 30 de agosto de 2016 no posee un nuevo cronograma de los trabajos a ejecutar, se ha incluido una modelación de los trabajos análoga a la efectuada en procesos anteriores, pero con un desfase en el tiempo. Considerando que, la ejecución de los trabajos en meses de verano supone una condición crítica para la zona, es que se han realizado ajustes propendiendo a que estos no se realicen en dichos meses y reasignándolos para el periodo inmediatamente siguiente, es decir, los trabajos asociados al tramo de transporte Cautín – Metrenco 2x220 kV se desarrollan en el periodo de abril a junio de 2029.

- El Oficio N° 161/2024 de 06 de marzo de 2024, de la Comisión Nacional de Energía, mediante el que se toma conocimiento del retiro, desconexión y cese de operaciones de las Unidades Central Termoeléctrica Mejillones 1 y Central Termoeléctrica Mejillones 2 de la central TER Mejillones, propiedad de Engie Energía Chile S.A., a partir del 31 de diciembre de 2025.
- Carta de Engie Energía Chile S.A. dirigida a la Comisión, N° 18743 de 7 de diciembre de 2023, que inicia tramitación según artículo 72°-18 de la LGSE para la modificación relevante de la Central Térmica IEM, consistente en la reconversión a Gas Natural de dicha central. En dicha carta, se informa la desconexión de la unidad el 31 de diciembre de 2025 y su entrada en operación reconvertida el 01 de julio de 2026.
- La Resolución Exenta de la Comisión N° 117, de 25 de marzo de 2024, que autoriza solicitud de exención de plazo de Engie Energía Chile S.A. asociada a la reconversión de la Central Termoeléctrica Infraestructura Energética Mejillones, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-18 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- Carta de Engie Energía Chile dirigida a la Comisión, N° 19179 de 10 de mayo de 2024 que inicia tramitación según artículo 72°-18 de la LGSE para el retiro y desconexión de la Central Termoeléctrica Hornitos, solicitando exención de plazo a partir del 1 de enero de 2026.
- Carta de Engie Energía Chile dirigida a la Comisión, N° 19180 de 10 de mayo de 2024 que inicia tramitación según artículo 72°-18 de la LGSE para el retiro y desconexión de la Central Termoeléctrica Andina, solicitando exención de plazo a partir del 1 de enero de 2026.
- La Resolución Exenta de la Comisión N° 468, de 02 de septiembre de 2024, que rechaza solicitud de exención de plazo de Engie Energía Chile S.A. asociada al retiro, desconexión y cese de operaciones de la unidad Ter Hornitos U1 de la central Ter Hornitos, la unidad Ter Andina U1 de la central Ter Andina, las unidades Ter Arica GMAR U1, Ter Arica M1AR U1, Ter Arica M2AR U1, Ter Arica GMAR U2, Ter Arica GMAR U3, Ter Arica GMAR U4, Ter Arica M1AR U2, Ter Arica M1AR U3 y Ter Arica M2AR U2 de la central Ter Arica y las unidades Ter Tocopilla TG1 y Ter Tocopilla TG2 de la central Ter Tocopilla, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-18 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

En virtud de los antecedentes antes señalados, se considera el siguiente cronograma de descarbonización:

**Tabla 12: Cronograma considerado del cierre y reconversión de centrales térmicas a carbón**

Central	Fecha	Tipo
Mejillones 1	dic-25	Cierre de operaciones
Mejillones 2	dic-25	Cierre de operaciones
IEM	dic-25	Reconversión a GN
Andina	abr-26	Cierre de operaciones
Hornitos	abr-26	Cierre de operaciones
Angamos 1	abr-29	Cierre de operaciones
Angamos 2	abr-29	Cierre de operaciones

Central	Fecha	Tipo
Nueva Ventanas	abr-29	Cierre de operaciones
Campiche	abr-29	Cierre de operaciones

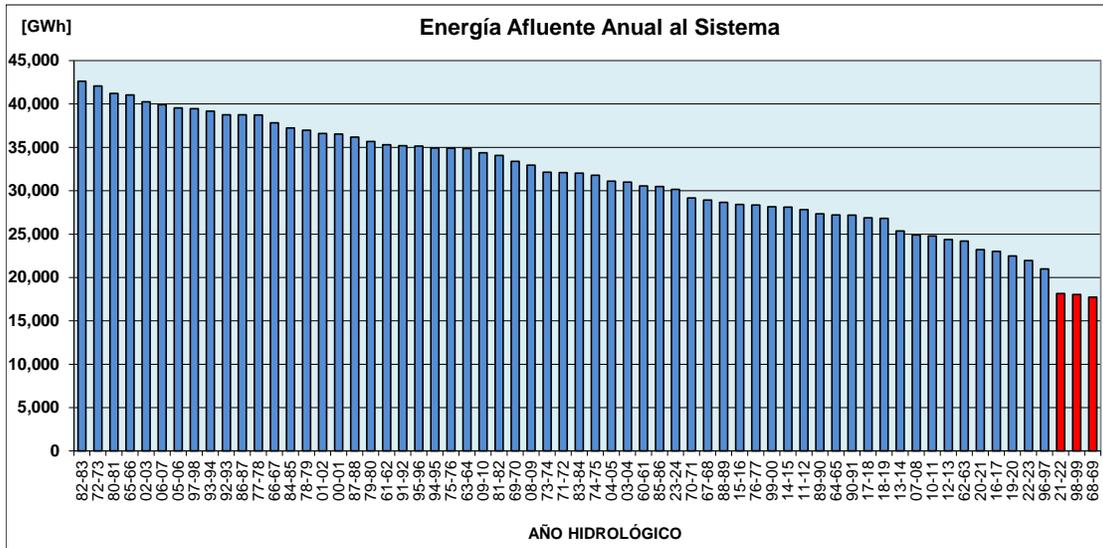
## 1.7 PROYECCIÓN DE CAUDALES Y ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA

Para las centrales hidráulicas se ha utilizado una proyección de caudales entre 2020 y 2050, la que se ha restringido al horizonte de simulación del presente informe, y contempla 34 posibles escenarios hidrológicos, contruidos a partir de la estadística hidrológica según lo establecido en el estudio “Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía”, de 31 de marzo de 2020, elaborado por Ingeniería y Geofísica Ltda. (Metedata). Este estudio concluyó que la estadística histórica no es representativa del periodo futuro que se pretende modelar, ya que los efectos de cambio climático parecen ser de una magnitud suficientemente importante como para tener un impacto significativo en la programación del Sistema Eléctrico Nacional, a pesar de que los resultados de las simulaciones del siglo XX muestran que existe una alta variabilidad natural. En general, el caudal medio de la proyección respecto de la estadística histórica, según lo indicado en el estudio, disminuye entre 12% y 22% en las cuencas principales. De esta forma, se ha recomendado utilizar como metodología para los datos de entrada del presente modelo de simulación, la base de datos que resulta de este estudio, en lugar de la estadística observada, para, de esta forma, representar conjuntamente la variabilidad hidrológica y el impacto del cambio climático en los modelos de simulación de la operación esperada.

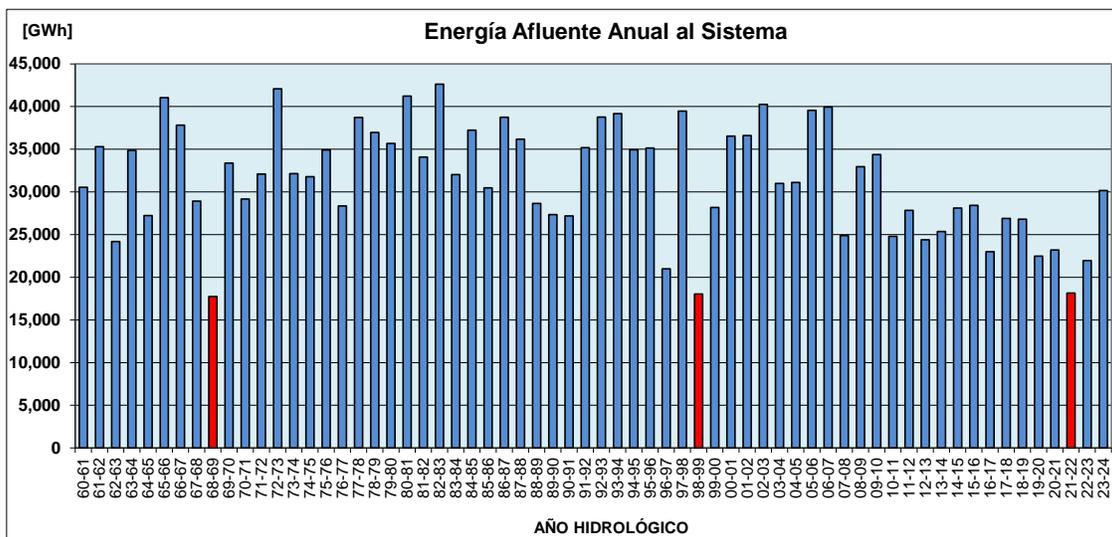
En resumen, en la presente fijación se ha utilizado una proyección de caudales con 34 escenarios que consideran la variabilidad natural y el impacto del cambio climático en las hidrologías. En la elaboración y calibración de los modelos hidrológicos que permitieron obtener los 34 escenarios de la proyección de caudales, se ha considerado la estadística histórica de caudales del sistema.

Por último, a continuación, se presenta en los siguientes gráficos la energía anual total afluyente [GWh] por año hidrológico (abril a marzo del siguiente año).

**Gráfico 1: Energía anual afluyente (orden de mayor a menor según probabilidad de excedencia)**



**Gráfico 2: Energía anual afluyente (orden cronológico)**



## 1.8 STOCKS DE EMBALSES

Las cotas reales de los embalses al 1 de enero de 2025 se utilizan en el programa de simulación de la operación con la metodología indicada en el presente informe, y son consideradas como condiciones iniciales para la simulación. Estos valores fueron informados por el Coordinador, y se muestran en la Tabla 13.

**Tabla 13: Cotas iniciales reales al 1 de enero de 2025**

Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Lago Laja	1.335,54
Laguna del Maule	2.169,09
Embalse Rapel	104,35
Laguna La Invernada	1.318,37
Lago Chapo	239,32
Embalse Colbún	435,70
Embalse Melado	643,12
Embalse Ralco	721,38
Embalse Pangué	507,54
Poza Polcura	734,21
Embalse Machicura	256,95

## 1.9 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA

Para efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en el decreto de precios de nudo de corto plazo que inicia su vigencia el 1 de abril de 2025, se entenderá por horas de punta para los subsistemas Centro Norte y Sur definidos en el punto 3.3 del presente informe, el período del día comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábados, domingos y festivos de dichos meses. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta en dichos subsistemas.

## 1.10 OBLIGACIÓN ERNC

En virtud de la obligación establecida en el artículo 150° bis de la Ley, se han calculado los porcentajes de energía anual que deben ser inyectados por medios de generación renovables no convencionales, de acuerdo con los criterios señalados en el artículo 1° transitorio de la Ley N° 20.257, modificado por el artículo 2° de la Ley N° 20.698, esto es:

- No hay obligación para los retiros de energía cuyos contratos con su suministrador fueron suscritos con anterioridad al 31 de agosto de 2007.
- Para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6%, y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%.
- Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

En vista de estos criterios, de la proyección de demanda y de los antecedentes con la información referente a la fecha de suscripción de los contratos entre clientes y suministradores, se detalla en la siguiente tabla el porcentaje estimado de la demanda que estaría afecta a la obligación ya mencionada, con respecto a la demanda total del sistema. Cabe señalar que la metodología del presente informe considera la eventual incorporación de instalaciones dentro del programa de obras indicativo que fuesen necesarias para el cumplimiento de dicha obligación.

**Tabla 14: Obligación ERNC**

Año	Energía Proyectada [GWh]	Obligación de energía ERNC [GWh]	% Obligación de energía ERNC
2025	79.898	12.944	16,20%
2026	81.895	14.962	18,27%
2027	82.556	15.366	18,61%
2028	84.949	15.990	18,82%
2029	87.712	16.563	18,88%
2030	93.125	17.691	19,00%
2031	95.900	18.396	19,18%
2032	100.772	19.489	19,34%
2033	103.253	20.137	19,50%
2034	105.253	20.546	19,52%

## 2 METODOLOGÍA

En la presente fijación se ha establecido el programa de obras de generación necesario para abastecer la demanda los próximos 10 años, en los términos establecidos en la normativa vigente. En tanto, los costos marginales de energía para la determinación de los precios de nudo se han calculado para un período de 48 meses, de acuerdo con lo establecido en la Ley y en la Resolución Exenta N° 641 de 2016.

### 2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA

Para simular la operación óptima del sistema, se utiliza un modelo multinodal - multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos OSE2000, que utiliza un método de optimización-simulación conocido como programación dinámica dual.

La estrategia para resolver el problema de optimización es la siguiente:

Inicialmente, se realiza un análisis secuencial por etapas, desde una situación futura hacia el presente (recursión), para definir la estrategia óptima de operación de centrales térmicas e hidráulicas, basado en una estimación de los niveles de los embalses. Para cada etapa, se resuelve un problema lineal que define la estrategia óptima para minimizar el costo de operación del sistema. De este modo, se calculan valores del agua iniciales para los embalses asociados a centrales hidroeléctricas en cada etapa.

A continuación, se realiza una simulación utilizando los valores del agua previamente calculados, con el objetivo de determinar los nuevos niveles de los embalses para cada etapa. La iteración de estos procesos (recursión y simulación) converge en la determinación de una estrategia óptima para la operación del sistema y el cálculo de los costos marginales en el corto plazo para cada condición hidrológica.

El modelo realiza las siguientes funciones, en relación con la operación de un sistema eléctrico:

- Determina la operación óptima de los embalses del sistema.
- Simula la operación del sistema en su conjunto, determinando el despacho de todas las centrales generadoras, para un conjunto determinado de bloques de demanda mensual y un número de situaciones hidrológicas definidas por el usuario, tomando en consideración las restricciones de transmisión y las pérdidas en las líneas.
- El modelo permite la utilización telescópica de bloques y etapas, esto es, en virtud del detalle que se requiera, las primeras etapas del horizonte pueden tener más bloques y ser de menor duración que las etapas que se encuentren hacia el final del horizonte, las cuales pueden tener menos bloques y ser de mayor duración.
- Calcula los costos marginales de energía esperados en todas las barras del sistema.

## 2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO

El horizonte del estudio para las simulaciones es de 10 años, incluyendo en la parte final del mismo, dos años para efectos de solucionar problemas de borde en la simulación de la operación económica del sistema. Para efectos de recoger adecuadamente las características de las condiciones hidrológicas, la simulación fue efectuada a partir de enero de 2025, sin perjuicio de que el cálculo de precios se realiza a partir de abril de 2025, en concordancia con el inicio de vigencia de los precios establecido en la Resolución N° 641 de 2016.

## 2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

Las centrales térmicas se representan por su potencia y costo variable, el cual puede variar mensualmente a lo largo del horizonte. Para estos efectos, se toma en cuenta también la tasa de indisponibilidad forzada de dichas centrales, reduciendo la potencia disponible, y se detalla el programa de mantenimiento de cada central.

### 2.3.1 Costos variables de centrales térmicas

Se utilizan en la modelación los valores informados por el Coordinador respecto de los costos de combustibles, el rendimiento térmico y los costos variables no combustibles para las centrales en operación.

Para aquellas centrales térmicas en construcción, y aquellas que son parte del programa de obras indicativo de generación, si corresponde, se utilizan los costos de combustibles de la proyección elaborada por esta Comisión con ocasión del presente proceso de fijación tarifaria, mientras que como rendimientos térmicos y costos variables no combustibles se utilizan los valores de centrales térmicas de similares características.

Para las centrales térmicas, el costo de despacho asociado corresponde al costo variable de cada central utilizado en la modelación del sistema para efectos de determinar su prioridad de despacho en cada etapa. Para cada central, este valor se obtiene a través de la siguiente expresión:

$$C_V = C_{esp} \cdot C_C + C_{VNC}$$

$C_V$  : Costo variable de la central térmica.

$C_{esp}$  : Consumo específico de combustible (rendimiento).

$C_C$  : Costo del combustible.

$C_{VNC}$  : Costo variable no combustible.

## **2.4 MODELACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS**

La modelación de centrales hidroeléctricas contempla tres tipos de centrales:

1. Embalses y centrales de embalse.
2. Centrales en serie hidráulica.
3. Centrales hidroeléctricas de pasada.

Se considera en la modelación la capacidad de regulación de múltiples embalses, entre ellos la Laguna del Laja.

Para los embalses se considera la modelación de sus polinomios cota-volumen y volumen-cota, además de las filtraciones y la representación de los convenios de riego de las cuencas del Laja y del Maule.

Los escenarios o años hidrológicos utilizados por la Comisión para la presente fijación en la modelación de las centrales hidroeléctricas corresponden a aquellos obtenidos a partir de la proyección de caudales que son el resultado del estudio “Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía”, los cuales consideran la variabilidad natural y los efectos del cambio climático.

## **2.5 MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA**

Los antecedentes técnicos utilizados en la modelación de centrales de energías renovables no convencionales se encontrarán disponibles junto con el presente informe en la página web de la Comisión.

### **2.5.1 Centrales Eólicas**

Se han utilizado estadísticas de recurso eólico y de generación eólica para distintas regiones dentro del Sistema Eléctrico Nacional, las que se han representado a través de la modulación mensual de las potencias máximas de las centrales eólicas. Para ello, se utilizó la información del recurso primario a partir de las series de tiempo contenidas en el Explorador Eólico de la Universidad de Chile y del Ministerio de Energía, considerando una serie histórica de 37 años y la altura del aerogenerador, la cual fue obtenida a partir del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). A partir de lo anterior, se procedió a escoger aleatoriamente, para cada uno de los meses del año, 34 días con el objeto de obtener un símil a las 34 hidrologías utilizadas actualmente en la modelación, y separarlos en bloques de días hábiles y no hábiles.

Tomando en consideración estos antecedentes, la disponibilidad de recurso primario promedio de centrales actualmente en operación, centrales en construcción y comprometidas es la que se muestra a continuación.

**Tabla 15: Disponibilidad del recurso primario de centrales eólicas - Norte de SE Los Changos <sup>11</sup>**

Bloque día hábil	Bloque día no hábil	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	13	21%	27%	50%	52%	51%	34%	36%	27%	8%	4%	2%	9%
2	14	35%	41%	57%	60%	58%	54%	57%	46%	29%	16%	8%	19%
3	15	43%	50%	58%	60%	59%	61%	64%	53%	43%	27%	15%	24%
4	16	51%	57%	65%	65%	56%	66%	66%	54%	42%	29%	21%	21%
5	17	42%	51%	61%	63%	54%	49%	44%	34%	21%	13%	9%	16%
6	18	9%	13%	25%	30%	24%	18%	11%	13%	13%	18%	23%	12%
7	19	41%	36%	22%	27%	30%	59%	59%	63%	65%	66%	67%	54%
8	20	66%	58%	52%	55%	59%	71%	71%	74%	73%	75%	75%	74%
9	21	61%	53%	48%	50%	54%	69%	67%	70%	71%	74%	75%	71%
10	22	42%	29%	31%	26%	23%	40%	47%	64%	61%	69%	69%	58%
11	23	9%	6%	7%	9%	6%	11%	13%	24%	21%	30%	30%	17%
12	24	5%	12%	25%	34%	33%	12%	7%	6%	3%	6%	6%	3%

**Tabla 16: Disponibilidad del recurso primario de centrales eólicas - Sur de SE Los Changos <sup>12</sup>**

Bloque día hábil	Bloque día no hábil	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	13	33%	42%	35%	41%	39%	42%	44%	39%	40%	42%	43%	37%
2	14	32%	42%	37%	43%	42%	41%	45%	40%	38%	41%	41%	36%
3	15	30%	43%	36%	44%	42%	41%	45%	40%	35%	40%	40%	32%
4	16	28%	43%	34%	44%	41%	41%	43%	36%	31%	31%	35%	26%
5	17	25%	41%	34%	43%	41%	37%	39%	32%	24%	25%	29%	23%
6	18	18%	35%	31%	35%	34%	33%	32%	27%	21%	22%	25%	17%
7	19	20%	33%	33%	31%	34%	34%	35%	30%	37%	35%	35%	23%
8	20	28%	35%	38%	36%	40%	45%	48%	48%	53%	48%	48%	35%
9	21	31%	33%	39%	40%	42%	47%	50%	51%	54%	52%	51%	41%
10	22	28%	31%	35%	37%	37%	39%	45%	47%	50%	46%	52%	36%
11	23	24%	31%	34%	33%	34%	32%	36%	37%	38%	36%	43%	31%
12	24	29%	39%	38%	37%	38%	39%	38%	39%	38%	36%	43%	32%

## 2.5.2 Centrales Fotovoltaicas

Respecto de las centrales solares fotovoltaicas, se ha considerado la estadística de generación horaria, relacionando dicha generación con los bloques de demanda utilizados en la modelación, y determinando, de este modo, la participación de la generación de dicha tecnología en cada uno de los bloques. De esta manera, la disponibilidad de la generación, por bloque, es la que se utiliza para la modulación de las potencias máximas de las centrales fotovoltaicas. Estos factores representativos son los que se muestran a continuación.

<sup>11</sup> Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre el extremo norte del SEN hasta la subestación Los Changos.

<sup>12</sup> Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre la subestación Los Changos y el extremo sur del SEN.

**Tabla 17: Disponibilidad de generación de centrales fotovoltaicas– Zona Norte del SEN<sup>13</sup>**

Bloque día hábil	Bloque día no hábil	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	13	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2	14	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	15	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	16	0%	2%	1%	0%	2%	15%	41%	51%	46%	28%	18%	0%
5	17	37%	53%	51%	50%	60%	81%	93%	94%	93%	87%	84%	49%
6	18	78%	68%	65%	66%	71%	87%	96%	100%	96%	96%	93%	88%
7	19	78%	66%	63%	64%	69%	85%	96%	98%	96%	92%	90%	89%
8	20	77%	68%	66%	67%	72%	86%	94%	97%	94%	93%	93%	88%
9	21	74%	34%	34%	38%	49%	67%	75%	82%	86%	84%	83%	87%
10	22	17%	0%	0%	0%	0%	2%	6%	12%	21%	24%	20%	38%
11	23	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
12	24	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

**Tabla 18: Disponibilidad de generación de centrales fotovoltaicas – Zona Centro del SEN<sup>14</sup>**

Bloque día hábil	Bloque día no hábil	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	13	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2	14	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	15	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	16	2%	0%	0%	0%	2%	1%	1%	3%	2%	1%	0%	0%
5	17	37%	33%	15%	22%	37%	37%	38%	43%	35%	27%	24%	22%
6	18	75%	70%	46%	63%	72%	79%	80%	81%	75%	68%	67%	67%
7	19	83%	78%	57%	77%	78%	93%	95%	96%	92%	87%	89%	89%
8	20	63%	57%	42%	59%	61%	82%	85%	86%	85%	84%	86%	84%
9	21	18%	10%	5%	10%	19%	46%	52%	55%	57%	58%	59%	55%
10	22	0%	0%	0%	0%	0%	4%	9%	10%	15%	17%	16%	11%
11	23	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
12	24	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

**Tabla 19: Disponibilidad de generación de centrales fotovoltaicas – Zona Sur del SEN<sup>15</sup>**

Bloque día hábil	Bloque día no hábil	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	13	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2	14	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	15	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	16	1%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	3%	2%	1%	0%	0%
5	17	29%	24%	10%	16%	27%	32%	33%	38%	32%	25%	22%	19%
6	18	59%	52%	33%	46%	53%	68%	70%	73%	69%	64%	62%	59%
7	19	66%	57%	40%	55%	58%	81%	83%	86%	84%	83%	82%	78%
8	20	50%	42%	30%	42%	45%	71%	74%	78%	78%	80%	79%	73%
9	21	15%	7%	4%	7%	14%	40%	45%	49%	52%	55%	54%	48%
10	22	0%	0%	0%	0%	0%	4%	8%	9%	14%	16%	15%	10%
11	23	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
12	24	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

<sup>13</sup> Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre la Zona Norte del SEN hasta la Subestación Punta Colorada.

<sup>14</sup> Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas en la Zona Centro del SEN, entre la Subestación Punta Colorada y la Subestación Parral.

<sup>15</sup> Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas desde la Subestación Parral hasta el extremo sur del SEN.

### 2.5.3 Sistemas de Almacenamiento de Energía

Los sistemas de almacenamiento de energía se modelaron a partir de las potencias máximas, horas de almacenamiento y factor de eficiencia para cada proyecto. En base a esta información, se determinaron perfiles de carga y descarga, por cada bloque e hidrología, considerando la siguiente metodología:

En el software OSE2000 se implementó, en la etapa de operación, un algoritmo para modelar acumuladores que tiene como objetivo replicar la estrategia de carga y descarga intradiaria que tiene este tipo de tecnología, la que busca arbitrar energía entre distintas horas del día con el objetivo de cumplir con la operación más económica del sistema. Sin embargo, la aplicación de esta estrategia por parte de un acumulador, en particular genera una respuesta en el sistema, siendo esta mayor cuando varios acumuladores la aplican al mismo tiempo, por lo cual este efecto sistémico debe ser tomado en consideración por el algoritmo. En concreto, para cada uno de los días típicos definidos en cada etapa del horizonte de planificación (señalados en la sección 1.1.2), el algoritmo obtiene un punto de referencia a través de un despacho económico para el sistema completo. Luego, se procede a ajustar la carga y descarga por bloque e hidrología de cada acumulador en relación con el perfil de costos marginales en su respectiva barra de conexión, obteniéndose de esta forma un nuevo punto de referencia sistémico. El algoritmo repite esta estrategia en un proceso iterativo hasta que se alcanza un equilibrio en la operación de los distintos acumuladores. Por lo tanto, del algoritmo se obtuvieron perfiles de carga y descarga para cada una de las etapas y series hidrológicas consideradas en el horizonte de evaluación.

Es preciso mencionar que, dado el algoritmo implementado en el software OSE2000, los perfiles de carga y descarga óptimos de los sistemas de almacenamiento se obtienen como resultado del proceso de operación, es decir, no son considerados en la parte de la etapa de optimización. Para incorporar su efecto en la etapa de optimización, se retroalimentaron los perfiles de carga y descarga de la etapa de operación en la etapa de simulación para luego optimizar nuevamente la operación de los sistemas de almacenamiento.

Por último, con el fin de reducir la cantidad de número de ciclos que se obtenían por etapa, se limitó exógenamente al modelo la carga de los sistemas de almacenamiento sólo a aquellos bloques con oferta solar, lo que implicó considerar una operación propendiendo a un ciclo de carga y descarga para esta tecnología. Asimismo, si bien el algoritmo actualmente no permite representar la eficiencia del ciclo de carga y descarga implícitamente en el modelo OSE2000, se aplicó de forma externa al

modelo un factor eficiencia igual a un 81%<sup>16</sup> con el fin de representar la eficiencia promedio de los sistemas de almacenamiento.

## **2.6 CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO**

El programa de obras considera las centrales existentes y en construcción, así como también otras alternativas de desarrollo en el horizonte de simulación, según los antecedentes de los que dispone esta Comisión, en relación con proyectos que se encuentran actualmente en estudio y aquellos comprometidos en los contratos que surgen como parte del proceso de licitaciones de suministro a clientes regulados.

### **2.6.1 Alternativas de expansión del parque generador y sistemas de almacenamiento**

Para determinar las alternativas de expansión y localización de las centrales de generación y sistemas de almacenamiento de energía del programa indicativo, esta Comisión consideró las fuentes de información y metodologías utilizadas para la determinación de los escenarios de generación en el proceso de Planificación de la Transmisión del año 2023, los cuales se determinaron sobre la base del informe “Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo” elaborado por el Ministerio de Energía.

Para ello, se utilizó el software AMEBA, el cual corresponde a una plataforma web que permite estudiar fenómenos de corto plazo (despacho y predespacho económico), mediano-largo plazo (coordinación hidrotérmica multi embalse) y largo plazo (planificación de inversión en generación y transmisión). También, permite obtener el plan de expansión óptimo en términos técnicos y económicos, tanto de aquellas tecnologías disponibles a ser incorporadas a la matriz eléctrica como de las existentes, reconociendo sus ubicaciones a lo largo de la red y los costos de refuerzos de transmisión necesarios para su integración.

El problema de optimización que determina el parque óptimo de generación y sistemas de almacenamiento puede resumirse como sigue<sup>17</sup>:

$$\text{Mínimo costo} = \text{Costos operativos} + \text{Costos de inversión} + \text{Costo de falla}$$

---

<sup>16</sup> Eficiencia del ciclo completo de carga y descarga utilizado en el proceso de Actualización de Antecedentes 2022 del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), periodo 2018-2022, publicado en junio de 2022 por el Ministerio de Energía para representar almacenamiento de baterías tipo BESS con capacidad de almacenamiento entre 1,2 y 4 horas. Adicionalmente, este valor también se puede observar en el Informe Final de Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027, actualmente disponible para comentarios y observaciones. Dichos antecedentes pueden consultarse en el siguiente enlace <https://energia.gob.cl/pelp/repositorio>.

<sup>17</sup> Fuente: Informe final proceso Quinquenal PELP 2023-2027 disponible en <https://energia.gob.cl/pelp/repositorio>.

Sujeto a:

- Restricciones técnicas de las instalaciones
- Restricciones operativas relativas a una operación segura del sistema eléctrico.
- Restricciones operativas asociadas a la operación de las cuencas hidrológicas.
- Restricciones de inversión.
- Trayectoria esperada de los niveles de los embalses.

En donde:

- Costos operativos: incluye los costos esperados de generación anualizados y de impuestos a las emisiones.
- Costos de inversión: costos esperados de inversión y COMA (Costos de Operación, Mantenimiento y Administración) anualizados de la expansión en generación, almacenamiento y transmisión.
- Costo de falla: incluye el costo esperado por energía no servida, entre otros.

Sobre la base de los escenarios de generación utilizados en el proceso de Planificación de la Expansión de la Transmisión 2023, se realizó una adaptación de un solo escenario, considerando para ello las fuentes de información y consideraciones del presente proceso. Las simulaciones realizadas consideraron un horizonte de 16 años, esto es, el periodo comprendido entre los años 2024 y 2040, sin perjuicio de que los resultados son presentados para los siguientes 10 años, conforme con lo señalado en la sección 2.2 del presente informe.

Conforme a lo expuesto en el párrafo anterior, se ajustaron, al menos, los siguientes supuestos:

- Previsión de demanda del sistema.
- Precios de combustibles y sus respectivas proyecciones.
- Parque de generación existente, en construcción y comprometido.
- Plan de cierre de centrales a carbón.
- Costos de inversión de las tecnologías y sus respectivas proyecciones.
- Costos de falla.

Los costos de inversión de las tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento con sus respectivas proyecciones se muestran en la sección 2.6.2. Con respecto a los costos asociados a las instalaciones candidatas de transmisión, se mantuvieron los costos utilizados en el proceso de Planificación de la Expansión de la Transmisión 2023.

En cuanto al modelamiento de la demanda y de las unidades generadoras solares y eólicas, se simuló la inyección de las unidades solares y eólicas como aportes diferenciados, según los distintos bloques de demanda horarios utilizados. Dichos aportes fueron construidos a partir de las curvas de generación típicas de las centrales solares y de los registros de viento por zona del país. En este sentido, la demanda mensual se representó mediante 12 bloques de horas consecutivas para los

días hábiles y 12 bloques para los días no hábiles (sábados, domingos y festivos). Cada uno de los bloques agrupa dos horas consecutivas dentro de cada tipo de día. La duración total de los bloques correspondientes a un día hábil es mayor que la duración de los bloques correspondientes a un día no hábil, debido a que en cada mes la cantidad de días hábiles es mayor que la de días no hábiles.

La oferta de generación futura sujeta a evaluación correspondió a la considerada en el proceso de Planificación de Expansión de la Transmisión 2023. Asimismo, se consideró la nueva capacidad de generación y sistemas de almacenamiento entrante respecto la fijación anterior. Por otro lado, en los casos de los proyectos solares y eólicos, cada candidato dispone de un perfil horario de generación, de modo que, si como resultado del proceso de optimización, este candidato es identificado como una obra del plan de obras indicativo, el perfil de generación resultante para ser implementado en la base de simulación OSE2000 es determinado aplicando una metodología análoga a la sección 2.5.

## 2.6.2 Costos Unitarios de Inversión por Tecnología

Los costos de inversión considerados para las centrales de generación en el programa indicativo son los que se presentan en la Tabla 20, en concordancia con el “Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento”, aprobado por Resolución Exenta de la Comisión N° 279, de 03 de junio de 2024. Estos costos se fundamentan en la descripción hecha para cada tecnología de acuerdo con los proyectos que se encuentran en etapa de estudio, y de la interacción con distintos agentes públicos y privados de la industria.

Para los proyectos de todas las tecnologías de generación y almacenamiento se han tenido en cuenta las partidas de costos relativas al equipamiento mecánico, equipamiento eléctrico, obras civiles, fletes y seguros, montaje, costos indirectos, entre otros. Además, se incluyen la subestación de salida y la línea de conexión al sistema eléctrico.

Para centrales hidroeléctricas este costo debe reflejar, además, las obras hidráulicas propias de este tipo de proyectos. Para las centrales geotérmicas se han considerado también las instalaciones propias de la producción geotérmica (pozos, sistemas de conducción, separación, almacenamiento, entre otros), en tanto que, para proyectos de centrales termoeléctricas convencionales, se consideran las instalaciones para el suministro, almacenamiento y logística del combustible.

**Tabla 20: Costos de inversión de centrales de generación y almacenamiento por tecnología<sup>18</sup>**

Tecnología	Costo de inversión referencial [US\$/kW]
Térmica a gas natural (CA)	816
Térmica a gas natural (CC)	1.086

<sup>18</sup> En el contexto del plan de descarbonización del Ministerio de Energía individualizado en el presente Informe Técnico, en esta fijación, esta Comisión ha estimado innecesario considerar un costo de inversión para centrales térmicas a carbón.

Tecnología	Costo de inversión referencial [US\$/kW]
Térmica diésel	487
Eólica	1.534
Solar fotovoltaica > 9 MW	771
Solar fotovoltaica ≤ 9 MW	941
Solar térmica - @13 hrs	6.381
Hidráulica de embalse	5.369
Hidráulica de pasada	4.746
Mini-hidráulica	2.274
Térmica a biomasa	3.885
Térmica a biogás	1.384
Geotérmica	5.291
Solar con almacenamiento @2-4 hrs /70% Pnom	1.503
Solar con almacenamiento @4-8 hrs /90% Pnom	1.762
Eólica con almacenamiento @4-5 hrs /50% Pnom	1.727
Almacenamiento BESS @2-4 hrs	1.252
Almacenamiento BESS @4-6 hrs	1.556

Para el costo de operación, mantención y administración de las instalaciones de generación del programa de obras indicativo, se ha utilizado como valor fijo el equivalente al 2% del costo de inversión de cualquier tipo de central de generación.

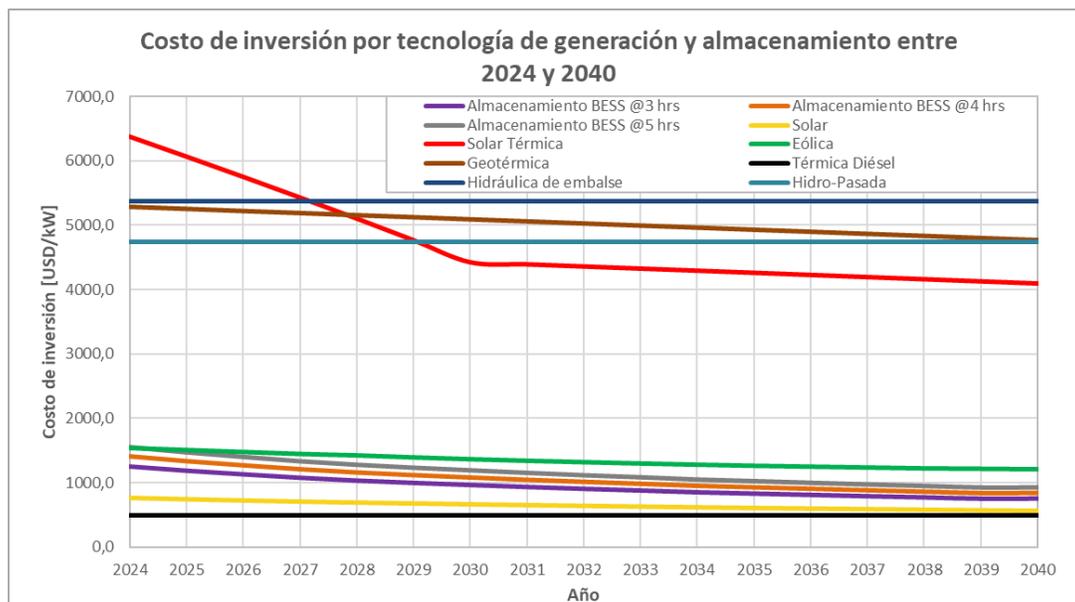
Para efectos de determinar el plan de obras indicativo, los costos de inversión informados en la tabla anterior se proyectaron en base a las tendencias de precios futuros presentados en el informe “Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo” elaborado por el Ministerio de Energía. Considerando que, los costos previamente mencionados corresponden al año 2024, sobre estos se aplicaron las tendencias futuras identificadas en dicho informe.

Adicionalmente, con respecto a los sistemas de almacenamiento, se consideró que:

- El costo de inversión de los sistemas de almacenamiento Stand Alone de capacidad de almacenamiento de 5 horas corresponde a 1.556 USD/kW.
- El costo de inversión de los sistemas de almacenamiento Stand Alone de capacidad de almacenamiento de 3 horas corresponde a 1.252 USD/kW.
- El costo de inversión de los sistemas de almacenamiento Stand Alone de capacidad de almacenamiento de 4 horas corresponde al promedio de los costos de inversión de los sistemas de almacenamiento de 3 y 5 horas de capacidad de almacenamiento. Esto es 1.404 USD/kW.

A continuación, se muestran proyecciones de costos de inversión para las principales tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento.

**Gráfico 3: Proyección costos de inversión por tecnología de generación y almacenamiento**



## 2.7 MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA

Sin perjuicio de que los desarrollos de generación previstos reconocen en sus costos de inversión elementos de control y regulación de frecuencia, mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos por la reglamentación vigente requiere de una operación coordinada de las unidades de generación, destinada a mantener un margen de reserva de potencia en el sistema.

Con respecto al SEN, se consideró en la simulación que el sistema debe soportar la salida de una unidad de 390 MW, repartiendo la reserva necesaria para tal contingencia entre las centrales Ralco, Colbún, Pehuenche, El Toro, Canutillar, Rapel, Pangué, Angostura y Cipreses, a prorrata de su potencia instalada.

## 2.8 MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA

Las instalaciones modeladas contemplan elementos de compensación para efectos del control de tensión. Sin embargo, estos elementos no permiten, en principio, suponer que se pueda prescindir de una operación coordinada, con el objeto de mantener los rangos de tensión dentro de los límites exigidos en la normativa.

En este contexto, de acuerdo con lo expuesto en el artículo N°6 del Decreto Supremo 113, son Servicios Complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional en los términos dispuestos en el artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos. El Coordinador, a través de los Servicios Complementarios, debe preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar la operación más económica

y de calidad para el conjunto de las instalaciones del referido sistema, en conformidad a la normativa vigente.

A su vez, de acuerdo con lo expuesto en la sección 3.1.2 de la Resolución Exenta N°189, de 23 de abril de 2024 que “Modifica y reemplaza Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 442, de 23 de noviembre de 2020”, el Servicio Complementario de Control de Tensión corresponde a aquellas acciones de control que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local. Dada esta característica, el mecanismo de prestación que ha determinado el Coordinador Eléctrico Nacional en cada informe a que hace referencia el inciso tercero del Artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, ha correspondido a instrucción directa, lo cual puede ser corroborado mediante la revisión de los Registros de Instrucciones de Operaciones (RIO)<sup>19</sup> del Coordinador Eléctrico Nacional, o mediante licitación.

Por otra parte, en el estudio contratado por esta Comisión denominado “Análisis y propuesta metodológica de apoyo para la definición de Precios de Nudo de Corto Plazo y Precios Estabilizados para medios de generación de pequeña escala” elaborado por el consorcio GME y Synex, se dio cuenta que en el año 2022 la gran mayoría de las instrucciones por control de tensión se refirió a centrales renovables variables. Además, en dicho estudio se concluyó que, en la mayoría de los casos no se recurría a una condición de operación forzada a mínimo técnico de una central térmica para controlar los niveles de tensión y por lo mismo, se recomendó en no persistir con dicha modelación.

Conforme a lo expuesto, dado el aumento progresivo y a gran escala de tecnologías de energías renovables en base a inversores, la capacidad intrínseca de estos de controlar tensión y los procedimientos de control de tensión que realiza el Coordinador en su programación y en la Operación en Tiempo Real, en este informe se ha modelado el control de tensión en base a inversores de plantas fotovoltaicas y eólicas, de forma local con las centrales que han prestado mayormente el servicio en el último año.

Para el caso de las centrales renovables con generación variable, existen sobrecostos operacionales asociados a la prestación del servicio de control de tensión, cuando, por razones técnicas o instrucciones del CDC del Coordinador, se ven en la necesidad de retirar energía del sistema para seguir prestando el servicio o deben operar en un nivel menor al que operarían sin la instrucción de controlar tensión.

Actualmente, en las transferencias económicas asociadas a los balances de Servicios Complementarios, se distinguen los siguientes cargos por la prestación del servicio de control de

---

<sup>19</sup> Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/registro-de-instrucciones-de-operacion-rio/>

tensión: Costo de Oportunidad ERNC, en adelante “CO ERNC”, y Retiro de Energía Adicional, en adelante “REA”.

- CO ERNC: es el costo de oportunidad de una central ERNC de reducir total o parcialmente su inyección máxima de energía activa, con el propósito de inyectar energía reactiva. Para efectos de este informe, esta reducción de potencia activa se modela como una reserva de potencia en ciertas centrales solares fotovoltaicas o eólicas del sistema. Para ello, como se mencionó anteriormente, se realizó una revisión de los balances de transferencias de Servicios Complementarios publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional, con el fin de identificar las centrales que fueron instruidas a reducir su generación de potencia activa para prestar el servicio de control de tensión. Para efectos de representar esta reducción en la modelación, se determinó el impacto de esta en el factor de planta anual de la central.
- REA: corresponde a la energía adicional que una central en base a inversores debe retirar de la red para controlar reactivos. Para efectos de este informe, se modela como una demanda adicional en ciertas zonas, proporcionales al REA utilizado en dichas zonas a partir de los retiros de energía adicional observados en los balances de transferencias de Servicios Complementarios.

## **2.9 MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**

En relación con el sistema de transmisión, el modelo incluye la representación lineal por tramo de las pérdidas en las líneas, considerando cinco tramos de pérdidas para el sistema de transmisión nacional, y tres tramos de pérdidas para el resto del sistema.

Para efectos de la presente modelación, se representa el sistema de transmisión incorporando instalaciones desde el nivel de 23 kV hasta el nivel de 500 kV. La representación del sistema de transmisión propende a un mayor nivel de detalle en la asignación de la demanda eléctrica a las distintas barras del SEN, para su posterior uso en el cálculo de los precios básicos de la energía.

Se han incorporado las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, considerando las capacidades técnicas del mismo, de acuerdo con los antecedentes disponibles por esta Comisión.

La modelación de los sistemas de transmisión considera también la reducción de algunos tramos en paralelo, y la utilización del criterio de seguridad N-1 para tramos relevantes del sistema.

## **2.10 ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA**

Sobre la base del Informe Técnico Final “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, aprobado mediante Resolución Exenta de la Comisión N° 234, de 21 de julio de 2021, complementado por la Resolución Exenta N° 153, de 19 de abril de 2023, que Aprueba Adenda Informe Técnico “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SMMM” y por la Resolución

Exenta N° 314, de 25 de julio de 2023, que Aprueba Adenda N°2 Informe Técnico “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, se presenta la actualización del valor de costo de falla de larga duración.

Conforme a lo anterior, el costo de falla medio del sistema está determinado para reducciones del consumo eléctrico de 5%, 10%, 20% y 30%, y periodos de 1, 2 y 10 meses respectivamente. Adicionalmente, se utilizan ponderadores para los sectores industrial, minero y residencial.

Para cada uno de los tres sectores señalados, además de transporte y manufactura, se utiliza una fórmula de indexación, para finalmente, determinar el valor representativo de los costos de falla en el sistema.

## **2.11 TASA DE ACTUALIZACIÓN**

La tasa de actualización considerada para las simulaciones es de 10% real anual, según lo establecido en la letra d), del artículo 165° de la Ley.

## **2.12 CALIDAD DE SUMINISTRO**

La calidad de suministro se ha considerado respecto de los parámetros de Indisponibilidad de Transmisión, Regulación de Frecuencia y Regulación de Tensión, siendo estos últimos dos incorporados de acuerdo con lo señalado en las secciones 2.7 y 2.8.

### **2.12.1 Indisponibilidad de Transmisión**

La indisponibilidad de transmisión se ha tratado mediante la afectación directa de los factores de penalización, considerando que los modelamientos que les dieron origen no incorporaron factores de indisponibilidad.

Para ello, se efectuó una simulación estática de la operación del sistema eléctrico para una condición típica de operación en la hora de demanda máxima, utilizando el modelo multinodal PCP.

Considerando una tasa de indisponibilidad de 0,00176 horas/km al año para el SEN-SING, se ha simulado la operación del sistema para diferentes escenarios de indisponibilidad de líneas, considerando la salida sucesiva de 23 tramos, re-despachando el abastecimiento en cada caso y observando aquellos casos en que la demanda total del sistema no fue abastecida.

Por su parte, en el SEN-SIC se considera una tasa de indisponibilidad de 0,00136 horas/km al año, y se simuló la operación del sistema para diferentes escenarios de indisponibilidad de líneas, considerando la salida sucesiva de 21 tramos, re-despachando el abastecimiento en cada caso y observando aquellos casos en que la demanda total del sistema no fue abastecida.

A cada escenario de insuficiencia de demanda y a su distribución de costos marginales por barra se le asignó la probabilidad correspondiente, determinando un coeficiente promedio de sobrecosto por sobre el costo marginal promedio del caso base sin salidas de líneas.

Como costo de falla se usó el costo correspondiente declarado en el cuerpo de este informe, y se acumularon las tasas de falla asociadas a cada escenario de falla. Los resultados son los siguientes:

**Tabla 21: Indisponibilidad de transmisión para instalaciones del SEN-SIC y el SEN-SING**

		SEN-SING	SEN-SIC
Indisponibilidad de Transmisión	[horas/año]	0,24	1,63
Factor de Sobrecosto por Indisponibilidad	p.u.	1,000085	1,000183

Este coeficiente destinado a afectar a los factores de penalización resulta bajo, pues el modelo utilizado reconoce que pocos eventos de salida de líneas, asociados a su vez a bajas probabilidades, provocan insuficiencia en el abastecimiento de la demanda.

Se afectaron los factores de penalización de potencia por dicho factor de sobrecosto. Los factores de penalización de potencia presentados en el cuerpo de este informe técnico incluyen este factor de sobrecosto.

Cabe señalar que las metodologías para el tratamiento de los índices de calidad de suministro deben entenderse de exclusiva aplicación para la presente fijación de precios.

## 2.13 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO

### 2.13.1 Fórmula del Precio Básico de la Potencia de Punta

A partir de la aplicación de los resultados del Informe Técnico Definitivo “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM”, de 2021, el Precio Básico de la Potencia de Punta asociada a la capacidad en turbinas diésel, se obtiene de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$P_{\text{bpot}} \left[ \frac{\$}{\text{kW}} \right] = \text{Dol}_i \cdot \{ [(C_{\text{TG}} \text{FRC}_{\text{TG}} + C_{\text{SE}} \text{FRC}_{\text{SE}} + C_{\text{LT}} \text{FRC}_{\text{LT}}) \text{CF} + C_{\text{fijo}}] (1 + \text{MRT})(1 + \text{FP}) \}$$

Donde:

$C_{\text{TG}}$ [US\$/kW]:	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
$\text{FRC}_{\text{TG}}$ :	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
$C_{\text{SE}}$ [US\$/kW]:	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.

<b>FRC<sub>SE</sub>:</b>	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años.
<b>C<sub>LT</sub> [US\$/kW]:</b>	Costo unitario de inversión de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
<b>FRC<sub>LT</sub>:</b>	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 45 años.
<b>CF:</b>	Costo financiero.
<b>C<sub>fijo</sub> [US\$/kW]:</b>	Costo fijo de operación y mantenimiento.
<b>1 + MRT:</b>	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
<b>1 + FP:</b>	Incremento por factor de pérdidas.
<b>P<sub>bpot</sub> [US\$/kW/mes]:</b>	Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.
<b>Dol<sub>i</sub> [\$/US\$]:</b>	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
<b>P<sub>bpot</sub> [\$/kW/mes]:</b>	Precio Básico de la Potencia en pesos por kW/mes.

### 2.13.2 Indexación del Precio de la Potencia Punta

Los parámetros de la fórmula de indexación de la potencia representan el peso relativo de cada una de las componentes utilizadas en la determinación del Precio Básico de la Potencia, y se obtienen y justifican a partir del valor de las derivadas parciales de dicho precio respecto a cada una de las variables utilizadas.

Para efectos de la determinación de la fórmula de indexación de la potencia, así como la estructura y valores base del cálculo del Precio Básico de la Potencia, en el presente informe técnico se han aplicado los resultados y documentos de respaldo del ya citado Informe Técnico Definitivo “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM”, de 2021.

Así, la fórmula de indexación para el precio de la potencia de punta se encuentra diferenciada por las siguientes componentes: (i) central generadora, (ii) subestación, (iii) línea de transmisión, y (iv) costos fijos de operación.

A continuación, se muestra la fórmula de indexación correspondiente a la componente de la central generadora.

$$C_{componente} = C_{componente-0} \cdot \left[ Coef_1 \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + Coef_2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} + Coef_3 \cdot \frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Dónde:

**C<sub>componente</sub>:** Costo unitario de inversión actualizado de la componente Central Generadora (Unidad de Punta).

- $C_{componente-0}$ :** Costo unitario de inversión inicial de la componente Central Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero de 2020.
- $Dol_i$ :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- $Dol_0$ :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2019 cuyo valor es 776,53 pesos/US\$.
- $PPI_{turb_i}$ :** Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg (Serie PCU333611333611) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.
- $PPI_{turb_0}$ :** Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg (Serie PCU333611333611) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 222,3.
- $PPI_i$ :** Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.
- $PPI_0$ :** Producer Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 200,3.
- $IPC_i$ :** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- $IPC_0$ :** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el mes de noviembre de 2019 cuyo valor es 103,55.
- $Coef_n$ :** Peso de cada indexador en la componente central generadora del costo de inversión.

Por su parte, la fórmula para indexar la componente de la subestación y de la línea de transmisión es presentada a continuación.

$$C_{componente} = C_{componente-0} \cdot \left[ Coef_1 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} + Coef_2 \cdot \frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Dónde:

- $C_{componente}$ :** Costo unitario actualizado del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta.
- $C_{componente-0}$ :** Costo unitario inicial del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta calculado para enero de 2020.
- $Dol_i$ :** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

- Dol<sub>0</sub>:** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2019 cuyo valor es 776,53 pesos/US\$.
- PPI<sub>i</sub>:** Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.
- PPI<sub>0</sub>:** Producer Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 200,3.
- IPC<sub>i</sub>:** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- IPC<sub>0</sub>:** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el mes de noviembre de 2019 cuyo valor es 103,55.
- Coef<sub>n</sub>:** Peso de cada indexador en la componente subestación eléctrica o línea de transmisión del costo de inversión.

Finalmente, la indexación de la componente asociada a los costos fijos de operación se presenta a continuación.

$$C_{fijo-i} = C_{fijo-0} \cdot \left[ \frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Dónde:

- C<sub>fijo-i</sub>:** Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta.
- C<sub>fijo-0</sub>:** Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta calculado para enero de 2020.
- Dol<sub>i</sub>:** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- Dol<sub>0</sub>:** Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2019 cuyo valor es 776,53 pesos/US\$.
- IPC<sub>i</sub>:** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- IPC<sub>0</sub>:** Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el mes de noviembre de 2019 cuyo valor es 103,55.

Las expresiones señaladas anteriormente permiten indexar el precio de la potencia a partir de la fórmula del precio básico de la potencia de punta definida en la sección 2.13.1.

A continuación, se presentan en la Tabla 22 los indexadores para el precio de la potencia y luego en la Tabla 23, Tabla 24, Tabla 25 y

Tabla 26, los coeficientes de la fórmula de indexación del precio básico de la potencia para la presente fijación<sup>20</sup>.

**Tabla 22: Indexadores Precio de la Potencia**

Indexador	Fuente	Índices Base	
		Valor	Fecha
Dólar Observado	Banco Central	776,53	nov-19
Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, PCU333611333611	222,30	jun-19
Producer Price Index-Commodities	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, WPU00000000	200,30	jun-19
Índice de Precios al Consumidor (Base 2018=100)	Instituto Nacional de Estadísticas	103,55	nov-19

**Tabla 23: Coeficientes Fórmula de Indexación Precio Básico de la Potencia – Componente central generadora**

Subestación	Potencia [MW]	CTG-o [US\$/kw]	COEF 1 PPI <sub>turb</sub>	COEF 2 PPI	COEF 3 IPC
Nogales 220	70	546,00	0,72697	0,05934	0,21369
Pto. Montt 220	70	523,88	0,73074	0,05964	0,20962

**Tabla 24: Coeficientes Fórmula de Indexación Precio Básico de la Potencia – Componente subestación**

Subestación	Potencia [MW]	CSE-o [US\$/kw]	COEF 1 PPI	COEF 2 IPC
Nogales 220	70	72,837	0,54988	0,45012
Pto. Montt 220	70	67,846	0,64307	0,35693

**Tabla 25: Coeficientes Fórmula de Indexación Precio Básico de la Potencia – Componente línea de transmisión**

Subestación	Potencia [MW]	CLT-o [US\$/kw]	COEF 1 PPI	COEF 2 IPC
Nogales 220	70	11,918	0,15295	0,84705
Pto. Montt 220	70	7,721	0,12336	0,87664

<sup>20</sup>Diferencias en los coeficientes mostrados en el informe se deben a aproximaciones de redondeo.

**Tabla 26: Coeficientes Fórmula de Indexación Precio Básico de la Potencia – Componente costos fijos de operación**

Subestación	Potencia [MW]	Cfijo-o [US\$/kW]
Nogales 220	70	1,107
Pto. Montt 220	70	0,953

### 2.13.3 Indexación del Precio de la Energía

El precio de nudo de la energía será indexado respecto de las variaciones que experimente el Precio Medio de Mercado, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Precio energía} = \text{Precio base} \left[ \frac{\text{PMM}_i}{\text{PMM}_0} \right]$$

Dónde:

$\text{PMM}_i$  : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo a las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio.

$\text{PMM}_0$  : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo a las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses establecida en la normativa vigente. Para la presente fijación este valor corresponde a 98,544 \$/kWh.

Dentro de los primeros cinco días de cada mes, la Comisión publicará en su sitio web, el valor del  $\text{PMM}_i$  respectivo, para efectos de la aplicación de la fórmula anterior.

### 3 RESULTADOS

#### 3.1 PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN, ALMACENAMIENTO

De acuerdo con los antecedentes considerados y a la metodología descrita en los puntos anteriores, el programa indicativo de obras de generación y almacenamiento para la presente fijación se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 27. Programa de obras indicativo de generación y almacenamiento**

Nombre Central o Sistema de almacenamiento	Fecha puesta en servicio	Potencia [MW]	Tecnología	Punto de Conexión
Eólica Concepción 01	jul-29	100	Eólica	Concepción 220
Eólica Ancoa 01	ene-30	200	Eólica	Ancoa 220
Eólica Maitencillo 01	ene-30	300	Eólica	Maitencillo 220
Eólica Pan de Azúcar 01	ene-30	200	Eólica	Pan de Azúcar 220
Eólica Pan de Azúcar 02	ene-30	300	Eólica	Pan de Azúcar 220
Eólica Rapel 01	ene-30	45	Eólica	Rapel 220
Eólica Ancoa 02	ene-30	82	Eólica	Ancoa 220
Eólica Maitencillo 02	ene-30	450	Eólica	Maitencillo 220
Eólica Charrúa 06	jul-30	363	Eólica	Charrúa 220
Eólica Parinas 01	jul-31	1017	Eólica	Parinas 220
Eólica Ancoa 03	ene-32	105	Eólica	Ancoa 220
Eólica Maitencillo 03	ene-32	450	Eólica	Maitencillo 220
Eólica Charrúa 05	jul-32	400	Eólica	Charrúa 220
Eólica Digueñes 02	ene-33	150	Eólica	Digueñes 220
Eólica Concepción 04	ene-33	100	Eólica	Concepción 220
Eólica Parinas 02	ene-33	380	Eólica	Parinas 220
Eólica Concepción 05	ene-33	312	Eólica	Concepción 220
Eólica Rio Malleco 01	ene-33	132	Eólica	Rio Malleco 220
Eólica Digueñes 01	jun-33	100	Eólica	Digueñes 220
Eólica Concepción 03	jun-33	100	Eólica	Concepción 220
Eólica Charrúa 03	ene-34	202	Eólica	Charrúa 220
Eólica Charrúa 04	ene-34	164	Eólica	Charrúa 220
Eólica Concepción 02	ene-34	100	Eólica	Concepción 220
Eólica Parinas 03	ene-34	120	Eólica	Parinas 220
Eólica Ancoa 04	ene-35	75	Eólica	Ancoa 220
Eólica Charrúa 01	ene-35	100	Eólica	Charrúa 220
Eólica Charrúa 02	ene-35	32	Eólica	Charrúa 220

Es importante señalar que este programa de obras responde al resultado del ejercicio de planificación descrito, considerando los supuestos de previsión de demanda, proyección de costos de combustibles y demás antecedentes mencionados. En ese sentido, los proyectos han sido escalados de acuerdo con su utilización óptima de los recursos disponibles y condiciones técnico-económico de operación, teniendo en consideración los antecedentes de la sección 2.6, por lo que

no son necesariamente asimilables a centrales o proyectos particulares, así como también podrían presentar diferencias de los resultados obtenidos en la plataforma AMEBA.

En base a las obras de generación y transmisión en construcción, al programa indicativo de obras de generación y almacenamiento descrito, y a los supuestos y metodologías señalados en los puntos anteriores, se calculan los precios de nudo en las secciones siguientes.

### 3.2 PRECIOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA

Sobre la base de las características de las unidades y las curvas de carga del sistema eléctrico, se han calculado los costos marginales para los diferentes años de operación en los distintos nudos del Sistema de Transmisión Nacional. Una vez obtenidos los costos marginales mensuales, es posible calcular el costo marginal promedio ponderado actualizado en un período de 48 meses, a partir de abril de 2025 para cada barra.

Los siguientes cuadros muestran los costos marginales resultantes entre los meses de abril de 2025 y marzo de 2029, y el valor del costo marginal actualizado para Quillota 220 kV. Para efectos del cálculo del precio básico de energía en el nodo Quillota 220 kV, de acuerdo con lo señalado en el artículo 9° de la Resolución Exenta N° 641, y careciendo dicho nodo de demanda propia, se ha considerado como demanda asociada aquella demanda presente en la barra Quillota 110 kV.

**Tabla 28: Costos marginales del nudo Quillota 220 kV y demanda de energía asociada al nudo Quillota 220 kV**

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Abril	2025	40,53	30,95	1,000
Mayo	2025	36,58	31,42	0,992
Junio	2025	36,03	30,39	0,984
Julio	2025	29,44	30,89	0,976
Agosto	2025	27,60	30,81	0,969
Septiembre	2025	22,02	29,29	0,961
Octubre	2025	17,19	31,18	0,953
Noviembre	2025	18,14	31,85	0,946
Diciembre	2025	20,10	34,22	0,938
Enero	2026	23,91	34,99	0,931
Febrero	2026	30,30	32,59	0,924
Marzo	2026	38,96	34,63	0,916
Abril	2026	36,37	31,07	0,909
Mayo	2026	41,89	31,52	0,902
Junio	2026	39,87	30,45	0,895
Julio	2026	30,63	30,98	0,888

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Agosto	2026	27,39	30,90	0,881
Septiembre	2026	19,35	29,36	0,874
Octubre	2026	15,11	31,26	0,867
Noviembre	2026	16,42	31,96	0,860
Diciembre	2026	18,99	34,37	0,853
Enero	2027	23,84	35,07	0,846
Febrero	2027	28,17	32,17	0,840
Marzo	2027	36,25	34,64	0,833
Abril	2027	37,02	31,06	0,826
Mayo	2027	38,59	31,46	0,820
Junio	2027	35,41	30,43	0,813
Julio	2027	26,73	30,95	0,807
Agosto	2027	27,33	30,90	0,801
Septiembre	2027	20,19	29,35	0,794
Octubre	2027	16,91	31,24	0,788
Noviembre	2027	15,90	31,97	0,782
Diciembre	2027	20,63	34,46	0,776
Enero	2028	27,59	35,56	0,769
Febrero	2028	31,39	32,62	0,763
Marzo	2028	39,98	35,10	0,757
Abril	2028	40,47	31,41	0,751
Mayo	2028	42,38	31,84	0,745
Junio	2028	35,28	30,77	0,739
Julio	2028	25,28	31,34	0,734
Agosto	2028	26,47	31,29	0,728
Septiembre	2028	20,24	29,68	0,722
Octubre	2028	15,60	31,62	0,716
Noviembre	2028	16,67	32,38	0,711
Diciembre	2028	19,93	34,92	0,705
Enero	2029	28,74	36,21	0,699
Febrero	2029	32,72	33,18	0,694
Marzo	2029	42,10	35,71	0,688

En concordancia con lo presentado anteriormente para el nodo Quillota 220 kV, los Precios Básicos de la Energía se calculan en las distintas barras del sistema, a partir de la asociación de consumos aguas abajo de cada barra. Para esto, se han considerado los costos marginales esperados y energías mensuales, tanto en la barra de cálculo como en las barras de consumo asociadas a cada una, tal como se muestra, a modo de ejemplo, en la tabla precedente para el caso de Quillota 220 kV.

De esta forma, considerando los primeros 48 meses de operación contados a partir del 1 de abril de 2025, el Precio Básico de la Energía se determina como:

$$\text{Precio Básico Energía}_{\text{NUDO BÁSICO CALCULADO}} = \frac{\sum_{i=1}^{48} \frac{\text{CMg}_{\text{NCalculado},i} E_{\text{NCalculado},i}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_{i=1}^{48} \frac{E_{\text{NCalculado},i}}{(1+r)^{i-1}}}$$

$N_{\text{Calculado}}$  : Nudo del sistema respectivo, para el Precio Básico de la Energía.

$\text{CMg}_{\text{NCalculado},i}$  : Costo marginal mensual en el mes  $i$  en el nivel de tensión y la subestación respectiva.

$E_{\text{NCalculado},i}$  : Energía mensual en el mes  $i$  asociada a la subestación respectiva.

$i$  : Mes  $i$ -ésimo.

$r$  : Tasa de descuento mensual, equivalente a 10% real anual.

Los valores así resultantes se muestran en el punto 3.4 del presente informe. Para efectos referenciales, el Precio Básico de la Energía (PBE) para el nudo Quillota 220 kV<sup>21</sup> es de:

$$PBE \text{ Quillota } 220 \text{ kV} = 28,386 \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \right] \times 971,60 \left[ \frac{\$}{\text{US\$}} \right] / 1.000 \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{MWh}} \right] = 27,579 \left[ \frac{\$}{\text{kWh}} \right]$$

Es importante señalar que los Precios Básicos de la Energía representan valores esperados en base a un promedio de condiciones hidrológicas posibles, por lo que tiene un correlato con la incertidumbre hidrológica propia del sistema hidro-térmico. En ese sentido, los costos marginales que se den en la práctica dependerán de que se verifiquen los supuestos de costos de combustibles, de proyección de demanda, y de fechas de entrada de centrales e instalaciones de transmisión, bajo una cierta condición hidrológica.

### 3.3 PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA

El Precio Básico de la Potencia de Punta se obtiene a partir del análisis de determinación de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional, conforme a los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas definidos al efecto, de acuerdo con las disposiciones establecidas en el artículo 162°, numeral 3 de la Ley.

Los valores así obtenidos, se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior, se denomina Precio Básico de la Potencia de Punta en el subsistema respectivo.

<sup>21</sup> Diferencias en el cálculo del Precio Básico de Energía Quillota 220 kV se deben a aproximaciones de redondeo.

En el presente informe técnico se han aplicado los resultados contenidos en la Resolución Exenta N° 198 de la Comisión Nacional de Energía, de junio de 2021, que aprueba el Informe Técnico Definitivo “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM”, rectificado por la Resolución Exenta N° 17, de 7 de enero de 2022. Dicho Informe Técnico se enmarca en lo establecido en el Reglamento de Precio de Nudo en su artículo 49°.

El Informe Técnico Preliminar “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM”, fue publicado en la página web de la Comisión y comunicado al Coordinador mediante oficio CNE N° 164, de 04 de marzo de 2021, con el objeto de permitir a las empresas de generación, transmisión, concesionarias de servicio público de distribución y clientes libres, interconectadas a los sistemas eléctricos correspondientes, realizar sus observaciones al mismo, para lo cual se estableció como plazo el 26 de marzo de 2021, el que fue extendido hasta el 7 de abril 2021, mediante oficio CNE N° 209, de 24 de marzo de 2021. Las observaciones recibidas fueron analizadas por esta Comisión y se realizaron los cambios pertinentes en los resultados del informe en concordancia con este análisis. El Informe Técnico Definitivo, en su versión posterior a las observaciones, se encuentra publicado en la página web de esta Comisión desde la fecha de su emisión.

Por su parte, de acuerdo lo establecido en los artículos 61, 62 y 63 del Decreto Supremo N° 62 de 2006, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “Decreto Supremo N° 62”, modificado por el Decreto Supremo N° 42, de 2020, y por el Decreto Supremo N° 70, de 2024, ambos del Ministerio de Energía, se debe definir el Margen de Reserva Teórico o mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, en adelante “MRT”, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico a partir del Margen de Potencia correspondiente al cálculo definitivo de transferencias de potencia de cada año.

Como indica el artículo 63° del Decreto Supremo N° 62, de 2006, el MRT se fijará en función de los valores que adopte el Margen de Potencia, que corresponde al cociente entre la suma de las potencias iniciales de las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento de energía, y la demanda de punta de cada sistema o subsistema. En caso de que el Margen de Potencia sea mayor a 1,25, el MRT será igual a 10%. En caso de que el Margen de Potencia sea menor o igual a 1,25 el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$MRT = 15\% - \left[ \frac{\text{Margen de Potencia} - 1}{0,05} \right] \%$$

Cabe señalar que, para el presente informe técnico, los Márgenes de Potencia de los subsistemas considerados en este informe son los informados por el Coordinador a la Comisión el 15 de enero

de 2025, realizados sobre la base del cálculo definitivo de potencia de suficiencia del año 2023 versión 02, en respuesta al Oficio Ordinario N° 09, de 07 de enero de 2025.

Así, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 149° de la Ley, se identifican los siguientes subsistemas para efectos de establecer los respectivos precios básicos de la potencia:

**Subsistema Centro - Norte:**

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas a partir de la subestación Parinacota 220 kV, y al norte de la subestación Ciruelos 220 kV, siendo la subestación básica de potencia Nogales 220 kV. En este subsistema se considera como unidad de punta una turbina diésel de 70 MW. El Margen de Potencia para este subsistema corresponde a:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{18.416,37 \text{ MW}}{10.493,08 \text{ MW}} = 1,76$$

De lo anterior, se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,76, que corresponde a un valor mayor a 1,25, por lo que el MRT del Subsistema Centro - Norte corresponde a un 10%.

**Subsistema Sur:**

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas entre las subestaciones Ciruelos 220 kV y Chiloé 220 kV, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Puerto Montt 220 kV. En este subsistema se considera como unidad de punta una turbina diésel de 70 MW. El Margen de Potencia para este subsistema corresponde a:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{833,34 \text{ MW}}{565,29 \text{ MW}} = 1,47$$

De lo anterior, se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,47, que corresponde a un valor mayor a 1,25, por lo que el MRT del Subsistema Sur corresponde a un 10%.

La definición de los subsistemas de potencia descrita anteriormente se ha realizado en concordancia con el criterio utilizado sistemáticamente por esta Comisión en las sucesivas fijaciones de Precios de Nudo de Corto Plazo. Este criterio dice relación, entre otros, con la constatación de diferencias entre los factores de penalización de potencia respecto de una determinada subestación básica de potencia en cada subsistema. Para lo anterior, se han evaluado dichos factores en condiciones de demanda máxima para los períodos correspondientes al control de punta, de distintas barras del Sistema Eléctrico Nacional, y la comparación de las referidas diferencias con las pérdidas marginales, considerando un margen adicional, para definir la existencia de un subsistema de potencia.

Cabe señalar que esta Comisión permanentemente analiza, desde el punto de vista técnico, la estructura y nivel de los precios de la potencia de suficiencia. En este contexto, actualmente la Comisión se encuentra analizando el adecuado dimensionamiento de la unidad de punta en los distintos subsistemas del SEN, cuya implementación se deberá realizar teniendo a la vista las modificaciones regulatorias en desarrollo y los cambios en las condiciones del sistema eléctrico, y en particular las referentes al proceso de descarbonización. En virtud de lo anterior, esta Comisión ha determinado, para la presente fijación, mantener el dimensionamiento de la unidad de punta en 70 MW para ambos subsistemas.

En virtud de lo señalado en la sección 2.13.1, el Precio Básico de la Potencia de Punta se obtiene, entonces, para los subsistemas señalados, del costo de ampliar la capacidad instalada en turbinas diésel, a partir de la siguiente expresión:

$$P_{bpot} \left[ \frac{\$}{\frac{kW}{mes}} \right] = Dol_i \cdot \{ [(C_{TG} FRC_{TG} + C_{SE} FRC_{SE} + C_{LT} FRC_{LT}) CF + C_{fijo}] (1 + MRT)(1 + FP) \}$$

Donde los valores para cada variable y parámetro son los que se muestran a continuación:

#### Subsistema Centro - Norte

Los valores para cada variable y parámetro para el cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta, considerando una unidad diésel de 70 MW en la subestación Nogales 220 kV, para el subsistema de potencia definido en el Centro - Norte, son los que se muestran a continuación:

**Tabla 29: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta – Subsistema Centro - Norte<sup>22</sup>**

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
<b>C<sub>TG</sub></b> [US\$/kW]	643,27	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
<b>FRC<sub>TG</sub></b>	0,008785	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
<b>C<sub>SE</sub></b> [US\$/kW]	86,715	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
<b>FRC<sub>SE</sub></b>	0,008138	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años.
<b>C<sub>LT</sub></b> [US\$/kW]	13,273	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
<b>FRC<sub>LT</sub></b>	0,008085	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 45 años.
<b>CF</b>	1,048809	Costo financiero.
<b>C<sub>fijo</sub></b> [US\$/kW]	1,200	Costo fijo de operación y mantenimiento.
<b>1 + MRT</b>	1,10	Incremento por Margen de Reserva Teórico.

<sup>22</sup> Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
<b>1 + FP</b>	1,0047	Incremento por factor de pérdidas.
<b>Pbpot</b> [US\$/kW/mes]	8,8191	Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.
<b>Dol<sub>i</sub></b> [\$/US\$]	971,60	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
<b>Pbpot</b> [\$/kW/mes]	8.568,64	Precio Básico de la Potencia en pesos por kW/mes.

### Subsistema Sur

Para el Subsistema Sur los valores para cada variable y parámetro de la expresión de cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta, considerando una unidad diésel de 70 MW en la subestación Puerto Montt 220 kV, son los que se muestran a continuación:

**Tabla 30: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta - Subsistema Sur<sup>23</sup>**

Precio Básico de la Potencia, Puerto Montt 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
<b>C<sub>TG</sub></b> [US\$/kW]	617,45	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
<b>FRC<sub>TG</sub></b>	0,008785	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
<b>C<sub>SE</sub></b> [US\$/kW]	81,997	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
<b>FRC<sub>SE</sub></b>	0,008138	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años.
<b>C<sub>LT</sub></b> [US\$/kW]	8,554	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
<b>FRC<sub>LT</sub></b>	0,008085	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 45 años.
<b>CF</b>	1,048809	Costo financiero.
<b>C<sub>fijo</sub></b> [US\$/kW]	1,033	Costo fijo de operación y mantenimiento.
<b>1 + MRT</b>	1,10	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
<b>1 + FP</b>	1,0043	Incremento por factor de pérdidas.
<b>Pbpot</b> [US\$/kW/mes]	8,2797	Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.
<b>Dol<sub>i</sub></b> [\$/US\$]	971,60	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
<b>Pbpot</b> [\$/kW/mes]	8.044,56	Precio Básico de la Potencia en pesos por kW/mes.

<sup>23</sup> Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

### 3.4 PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA

Los precios de nudo de energía en las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional se determinan de acuerdo con la fórmula señalada en el punto 3.2 del presente informe. Estos precios incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes y descritas en el presente informe.

Los precios de potencia se determinaron aplicando Factores de Penalización respecto del Precio Básico de la Potencia, de los nudos referenciales señalados en el punto 3.3 anterior. Estos factores de penalización se muestran en la Tabla 31. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes descritas en el presente informe.

En la Tabla 31 se muestran los factores de penalización de potencia y los precios de nudo de energía y potencia resultantes en las distintas barras del sistema.

**Tabla 31: Factores de penalización y precios de nudo en el Sistema Eléctrico Nacional**

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
PARINACOTA	220	32,140	1,1335	9.712,55
POZO ALMONTE	220	32,873	1,0933	9.368,09
CONDORES	220	30,962	1,1013	9.436,64
TARAPACA	220	31,585	1,0845	9.292,69
LAGUNAS	220	31,350	1,0765	9.224,14
NUEVA VICTORIA	220	31,228	1,0719	9.184,72
CRUCERO	220	31,142	1,0415	8.924,24
ENCUENTRO	220	31,609	1,0484	8.983,36
CHUQUICAMATA	220	31,784	1,0507	9.003,07
CALAMA	220	32,134	1,0492	8.990,21
EL TESORO	220	31,139	1,0495	8.992,79
ESPERANZA SING	220	31,135	1,0493	8.991,07
ATACAMA	220	30,944	1,0463	8.965,37
EL COBRE	220	29,444	1,0435	8.941,37
LABERINTO	220	28,898	1,0445	8.949,94
O'HIGGINS	220	29,349	1,0522	9.015,92
D. DE ALMAGRO	220	30,280	1,0336	8.856,54
CARRERA PINTO	220	30,014	1,0247	8.780,28
CARDONES	220	29,823	1,0204	8.743,44
MAITENCILLO	220	28,657	0,9892	8.476,10
PUNTA COLORADA	220	28,575	0,9892	8.476,10
PAN DE AZUCAR	220	28,968	1,0017	8.583,20
LOS VILOS	220	28,364	0,9975	8.547,22
NOGALES	220	28,652	1,0000	8.568,64
QUILLOTA	220	27,579	0,9954	8.529,22

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
POLPAICO	220	24,631	0,9915	8.495,80
EL LLANO	220	28,309	0,9954	8.529,22
LOS MAQUIS	220	28,309	0,9980	8.551,50
LAMPA	220	24,856	0,9589	8.216,47
CERRO NAVIA	220	24,115	0,9931	8.509,51
MELIPILLA	220	25,385	0,9891	8.475,24
RAPEL	220	25,038	0,9793	8.391,27
CHENA	220	23,898	0,9911	8.492,38
MAIPO	220	25,909	0,9702	8.313,29
ALTO JAHUEL	220	26,023	0,9701	8.312,44
ITAHUE	220	22,702	0,8577	7.349,32
ANCOA	220	23,358	0,8441	7.232,79
CHARRUA	220	22,813	0,8182	7.010,86
COLBUN	220	23,359	0,8442	7.233,64
CANDELARIA	220	26,291	0,9495	8.135,92
HUALPEN	220	23,782	0,8497	7.280,77
LAGUNILLAS	220	23,839	0,8505	7.287,63
CAUTÍN	220	21,088	0,7476	6.405,91
TEMUCO	220	20,582	0,7492	6.419,62
CIRUELOS	220	17,656	1,0004	8.047,77
VALDIVIA	220	17,696	1,0062	8.094,43
RAHUE	220	18,420	1,0112	8.134,66
PUERTO MONTT	220	17,453	1,0000	8.044,56
MELIPULLI	220	17,454	1,0000	8.044,56
CHILOE	220	18,338	1,0111	8.133,85

### 3.5 REGULACIÓN DE TENSIÓN

Como se mencionó en la sección de desarrollo metodológico, la regulación de tensión es incorporada en la modelación, en el caso de ser efectuada por unidades de generación, mediante el control de la inyección y los retiros de los inversores de centrales ERNC, destinados a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. Lo anterior, a partir de una revisión de los Registros de Instrucciones de Operación (RIO) del periodo mayo 2023 – abril 2024 es posible observar que el control de tensión en el Sistema Eléctrico Nacional es prestado, mediante instrucción directa, mayoritariamente por centrales renovables variables. En dicho periodo: el 79% de las instrucciones correspondió a centrales solares y eólicas, 13% hidráulica y un 8% a centrales térmicas.

En este proceso, se ha modelado el control de tensión en base a inversores de las plantas fotovoltaicas y eólicas, las cuales corresponden a las centrales que han prestado mayormente el

servicio en los últimos años. Dado lo anterior, para representar el CO ERNC, se limitó la potencia disponible de las unidades generadoras conforme a la metodología expuesta en la sección 2.8, lo que significó disponer de márgenes de reserva entre un 1% a un 4% según sea el caso, para inyectar energía reactiva a fin de controlar tensión. Es preciso señalar que las centrales cuyas inyecciones de potencia reactiva significaron reducciones en su capacidad de generación de potencia activa menores a un 1%, fueron agrupadas e incluidas como parte de centrales que presentaban una mayor reducción. Esta agrupación tuvo en cuenta las áreas de control de tensión identificadas por el Coordinador en su informe “Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva 2023”.

Por otro lado, con respecto al REA, se identificó que este es prestado principalmente en la subestación Don Héctor por las centrales conectadas en dicha barra.

En la siguiente tabla, se muestran las centrales y su margen de potencia considerado para el CO ERNC:

**Tabla 32: Márgenes de reserva de las centrales que prestan el Servicio Complementario de Control de Tensión por CO ERNC.**

Central	Margen de reserva
PFV GRANJA SOLAR	1,9%
PFV ATACAMA SOLAR II	4,2%
PFV SOL DEL DESIERTO	3,5%
PFV HUATACONDO	2,4%
PE TCHAMMA	1,7%
PFV BOLERO	1,6%
PFV MALGARIDA	3,5%
PFV EL ROMERO	0,9%
PE SAN GABRIEL	0,9%
PE AURORA	1,2%

A continuación, se muestran la energía modelada como demanda para el caso del REA en la ubicación considerada, que fue la subestación Don Héctor 220 kV:

**Tabla 33: Demanda modelada para la subestación Don Héctor 220kV, en la que se presta el Servicio Complementario de Control de Tensión mediante REA, para cada mes en el horizonte de estudio.**

Mes	REA [MWh]
1	-
2	7
3	60

Mes	REA [MWh]
4	122
5	19
6	13
7	-
8	5
9	-
10	-
11	-
12	-

El detalle de los cálculos realizados para obtener los resultados de las tablas anteriores se dispondrá como Anexo en la respectiva página web de publicación del presente informe.

### 3.6 DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIO DE MERCADO

#### 3.6.1 Determinación Precio Medio Básico

Conforme a lo establecido en el inciso primero del artículo 168° de la Ley, el Precio Medio Básico resulta ser igual a:

**Tabla 34: Precio Medio Básico <sup>24</sup>**

Precio Medio Básico	SEN
Precio Básico Energía [\$/kWh]	24,631
Precio Básico Potencia [\$/kW/mes]	8.495,80
Precio Medio Básico [\$/kWh]	<b>39,547</b>

#### 3.6.2 Determinación de Banda de Precios

Según lo establecido en los números 2, 3 y 4, del artículo 168° de la Ley, para la determinación de la Banda de Precios de Mercado (BPM), se debe determinar la diferencia porcentual ( $\Delta\text{PMB}/\text{PMM}\%$ ) entre el Precio Medio Básico, calculado en el punto anterior, y el Precio Medio de Mercado (PMM) determinado en conformidad a lo establecido en artículo 167° de la Ley. Esta comparación se muestra en la tabla siguiente.

<sup>24</sup> Precio Básicos en nudo Polpaico 220 kV, Factor de Carga del sistema utilizado: 0,7802.

**Tabla 35: Comparación Precio Medio Básico – Precio Medio de Mercado**

Precio Medio Básico	SEN
Precio Medio Básico [\$/kWh]	39,547
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	98,544
$\Delta$ PMB / PMM (%) <sup>25</sup>	<b>-59,90%</b>

El procedimiento para determinar la Banda de Precios de Mercado (BPM) se describe a continuación:

$$BPM = \begin{cases} 5\% ; \text{si } \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% < 30\% \\ \frac{2}{5} \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% - 2\% ; \text{si } 30\% \leq \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% < 80\% \\ 30\% ; \text{si } 80\% \leq \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% \end{cases}$$

De la aplicación del procedimiento descrito anteriormente, el límite inferior de la BPM para la presente fijación resulta igual a **22,0%**<sup>26</sup> en el SEN.

### 3.6.3 Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

De acuerdo a lo dispuesto en el numeral 2) del artículo 167° de la Ley, el Precio Medio Teórico ha sido calculado como el cociente entre la facturación teórica que resulta de valorar los suministros a clientes libres y distribuidoras a los precios de nudo de energía y potencia determinados en el presente informe, incorporando los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional y zonal, conforme a lo señalado en el artículo 115° de la Ley y las disposiciones transitorias de la Ley N° 20.936.

De esta forma, conforme al procedimiento estipulado en el artículo 167° de la Ley, la diferencia porcentual entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico resulta ser igual a:

**Tabla 36: Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado**

Precio Medio Teórico	SEN
Precio Medio Teórico [\$/kWh]	48,294
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	98,544
<b>Diferencia (%)</b> <sup>27</sup>	<b>-50,99%</b>

<sup>25</sup> Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.

<sup>26</sup> Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.

<sup>27</sup> Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.

En el SEN dicha diferencia porcentual es menor al límite inferior de la BPM calculado en el punto anterior. Por lo tanto, según lo señalado en el artículo 168° de la Ley, se procedió a ajustar todos los precios de nudo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite inferior de la BPM.

**Tabla 37: Comparación Precio Medio Teórico Ajustado – Precio Medio de Mercado**

Precio Medio Teórico Ajustado	SEN
Precio Medio Teórico Ajustado [\$/kWh]	76,871
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	98,544
<b>Diferencia (%)</b>	<b>-22,0%</b>

### 3.6.4 Precios de nudo ajustados a Banda de Precios

Con el ajuste de la banda señalado previamente los precios de nudo resultantes se presentan en la Tabla 38.

**Tabla 38: Precios de nudo ajustados a Banda de Precios de Mercado y factores de penalización**

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
PARINACOTA	220	66,337	1,1330	9.712,55
POZO ALMONTE	220	67,850	1,0948	9.368,09
CONDONES	220	63,906	1,1000	9.436,64
TARAPACA	220	65,191	1,0827	9.292,69
LAGUNAS	220	64,706	1,0746	9.224,14
NUEVA VICTORIA	220	64,455	1,0700	9.184,72
CRUCERO	220	64,277	1,0420	8.924,24
ENCUENTRO	220	65,241	1,0462	8.983,36
CHUQUICAMATA	220	65,602	1,0501	9.003,07
CALAMA	220	66,325	1,0503	8.990,21
EL TESORO	220	64,271	1,0628	8.992,79
ESPERANZA SING	220	64,263	1,0626	8.991,07
ATACAMA	220	63,868	1,0164	8.965,37
EL COBRE	220	60,772	1,0556	8.941,37
LABERINTO	220	59,645	1,0546	8.949,94
O'HIGGINS	220	60,576	1,0473	9.015,92
D. DE ALMAGRO	220	62,498	1,0302	8.856,54
CARRERA PINTO	220	61,949	1,0216	8.780,28
CARDONES	220	61,555	1,0177	8.743,44
MAITENCILLO	220	59,148	0,9894	8.476,10
PUNTA COLORADA	220	58,979	0,9891	8.476,10
PAN DE AZUCAR	220	59,790	1,0011	8.583,20
LOS VILOS	220	58,543	0,9997	8.547,22
NOGALES	220	59,138	1,0000	8.568,64

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
QUILLOTA	220	56,923	0,9982	8.529,22
POLPAICO	220	50,838	0,9903	8.495,80
EL LLANO	220	58,430	0,9950	8.529,22
LOS MAQUIS	220	58,430	0,9975	8.551,50
LAMPA	220	51,303	0,9801	8.216,47
CERRO NAVIA	220	49,773	0,9915	8.509,51
MELIPILLA	220	52,395	0,9910	8.475,24
RAPEL	220	51,678	0,9803	8.391,27
CHENA	220	49,325	0,9894	8.492,38
MAIPO	220	53,476	0,9719	8.313,29
ALTO JAHUEL	220	53,711	0,9721	8.312,44
ITAHUE	220	46,857	0,8609	7.349,32
ANCOA	220	48,211	0,8474	7.232,79
CHARRUA	220	47,086	0,8201	7.010,86
COLBUN	220	48,213	0,8475	7.233,64
CANDELARIA	220	54,265	0,9500	8.135,92
HUALPEN	220	49,086	0,8546	7.280,77
LAGUNILLAS	220	49,204	0,8565	7.287,63
CAUTÍN	220	43,526	0,7491	6.405,91
TEMUCO	220	42,481	0,7506	6.419,62
CIRUELOS	220	36,442	0,9979	8.047,77
VALDIVIA	220	36,525	1,0045	8.094,43
RAHUE	220	38,019	1,0053	8.134,66
PUERTO MONTT	220	36,023	1,0000	8.044,56
MELIPULLI	220	36,025	1,0000	8.044,56
CHILOE	220	37,850	1,0104	8.133,85

### 3.7 CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA

#### 3.7.1 Indexación cargos por energía reactiva

Los cargos por energía reactiva de la actual fijación han sido calculados considerando la variación del tipo de cambio, dólar observado promedio y la variación del valor real del dólar en adquisición de maquinaria eléctrica, PPI Commodities USA, considerando los desfases temporales que permiten contar con las versiones definitivas de dichos indexadores, de acuerdo con lo indicado en la Tabla 39.

**Tabla 39: Indexadores Cargos por Energía Reactiva**

Indexador	Fuente	Índice Base		Índice Fijación	
		Valor	Fecha	Valor	Fecha
Dólar observado mensual	Banco Central	917,88	May-24	971,60	Nov-24
PPI Commodities	Bureau of Labor Statistics	213,99	Dic-23	217,68	Jun-24

#### 3.7.2 Condiciones de aplicación

Los cargos para los diferentes rangos de tensión se muestran en la Tabla 40 y Tabla 41. Estos valores se aplicarán en cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora o de otra empresa distribuidora de servicio público, horariamente, conforme al siguiente procedimiento:

1. Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
2. Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y la energía activa.
3. Conforme al cociente anterior, y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en la Tabla 40 y Tabla 41 para cada una de las horas del periodo comprendido entre las 08:00 y 24:00 hrs.
4. Se exceptúa la aplicación de los siguientes cargos sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingo o festivos.

El mecanismo de aplicación de los cargos señalados en la Tabla 40 y Tabla 41 será detallado en el Decreto de Precios de Nudo respectivo.

En aquellos casos en que existan puntos de compra con mediciones que incluyan inyecciones o consumos de energía activa o reactiva, distintos a los reconocidos por la empresa distribuidora consumidora, el Coordinador deberá realizar un balance horario que permita identificar el consumo

de energía activa y reactiva, al cual se deben aplicar los recargos presentados en las siguientes tablas, según corresponda.

**Tabla 40: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra SEN-SIC**

Cociente [%]	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/kVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/kVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/kVArh
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	12,772	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	22,998	22,998	0,000
Sobre 40 y hasta 50	22,998	22,998	22,998
Sobre 50 y hasta 80	30,649	30,649	30,649
Sobre 80	38,293	38,293	38,293

**Tabla 41: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra SEN-SING**

Cociente [%]	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/kVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/kVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/kVArh
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	12,666	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	22,804	22,804	0,000
Sobre 40 y hasta 50	22,804	22,804	22,804
Sobre 50 y hasta 80	30,388	30,388	30,388
Sobre 80	37,969	37,969	37,969

### 3.8 COSTO DE RACIONAMIENTO

Sobre la base del Informe Técnico Final “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, aprobado mediante Resolución Exenta de la Comisión N° 234, de 21 de julio de 2021, complementado por la Resolución Exenta N° 153, de 19 de abril de 2023, que Aprueba Adenda Informe Técnico “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SMMM” y por la Resolución Exenta N° 314, de 25 de julio de 2023, que Aprueba Adenda N°2 Informe Técnico “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, los diferentes valores utilizados según los niveles de déficit de suministro y el valor único representativo del costo de racionamiento establecido en el artículo 30° del Reglamento de Precio de Nudo, son los que se presentan a continuación:

**Tabla 42: Costo de falla según su profundidad SEN**

Profundidad de Falla	[\$/kWh]	[US\$/MWh]
0-5%	425,57	438,01
5-10%	466,10	479,73
10-20%	555,64	571,88
Sobre 20%	632,15	650,62

A partir de lo anterior, y del resultado de la modelación, el valor único representativo, denominado Costo de Racionamiento, resulta igual a:

**SEN: 438,01 [US\$/MWh]**

Este valor único representativo, se obtiene de calcular un precio de nudo de falla, definido como la valoración a costo marginal de falla, de la energía de falla esperada para todas las barras del sistema, dentro del horizonte de cálculo de precio de nudo.

Este valor único representa el costo por megawatt-hora, en que incurrirían en promedio los usuarios al no disponer de energía frente a un escenario de racionamiento.

### **3.9 COMPONENTE DE ENERGÍA DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 135° QUINQUIES DE LA LEY Y EN EL ARTÍCULO 5° DEL DECRETO SUPREMO N° 31**

Para efectos de establecer el valor máximo de las ofertas en caso de eventuales licitaciones excepcionales de corto plazo a que se refiere el artículo 135° quinquies de la Ley, establecer la compensación por indisponibilidad de suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios, según lo señalado en el artículo 5° del Decreto Supremo N° 31 del Ministerio de Energía, de 2017, que aprueba reglamento para la determinación y pago de las compensaciones por indisponibilidad de suministro eléctrico y para cualquier otro efecto a que haya lugar según la normativa aplicable, la componente de energía del Precio Medio de Mercado para el SEN corresponde a 86,072 [US\$/MWh], la que resulta de considerar un Precio Medio de Mercado de 101,424 [US\$/MWh] descontando la componente de potencia, variabilizada en energía, de 15,352 [US\$/MWh], de la barra Polpaico 220 [kV], definida en el presente informe técnico como referencia para los efectos señalados.

### 3.10 FACTORES DE MODULACIÓN

Los factores de modulación se calculan para efectos de determinar los precios en los puntos de compra resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 133° inciso cuarto de la Ley, y para efectos de la comparación de los precios promedio de energía que se deban traspasar a los clientes finales de conformidad al artículo 157° de la Ley.

Para esto, se han considerado los costos marginales esperados y energías mensuales, tanto en la barra de referencia para el cálculo de los Factores de Modulación (Polpaico 220 kV), como en las barras para las cuales se han calculado dichos factores. De esta forma, considerando los primeros 24 meses de operación contados a partir del 1 de abril de 2025, y de acuerdo con la fórmula de cálculo para los precios básicos de energía señalada en la sección 3.2, los factores de modulación de energía se determinaron como:

$$\text{Factor de Modulación}_{\text{NUDO BÁSICO CALCULADO}} = \frac{\frac{\sum_{i=1}^{24} \frac{\text{CMg}_{\text{NCalculado},i} E_{\text{NCalculado},i}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_{i=1}^{24} \frac{E_{\text{NCalculado},i}}{(1+r)^{i-1}}}}{\frac{\sum_{i=1}^{24} \frac{\text{CMg}_{\text{Polpaico220},i} E_{\text{Polpaico220},i}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_{i=1}^{24} \frac{E_{\text{Polpaico220},i}}{(1+r)^{i-1}}}}$$

$N_{\text{Calculado}}$  : Nudo del sistema respectivo, para el cálculo de los factores de modulación.

$\text{CMg}_{\text{NCalculado},i}$  : Costo marginal mensual en el mes  $i$  en el nivel de tensión y la subestación respectiva.

$E_{\text{NCalculado},i}$  : Energía mensual en el mes  $i$  asociada a la subestación respectiva.

$\text{CMg}_{\text{Polpaico220},i}$  : Costo marginal mensual en el mes  $i$  en la barra Polpaico 220 kV.

$E_{\text{Polpaico220},i}$  : Energía mensual en el mes  $i$  asociada a la barra Polpaico 220 kV.

$i$  : Mes  $i$ -ésimo.

$r$  : Tasa de descuento mensual, equivalente a 10% real anual.

Por su parte, con respecto a los factores de modulación de potencia, para su cálculo se determinaron precios de la potencia para cada una de las barras mencionadas en el inciso anterior, considerando para ello, los primeros 24 meses de operación contados a partir del 1 de abril de 2025. Esto, de forma similar a las metodologías presentadas en las secciones 3.3 y 3.4 del presente informe.

Conforme a lo expuesto, en la siguiente tabla, se presentan los factores de modulación.

**Tabla 43: Factores de Modulación**

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
PARINACOTA	220	1,1573	1,3159
POZO ALMONTE	220	1,1153	1,3469

Subestación	Tensión	Factores de Modulación	
	[kV]	Potencia	Energía
CONDORES	220	1,1254	1,2660
TARAPACA	220	1,1094	1,2981
LAGUNAS	220	1,1006	1,2883
NUEVA VICTORIA	220	1,0945	1,2817
FRONTERA	220	1,0688	1,2898
MARIA ELENA	220	1,0531	1,2584
CRUCERO	220	1,0483	1,2654
ENCUENTRO	220	1,0562	1,2800
SALAR	220	1,0573	1,2372
CHUQUICAMATA	220	1,0570	1,2865
CALAMA	220	1,0563	1,2978
EL TESORO	220	1,0528	1,2566
ESPERANZA SING	220	1,0527	1,2565
ATACAMA	220	1,0514	1,2510
EL COBRE	220	1,0444	1,1806
LABERINTO	220	1,0464	1,1560
O'HIGGINS	220	1,0548	1,1820
D. DE ALMAGRO	220	1,0371	1,2241
CARRERA PINTO	220	1,0278	1,2129
SAN ANDRES	220	1,0256	1,2091
CARDONES	220	1,0238	1,2053
MAITENCILLO	220	0,9945	1,1600
PUNTA COLORADA	220	0,9949	1,1568
PAN DE AZUCAR	220	1,0069	1,1725
DON GOYO	220	1,0002	1,1611
LA CEBADA	220	0,9947	1,1506
LAS PALMAS	220	1,0010	1,1527
LOS VILOS	220	1,0061	1,1467
NOGALES	220	1,0086	1,1646
QUILLOTA	220	1,0039	1,1153
POLPAICO	500	0,9954	1,1231
POLPAICO	220	1,0000	1,0000
EL LLANO	220	1,0032	1,1459
LOS MAQUIS	220	1,0063	1,1464
LAMPA	220	0,9602	1,0054
CERRO NAVIA	220	1,0020	0,9789
MELIPILLA	220	0,9979	1,0217
RAPEL	220	0,9883	1,0079
CHENA	220	1,0007	0,9714
MAIPO	220	0,9806	1,0477
EL RODEO	220	0,9831	1,0585
PAINE	154	0,9715	1,0757
ALTO JAHUEL	500	0,9852	1,0581
ALTO JAHUEL	220	0,9806	1,0560
RANCAGUA	154	0,9690	1,0848

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
PUNTA CORTES	154	0,9619	1,0681
TILCOCO	154	0,9491	1,0512
SAN FERNANDO	154	0,9286	0,9742
TENO	154	0,9113	0,9734
ITAHUE	220	0,8837	0,9200
ITAHUE	154	0,8855	0,9229
ANCOA	500	0,8585	0,9415
ANCOA	220	0,8688	0,9491
CHARRUA	500	0,8465	0,9301
CHARRUA	220	0,8413	0,9257
COLBUN	220	0,8689	0,9492
CANDELARIA	220	0,9619	1,0686
HUALPEN	220	0,8603	0,9548
LAGUNILLAS	220	0,8563	0,9535
EL ROSAL	220	0,8211	0,9115
DUQUECO	220	0,7924	0,7961
CAUTÍN	220	0,7513	0,8460
TEMUCO	220	0,7539	0,8281
CIRUELOS	220	0,9542	0,7026
VALDIVIA	220	0,9554	0,7012
RAHUE	220	0,9542	0,7243
PUERTO MONTT	220	0,9469	0,6875
MELIPULLI	220	0,9469	0,6875
CHILOE	220	0,9548	0,7178

**Artículo Segundo:** Publíquese la presente resolución exenta en forma íntegra en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

**Anótese y Archívese.**

SECRETARIO EJECUTIVO (S)  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

**DZO/LZG/PMP/ERQ/JGA/RQM/mhs**

**DISTRIBUCIÓN:**

- Ministerio de Energía
- Coordinador Eléctrico Nacional
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Depto. Jurídico CNE
- Depto. Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE